



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
IX kadencja
Prezes Rady Ministrów
RM-10-99-20

Druk nr 808
Warszawa, 3 grudnia 2020 r.

Pani
Elżbieta Witek
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowna Pani Marszałek

Na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej przedstawiam Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej projekt ustawy

- o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

Projekt ma na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej.

W załączeniu przedstawiam także opinię dotyczącą zgodności proponowanych regulacji z prawem Unii Europejskiej.

Jednocześnie informuję, że do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Klimatu i Środowiska.

Z poważaniem

Mateusz Morawiecki

/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

U S T A W A

z dnia

o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw^{1), 2)}

Art. 1. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 1086, 1378 i 1565) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 1 po ust. 2a dodaje się ust. 2b w brzmieniu:

„2b. Ustawa określa także zasady funkcjonowania systemu pomiarowego oraz centralnego systemu informacji rynku energii.”;

2) w art. 3:

¹⁾ Niniejsza ustawa:

1) w zakresie swojej regulacji wdraża:

- a) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 94, Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 117 z 03.05.2019, str. 1),
- b) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125);

2) służy stosowaniu:

- a) rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 326 z 08.12.2011, str. 1),
- b) rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 36, Dz. Urz. UE L 229 z 01.09.2009, str. 29, Dz. Urz. UE L 309 z 24.11.2009, str. 87, Dz. Urz. UE L 115 z 25.04.2013, str. 39 oraz Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1),
- c) rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. Urz. UE L 91 z 27.03.2014, str. 15),
- d) rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21 oraz Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15),
- e) rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. Urz. UE L 280 z 28.10.2017, str. 1).

²⁾ Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, ustawę z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, ustawę z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, ustawę z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym, ustawę z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw, ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, ustawę z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji i ustawę z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw.

- a) po pkt 7 dodaje się pkt 7a w brzmieniu:
„7a) proces rynku energii – sekwencję działań realizowanych przez co najmniej dwa podmioty będące użytkownikiem systemu elektroenergetycznego lub operatorem informacji rynku energii, na podstawie których następuje sprzedaż energii elektrycznej, jej wprowadzenie do sieci lub pobór lub świadczenie usług związanych z energią elektryczną;”,
- b) pkt 10k otrzymuje brzmienie:
„10k) magazyn energii elektrycznej – instalację umożliwiającą magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej;”,
- c) pkt 11c otrzymuje brzmienie:
„11c) sieć gazociągów kopalnianych (złożowych, kolektorowych i ekspedycyjnych) – gazociąg lub sieć gazociągów:
 - a) zbudowanych i eksploatowanych w ramach przedsięwzięcia polegającego na wydobywaniu ropy naftowej lub gazu ziemnego ze złóż, lub
 - b) wykorzystywanych do transportu gazu ziemnego z jednego lub z większej liczby miejsc jego wydobywania do zakładu oczyszczania i obróbki lub do terminalu albo wykorzystywanych do transportu gazu ziemnego do końcowego przeładunkowego terminalu przybrzeżnego;”,
- d) pkt 11i otrzymuje brzmienie:
„11i) instalacja zarządzania popytem – jednostkę fizyczną redukcji zapotrzebowania, o której mowa w art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz ...);”,
- e) pkt 12 otrzymuje brzmienie:
„12) przedsiębiorstwo energetyczne – podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie:
 - a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub
 - b) przesyłania dwutlenku węgla, lub
 - c) przeładunku paliw ciekłych;”,
- f) w pkt 12a w lit. a:
 - tiret czwarte otrzymuje brzmienie:
„– skraplaniem, lub”,

- po tiret czwartym dodaje się tiret piąte w brzmieniu:
„– regazyfikacją”,
- g) pkt 13a otrzymuje brzmienie:
„13a) odbiorca końcowy – odbiorcę dokonującego zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz paliw gazowych zakupionych w celu ich zużycia na potrzeby przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;”,
- h) po pkt 28a dodaje się pkt 28b w brzmieniu:
„28b) wyznaczony operator rynku energii elektrycznej – podmiot wyznaczony na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego lub dnia bieżącego w rozumieniu art. 2 pkt 23 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.³⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2015/1222”, lub podmiot oferujący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej usługi związane z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego, będący wyznaczonym na operatora rynku energii elektrycznej w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji, w stosunku do którego nie stwierdzono podstaw do odrzucenia tych usług zgodnie z tym rozporządzeniem;”,
- i) pkt 54 otrzymuje brzmienie:
„54) uczestnik rynku – osobę fizyczną, osobę prawną oraz jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej, której ustawa przyznaje zdolność prawną, zawierającą transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii elektrycznej lub paliw gazowych w

³⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21 oraz Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15.

rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii;”,

j) pkt 59 otrzymuje brzmienie:

„59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną;”,

k) w pkt 60 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 61–75 w brzmieniu:

„61) dane pomiarowe – dane pozyskiwane lub wyznaczane dla punktu pomiarowego;

62) informacje rynku energii – informacje dotyczące punktu pomiarowego, dane pomiarowe, informacje o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu oraz inne informacje niezbędne do dostarczania energii elektrycznej;

63) układ pomiarowo-rozliczeniowy – urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła i rozliczeń za tę energię, paliwa gazowe lub ciepło, w szczególności gazomierze, ciepłomierze oraz liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi;

64) licznik zdalnego odczytu – przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2020 r. poz. 140, 285, 568 i 1086 oraz ...), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu;

65) licznik konwencjonalny – przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu;

- 66) punkt pomiarowy – miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej;
- 67) punkt poboru energii – punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy;
- 68) system zdalnego odczytu – system informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu;
- 69) centralny system informacji rynku energii – system informacyjny służący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego;
- 70) system pomiarowy – system zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do centralnego systemu informacji rynku energii;
- 71) system informacyjny – system informacyjny w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2020 r. poz. 1369);
- 72) operator informacji rynku energii – podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej;
- 73) jednostkowe dane pomiarowe – dane pomiarowe dotyczące pomiarów dla pojedynczego punktu pomiarowego, dla których jest możliwe ich przypisanie do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego;
- 74) zagregowane dane pomiarowe – dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego;

75) operator ogólnodostępnej stacji ładowania – operatora ogólnodostępnej stacji ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych.”;

3) w art. 4h:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwo energetyczne wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo może wystąpić do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o czasowe zwolnienie z obowiązków określonych w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 oraz art. 4e ust. 1 lub ograniczenie tych obowiązków, jeżeli świadczenie tych usług może spowodować dla przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo trudności ekonomiczne związane z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów przewidujących obowiązek zapłaty za określoną ilość gazu ziemnego, niezależnie od ilości pobranego gazu, lub gdy świadczenie tych usług uniemożliwia wywiązanie się przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo z obowiązków w zakresie ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska.”,

b) uchyla się ust. 2,

c) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na podstawie uzasadnionego wniosku, o którym mowa w ust. 1, może, w drodze decyzji, czasowo zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub transportem gazu ziemnego, magazynowaniem, skraplaniem lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego z nałożonych na nie obowiązków, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 oraz art. 4e ust. 1, lub ograniczyć te obowiązki.”,

d) po ust. 3 dodaje się ust. 3a i 3b w brzmieniu:

„3a. Przedsiębiorstwo energetyczne wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo może odmówić świadczenia usługi przesyłania, dystrybucji lub transportu gazu ziemnego, usługi magazynowania lub usługi skraplania gazu ziemnego określonych w ust. 1, po uzyskaniu prawomocnej decyzji, o której mowa w ust. 3, z zastrzeżeniem ust. 3b.

3b. Przedsiębiorstwo energetyczne wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, prowadzące działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych przy wykorzystaniu sieci gazowej zasilanej wyłącznie ze źródeł lokalnych i niepołączonej z innymi sieciami gazowymi, może w zakresie

takiej sieci odmówić świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych przed złożeniem wniosku, o którym mowa w ust. 1, i uzyskaniem prawomocnej decyzji, o której mowa w ust. 3, pod warunkiem niezwłocznego wystąpienia do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o czasowe zwolnienie z obowiązku, o którym mowa w art. 4 ust. 2, podając uzasadnienie odmowy.”,

e) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po uwzględnieniu wniosku przedsiębiorstwa energetycznego niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o zajęтым stanowisku do wniosku, o którym mowa w ust. 1, przekazując wraz z tym powiadomieniem informację dotyczącą zajętego stanowiska.”;

4) po art. 4i dodaje się art. 4ia w brzmieniu:

„Art. 4ia. 1. W przypadku zamiaru zmiany przeznaczenia gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych na sieć dystrybucyjną gazową właściciel tego gazociągu lub tej sieci gazociągów informuje niezwłocznie o tym zamiarze Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz odbiorcę przyłączonego do tego gazociągu lub tej sieci gazociągów.

2. Właściciel gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 1, z wyłączeniem przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 lub 4, przed rozpoczęciem dostarczania paliw gazowych do odbiorcy paliw gazowych:

- 1) zawiera umowę, na mocy której przekazuje tytuł prawny do tego gazociągu lub tej sieci gazociągów:
 - a) operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo, w skład którego wchodzi również ten właściciel gazociągu lub sieci gazociągów, lub
 - b) operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego, z którego siecią gazociąg ten lub sieć gazociągów są bezpośrednio połączone;
- 2) przekazuje operatorowi, o którym mowa w pkt 1, informacje o tym gazociągu lub tej sieci gazociągów oraz charakterystyce poboru paliw gazowych, w szczególności informacje o:
 - a) odbiorcach końcowych przyłączonych do tego gazociągu lub tej sieci gazociągów oraz ich charakterystyce poboru paliw gazowych,

- b) łącznym poborze przyłączonych odbiorców w okresie ostatnich 5 lat lub w całym okresie eksploatacji tego gazociągu lub tej sieci gazociągów, jeżeli okres ten jest krótszy niż 5 lat,
- c) dokumentacji umów przyłączeniowych, wskazujących na miejsce rozdziału własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji odbiorcy końcowego oraz własności układów pomiarowo-rozliczeniowych,
- d) parametrach jakościowych transportowanych paliw gazowych lub gazu ziemnego oraz o dokumentach potwierdzających akceptację tych parametrów przez odbiorców,
- e) dokumentacji związanej z procesem budowlanym i eksploatacją tego gazociągu lub tej sieci gazociągów.

3. W przypadku gdy decyzja o udzieleniu koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych wymaga zmiany, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, lub przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 lub 4, składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosek o zmianę koncesji na dystrybucję paliw gazowych, przed zmianą przeznaczenia gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych, jednak nie później niż w terminie 1 miesiąca od dnia zawarcia umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1.

4. W przypadku gdy decyzja o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego gazowego wymaga zmiany, właściciel gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 1, składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosek o wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego gazowego na jego sieci, przed zmianą przeznaczenia gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych, jednak nie później niż w terminie 1 miesiąca od dnia:

- 1) wydania decyzji w sprawie zmiany koncesji, o której mowa w ust. 3;
- 2) zawarcia umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1 – jeżeli decyzja o zmianie koncesji nie jest wymagana.

5. Jeżeli odbiorca końcowy, do którego paliwa gazowe dostarczane były z pominięciem systemu gazowego bezpośrednio gazociągiem lub siecią gazociągów, o których mowa w ust. 1, nie zgłosił operatorowi lub przedsiębiorstwu, o którym mowa w ust. 3, informacji o zawarciu umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży paliw gazowych ze sprzedawcą innym niż dotychczasowy, operator lub przedsiębiorstwo, o

których mowa w ust. 3, zawiera niezwłocznie, w imieniu i na rzecz tego odbiorcy umowę kompleksową z:

- 1) dotychczasowym sprzedawcą lub
- 2) w przypadku, w którym dotychczasowym sprzedawcą było przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 49b ust. 1, a odbiorca odebrał w roku poprzednim paliwa gazowe w ilości nie większej niż określona w art. 5b¹ ust. 1 lub 8 – z przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, do którego wniesiono wkład niepieniężny, o którym mowa w art. 5b¹ ust. 1.

6. Umowa kompleksowa, o której mowa w ust. 5, zawierana jest na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia uprawomocnienia się decyzji o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego gazowego dla gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 1, lub w przypadku braku konieczności uzyskania koncesji – od dnia ustalonego zgodnie z zasadami ustalonymi w ust. 4 pkt 1 i 2.

7. Umowa z dotychczasowym sprzedawcą wygasa z dniem poprzedzającym uprawomocnienie decyzji o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego gazowego wydanej na wniosek, o którym mowa w ust. 4.”;

5) w art. 4j:

a) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu:

„4a. W przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego, nowy sprzedawca informuje poprzedniego sprzedawcę i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej o dniu rozpoczęcia przez niego sprzedaży tych paliw lub energii.”,

b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani umożliwić zmianę sprzedawcy odbiorcy:

- 1) paliw gazowych, nie później niż w terminie 21 dni,
- 2) energii elektrycznej, nie później niż w terminie 7 dni

– od dnia poinformowania właściwego operatora o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą.”,

c) w ust. 7 zdanie drugie otrzymuje brzmienie:

„Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu dystrybucyjnego gazowego przekazują nieodpłatnie dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy paliw

gazowych dane dotyczące ilości zużytych paliw gazowych przez odbiorcę końcowego, w terminie umożliwiającym dotychczasowemu sprzedawcy tych paliw dokonanie rozliczeń z odbiorcą końcowym paliw gazowych.”;

- 6) po art. 4j dodaje się art. 4k w brzmieniu:

„Art. 4k. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w tym operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu przesyłowego lub sprzedawca, prowadzi rozliczenia za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii.

2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe.”;

- 7) w art. 5:

- a) po ust. 4b dodaje się ust. 4c w brzmieniu:

„4c. Umowa sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowa kompleksowa dotycząca dostarczania tych paliw lub energii nie może być zawarta z odbiorcą końcowym w gospodarstwie domowym poza lokalem przedsiębiorstwa w rozumieniu ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta (Dz. U. z 2020 r. poz. 287). Umowa, o której mowa w zdaniu pierwszym, zawarta poza lokalem przedsiębiorstwa jest nieważna.”,

- b) w ust. 6e zdanie pierwsze otrzymuje brzmienie:

„Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarcza odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym kopię aktualnego zbioru praw konsumenta odpowiednio energii elektrycznej lub paliw gazowych oraz zamieszcza ją na swojej stronie internetowej wraz z informacją o aktualnym stanie prawnym.”,

- c) po ust. 6f dodaje się ust. 6g w brzmieniu:

„6g. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki aktualizuje zbiór praw konsumenta energii w oparciu o aktualny stan prawny. Przepis ust. 6f stosuje się odpowiednio.”;

- 8) w art. 5aa w ust. 4 po wyrazach „oferty sprzedaży rezerwowej” dodaje się wyrazy „oraz informacją o obszarze, na którym dany sprzedawca oferuje sprzedaż rezerwową”;

- 9) po art. 5g dodaje się art. 5h w brzmieniu:

„Art. 5h. 1. Rozliczanie dostarczanej energii elektrycznej, w przypadku jej zwrotu do sieci dystrybucyjnej albo sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej w

następstwie hamowania pojazdu kolejowego, tramwaju oraz trolejbusa, następuje na podstawie różnicy ilości energii elektrycznej pobranej i zwróconej przez danego odbiorcę, ustalonej w oparciu o rzeczywiste wskazania urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.

2. Rozliczanie strat energii elektrycznej powstałych w sieci dystrybucyjnej oraz w sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej podczas dostarczania lub zwrotu tej energii następuje na podstawie umowy.”;

10) w art. 6a:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. W przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, lub rozwiązać umowę sprzedaży tych paliw lub energii albo umowę kompleksową.”,

b) dodaje się ust. 4–6 w brzmieniu:

„4. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym może wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci jest przyłączony, o zainstalowanie za odpłatnością przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego.

5. W przypadku, o którym mowa w ust. 4, operator systemu dystrybucyjnego instaluje przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy w terminie 60 dni.

6. Realizacja obowiązku, o którym mowa w ust. 5, może nastąpić przez instalację licznika zdalnego odczytu, o którym mowa w art. 11t ust. 12.”;

11) w art. 6b:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za usługi świadczone związane z dostarczaniem paliw gazowych lub energii, powiadamia na piśmie odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym lub odbiorcę paliw gazowych wykorzystującego te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli odbiorca ten nie ureguje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia. Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu, o którym

mowa w zdaniu pierwszym, informuje również, że wznowienie dostarczania energii elektrycznej może nastąpić pod nieobecność odbiorcy w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia odbiorcy. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy powinny być przygotowane przez odbiorcę w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, zgodną z odrębnymi przepisami.”,

b) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu:

„4a. Odbiorca paliw gazowych wykorzystujący te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła, któremu przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wstrzyma dostarczanie paliw gazowych, powiadamia na piśmie swoich odbiorców energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwach domowych o terminie wstrzymania dostarczania paliw gazowych i jego przyczynie oraz o okresie, w którym nastąpi przerwa w dostawie produkowanej przez niego energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli wstrzymanie dostarczania paliw gazowych nastąpiło z powodu, o którym mowa w:

- 1) ust. 1 lub 4 – najpóźniej w dniu wstrzymania dostarczania tych paliw gazowych;
- 2) ust. 2 – niezwłocznie po otrzymaniu powiadomienia o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, o którym mowa w ust. 3.”;

12) w art. 7:

a) po ust. 2a dodaje się ust. 2b–2d w brzmieniu:

„2b. Umowa o przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej, oprócz postanowień wskazanych w ust. 2, powinna zawierać również postanowienia określające parametry magazynu energii elektrycznej, w szczególności łączną moc zainstalowaną elektryczną magazynu energii elektrycznej wyrażoną w kW, pojemność nominalną wyrażoną w kWh i sprawność magazynu energii elektrycznej.

2c. Sprawność magazynu energii elektrycznej rozumie się jako stosunek energii elektrycznej wyprowadzonej z magazynu energii elektrycznej do energii elektrycznej wprowadzonej do tego magazynu, wyrażony w procentach, w ramach jednego pełnego cyklu pracy magazynu energii elektrycznej, przy wykorzystaniu nominalnej pojemności tego magazynu oraz ładowania i rozładowywania go mocą nominalną.

2d. Umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego do sieci elektroenergetycznej, w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej będzie stanowił część tej jednostki lub instalacji, powinna zawierać postanowienia określone w ust. 2 i 2b.”,

b) po ust. 3b dodaje się ust. 3c–3e w brzmieniu:

„3c. Wniosek o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej, oprócz informacji, o których mowa w ust. 3b, powinien zawierać również informacje określające parametry magazynu energii elektrycznej, w szczególności łączną moc zainstalowaną elektryczną magazynu energii elektrycznej wyrażoną w kW, pojemność nominalną wyrażoną w kWh i sprawność magazynu energii elektrycznej.

3d. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego, w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej będzie stanowił część tej jednostki wytwórczej lub instalacji, powinien zawierać informacje, o których mowa w ust. 3b i 3c.

3e. W przypadkach, o których mowa w ust. 3c i 3d, do wniosku o określenie warunków przyłączenia podmiot dołącza dodatkowo dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku.”,

c) w ust. 8:

- uchyla się pkt 5,
- dodaje się pkt 6 w brzmieniu:

„6) za przyłączenie magazynu energii elektrycznej opłatę ustala się na podstawie jednej drugiej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.”,

d) ust. 8a otrzymuje brzmienie:

„8a. Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, zwaną dalej „zaliczką”, w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia, z zastrzeżeniem ust. 8b.”,

e) ust. 8e otrzymuje brzmienie:

„8e. W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem:

- 1) przyłączanej jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW lub
- 2) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub
- 3) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub
- 4) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub
- 5) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW.”,

f) w ust. 8g pkt 3 i 4 otrzymują brzmienie:

- „3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło ani w magazyn energii elektrycznej;
- 4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej – dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV wyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej;”,

g) ust. 8g¹ otrzymuje brzmienie:

„8g¹. W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy określone w ust. 8g liczone są od dnia wniesienia zaliczki.”;

13) w art. 7a ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, udzielanej w drodze decyzji, wymaga:

- 1) budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej – przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego;
 - 2) zmiana przeznaczenia sieci gazociągów kopalnianych na gazociąg bezpośredni – przed rozpoczęciem dostarczania paliw gazowych do odbiorcy.”;
- 14) w art. 9c:
- a) w ust. 1:
 - uchyla się pkt 2,
 - po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu:
„2a) zapobieganie powstawaniu ograniczeń w systemie gazowym, zarządzanie nimi i ich eliminowanie oraz świadczenie usług w sposób zapewniający maksymalne wykorzystanie zdolności systemu gazowego;”
 - w pkt 4 wyrazy „zapewnienie długoterminowej” zastępuje się wyrazami: „długoterminowe planowanie rozwoju”,
 - uchyla się pkt 6,
 - uchyla się pkt 9,
 - b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a–1d w brzmieniu:
„1a. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego w zakresie systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, oprócz obowiązków, o których mowa w ust. 1, jest odpowiedzialny za:
 - 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości;
 - 2) bilansowanie systemu przesyłowego gazowego oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania paliw gazowych dostarczanych i pobieranych z systemu przesyłowego gazowego, w tym:
 - a) dostarczanie użytkownikom tego systemu danych dotyczących realizacji przez nich usług w zakresie niezbędnym do wykonywania ich obowiązków wynikających z instrukcji, o której mowa w art. 9g,
 - b) zapewnienie użytkownikom tego systemu mechanizmów umożliwiających podejmowanie działań zaradczych w celu uniknięcia

niebilansowania paliw gazowych dostarczonych i odebranych z systemu gazowego,

- c) podawanie do wiadomości publicznej informacji o działaniach podjętych w celu bilansowania systemu gazowego, a także o poniesionych w związku z tym kosztach i przychodach;
- 3) zarządzanie ograniczeniami systemowymi w systemie przesyłowym gazowym;
- 4) dysponowanie mocą instalacji magazynowych i instalacji skroplonego gazu ziemnego w przypadkach określonych w ustawie o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.

1b. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub systemu połączonego gazowego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, oprócz obowiązków, o których mowa w ust. 1, jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości;
- 2) bilansowanie systemu dystrybucyjnego gazowego, z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń wynikających z niebilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu gazowego;
- 3) zarządzanie ograniczeniami systemowymi w systemie dystrybucyjnym;
- 4) zakup paliw gazowych w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji paliw gazowych tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tego paliwa;
- 5) zapewnienie warunków dla realizacji umów sprzedaży paliw gazowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci przez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych, zapewniającej

efektywną współpracę z innymi operatorami systemów i przedsiębiorstwami energetycznymi,

- b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie wybranemu przez odbiorcę sprzedawcy paliw gazowych oraz operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemu połączonego danych pomiarowych w zakresie pobranego przez odbiorcę paliwa gazowego, w formie uzgodnionej pomiędzy użytkownikami tego systemu,
- c) w przypadku gdy dla obszaru dystrybucyjnego nie została przyjęta metoda, o której mowa w art. 9ca – opracowanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz sprzedawcom ich profili obciążenia, o których mowa w art. 9ca ust. 3,
- d) szacowanie ilości paliw gazowych pobranych z systemu dystrybucyjnego gazowego przy wykorzystaniu profili obciążenia, o których mowa w art. 9ca ust. 3,
- e) udostępnianie odpowiednim użytkownikom systemu gazowego danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia paliw gazowych wyznaczonych na podstawie profili obciążenia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
- f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach:
 - aktualnej listy sprzedawców paliw gazowych, z którymi operator systemu dystrybucyjnego gazowego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych,
 - informacji o sprzedawcy z urzędu paliw gazowych działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego gazowego,
 - wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu gazowego, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami paliw gazowych.

1c. Operator systemu magazynowania paliw gazowych lub systemu połączonego gazowego w zakresie systemu magazynowania paliw gazowych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie

użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

- 1) dysponowanie mocą instalacji magazynowych;
- 2) udostępnianie zainteresowanym podmiotom niewykorzystanej zdolności systemu magazynowania na zasadach ciągłych i przerywanych;
- 3) eksploatację instalacji magazynowej w sposób zoptymalizowany, niepowodujący nieuzasadnionych kosztów po stronie użytkowników tego systemu;
- 4) określanie ilości i jakości paliw gazowych wprowadzanych do instalacji magazynowych oraz odbieranych z tych instalacji przez użytkowników systemu oraz współpracę operatorską w tym zakresie, a także przekazywanie użytkownikom tego systemu i operatorom innych systemów odpowiednich danych;
- 5) prowadzenie pomiarów jakości i ilości gazu ziemnego wprowadzanego do instalacji magazynowych oraz odbieranego przez użytkowników tego systemu lub operatorów innych systemów gazowych;
- 6) publikowanie informacji o wykorzystaniu instalacji magazynowych oraz o dostępnej zdolności systemu magazynowania.

1d. Operator systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego gazowego w zakresie systemu skraplania gazu ziemnego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

- 1) dysponowanie mocą instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 2) udostępnianie zainteresowanym podmiotom niewykorzystanej zdolności instalacji skroplonego gazu ziemnego na zasadach ciągłych i przerywanych;
- 3) eksploatację instalacji skroplonego gazu ziemnego w sposób zoptymalizowany, niepowodujący nieuzasadnionych kosztów po stronie użytkowników tego systemu;
- 4) określanie ilości i jakości gazu ziemnego wprowadzanego do instalacji skroplonego gazu ziemnego oraz odbieranego z tej instalacji przez użytkowników tego systemu oraz współpracę operatorską w tym zakresie, a także przekazywanie użytkownikom systemu skraplania gazu ziemnego i operatorom innych systemów odpowiednich danych;

- 5) publikowanie informacji o wykorzystaniu oraz o dostępnej zdolności instalacji skroplonego gazu ziemnego.”,
- c) po ust. 2a dodaje się ust. 2aa w brzmieniu:
- „2aa. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w ramach wykonywanej działalności polegającej na przesyłaniu energii elektrycznej, może dokonywać odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej zakupionej w celu, o którym mowa w ust. 2 pkt 11, wynikających ze zmiany zapotrzebowania na tę energię, pod warunkiem dokonywania tej odsprzedaży na giełdach towarowych, rynku regulowanym, zorganizowanej platformie obrotu lub w ramach jednolitego łączenia rynków, o których mowa w art. 49a ust. 1.”,
- d) w ust. 3 w pkt 9a:
- lit. a–c otrzymują brzmienie:
 - „a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu danych pomiarowych, w szczególności systemów zdalnego odczytu, zapewniającej efektywną współpracę z operatorami systemów elektroenergetycznych, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz operatorem informacji rynku energii,
 - b) pozyskiwanie, przetwarzanie i przekazywanie informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii,
 - c) opracowywanie i aktualizację oraz przekazywanie drogą elektroniczną operatorowi informacji rynku energii profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g.”,
 - uchyla się lit. d,
- e) uchyla się ust. 5a i 5b;
- 15) po art. 9c dodaje się art. 9ca w brzmieniu:
- „Art. 9ca. 1. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie, o którym mowa w art. 39 ust. 5 rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. Urz. UE L 91 z 27.03.2014, str. 15), opracowuje metodę sporządzania prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego.

2. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie opracowuje metodę, o której mowa w ust. 1, przy wykorzystaniu mechanizmów, które w największym stopniu ograniczą rozbieżności pomiędzy prognozowaną wielkością i faktycznym zużyciem mierzonej rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranej przez użytkowników systemu gazowego, ustalonym na podstawie odczytów urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.

3. Metoda, o której mowa w ust. 1, określa:

- 1) mechanizm służący do ustalenia profili obciążenia na potrzeby prognozowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego;
- 2) wzór służący do ustalenia zmian zapotrzebowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego na paliwa gazowe w celu umożliwienia użytkownikowi sieci przypisanemu do danego profilu obciążenia określenia zapotrzebowania w każdym dniu.

4. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie konsultuje projekt metody, o której mowa w ust. 1, z użytkownikami systemu gazowego w terminie nie krótszym niż 14 dni.

5. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, projekt metody, o której mowa w ust. 1, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu gazowego uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.

6. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie publikuje na swojej stronie internetowej metodę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.”;

16) w art. 9d:

a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu magazynowania mogą świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym gazowym lub w systemie dystrybucyjnym gazowym, a także usługi transportu paliw gazowych środkami transportu innymi, niż sieci gazowe.”,

b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, na koszt operatorów, sprawozdania, o których mowa w ust. 5a.”;

17) po art. 9d dodaje się art. 9da–9dc w brzmieniu:

„Art. 9da. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego, stwierdza, w drodze decyzji, że system dystrybucyjny na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych, do którego sieci przyłączonych jest nie więcej niż 100 odbiorców w gospodarstwach domowych, jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli w odniesieniu do całego zakresu prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych:

- 1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania dokonywane przez użytkowników tego systemu są zintegrowane lub
- 2) 50% ilości dystrybuowanej rocznie energii elektrycznej lub paliw gazowych jest zużywana przez właściciela lub operatora systemu dystrybucyjnego, lub przedsiębiorstw powiązanych z tym właścicielem lub operatorem.

2. W decyzji, o której mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa obszar zamkniętego systemu dystrybucyjnego.

3. Decyzja, o której mowa w ust. 1, wydawana jest na czas oznaczony, nie dłuższy niż 10 lat. W przypadku gdy koncesja na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych lub decyzja o wyznaczeniu operatora, dotycząca operatora, o którym mowa w ust. 1, została wydana na czas krótszy – decyzję, o której mowa w ust. 1, wydaje się na czas nie dłuższy niż okres obowiązywania takiej decyzji.

Art. 9db. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uchyla z urzędu decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, jeżeli system dystrybucyjny przestał spełniać co najmniej jeden z warunków określonych w art. 9da ust. 1 lub mimo wezwania operator systemu dystrybucyjnego nie dokonał zmian pozwalających na spełnienie warunków lub obowiązków, o których mowa w art. 9dc ust. 2–4.

2. Operator systemu dystrybucyjnego jest obowiązany poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o okolicznościach, w wyniku których system dystrybucyjny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, w terminie miesiąca od dnia zaistnienia tych okoliczności.

Art. 9dc. 1. Operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w zakresie prowadzenia działalności w systemie objętym decyzją jest zwolniony z obowiązku:

- 1) przedkładania do zatwierdzenia taryf, z zastrzeżeniem ust. 2–4;
- 2) sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16.

2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same, jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego.

3. Operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w przypadku gdy oprócz działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych, prowadzi działalność w zakresie obrotu energią elektryczną lub paliwami gazowymi, w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych stosuje ceny energii elektrycznej lub paliw gazowych nie wyższe niż zawarte w taryfie, o której mowa w ust. 2, ale nie wyższe niż ceny zawarte w taryfie sprzedawcy z urzędu działającego na obszarze, na którym prowadzi działalność ten operator, zatwierdzanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jeżeli sprzedawca z urzędu nie został zwolniony z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia.

4. Do kalkulacji cen i stawek opłat operator systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązany stosować przepisy wydane odpowiednio na podstawie art. 46 ust. 1–4.

5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, z urzędu lub na pisemny wniosek użytkownika zamkniętego systemu dystrybucyjnego, może przeprowadzić kontrolę cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania ustalonych przez operatora, o którym mowa w ust. 1. W przypadku gdy w wyniku przeprowadzonej kontroli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stwierdzi, że operator systemu dystrybucyjnego stosuje ceny lub

stawki opłat oraz warunki ich stosowania niezgodnie z ust. 2–4, wzywa tego operatora do ich skalkulowania lub zmiany w sposób zgodny z tymi przepisami.”;

18) w art. 9g:

a) ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, zwanych dalej „instrukcjami”.

2. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego informują użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 1 miesiąc od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.”,

b) w ust. 3 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.”,

c) po ust. 3 dodaje się ust. 3a i 3b w brzmieniu:

„3a. Instrukcja opracowywana dla instalacji magazynowej określa szczegółowe warunki korzystania z tej instalacji przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu i eksploatacji oraz planowania rozbudowy tej instalacji, w szczególności dotyczące:

- 1) procedury zawierania umów o świadczenie usług magazynowania;
- 2) procedury udostępniania i przydzielania zdolności magazynowych;
- 3) sposobu zarządzania ograniczeniami systemu gazowego;
- 4) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji;
- 5) sposobu postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe;
- 6) procedur postępowania w przypadku awarii;

- 7) współpracy pomiędzy operatorem systemu magazynowania a operatorami innych systemów gazowych;
- 8) przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemów oraz pomiędzy operatorem systemu magazynowania a odbiorcami;
- 9) parametrów jakościowych paliw gazowych oraz standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu gazowego;
- 10) charakterystyki usług dla zatłaczania paliw gazowych do instalacji magazynowych lub grup tych instalacji;
- 11) charakterystyki usług dla odbioru paliw gazowych z instalacji magazynowych lub grup tych instalacji.

3b. Instrukcje opracowywane dla instalacji skroplonego gazu ziemnego określają szczegółowe warunki korzystania z tych instalacji przez użytkowników systemu skraplania gazu ziemnego oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych instalacji, w szczególności dotyczące:

- 1) procedur zawierania umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji;
- 2) mechanizmów udostępniania i alokacji zdolności instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 3) zasad dostarczania, odbioru i składowania ładunków skroplonego gazu ziemnego;
- 4) zasad świadczenia usług załadunku lub przeładunku skroplonego gazu ziemnego z wykorzystaniem terminalu;
- 5) zasad wyznaczania długości okresów, w których ładunki określonej wielkości będą podlegały skraplaniu lub regazyfikacji;
- 6) zarządzania ograniczeniami systemowymi;
- 7) postępowania w przypadku awarii;
- 8) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji skroplonego gazu ziemnego;
- 9) współpracy operatora systemu skraplania gazu ziemnego z operatorami innych systemów gazowych;
- 10) przekazywania informacji między operatorami systemów oraz między operatorem systemu skraplania gazu ziemnego a użytkownikami tego systemu;

- 11) parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników tego systemu.”,
- d) w ust. 4:
- po pkt 2a dodaje się pkt 2b w brzmieniu:
„2b) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej;”,
 - po pkt 5 dodaje się pkt 5a w brzmieniu:
„5a) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych w przypadku wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 1, i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;”,
 - w pkt 9 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 10 w brzmieniu:
„10) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.”,
- e) ust. 5 otrzymuje brzmienie:
- „5. Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz systemu skraplania gazu ziemnego uwzględnia odpowiednio w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, w instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz w instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.”,
- f) po ust. 5a dodaje się ust. 5aa–5ac w brzmieniu:
- „5aa. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego, który jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej gazowej, uwzględnia w instrukcji ruchu i eksploatacji wymagania określone w opracowanej przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego gazowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.
- 5ab. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego uwzględnia w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej zasady stosowania profili obciążenia opracowane przez podmiot odpowiedzialny za prognozowanie lub opracowane przez tego operatora, zgodnie z metodą, o której mowa w art. 9ca.

5ac. Operator systemu dystrybucyjnego, w przypadku gdy dla danego obszaru dystrybucyjnego nie została przyjęta metoda sporządzania prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw lub energii odbieranych przez użytkowników sieci, dołącza do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania odbiorcom oraz sprzedawcom ich profili obciążenia.”,

g) po ust. 5b dodaje się ust. 5c i 5d w brzmieniu:

„5c. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego powinna zawierać wyodrębnioną część dotyczącą szczegółowego sposobu funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji rynku energii, z użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności określającą:

- 1) szczegółowy sposób:
 - a) udostępniania informacji rynku energii uprawnionym użytkownikom systemu elektroenergetycznego i innym podmiotom,
 - b) dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii,
 - c) przekazywania informacji do centralnego systemu informacji rynku energii i ich korygowania oraz sposób postępowania w przypadku niezachowania tego sposobu przekazywania lub korygowania informacji;
- 2) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii i tryb ich aktualizacji;
- 3) procedury przyłączania systemów informacyjnych użytkowników systemu elektroenergetycznego do centralnego systemu informacji rynku energii;
- 4) wymagania techniczne, w tym w zakresie oprogramowania, jakie powinny spełniać systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii;
- 5) procedury awaryjne stosowane w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii;
- 6) wzór umowy, o którym mowa w art. 11zg ust. 3.

5d. Operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu przesyłowego dołącza do instrukcji, jako jej integralną część, istotne postanowienia odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji, której przedmiotem jest umożliwienie sprzedawcom sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenie usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora. Postanowienia te są wiążące dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami.”,

h) ust. 8–8b otrzymują brzmienie:

„8. Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.

8a. Przepisu ust. 8, 8c i 8d nie stosuje się do instrukcji opracowanej przez:

- 1) przedsiębiorstwo, o którym mowa w art. 9d ust. 7;
- 2) operatora systemu skraplania gazu ziemnego, który jest operatorem na instalacjach skroplonego gazu ziemnego o łącznej zdolności regazyfikacji lub skraplania nie wyższej niż 150 mln m³ rocznie, co odpowiada 1 650 GWh rocznie.

8b. Operator lub przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 8a, w terminie 90 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie do publicznego wglądu, opracowaną instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.”,

i) po ust. 8b dodaje się ust. 8c–8e w brzmieniu:

„8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, po przeprowadzeniu analizy informacji o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia lub w przypadku istotnej zmiany projektu instrukcji lub jej zmian, w uzasadnionym przypadku, może wezwać operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania lub operatora systemu skraplania gazu ziemnego do powtórzenia konsultacji, o których mowa w ust. 2, określając termin udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.

8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję, jeżeli spełnia ona wymagania określone w ustawie, jest zgodna z przepisami odrębnymi, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego.

8e. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania lub operatora systemu skraplania gazu ziemnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8d. W wezwaniu określa się zakres zmian oraz wyznacza odpowiedni termin na ich wprowadzenie. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w wyznaczonym terminie zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, z urzędu zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie.”,

j) ust. 9–11 otrzymują brzmienie:

„9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzoną instrukcję oraz instrukcję zmienioną w trybie określonym w ust. 8e zdanie trzecie.

10. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego zamieszczają na swoich stronach internetowych teksty ujednolicone obowiązujących instrukcji oraz udostępniają je do publicznego wglądu w swoich siedzibach.

11. Operator systemu połączonego jest obowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej lub instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej, lub instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego. Przepisy ust. 2–10 stosuje się odpowiednio.”,

k) w ust. 12 zdanie drugie otrzymuje brzmienie:

„Instrukcja oraz metody, warunki, wymogi i zasady, o których mowa w zdaniu pierwszym, stanowią część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy o świadczenie usług

magazynowania paliw gazowych lub skraplania gazu ziemnego albo umowy kompleksowej.”;

19) w art. 11:

a) po ust. 3 dodaje się ust. 3a i 3b w brzmieniu:

„3a. Odbiorcom, którzy zastosowali się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, przysługuje wynagrodzenie w przypadkach określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6c, które jest należne za każdą kilowatogodzinę niepobranej energii elektrycznej w danej godzinie, ustalanej na podstawie obowiązującego odbiorcę planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz nie wyższe niż pięciokrotność średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ogłaszanej na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b.

3b. Wynagrodzenie, o którym mowa w ust. 3a, wypłaca:

- 1) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – w przypadku odbiorcy przyłączonego do sieci przesyłowej elektroenergetycznej;
- 2) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest odbiorca, w imieniu operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – w przypadku odbiorcy przyłączonego do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.”,

b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń, o których mowa w ust. 1, oraz wypłaty wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 3a, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców, oraz mając na względzie pokrycie uzasadnionych kosztów ponoszonych przez odbiorców, którzy dostosowują się do ograniczeń, zachętę dla odbiorców do uczestniczenia w mechanizmach rynkowych oraz średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ogłaszaną na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b.”,

c) w ust. 6a w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6–11 w brzmieniu:

- „6) przypadki, w których za wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przysługuje odbiorcy wynagrodzenie, o którym mowa w ust. 3a;
 - 7) sposób ustalania danych niezbędnych do określenia wielkości dokonanego przez odbiorcę zmniejszenia zużycia ilości energii elektrycznej wynikającego z wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, za które przysługuje wynagrodzenie;
 - 8) sposób ustalania wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 3a, w przypadkach określonych na podstawie pkt 6;
 - 9) sposób i tryb dokonywania rozliczeń pomiędzy operatorami systemu elektroenergetycznego oraz tymi operatorami i odbiorcami energii elektrycznej z tytułu wypłaty wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 3a;
 - 10) sposób i tryb wymiany informacji oraz zakres i rodzaj przekazywanych danych pomiędzy operatorami systemu elektroenergetycznego oraz tymi operatorami i odbiorcami energii elektrycznej niezbędnych do wypłaty wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 3a;
 - 11) zakres i rodzaj danych, publikowanych przez operatorów systemów elektroenergetycznych, o odbiorcach energii elektrycznej podlegających ograniczeniom lub uwzględnianych w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.”;
- 20) po rozdziale 2b dodaje się rozdziały 2c i 2d w brzmieniu:

„Rozdział 2c

Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego

Art. 11t. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2.

2. Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia:

- 1) 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%,
 - 2) 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%,
 - 3) 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65%
- łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1.

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje nie później niż do dnia 31 grudnia 2025 r. liczniki zdalnego odczytu na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie, stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej, skomunikowane z systemem zdalnego odczytu.

4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pokrywa koszty zakupu licznika zdalnego odczytu, jego zainstalowania i uruchomienia, a także koszty niezbędnej infrastruktury technicznej wymaganej do prawidłowego funkcjonowania tego licznika u odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci tego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

5. Koszty realizacji zadań, o których mowa w ust. 1, 3, 4 i 14, stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z wyjątkiem kosztów pokrytych przez odbiorcę końcowego, w przypadku, o którym mowa w ust. 6.

6. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii może wystąpić do tego operatora lub właściciela o:

- 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu;
- 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4;
- 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy.

7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego:

- 1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy, o którym mowa w ust. 6;
- 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy, o którym mowa w ust. 6, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4;
- 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należący do odbiorcy, o którym mowa w ust. 6, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy.

8. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

9. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w ust. 6 pkt 1 i 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z ust. 6, i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu.

10. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje odbiorcy końcowemu, o którym mowa w ust. 1 lub 6, podczas lub przed instalacją licznika zdalnego odczytu, informacje dotyczące tego licznika, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11w ust. 1, w tym informację o:

- 1) funkcjach licznika zdalnego odczytu;
- 2) przetwarzaniu danych osobowych tego odbiorcy;

- 3) uśrednionych oraz długoterminowych kosztach i korzyściach związanych z taką instalacją;
- 4) pokryciu i uwzględnieniu kosztów określonych w ust. 4 oraz w art. 45 ust. 1i w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, i ujęciu ich w taryfie ogłaszanej w sposób określony w art. 47 ust. 3.

11. Licznik zdalnego odczytu spełnia wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11w.

12. Licznik zdalnego odczytu zainstalowany u odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym może być wykorzystany do przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej. W takim przypadku informacje niezbędne do dokonywania tych rozliczeń są prowadzone w systemie informacyjnym sprzedawcy, który jest obowiązany przekazywać je do centralnego systemu informacji o rynku energii oraz do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym, z zastrzeżeniem art. 4k.

13. Zmiana formy rozliczeń na formę przedpłatową, o której mowa w ust. 12, jest bezpłatna.

14. Operatorzy systemów elektroenergetycznych lub właściciele urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, są obowiązani dostosować użytkowane przed dniem 4 lipca 2019 r. systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11w, w terminie do dnia 4 lipca 2031 r.

Art. 11u. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, pozyskuje z licznika zdalnego odczytu:

- 1) dane pomiarowe dotyczące w szczególności ilości energii elektrycznej i jej jakości oraz wartości mocy i przekazuje je w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii;
- 2) informacje o innych zdarzeniach rejestrowanych przez ten licznik.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest uprawniony do wysyłania polecenia do licznika zdalnego odczytu na obszarze swojego działania. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wysyła polecenia do licznika zdalnego odczytu na żądanie przekazane za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii przez:

- 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w przypadku:
 - a) wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 7 lub art. 11c ust. 2 pkt 2,
 - b) o którym mowa w art. 11d ust. 1,
 - c) zawarcia umowy, w szczególności umowy o świadczenie usług systemowych – w zakresie poleceń wpływających na wielkość wprowadzanej lub pobieranej energii elektrycznej;
- 2) sprzedawcę energii elektrycznej – w zakresie i na zasadach określonych w umowie zawartej z tym sprzedawcą lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c;
- 3) odbiorcę końcowego – na zasadach określonych w umowie zawartej z tym odbiorcą lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c;
- 4) podmiot upoważniony przez odbiorcę końcowego – w zakresie określonym w upoważnieniu lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c.

Art. 11w. W przypadku:

- 1) braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu – wyznacza się zastępcze dane pomiarowe;
- 2) gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne – wyznacza się skorygowane dane pomiarowe.

Art. 11x. 1. System pomiarowy powinien działać w sposób niezawodny, zapewniając użytkownikom systemu elektroenergetycznego prawidłowe rozliczenie za energię elektryczną oraz świadczone usługi, jak również pozyskiwanie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych i innych informacji z zachowaniem zasad bezpieczeństwa tych danych i informacji, w szczególności ich poufności.

2. Minister właściwy do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) wymagania funkcjonalne, jakie powinien spełniać system pomiarowy;

- 2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii;
- 3) wymagania, jakie powinny spełniać:
 - a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9,
 - b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu,
 - c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania,
 - d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania;
- 4) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;
- 5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie;
- 6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych;
- 7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;
- 8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu;
- 9) wymagania, jakie powinien spełniać licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym;
- 10) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 lub 6, o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych.

3. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 2, bierze pod uwagę:

- 1) konieczność zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu pomiarowego;
- 2) niezawodność komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu oraz centralnym systemem informacji rynku energii;
- 3) zapewnienie należytej obsługi procesów rynku energii elektrycznej;

- 4) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu pomiarowego;
- 5) stan rozwoju technologii informacyjnych;
- 6) rozwiązania stosowane na rynku energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń na tym rynku;
- 7) warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, eksploatację sieci oraz korzystanie z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;
- 8) zapewnienie wymaganego poziomu poufności danych pomiarowych i informacji rynku energii;
- 9) wymagania dotyczące danych osobowych.

4. Minister właściwy do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji określi, w drodze rozporządzenia, wymagania, jakie powinny spełniać:

- 1) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym, w tym wymagania w zakresie ochrony tej komunikacji przed nieuprawnioną ingerencją oraz nieuprawnionym dostępem,
- 2) urządzenia w gospodarstwie domowym na potrzeby komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu

– uwzględniając konieczność zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu pomiarowego, niezawodnej komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym, zakres informacji niezbędnych użytkownikowi systemu w gospodarstwie domowym w celu efektywnego zarządzania zużyciem energii elektrycznej, interoperacyjność systemu pomiarowego, równoprawne traktowanie użytkowników systemu pomiarowego, stan rozwoju technologii informacyjnych, efektywność kosztową dostępnych technologii oraz poufność danych i informacji w systemie pomiarowym.

Rozdział 2d

Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii

Art. 11y. 1. Operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie użytkowników systemu:

- 1) zarządza i administruje centralnym systemem informacji rynku energii;

- 2) pozyskuje informacje rynku energii oraz inne informacje od użytkowników systemu na potrzeby realizacji procesów rynku energii;
- 3) przetwarza zgromadzone w centralnym systemie informacji rynku energii informacje rynku energii oraz inne informacje, do których jest uprawniony na potrzeby realizacji procesów rynku;
- 4) wspiera realizację procesów rynku energii;
- 5) opracowuje standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii;
- 6) udostępnia uprawnionym użytkownikom systemu informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh i w sposób określony w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c.

2. Operator informacji rynku energii zamieszcza na swoich stronach internetowych:

- 1) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii;
- 2) wykaz sprzedawców energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którzy umożliwiają zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej;
- 3) wykaz sprzedawców energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którzy umożliwiają zawarcie umowy kompleksowej;
- 4) wykaz sprzedawców z urzędu działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 5) informację o sprzedawcy zobowiązanym w rozumieniu art. 40 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wyznaczonym na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 6) wykaz sprzedawców rezerwowych, którzy na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oferują sprzedaż rezerwową;
- 7) wykaz sprzedawców rezerwowych, którzy na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oferują rezerwową usługę kompleksową;
- 8) wykaz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe.

3. Zadania operatora informacji rynku energii wykonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Art. 11z. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w szczególności sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operator ogólnodostępnej stacji ładowania realizuje proces wymiany informacji dotyczący umowy sprzedaży, umowy kompleksowej, umowy o świadczeniu usług dystrybucji oraz dotyczący informacji o punkcie pomiarowym i o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, a także inne procesy rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii.

2. Centralny system informacji rynku energii umożliwia wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh.

3. Centralny system informacji rynku energii może umożliwiać wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii innych niż wymienione w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh.

4. Standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii określają w szczególności:

- 1) sposób realizacji procesów rynku energii, z uwzględnieniem zależności między tymi procesami;
- 2) komunikaty dotyczące procesów rynku energii wysyłane i odbierane przez centralny system informacji rynku energii.

5. Procesy rynku energii nie dotyczą działań realizowanych w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego ani działań realizowanych na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach

towarowych lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej.

Art. 11za. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator ogólnodostępnej stacji ładowania oraz inne podmioty w celu realizacji procesów rynku energii i wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w zakresie realizacji tych procesów wykorzystują systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii w sposób określony w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c.

Art. 11zb. 1. Operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, przekazuje w postaci elektronicznej informacje rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności:

- 1) informacje o:
 - a) punkcie poboru energii lub punkcie pomiarowym, po każdej zmianie informacji ich dotyczących,
 - b) sprzedawcy energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej:
 - umożliwiającą zawieranie umów kompleksowych,
 - umożliwiającą zawieranie umów sprzedaży,
 - c) sprzedawcy z urzędu działającym na jego obszarze działania,
 - d) sprzedawcy zobowiązanym wyznaczonym na jego obszarze działania,
 - e) sprzedawcy rezerwowym, oferującym na jego obszarze działania:
 - sprzedaż rezerwową,
 - rezerwową usługę kompleksową;
- 2) dane pomiarowe w celu realizacji procesów rynku energii lub na potrzeby realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego określonych w przepisach prawa;
- 3) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii.

2. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii elektrycznej informacje o odbiorcach, z

którymi zawarł umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowe, oraz inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii.

3. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii:

- 1) informacje o sprzedawcach energii elektrycznej oraz punktach poboru energii jednostek wytwórczych, dla których podmiot pełni funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
- 2) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii.

4. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe, operator ogólnodostępnej stacji ładowania oraz inne podmioty, realizujące procesy rynku energii lub wymieniające informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, zapewniają poprawność i kompletność informacji przekazywanych przez nich do centralnego systemu informacji rynku energii.

5. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz operator ogólnodostępnej stacji ładowania mogą prowadzić własny rejestr odbiorców lub punktów pomiarowych, przechowywać informacje rynku energii i przetwarzać je w celu wykonywania obowiązków ustawowych, z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 4k.

Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii:

- 1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą,
- 2) podmiotowi upoważnionemu przez użytkownika systemu elektroenergetycznego, którego dane te dotyczą – w zakresie wskazanym w tym upoważnieniu,

- 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa,
 - 4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego za energię elektryczną,
 - 5) Zarządcy Rozliczeń S.A. – w zakresie niezbędnym do realizacji zadań wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,
 - 6) operatorowi ogólnodostępnej stacji ładowania, dostawcy usług ładowania, operatorowi systemu dystrybucyjnego i sprzedawcy – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z dostawcą usług ładowania oraz ze sprzedawcą energii elektrycznej za pobraną energię elektryczną w ogólnodostępnej stacji ładowania,
 - 7) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki – w zakresie niezbędnym do rozstrzygania indywidualnych spraw,
 - 8) Prezesowi Głównego Urzędu Miar – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa,
 - 9) innym podmiotom uprawnionym na podstawie przepisów odrębnych przyznających im dostęp do informacji rynku energii z tego systemu
- bez możliwości dalszego ich udostępniania innym podmiotom przez podmioty wskazane w pkt 2–9.

2. Podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–6, mogą zlecać przetwarzanie danych pomiarowych w ich imieniu osobom trzecim wyłącznie w związku z realizacją przez nie celów przypisanych im w ust. 3.

3. Informacje rynku energii, o których mowa w ust. 1, mogą być przetwarzane przez podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–9, wyłącznie w celu:

- 1) zawarcia, wykonywania, zmiany lub ustalenia treści umowy z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania energii elektrycznej;

- 2) wykonywania obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy;
- 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych;
- 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
- 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej;
- 7) dokonywania rozliczeń za energię elektryczną w punkcie ładowania ogólnodostępnej stacji ładowania;
- 8) analiz statystycznych;
- 9) ustalenia istnienia roszczeń, dochodzenia roszczeń lub obrony przed roszczeniami;
- 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe;
- 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych.

4. Przetwarzanie przez współadministratorów, o których mowa w art. 11 ze ust. 1, informacji rynku energii stanowiących dane osobowe, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, następuje wyłącznie w celu zapewnienia funkcjonowania zintegrowanych rynków energii, w tym zwiększania efektywności ekonomicznej tych rynków, synergii między tymi rynkami oraz ułatwienia użytkownikom systemu, a w szczególności odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, uczestniczenia w tych rynkach.

5. Upoważnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest udzielane w postaci elektronicznej.

6. Operator informacji rynku energii udostępnia zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii elektrycznej na potrzeby wynikające z obowiązków ustawowych:

- 1) podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe;
- 2) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;
- 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego;
- 4) sprzedawcy energii elektrycznej;
- 5) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki;
- 6) Prezesowi Głównego Urzędu Miar;
- 7) ministrowi właściwemu do spraw energii;
- 8) Głównemu Urzędowi Statystycznemu;

- 9) innym podmiotom na podstawie odrębnych przepisów lub które wykazały interes prawny.

7. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatne.

Art. 11zd. 1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie, w jakim przetwarzają informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych.

2. Podmioty, o których mowa w ust. 1, odpowiednio do wykonywanych zadań:

- 1) ustalają szczegółowe wymagania w zakresie przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii oraz sposób przydzielania tych uprawnień;
- 2) zapewniają właściwą ochronę informacji rynku energii;
- 3) stosują szablony oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie art. 11zh.

Art. 11ze. 1. Operator informacji rynku energii, sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego są współadministratorami informacji rynku energii stanowiących dane osobowe w zakresie, który ich dotyczy, zawartych w centralnym systemie informacji rynku energii, przetwarzanych w celach, o których mowa w art. 11zc ust. 3, w rozumieniu przepisu art. 26 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.⁴⁾), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/679”. W zakresie nieuregulowanym w ustawie, współadministratorzy w umowie, o której

⁴⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 127 z 23.05.2018, str. 2.

mowa w art. 11zg, mogą doprecyzować zakresy swojej odpowiedzialności dotyczącej wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/679.

2. Sprzedawca energii elektrycznej w imieniu współadministratorów:

- 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę kompleksową lub umowę sprzedaży energii, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii;
- 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1;
- 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679.

3. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, sprzedawca energii elektrycznej przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu. Nie narusza to uprawnień sprzedawcy energii elektrycznej do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11zc ust. 1 pkt 4.

4. Operator systemu elektroenergetycznego w imieniu współadministratorów:

- 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii;
- 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1;
- 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679.

5. W przypadku złożenia przez użytkownika systemu będącego osobą fizyczną wniosku dotyczącego uprawnienia, o którym mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w formie papierowej, zakres danych dostarczanych w kopii danych osobowych zawiera dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe.

6. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 4 pkt 2, operator systemu elektroenergetycznego przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia

odpowiedzi użytkownikowi systemu będącemu osobą fizyczną. Nie narusza to jego uprawnienia do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11y ust. 1 pkt 3.

7. W przypadku złożenia wobec operatora informacji rynku energii w sposób określony w art. 26 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, przez osobę fizyczną, której dane dotyczą, żądania, o którym mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 tego rozporządzenia, operator informacji rynku energii może zwrócić się do pozostałych współadministratorów z żądaniem udzielenia niezbędnego wsparcia w celu rozpatrzenia żądania tej osoby i przygotowania odpowiedzi. Wymiana informacji pomiędzy współadministratorami, o których mowa w ust. 1, następuje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii.

8. Obowiązek zawiadomienia Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych o wystąpieniu naruszenia ochrony danych, określony w art. 33 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia.

9. Obowiązek zawiadomienia osób, których dane dotyczą, określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia.

10. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych, skutkujących zawiadomieniem, o którym mowa w ust. 8 i 9, współadministrator niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu 72 godzin od stwierdzenia naruszenia, powiadamia o fakcie wystąpienia naruszenia i podjętych działaniach pozostałych właściwych współadministratorów.

11. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych obowiązek zawiadomienia określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679 wypełnia ten ze współadministratorów, który dokonał tego naruszenia.

12. Współadministratorzy publikują informacje o zakresie ograniczenia danych dostarczanych w kopii danych osobowych, o którym mowa w ust. 5, na stronie Biuletynu Informacji Publicznej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wykonującego zadania operatora informacji rynku energii, na swoich stronach internetowych, a także na platformie internetowej centralnego systemu informacji rynku energii.

13. Współadministratorzy zabezpieczają dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z

prawem dostępu do tych danych lub ich przekazywaniu, polegający w szczególności na:

- 1) dopuszczeniu przez współadministratorów do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich przetwarzania;
- 2) pisemnym zobowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności.

14. Przy przetwarzaniu danych osobowych, o których mowa w ust. 13, współadministratorzy wdrażają odpowiednie zabezpieczenia techniczne i organizacyjne praw i wolności osób fizycznych, których dane osobowe są przetwarzane, zgodnie z rozporządzeniem 2016/679, w szczególności przez pseudonimizację albo szyfrowanie danych, nadawanie uprawnień do przetwarzania minimalnej liczbie osób uprawnionych przez współadministratorów do dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii oraz opracowanie procedury określającej sposób zabezpieczenia danych.

15. Współadministratorzy wypełniają w stosunku do osób, których dane osobowe będą przetwarzane na potrzeby budowy i prowadzenia centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie informacji na stronach internetowych, w widocznym miejscu w siedzibach, w miejscach przeznaczonych do obsługi odbiorców, w tym w systemach informacyjnych w miejscach służących obsłudze poszczególnych odbiorców, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, o ile są zobowiązani do jego prowadzenia.

Art. 11zf. 1. Jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii.

2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1, operator informacji rynku energii anonimizuje jednostkowe dane pomiarowe.

Art. 11zg. 1. W celu realizacji procesów rynku energii oraz wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii:

- 1) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
- 2) w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego – właściciel sieci, instalacji lub urządzeń,
- 3) sprzedawca energii elektrycznej,

- 4) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe,
 - 5) operator ogólnodostępnej stacji ładowania,
 - 6) inny podmiot realizujący procesy rynku energii lub wymieniający informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii
- zawiera z operatorem informacji rynku energii umowę.

2. Umowę, o której mowa w ust. 1, zawiera się w formie elektronicznej przy użyciu wzorca umowy określonego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c.

Art. 11zh. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) wykaz procesów rynku energii elektrycznej realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii;
- 2) sposób realizacji procesów, o których mowa w pkt 1;
- 3) zakres poleceń wysyłanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz warunki ich wysyłania;
- 4) wymagania dotyczące zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji;
- 5) wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji;
- 6) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych.

2. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę:

- 1) konieczność zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz systemów pomiarowych z nim powiązanych;
- 2) konieczność zapewnienia niezawodnej komunikacji pomiędzy systemami informacyjnymi uczestników rynku;
- 3) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego;
- 4) bezpieczeństwo obrotu gospodarczego;
- 5) stan rozwoju technologii informacyjnych;
- 6) rozwiązania stosowane na rynku energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń na tym rynku;
- 7) konieczność zapewnienia sprawnej realizacji procesów rynku energii;

- 8) warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, eksploatację sieci oraz korzystanie z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych;
 - 9) regulacje wynikające z członkostwa Rzeczypospolitej Polski w Unii Europejskiej, w tym metody, warunki, wymogi i zasady stosowane na wspólnym rynku energii elektrycznej;
 - 10) zapewnienie wymaganego poziomu poufności danych pomiarowych i innych informacji;
 - 11) wymagania dotyczące danych osobowych.”;
- 21) uchyla się art. 14;
- 22) art. 15 otrzymuje brzmienie:
- „Art. 15. Polityka energetyczna państwa jest opracowywana zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i zawiera w szczególności:
- 1) diagnozę sytuacji w sektorze energii;
 - 2) priorytetowe kierunki działań państwa w sektorze energii;
 - 3) część prognostyczną obejmującą okres nie krótszy niż 10 lat, w tym prognozy zmian bilansu paliwowo-energetycznego.”;
- 23) w art. 15a ust. 1 otrzymuje brzmienie:
- „1. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, przyjmuje politykę energetyczną państwa co 5 lat.”;
- 24) w art. 15b:
- a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:
- „1. Minister właściwy do spraw energii opracowuje co roku sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.”;
- b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:
- „3. Minister właściwy do spraw energii opracowuje co dwa lata sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.”;
- 25) w art. 16:
- a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:
- „3. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, o którym mowa w ust. 1, dla systemu przesyłowego, którego dotyczy powierzenie obowiązków operatora systemu

przesyłowego gazowego, sporządza i corocznie aktualizuje wyłącznie operator tego systemu.”,

- b) w ust. 7 w pkt 7 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 8 w brzmieniu:
„8) przedsięwzięcia w zakresie wykorzystywania magazynów energii elektrycznej, o ile operator systemu dystrybucyjnego, przesyłowego lub połączonego elektroenergetycznego uzna, że jest to uzasadnione technicznie dla zapewnienia dostaw energii elektrycznej, oraz wykaże, w analizie kosztów i korzyści, że wykorzystanie magazynu energii elektrycznej przyniesie korzyści i nie będzie się wiązało z niewspółmiernie wysokimi kosztami – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.”,
 - c) po ust. 8 dodaje się ust. 8a w brzmieniu:
„8a. Analiza, o której mowa w ust. 7 pkt 8, obejmuje w szczególności porównanie kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz wykorzystywania magazynu energii elektrycznej w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej.”,
 - d) po ust. 14 dodaje się ust. 14a w brzmieniu:
„14a. Projekt aktualizacji planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, o którym mowa w ust. 2, 4 i 14, należy przedłożyć do uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, w terminie do dnia 31 marca w roku, który jest drugim rokiem obowiązywania uzgodnionego planu rozwoju, niezależnie od daty jego uzgodnienia.”,
 - e) po ust. 15 dodaje się ust. 15a w brzmieniu:
„15a. Operator systemu przesyłowego oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych są obowiązani do zamieszczania uzgodnionego z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki planu rozwoju, o którym mowa w ust. 1, z wyłączeniem informacji, o których mowa w ust. 7 pkt 5 i 6, oraz z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, na swoich stronach internetowych.”;
- 26) w art. 23:
- a) w ust. 2:
 - pkt 8 otrzymuje brzmienie:

- „8) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji, o których mowa w art. 9g, oraz ich zmiany;”,
 - po pkt 13 dodaje się pkt 13a w brzmieniu:
 - „13a) podejmowanie działań w celu kształtowania, ochrony i rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, w tym:
 - a) usuwanie istniejących barier rynkowych w zakresie możliwości korzystania przez odbiorców końcowych z prawa do zmiany sprzedawcy,
 - b) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu przez operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych;”,
 - uchyla się pkt 21a,
 - po pkt 21d dodaje się pkt 21e w brzmieniu:
 - „21e) wydawanie decyzji w sprawie uznania systemu dystrybucyjnego za zamknięty oraz kontrolowanie cen i stawek opłat stosowanych w tym systemie;”,
 - b) ust. 2d otrzymuje brzmienie:
 - „2d. Raport, o którym mowa w ust. 2a, Prezes URE udostępnia w Biuletynie Informacji Publicznej obsługującego go urzędu.”;
- 27) po art. 24 dodaje się art. 24a i art. 24b w brzmieniu:
- „Art. 24a. W celu dokonania oceny spełniania przez wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej kryteriów określonych w art. 6 rozporządzenia 2015/1222 oraz przestrzegania przez operatora przepisów tego rozporządzenia oraz przepisów dotyczących obrotu energią obowiązujących na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, Prezes URE może żądać od wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej przedstawienia informacji lub dokumentów dotyczących wykonywanej działalności wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej.
- Art. 24b. W sprawach, o których mowa w art. 9 ust. 6 rozporządzenia 2015/1222, wyznaczonemu operatorowi rynku energii elektrycznej przysługuje liczba głosów równa ułamkowi wyrażającemu udział obrotu energią elektryczną dokonanego przez tego operatora na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ogólnej wielkości obrotu energią elektryczną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w poprzednim roku budżetowym.”;
- 28) w art. 28:

- a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Prezes URE ma prawo wglądu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego i podmiotu przywożącego oraz może żądać przedstawienia informacji dotyczących wykonywanej przez to przedsiębiorstwo działalności gospodarczej, w tym informacji o jego projektach inwestycyjnych, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.”,

- b) dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. Prezes URE ma prawo wglądu do dokumentów, żądania przedstawienia dokumentów lub informacji mających znaczenie dla:

- 1) oceny wykonania obowiązków, o których mowa w art. 4, art. 8 ust. 1 i 5 oraz art. 9 ust. 1, 4 i 5 rozporządzenia 1227/2011, a także przestrzegania zakazów, o których mowa w art. 3 i art. 5 tego rozporządzenia,
- 2) prowadzenia monitorowania działalności handlowej, o której mowa w art. 7 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011,
- 3) realizacji obowiązków Prezesa URE wynikających z art. 16 ust. 4 lit. a rozporządzenia 1227/2011

– z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.”;

- 29) w art. 30 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji.”;

- 30) w art. 31 w ust. 3:

- a) uchyla się pkt 1,
- b) pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) decyzjach w sprawach taryf wraz z uzasadnieniem.”;

- 31) po art. 31d dodaje się art. 31da w brzmieniu:

„Art. 31da. 1. Koordynator wykonuje swoje zadania przy pomocy zespołu.

2. Koordynator może upoważnić, na czas określony nie dłuższy niż 4 lata, na piśmie, członka zespołu do prowadzenia postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między

prosumentami będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi wynikłych z umów, o których mowa w art. 31a ust. 1.

3. Członkiem zespołu może być wyłącznie osoba spełniająca warunki, o których mowa w art. 31c ust. 2 pkt 1, 2 i 6, oraz która nie była skazana prawomocnym wyrokiem za umyślne przestępstwo lub umyślne przestępstwo skarbowe.

4. Upoważniony członek zespołu jest osobą prowadzącą postępowanie w rozumieniu ustawy z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich.

5. Koordynator odwołuje upoważnienie członkowi zespołu przed upływem okresu, na jaki zostało udzielone, w przypadku:

- 1) rażącego naruszenia prawa przy prowadzeniu postępowania, o którym mowa w ust. 2;
- 2) skazania prawomocnym wyrokiem za popełnione umyślne przestępstwo lub umyślne przestępstwo skarbowe;
- 3) choroby trwale uniemożliwiającej wykonywanie zadań;
- 4) złożenia rezygnacji.”;

32) w art. 32 w ust. 1:

- a) w pkt 1 w lit. e średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. f w brzmieniu:

„f) energii elektrycznej wprowadzonej do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdów, o których mowa w art. 5h ust. 1;”;

- b) pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) magazynowania:

- a) energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW,
- b) paliw gazowych w instalacjach magazynowych jak również magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych w instalacjach magazynowania paliw ciekłych lub instalacjach przeładunku paliw ciekłych, z wyłączeniem lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s;”;

- c) po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu:

„2a) skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego o przepustowości wynoszącej co najmniej 200 m³/h;”,

d) w pkt 4:

– lit. a otrzymuje brzmienie:

„a) obrotu paliwami stałymi, obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy dokonanego w punkcie dostawy do terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2020 r. poz. 1866), obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro lub jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych zgodnie z art. 25 ust. 10 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW;”,

– w lit. c średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. d i e w brzmieniu:

„d) obrotu energią elektryczną dokonywanego w ramach działalności wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w zakresie uregulowanym rozporządzeniem 2015/1222,

e) obrotu paliwami gazowymi oraz energią elektryczną przez spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni;”;

33) art. 32b otrzymuje brzmienie:

„Art. 32b. 1. Do rejestru podmiotów przywożących nie może zostać wpisany podmiot, który:

1) został skazany prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą;

- 2) zalega w podatkach stanowiących dochód budżetu państwa, z wyjątkiem przypadków, gdy uzyskał przewidziane prawem zwolnienie, odroczenie, rozłożenie na raty zaległości podatkowych albo podatku lub wstrzymanie w całości wykonania decyzji właściwego organu podatkowego.

2. W przypadku wnioskodawcy będącego osobą prawną lub jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej albo przedsiębiorcą zagranicznym lub przedsiębiorcą zagranicznym prowadzącym działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ramach oddziału z siedzibą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej utworzonego na warunkach i zasadach określonych w ustawie z dnia 6 marca 2018 r. o zasadach uczestnictwa przedsiębiorców zagranicznych i innych osób zagranicznych w obrocie gospodarczym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 1252), warunek, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, dotyczy również osób uprawnionych do reprezentowania tego wnioskodawcy, a także członków rady nadzorczej tego wnioskodawcy.”;

- 34) w art. 32c:

- a) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Prezes URE dokonuje wpisu do rejestru podmiotów przywożących w drodze decyzji.”,

- b) uchyla się ust. 6;

- 35) w art. 32d:

- a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Prezes URE, w drodze decyzji, wykreśla z rejestru podmiot przywożący, który w okresie kolejnych 6 miesięcy nie dokonał przywozu paliw ciekłych lub zaistniały okoliczności, o których mowa w art. 32b ust. 1, lub w przypadku naruszenia przez podmiot przywożący obowiązku sprawozdawczego, o którym mowa w art. 43d ust. 1, przez 6 kolejnych następujących po sobie okresów sprawozdawczych.”,

- b) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Wpis, wykreślenie i zmiana wpisu do rejestru podmiotów przywożących są zwolnione z opłaty skarbowej w rozumieniu ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz. U. z 2020 r. poz. 1546, 1565 i 2023).”;

- 36) w art. 33:

- a) w ust. 1b w pkt 4 wyrazy „wymienionej w ust. 1a pkt 2” zastępuje się wyrazami „o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym”;
 - b) w ust. 1c w pkt 2 wyrazy „wymienionej w ust. 1a pkt 2” zastępuje się wyrazami „o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym”;
 - c) w ust. 3:
 - pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) jeżeli inny podmiot posiadający wobec niego znaczący wpływ lub sprawujący nad nim kontrolę albo współkontrolę w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 34, 35 i pkt 36 lit. a, b, e i f ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości został w ciągu ostatnich 3 lat prawomocnie skazany za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą określoną ustawą, z zastrzeżeniem pkt 7;”;
 - dodaje się pkt 7 w brzmieniu:

„7) w przypadku koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych, jeżeli inny podmiot posiadający wobec niego znaczący wpływ lub sprawujący nad nim kontrolę albo współkontrolę w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 34, 35 i pkt 36 lit. a, b, e i f ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości został w ciągu ostatnich 3 lat prawomocnie skazany za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą.”;
- 37) w art. 34 ust. 5 otrzymuje brzmienie:
- „5. Prezes URE może żądać od przedsiębiorstwa energetycznego, któremu została udzielona koncesja, informacji w sprawie opłaty koncesyjnej w zakresie dotyczącym podstaw oraz prawidłowości jej obliczenia, w tym w szczególności informacji o operacjach gospodarczych potwierdzających wysokość osiągniętego przychodu oraz o wysokości przychodu z działalności koncesjonowanej.”;
- 38) w art. 35:
- a) ust. 1a otrzymuje brzmienie:

„1a. Wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien ponadto określać wielkość średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do dnia 31 marca roku następującego po rozpoczęciu przywozu, zgodnie z ustawą o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.”,

b) po ust. 1c dodaje się ust. 1d w brzmieniu:

„1d. Wniosek o udzielenie koncesji na magazynowanie energii elektrycznej powinien ponadto zawierać dane określone w art. 43g ust. 6 pkt 2.”,

c) ust. 2a otrzymuje brzmienie:

„2a. W przypadku gdy wniosek o udzielenie koncesji lub jej zmianę nie zawiera wszystkich wymaganych ustawą informacji lub dokumentów, poświadczających, że wnioskodawca spełnia warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania określonej działalności gospodarczej, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie krótszym niż 21 dni od dnia doręczenia wezwania.”,

d) w ust. 2b po wyrazach „o udzielenie” dodaje się wyrazy „lub zmianę”;

39) w art. 37 w ust. 1 po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu:

„6a) szczegółowe zasady odnawiania zabezpieczenia majątkowego, o których mowa w art. 38 ust. 5;”;

40) po art. 37 dodaje się art. 37a w brzmieniu:

„Art. 37a. 1. Zmiana w strukturze kapitału zakładowego spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania paliw ciekłych, obrotu paliwami ciekłymi oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, która powoduje przekroczenie odpowiednio 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80% i 90% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu lub udziału w kapitale zakładowym, wymaga zawiadomienia Prezesa URE w terminie 7 dni od dnia zarejestrowania tych zmian w Krajowym Rejestrze Sądowym.

2. Zawiadomienie, o którym mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) imienne oznaczenie akcjonariuszy (wspólników), z określeniem wartości ich akcji (udziałów);
- 2) wskazanie nabywcy (zastawnika) w razie nabycia (zastawu) akcji lub udziałów;

- a) w przypadku spółek handlowych – przez podanie pełnej nazwy i adresu siedziby spółki,
 - b) w przypadku osoby fizycznej – przez podanie danych osobowych tej osoby (imiona, nazwiska, obywatelstwo, miejsce zamieszkania, rodzaj oraz seria i numer dokumentu tożsamości oraz informacje dotyczące posiadanego wykształcenia);
- 3) wskazanie źródeł pochodzenia środków na nabycie lub objęcie akcji (udziałów);
 - 4) numer w Krajowym Rejestrze Sądowym podmiotu występującego z wnioskiem, oraz numer w Krajowym Rejestrze Sądowym, w przypadku spółki, o której mowa w pkt 2 lit. a.

3. Do zawiadomienia dołącza się:

- 1) odpis aktu notarialnego statutu lub umowy spółki;
- 2) aktualny odpis umowy lub statutu spółki, w przypadku spółki, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. a;
- 3) aktualne zaświadczenie, że osoba, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b, nie była skazana za umyślne przestępstwo lub umyślne przestępstwo skarbowe na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, oraz oświadczenie tej osoby, że nie toczy się przeciwko niej postępowanie przed organami wymiaru sprawiedliwości państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, lub państwa członkowskiego Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji w sprawach o przestępstwa związane z praniem pieniędzy oraz finansowaniem terroryzmu;
- 4) dokumenty potwierdzające stan finansowy spółki, której akcje (udziały) są zbywane, oraz dokumenty potwierdzające sytuację finansową nabywcy;
- 5) dokumenty potwierdzające legalność środków na nabycie akcji (udziałów), w szczególności:
 - a) w przypadku spółki, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. a – sprawozdanie finansowe, o którym mowa w art. 45 ust. 2 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości,
 - b) w przypadku osoby, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b – zaświadczenie właściwego naczelnika urzędu skarbowego o pokryciu środków z ujawnionych źródeł przychodów.”;

41) art. 38 otrzymuje brzmienie:

„Art. 38. 1. Udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

2. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, ustanawia się w wysokości nie niższej niż 1/12 najwyższych, planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja.

3. Prezes URE wzywa wnioskodawcę do wskazania wysokości planowanych przychodów, o których mowa w ust. 2, w terminie nie krótszym niż 30 dni, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpoznania.

4. Zabezpieczenie majątkowe ustanawia się na okresy nie krótsze niż 12 miesięcy wykonywania działalności objętej wnioskiem pod warunkiem, że będzie odnawiane na zasadach określonych w ust. 5.

5. W przypadku ograniczenia terminem końcowym zabezpieczenia majątkowego, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane każdorazowo, na miesiąc przed upływem terminu wygaśnięcia tego zabezpieczenia, do przedstawienia zabezpieczenia na kolejny okres wykonywania działalności, nie krótszy niż 12 miesięcy.

6. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, może być złożone w formie gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej.

7. W gwarancji, o której mowa w ust. 6, gwarant zobowiązuje się na piśmie do zapłacenia, bezwarunkowo i nieodwołalnie na każde wezwanie osób trzecich, o których mowa w ust. 1, kwoty na pokrycie roszczeń tych osób wraz z odsetkami za zwłokę – za zgodą przedsiębiorstwa energetycznego, któremu została udzielona koncesja, albo określonej w prawomocnym orzeczeniu sądowym lub innym tytule wykonawczym. Gwarant i przedsiębiorstwo energetyczne, któremu została udzielona koncesja, ponoszą odpowiedzialność solidarną.

8. Gwarantem zabezpieczenia majątkowego, o którym mowa w ust. 1, może być osoba wpisana do wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy z dnia 19 marca 2004 r. – Prawo celne (Dz. U. z 2020 r. poz.1382).

9. W przypadku zaspokojenia roszczeń z zabezpieczenia majątkowego, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek każdorazowego

uzupełnienia zabezpieczenia do wymaganej kwoty w terminie 30 dni od dnia wykorzystania zabezpieczenia.

10. Jeżeli zabezpieczenie majątkowe nie pokrywa w całości wszystkich zgłoszonych roszczeń, roszczenia te pokrywa się stosunkowo do wysokości każdego z nich.

11. W przypadku zgłoszenia roszczenia, o którym mowa w ust. 7, przedsiębiorstwo energetyczne, któremu została udzielona koncesja, przekazuje Prezesowi URE w formie pisemnej najpóźniej w czternastym dniu od dnia, w którym otrzymał takie zgłoszenie, pisemną informację o tym zgłoszeniu.

12. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, jest zwalniane przez Prezesa URE w drodze postanowienia, w terminie 6 miesięcy od dnia zakończenia prowadzenia działalności koncesjonowanej.

13. Zabezpieczenie majątkowe może zostać zwolnione przez Prezesa URE, w drodze postanowienia, przed zakończeniem prowadzenia działalności koncesjonowanej, w przypadku gdy wielkość kapitału własnego przedsiębiorstwa energetycznego, wynikająca ze sprawozdania finansowego zbadanego przez biegłego rewidenta, przekroczy wielkość tego zabezpieczenia.

14. W sprawie zabezpieczenia majątkowego Prezes URE wydaje postanowienie. Na postanowienie w sprawie zmiany formy lub zwolnienia zabezpieczenia majątkowego służy zażalenie.

15. Prezes URE doręcza postanowienie, o którym mowa w ust. 12 i 13, także gwarantowi, o którym mowa w ust. 7.

16. Minister właściwy do spraw finansów publicznych może określić, w drodze rozporządzenia, wzory treści gwarancji bankowych i ubezpieczeniowych, uwzględniając konieczność zapewnienia prawidłowej realizacji przez gwaranta zobowiązania, o którym mowa w ust. 1.

17. Minister właściwy do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki stosowania zabezpieczeń majątkowych, mając na uwadze konieczność zabezpieczenia wykonania zobowiązań wobec osób trzecich mogących powstać wskutek niewłaściwego wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją.

18. Do działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą nie stosuje się przepisów ust. 1–17.”;

42) w art. 41 w ust. 4 w pkt 3 kropkę zastępuję się średnikiem i dodaje się pkt 4–6 w brzmieniu:

- „4) w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego prawomocnej decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów;
- 5) w przypadku nieprzedstawienia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego, o którym mowa w art. 38 ust. 5;
- 6) w przypadku nieuzupełnienia przez przedsiębiorstwo energetyczne zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, o którym mowa w art. 38 ust. 1.”;

43) po art. 42a dodaje się art. 42b w brzmieniu:

„Art. 42b. 1. Koncesja na obrót gazem ziemnym z zagranicą wygasa, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie udzielonej koncesji, nie dokona obrotu gazem ziemnym z zagranicą przez kolejne następujące po sobie 12 miesięcy.

2. W przypadku określonym w ust. 1 Prezes URE, w drodze decyzji, stwierdza wygaśnięcie koncesji.”;

44) po art. 43f dodaje się art. 43g w brzmieniu:

„Art. 43g. 1. Operator systemu elektroenergetycznego prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do jego sieci, zgodnie z wzorem określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9.

2. W przypadku gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w ust. 1, może być więcej niż jeden operator systemu elektroenergetycznego, wpisu do tego rejestru dokonuje operator wybrany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.

3. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w ust. 1, podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW.

4. Operator systemu elektroenergetycznego jest obowiązany wpisać magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w ust. 5.

5. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci danego operatora systemu elektroenergetycznego, posiadacz magazynu jest obowiązany przekazać temu operatorowi informację, zgodnie z wzorem określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, zawierającą dane, o których mowa w ust. 6, w terminie 7 dni od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji.

6. Rejestr, o którym mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) oznaczenie posiadacza magazynu energii elektrycznej, w tym:
 - a) imię i nazwisko albo nazwę wraz z oznaczeniem formy prawnej posiadacza magazynu energii elektrycznej,
 - b) miejsce prowadzenia działalności gospodarczej, siedzibę oraz jej adres,
 - c) numer PESEL albo numer identyfikacji podatkowej (NIP), o ile taki posiada;
- 2) oznaczenie magazynu energii elektrycznej zawierające:
 - a) określenie technologii wykorzystywanej do magazynowania energii elektrycznej,
 - b) dane dotyczące łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej określonej w kW,
 - c) dane dotyczące pojemności magazynu energii elektrycznej określonej w kWh,
 - d) sprawność magazynu energii elektrycznej,
 - e) maksymalną moc ładowania wyrażoną w kW,
 - f) maksymalną moc rozładowania wyrażoną w kW,
 - g) miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej,
 - h) wskazanie, czy magazyn energii elektrycznej stanowi część jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego;
- 3) tytuł prawny do posiadanego magazynu energii elektrycznej.

7. Rejestr, o którym mowa w ust. 1, jest jawny i udostępniany przez operatora systemu elektroenergetycznego na jego stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych.

8. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia operatora systemu elektroenergetycznego o wszelkiej zmianie danych określonych w ust. 6 w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych. Operator systemu elektroenergetycznego jest

obowiązany do zaktualizowania tych danych w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia.

9. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, wzór rejestru magazynów energii elektrycznej, wzór informacji, o której mowa w ust. 5, oraz jej aktualizacji, a także format danych zamieszczanych w rejestrze magazynów energii elektrycznej, kierując się koniecznością ujednolicenia formy przekazywania informacji dotyczących magazynów energii elektrycznej oraz możliwością agregowania informacji zawartej w rejestrach magazynów energii elektrycznej prowadzonych przez operatorów systemu elektroenergetycznego.”;

45) w art. 45:

a) w ust. 1:

– wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o którym mowa w art. 32 ust. 1, z wyłączeniem magazynowania energii elektrycznej. Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający.”,

– pkt 2a otrzymuje brzmienie

„2a) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i powiązanych z nią magazynów energii elektrycznej, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%.”,

b) po ust. 1h dodaje się ust. 1i i 1j w brzmieniu:

„1i. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty uzasadnione związane z tworzeniem i funkcjonowaniem systemu pomiarowego, systemu zdalnego odczytu lub centralnego systemu informacji rynku energii oraz wykonywania innych zadań wynikających z ustawy, w szczególności wykonywania zadań operatora informacji rynku energii.

1j. W kosztach działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty

uzasadnione związane z wybudowaniem przez niego magazynu energii elektrycznej stanowiącego część jego sieci i funkcjonowaniem tego magazynu.”,

c) dodaje się ust. 9–13 w brzmieniu:

„9. W rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za energię elektryczną pobraną z sieci elektroenergetycznej przez magazyn energii elektrycznej, przedmiotem rozliczenia jest różnica energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej i energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym.

10. W rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za moc umowną określoną dla magazynu energii elektrycznej, z wyłączeniem rozliczeń za przekroczenie mocy umownej, moc ta na potrzeby rozliczeń jest pomniejszana o iloczyn mocy umownej i współczynnika określonego przez stosunek energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej do energii elektrycznej pobranej z sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym.

11. Jeżeli magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej, w rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za energię elektryczną pobraną z sieci przez ten magazyn, przedmiotem rozliczenia jest różnica energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej i energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym, ustalona w oparciu o wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego tego magazynu, o którym mowa w ust. 13.

12. Jeżeli magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej, w rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za moc umowną określoną dla tego magazynu, z wyłączeniem rozliczeń za przekroczenie mocy umownej, moc ta na potrzeby rozliczeń jest pomniejszana o iloczyn mocy umownej i współczynnika określonego przez stosunek energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej do energii elektrycznej pobranej z sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym.

13. Magazyn energii elektrycznej będący częścią jednostki wytwórczej wyposaża się w układ pomiarowo-rozliczeniowy rejestrujący ilość energii

elektrycznej wprowadzonej do magazynu energii elektrycznej i wyprowadzonej z tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo-rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez tę jednostkę.”;

46) w art. 46:

a) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, sposób kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, koszty instalowania u odbiorców końcowych liczników zdalnego odczytu, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego, przejrzystość cen i stawek opłat oraz potrzebę rozwoju drogowego elektrycznego transportu publicznego i magazynowania energii elektrycznej.”,

b) w ust. 4:

– w pkt 5 w lit. d średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. e w brzmieniu:

„e) kosztów związanych z wykorzystaniem usług systemowych nabywanych od odbiorców energii na podstawie art. 9c ust. 2 pkt 8, kosztów wskazanych w art. 11d ust. 5, kosztów wynikających ze stosowania rozporządzeń wydanych na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 oraz kosztów działań, o których mowa w art. 11c ust. 2, poniesionych w roku poprzedzającym rok kalkulacji taryfy;”,

– pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) sposób uwzględniania w taryfach poprawy efektywności, instalowania u odbiorców końcowych liczników zdalnego odczytu i zmiany warunków wykonywanej działalności przez przedsiębiorstwa energetyczne;”,

– po pkt 7 dodaje się pkt 7a w brzmieniu:

„7a) sposób prowadzenia rozliczeń za energię elektryczną pobieraną z sieci i wprowadzaną do sieci przez magazyn energii elektrycznej, w tym

określenie szczegółowego sposobu obliczania współczynnika, o którym mowa w art. 45 ust. 10;”;

47) w art. 47:

a) w ust. 1 zdanie drugie otrzymuje brzmienie:

„Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE.”,

b) po ust. 1a dodaje się ust. 1b w brzmieniu:

„1b. Przedsiębiorstwo energetyczne niezwłocznie po uzyskaniu koncesji i nie później niż po upływie 30 dni od jej uzyskania występuje do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy. Przedsiębiorstwo to do czasu zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy i wprowadzenia jej do stosowania w rozliczeniach z odbiorcami może stosować zaliczkowy sposób rozliczeń z odbiorcami, pod warunkiem złożenia wniosku w tym terminie. Przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do rozliczenia z odbiorcami nadpłaconych kwot za cały okres stosowania zaliczek, zgodnie z zatwierdzoną taryfą.”,

c) w ust. 2a we wprowadzeniu do wyliczenia wyraz „zatwierdza” zastępuje się wyrazami „może zatwierdzić”,

d) w ust. 2d po wyrazach „opisanych zmian” skreśla się wyraz „zewnętrznych”,

e) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE:

1) zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy;

2) decyzje, o których mowa w ust. 2d.”;

48) w art. 54:

a) po ust. 1a dodaje się ust. 1aa w brzmieniu:

„1aa. Świadectwa kwalifikacyjne wydane osobom zajmującym się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci tracą ważność po upływie 5 lat od dnia ich wydania.”,

b) uchyla się ust. 1c,

c) w ust. 2 dodaje się zdanie drugie w brzmieniu:

„Pracodawca może dopuścić do wykonywania prac eksploatacyjnych przy urządzeniach energetycznych, pod nadzorem osoby uprawnionej, osoby nieposiadające świadectw kwalifikacyjnych:

- 1) w celu przygotowania zawodowego z uwzględnieniem przepisów dotyczących zatrudnienia młodocianych;
 - 2) będące uczniami szkoły ponadpodstawowej prowadzącej kształcenie w zawodzie, dla którego podstawa programowa kształcenia w zawodzie szkolnictwa branżowego, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2016 r. – Prawo oświatowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 910 i 1378), przewiduje nabycie umiejętności związanych z wykonywaniem prac eksploatacyjnych przy urządzeniach energetycznych;
 - 3) reprezentujące organy nadzoru;
 - 4) prowadzące specjalistyczne prace serwisowe.”,
- d) uchyla się ust. 2a,
- e) po ust. 2a dodaje się ust. 2b i 2c w brzmieniu:

„2b. Prezes URE jest organem właściwym do uznawania kwalifikacji osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie ust. 7, nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronach umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w rozumieniu ustawy z dnia 22 grudnia 2015 r. o zasadach uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 220).

2c. Sprawdzenie kwalifikacji niezbędnych do wykonywania czynności związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, odpowiednio do rodzaju prac, stanowisk oraz instalacji, urządzeń lub sieci przeprowadzają komisje kwalifikacyjne w formie egzaminu.”,

- f) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Komisje kwalifikacyjne są powoływane na okres 5 lat przez:

- 1) Prezesa URE:
 - a) w przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie ust. 7,

- b) przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych zrzeszających co najmniej 200 członków posiadających kwalifikacje do zajmowania się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zawierają postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej,
- 2) właściwych ministrów oraz Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a,
- 3) ministra właściwego do spraw transportu
– na wniosek przedsiębiorcy, stowarzyszenia naukowo-technicznego lub jednostki organizacyjnej podległej lub nadzorowanej przez właściwych ministrów oraz Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a, lub ministra właściwego do spraw transportu.”,
- g) po ust. 3 dodaje się ust. 3¹–3³ w brzmieniu:
 - „3¹. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, określa w szczególności nazwę i adres komisji kwalifikacyjnej oraz zakres sprawdzanych kwalifikacji.
 - 3². Wniosek, o którym mowa w ust. 3, składa się na piśmie lub za pomocą środków komunikacji elektronicznej, o których mowa w ustawie z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną.
 - 3³. W przypadku złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 3, za pomocą środków komunikacji elektronicznej wniosek ten opatruje się kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub uwierzytelnia z wykorzystaniem profilu zaufanego.”,
- h) w ust. 3a pkt 4 otrzymuje brzmienie:
 - „4) zaprzestania pełnienia służby lub rozwiązania stosunku pracy z jednostką organizacyjną podległą lub nadzorowaną przez właściwego ministra lub Szefa Agencji w przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2.”,
- i) ust. 4 otrzymuje brzmienie:
 - „4. Za sprawdzenie kwalifikacji, o których mowa w ust. 1, pobiera się opłatę od osoby kierującej wniosek o stwierdzenie kwalifikacji, nie wyższą niż 10% minimalnego wynagrodzenia za pracę pracowników, obowiązującego w dniu złożenia tego wniosku.”,
- j) ust. 7 otrzymuje brzmienie:
 - „7. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 6, określi w szczególności:

- 1) rodzaje prac, stanowisk oraz urządzeń, instalacji lub sieci, dla których jest wymagane świadectwo kwalifikacyjne do wykonywania czynności związanych z ich eksploatacją,
 - 2) zakres wiedzy teoretycznej i praktycznej niezbędnej do wykonywania czynności związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, odpowiednio do rodzaju prac, stanowisk oraz instalacji, urządzeń lub sieci,
 - 3) skład komisji kwalifikacyjnych oraz wymagania dla przewodniczącego, zastępcy i członków komisji kwalifikacyjnych ze względu na stanowisko pracy, zakres czynności i grupy urządzeń, instalacji i sieci, na których wykonywane są czynności przez osoby, których kwalifikacje sprawdza ta komisja,
 - 4) tryb przeprowadzania egzaminu przez komisję kwalifikacyjną,
 - 5) sposób wnoszenia opłaty, o której mowa w ust. 4, i jej wysokość,
 - 6) warunki i sposób gromadzenia przez komisje kwalifikacyjne dokumentacji z postępowania w sprawie sprawdzania kwalifikacji,
 - 7) wzór świadectwa kwalifikacyjnego
– biorąc pod uwagę zapewnienie bezpieczeństwa technicznego i niezawodności funkcjonowania oraz bezpiecznej eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznych, ciepłowniczych i gazowych, bezpieczeństwa ludzi i mienia oraz bezstronnego i niezależnego postępowania w sprawie wydania świadectwa kwalifikacyjnego dla osób wykonujących czynności związane z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci.”;
- 49) w art. 56:
- a) w ust. 1:
 - po pkt 1j dodaje się pkt 1k w brzmieniu:
„1k) nie wykonuje w terminie wezwania, o którym mowa w art. 9g ust. 8c lub 8e;”,
 - pkt 3a otrzymuje brzmienie:
„3a) nie stosuje się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, wprowadzonych na podstawie art. 11, art. 11c ust. 2 pkt 2 lub art. 11d ust. 3;”,
 - pkt 5a otrzymuje brzmienie:

- „5a) nie przedkłada do zatwierdzenia taryfy w terminie, o którym mowa w art. 47 ust. 1 zdanie drugie, lub wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w tym przepisie;”;
- po pkt 6 dodaje się pkt 6a–6c w brzmieniu:
 - „6a) bez zgody Prezesa URE, o której mowa w art. 7a ust. 3 pkt 1, wybudował linię bezpośrednią lub gazociąg bezpośredni;
 - 6b) nie przekazuje Prezesowi URE w terminie informacji, o których mowa w art. 9db ust. 2;
 - 6c) stosuje ceny lub stawki, nie przestrzegając warunków lub obowiązków wynikających z art. 9dc ust. 2–4;”;
 - po pkt 16 dodaje się pkt 16a–16c w brzmieniu:
 - „16a) nie przestrzega obowiązku dostarczenia odbiorcy końcowemu w gospodarstwie domowym kopii aktualnego zbioru praw konsumenta, o którym mowa w art. 5 ust. 6e zdanie pierwsze;
 - 16b) nie przestrzega zakazu zawierania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z odbiorcą energii elektrycznej lub paliw gazowych poza lokalem przedsiębiorstwa;
 - 16c) będąc sprzedawcą paliw lub energii, nie informuje poprzedniego sprzedawcy lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej o dniu rozpoczęcia sprzedaży tych paliw lub energii na rzecz danego odbiorcy;”;
 - po pkt 21 dodaje się pkt 21a w brzmieniu:
 - „21a) nie przedkłada do zatwierdzenia metody prognozowania ilości gazu odbieranych przez użytkowników sieci mierzonych rzadziej niż w ciągu doby gazowej lub przedkłada metodę prognozowania niespełniającą wymogów, o których mowa w art. 9ca;”;
 - pkt 23 otrzymuje brzmienie:
 - „23) nie przestrzega postanowień programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 4, zatwierdzonego przez Prezesa URE;”;
 - po pkt 24a dodaje się pkt 24b w brzmieniu:

- „24b) bez zgody Prezesa URE, o której mowa w art. 7a ust. 3 pkt 2, zmienia przeznaczenie sieci gazociągów kopalnianych na gazociąg bezpośredni lub bez poinformowania Prezesa URE oraz odbiorcy zgodnie z art. 4ia ust. 1, zmienia przeznaczenie gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych na sieć dystrybucyjną;”
- po pkt 30a dodaje się pkt 30b–30g w brzmieniu:
 - „30b) odmawia uprawnionym podmiotom dostępu do informacji rynku energii;
 - 30c) nie przestrzega obowiązku pozyskiwania lub przekazywania informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii zgodnie z art. 11u ust. 1;
 - 30d) dokonuje rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe niezgodnie z art. 4k;
 - 30e) nie zapewnia należytej ochrony danych pomiarowych;
 - 30f) nie będąc do tego uprawnionym, przetwarza dane pomiarowe albo przetwarza takie dane w zakresie wykraczającym poza udzielone upoważnienie, albo przetwarza dane pomiarowe w sposób sprzeczny z ustawą;
 - 30g) wbrew obowiązkowi nie zawarł umowy, o której mowa w art. 11zg, z operatorem informacji rynku energii lub, będąc operatorem informacji rynku energii, z nieuzasadnionych przyczyn odmawia jej zawarcia z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego obowiązany do zawarcia tej umowy;”
 - pkt 31 otrzymuje brzmienie:
 - „31) nie przedkłada sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 5a i art. 16 ust. 18, lub planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4, lub ich aktualizacji;”
 - pkt 40 i 41 otrzymują brzmienie:
 - „40) wbrew obowiązkowi wynikającemu z art. 8 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011, nie przekazuje Agencji w terminie danych, lub przekazuje dane nieprawdziwe lub niepełne;

- 41) wbrew obowiązкови wynikającemu z art. 8 ust. 5 rozporządzenia 1227/2011, nie przekazuje Agencji lub Prezesowi URE w terminie informacji, lub przekazuje informacje nieprawdziwe lub niepełne;”;
- po pkt 41 dodaje się pkt 41a w brzmieniu:

„41a) zawodowo zajmując się pośredniczeniem w zawieraniu transakcji, wbrew obowiązкови, o którym mowa w art. 15 rozporządzenia 1227/2011, nie tworzy lub nie utrzymuje skutecznych mechanizmów i procedur mających na celu identyfikację przypadków naruszenia art. 3 lub art. 5 tego rozporządzenia w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które nie są instrumentami finansowymi;”;
 - pkt 42 otrzymuje brzmienie:

„42) zawiera transakcje na hurtowym rynku energii bez wymaganego wpisu do rejestru uczestników rynku, o którym mowa w art. 9 rozporządzenia 1227/2011, lub nie dokonuje aktualizacji danych podanych w formularzu rejestracyjnym, lub podaje w formularzu rejestracyjnym dane niepełne lub nieprawdziwe;”;
 - po pkt 42 dodaje się pkt 42a w brzmieniu:

„42a) będąc wyznaczonym operatorem rynku energii elektrycznej, wbrew żądaniu Prezesa URE, nie przekazuje w terminie informacji lub dokumentów, o których mowa w art. 24a, lub przekazuje nieprawdziwe informacje lub dokumenty;”;
 - w pkt 50 kropkę zastępuje średnikiem i dodaje się pkt 51–54 w brzmieniu:

„51) będąc wyznaczonym operatorem rynku energii elektrycznej, nie przestrzega obowiązków wynikających z art. 4 ust. 5, art. 7 ust. 1–4, art. 9 ust. 1, 12 i 14, art. 10, art. 12, art. 36, art. 37, art. 39–41, art. 46 ust. 2, art. 47 ust. 4, art. 48 ust. 1, 3 i 4, art. 50, art. 52 ust. 1 i 2, art. 53, art. 54, art. 58 ust. 3, art. 59 ust. 5, art. 60, art. 62, art. 75 ust. 3 oraz art. 80 ust. 1 i 4 rozporządzenia 2015/1222, w tym przekazuje informacje nieprawdziwe lub niepełne;

52) utrudnia lub uniemożliwia przeprowadzenie kontroli, o których mowa w art. 23r;

- 53) nie wykonuje obowiązku zawiadomienia, o którym mowa w art. 37a ust. 1;
- 54) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 38 ust. 11.”,
- b) ust. 2g otrzymuje brzmienie:
- „2g. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach, o których mowa w ust. 1:
- 1) pkt 6a–6c, 39–43 i 51, wynosi od 10 000 zł do 1 000 000 zł;
 - 2) pkt 30b–30e, wynosi od 10 000 zł do 500 000 zł.”,
- c) w ust. 2h pkt 9 otrzymuje brzmienie:
- „9) pkt 49 i 52–54 wynosi od 10 000 do 50 000 zł;”,
- d) ust. 3 otrzymuje brzmienie:
- „3. Wysokość kary pieniężnej, o której mowa:
- 1) w ust. 1 pkt 1–1g, 1k–6, 8–11, 12a, 12d–30a i 30f–38, nie może być niższa niż 10 000 zł i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może być niższa niż 10 000 zł i nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym;
 - 2) w ust. 1 pkt 7, 7a i 12, nie może być niższa niż 2000 zł i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może być niższa niż 2000 zł i nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.”,
- e) ust. 8 otrzymuje brzmienie:
- „8. Prezes URE niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o zmianach przepisów w zakresie kar pieniężnych i o działaniach podejmowanych w przypadku naruszeń przepisów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie

(WE) nr 1228/2003, a także przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005.”;

50) w art. 57g ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Kto prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub przeładunku, skraplania, regazyfikacji, przesyłania lub dystrybucji, obrotu paliwami ciekłymi, gazowymi lub energią, w tym obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, bez wymaganej koncesji, podlega grzywnie do 5 000 000 zł albo karze pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 5.”;

51) po art. 62d dodaje się art. 62e w brzmieniu:

„Art. 62e. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych, magazynowaniu lub przeładunku paliw ciekłych, przesyłaniu lub dystrybucji paliw ciekłych, obrocie paliwami ciekłymi, w tym obrocie nimi z zagranicą, a także podmiot przywożący, które nie wykonały obowiązku, o którym mowa w art. 31 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1165 i 1986 oraz z 2017 r. poz. 1387), przekazują do Prezesa URE informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności, zgodnie z wzorem określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 43e ust. 2, w terminie do dnia 1 czerwca 2021 r.

2. Kto nie przekazuje w terminie informacji lub przekazuje nieprawdziwą informację, o której mowa w ust. 1, podlega karze pieniężnej w wysokości 10 000 zł oddzielnie dla każdego rodzaju i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych.

3. Karę, o której mowa w ust. 2, nakłada Prezes URE, z uwzględnieniem art. 56 ust. 4 i 5–7a.”.

Art. 2. W ustawie z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2020 r. poz. 140, 285, 568 i 1086) art. 26c otrzymuje brzmienie:

„Art. 26c. 1. W okresie obowiązywania stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii albo występowania niebezpieczeństwa szerzenia się zakażenia lub choroby zakaźnej, które może stanowić zagrożenie dla zdrowia publicznego, właściwy organ administracji miar może, na wniosek podmiotu uprawnionego do złożenia wniosku o

dokonanie legalizacji ponownej, odroczyć termin dokonania legalizacji ponownej i zezwolić na dalsze użytkowanie danego egzemplarza przyrządu pomiarowego, przez okres nie dłuższy niż 6 miesięcy, jeżeli okres ważności legalizacji ponownej przyrządu pomiarowego, określony w przepisach wydanych na podstawie art. 9, jest wyrażony w miesiącach, albo przez okres nie dłuższy niż 12 miesięcy, jeżeli okres ważności legalizacji ponownej przyrządu pomiarowego, określony w przepisach wydanych na podstawie art. 9, jest wyrażony w latach pod warunkiem, że wnioskodawca dołączy do wniosku oświadczenie, że od dnia dokonania ostatniej legalizacji albo przeprowadzenia oceny zgodności, nie wprowadzono zmian dotyczących konstrukcji, wykonania i warunków właściwego stosowania przyrządu pomiarowego i że spełnia on wymagania, w szczególności w zakresie charakterystyk metrologicznych oraz, że jego dalsze użytkowanie, w ocenie wnioskodawcy, nie stwarza zagrożenia dla wymaganej dokładności pomiarów, a także dla życia lub zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska.

2. Odroczenie i zezwolenie na dalsze użytkowanie, o których mowa w ust. 1, stosuje się do przyrządów pomiarowych, których ważność legalizacji albo obowiązek zgłoszenia do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności upływa w roku, w którym obowiązuje stan zagrożenia epidemicznego albo stan epidemii albo występuje niebezpieczeństwo szerzenia się zakażenia lub choroby zakaźnej, które może stanowić zagrożenie dla zdrowia publicznego.

3. Wniosek o odroczenie i zezwolenie na dalsze użytkowanie, o których mowa w ust. 1, składa się w okresie obowiązywania stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii albo występowania niebezpieczeństwa szerzenia się zakażenia lub choroby zakaźnej, które może stanowić zagrożenie dla zdrowia publicznego.

4. Wniosek oraz oświadczenie, o których mowa w ust. 1, mogą zostać złożone tylko do jednego organu administracji miar pisemnie lub za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344). Organ administracji miar, do którego wpłynął wniosek oraz oświadczenie, może dokonywać wezwań do uzupełnienia braków wniosku lub oświadczenia pisemnie, za pomocą środków komunikacji elektronicznej, telefonicznie lub w inny sposób. Sposób wezwania należy udokumentować, dołączając do akt sprawy notatkę służbową lub potwierdzenie transmisji danych.

5. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, jest składane pod rygorem odpowiedzialności karnej. Składający oświadczenie jest obowiązany do zawarcia w nim klauzuli o następującej treści: „Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia”. Niniejsza klauzula zastępuje pouczenie organu administracji miar o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Jeżeli wnioskodawca nie jest osobą fizyczną, oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, składają osoby uprawnione do reprezentacji wnioskodawcy.

6. Odroczenie terminu dokonania legalizacji ponownej i zezwolenie na dalsze użytkowanie na warunkach określonych w ust. 1 następuje w drodze decyzji, wydanej w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku, a za czynności wydania takiej decyzji nie pobiera się opłaty. Odroczenie i zezwolenie na dalsze użytkowanie, o których mowa w ust. 1, liczone są od pierwszego dnia upływu okresu ważności legalizacji przyrzędu albo terminu, w którym przyrząd powinien być zgłoszony do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności.”.

Art. 3. W ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2019 r. poz. 660 i 1527 oraz z 2020 r. poz. 284) w art. 30b ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Podmiot realizujący Narodowy Cel Redukcyjny jest obowiązany, z uwzględnieniem art. 30e, do zapewniania w roku kalendarzowym minimalnej wartości ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw ciekłych, biopaliw ciekłych, gazu skroplonego (LPG), sprężonego gazu ziemnego (CNG), skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub oleju do silników statków żeglugi śródlądowej, stosowanych w transporcie, w przeliczeniu na jednostkę energii rozporządzanych przez dokonanie jakiegokolwiek czynności prawnej lub faktycznej, lub zużywanych przez ten podmiot na potrzeby własne, oraz energii elektrycznej stosowanej w pojazdach samochodowych, sprzedawanej odbiorcy końcowemu lub zużywanej przez ten podmiot na potrzeby własne, wynoszącej 6%.”.

Art. 4. W ustawie z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 411) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 63:

a) w ust. 1 w pkt 20 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 21 w brzmieniu:

„21) będąc przedsiębiorstwem energetycznym, nie przestrzega obowiązków określonych w art. 5 ust. 4, art. 7 ust. 6 oraz art. 14 ust. 1, ust. 6 lit. a i b oraz ust. 7 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. Urz. UE L 280 z 28.10.2017, str. 1).”;

b) ust. 6a otrzymuje brzmienie:

„6a. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 5b, 5c i 21, kara pieniężna wynosi od 1% do 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara dotyczy działalności wykonywanej na podstawie koncesji, wysokość kary wynosi od 1% do 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.”;

2) w art. 64 w ust. 1 pkt 7 otrzymuje brzmienie:

„7) pkt 6a, 6aa, 17 i 21 – wymierza minister właściwy do spraw energii.”.

Art. 5. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. 2020 r. poz. 722 i 1747) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 2 w ust. 1 w pkt 19 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„nabywca końcowy – podmiot nabywający energię elektryczną, nieposiadający koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 1086, 1378, 1565 i...), z wyłączeniem.”;

2) w art. 9:

a) w ust. 1 pkt 2 otrzymuje brzmienie:

„2) sprzedaż energii elektrycznej nabywcy końcowemu na terytorium kraju, w tym przez podmiot nieposiadający koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, który wyprodukował tę energię.”;

b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Za zużycie energii elektrycznej nie uznaje się strat powstałych w wyniku przesyłania, dystrybucji lub magazynowania energii elektrycznej, z wyłączeniem

energii zużytej w związku z jej przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem oraz energii elektrycznej pobranej nielegalnie.”.

Art. 6. W ustawie z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1088 oraz z 2017 r. poz. 2290) w art. 4 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu:

„2. Przedsiębiorca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wprowadzania do obrotu na stacjach paliwowych benzyn silnikowych realizuje obowiązek, o którym mowa w art. 9b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, również do dnia 31 grudnia 2022 r.”.

Art. 7. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086 i 1503) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 2:

a) pkt 11a otrzymuje brzmienie:

„11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii:

- a) wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, z którym może być połączony magazyn energii elektrycznej stanowiący jego część, przyłączonych do tej samej sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:
- żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu,
 - urządzenia wytwórcze wchodzące w skład tego zespołu mogą być wyposażone w jeden albo w kilka układów wyprowadzenia mocy, w ramach jednego albo kilku punktów przyłączenia,
 - łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,
 - zespół ten jest zlokalizowany na obszarze jednego powiatu albo nie więcej niż 5 gmin graniczących ze sobą

albo

- b) instalację odnawialnego źródła energii wraz z magazynem energii elektrycznej, przyłączonymi w jednym miejscu przyłączenia, przy czym magazyn energii elektrycznej posiada zdolność wyprowadzenia mocy do sieci elektroenergetycznej na poziomie co najmniej 40% mocy zainstalowanej tej instalacji odnawialnego źródła energii przez co najmniej 4 godziny;”,
- b) w pkt 13 część wspólna otrzymuje brzmienie:

„– a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej lub magazyn biogazu rolniczego;”,
- c) w pkt 16 lit. b otrzymuje brzmienie:

„b) stratami energii elektrycznej i ciepła powstającymi podczas ich przesyłania i dystrybucji oraz magazynowania energii elektrycznej;”,
- d) pkt 17 otrzymuje brzmienie:

„17) magazyn energii – magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy – Prawo energetyczne;”,
- 2) w art. 4 ust. 2a otrzymuje brzmienie:

„2a. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uzyskuje od operatora informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 72 ustawy – Prawo energetyczne dane pomiarowe przekazane uprzednio do centralnego systemu informacji rynku energii przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej przez prosumenta energii odnawialnej po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej z wszystkich faz dla trójfazowych mikroinstalacji.”;
- 3) w art. 5:
 - a) w ust. 1 część wspólna otrzymuje brzmienie:

„– informuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.”;

- b) w ust. 2 pkt 1 otrzymuje brzmienie:
 - „1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub magazynu energii elektrycznej, lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;”;
- 4) w art. 29 w pkt 2 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:
 - „3) instalacja odnawialnego źródła energii, w której wytwórca zamierza wykonywać działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego, nie może ponownie służyć wykonywaniu takiej działalności na podstawie art. 31 ust. 4.”;
- 5) w art. 31 ust. 4 otrzymuje brzmienie:
 - „4. W przypadku wydania decyzji, o której mowa w art. 30 ust. 1, z powodu naruszenia obowiązku, o którym mowa w art. 25 pkt 3, instalacja odnawialnego źródła energii służąca do wykonywania działalności gospodarczej objętej decyzją może ponownie służyć wykonywaniu działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wydania tej decyzji.”;
- 6) w art. 38c:
 - a) ust. 5 otrzymuje brzmienie:
 - „5. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uzyskuje od operatora informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 72 ustawy – Prawo energetyczne dane pomiarowe przekazane uprzednio do centralnego systemu informacji rynku energii przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z jego sieci dystrybucyjnej przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej z wszystkich faz dla trójfazowych instalacji.”;
 - b) w ust. 7 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:
 - „Od ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnych źródeł energii spółdzielni energetycznej, a następnie zużytej przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej, w tym ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 3, spółdzielnia energetyczna nie uiszcza.”;
- 7) w art. 45:
 - a) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:

„6a. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na uprawnienia do otrzymywania świadectw pochodzenia lub gwarancji pochodzenia, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w ust. 8.”,

b) ust. 7 otrzymuje brzmienie:

„7. W przypadku braku urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na zaciskach, o których mowa w ust. 6, dopuszcza się dokonywanie pomiarów w miejscu przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii do sieci operatora systemu elektroenergetycznego, pod warunkiem że instalacja odnawialnego źródła energii lub hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii nie obejmuje magazynu energii elektrycznej.”,

c) dodaje się ust. 8 w brzmieniu:

„8. Magazyn energii elektrycznej będący częścią instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii wyposaża się w układ pomiarowo-rozliczeniowy rejestrujący ilość energii elektrycznej wprowadzonej do magazynu energii elektrycznej i wyprowadzonej z tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo-rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii lub hybrydową instalację odnawialnego źródła.”;

8) w art. 70a dodaje się ust. 5 w brzmieniu:

„5. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na prawo do stałej ceny zakupu, o której mowa w ust. 1, oraz prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ust. 2, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.”;

9) w art. 71 dodaje się ust. 6 w brzmieniu:

„6. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na uprawnienie do uczestniczenia w aukcji, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.”;

10) w art. 75 dodaje się ust. 9 w brzmieniu:

„9. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.”;

11) w art. 77 w ust. 3 pkt 1 otrzymuje brzmienie:

„1) maksymalną cenę w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwaną dalej „ceną referencyjną”;

12) w art. 92:

a) w ust. 11 część wspólna otrzymuje brzmienie:

„– ustala się na podstawie udostępnianych w formie elektronicznej przez operatora informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 72 ustawy – Prawo energetyczne rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo–rozliczeniowych w ujęciu dobowym w danym miesiącu; prawo dostępu do tych danych otrzymuje także operator rozliczeń energii odnawialnej w celu weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3.”;

b) ust. 11a otrzymuje brzmienie:

„11a. Operator systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, przekazuje w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy – Prawo energetyczne operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 10 dni po zakończeniu miesiąca, dane w ujęciu dobowym dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, określone na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.”;

c) dodaje się ust. 13–16 w brzmieniu:

„13. Dopuszcza się pobieranie energii elektrycznej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, pod warunkiem spełnienia wymagań, o których mowa w art. 45 ust. 8.

14. Jeżeli instalacja odnawialnego źródła energii lub hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii obejmuje magazyn energii elektrycznej, ilość energii

elektrycznej, o której mowa w ust. 11, oblicza się jako różnicę pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z tej instalacji a ilością energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej, będący częścią tej instalacji, skorygowaną współczynnikiem sprawności magazynu energii elektrycznej.

15. Przez sprawność magazynu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 14, rozumie się stosunek energii elektrycznej wyprowadzonej z magazynu energii elektrycznej do energii elektrycznej wprowadzonej do tego magazynu, wyrażony w procentach, w ramach jednego pełnego cyklu pracy magazynu energii elektrycznej, przy wykorzystaniu nominalnej pojemności tego magazynu oraz ładowania i rozładowywania go mocą nominalną.

16. Jeżeli instalacja odnawialnego źródła energii lub hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii obejmuje magazyn energii elektrycznej, metoda proporcjonalna, o której mowa w ust. 12, uwzględnia ilość energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej zgodnie z zasadą określoną w ust. 14.”;

13) w art. 96 w ust. 3:

a) po pkt 3 dodaje się przecinek i dodaje się pkt 4 w brzmieniu:

„4) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej”;

b) część wspólna otrzymuje brzmienie:

„– w części, w jakiej nie jest zużywana do jej wytwarzania, magazynowania, przesyłania lub dystrybucji, uwzględnia się w ilościach energii elektrycznej, w odniesieniu do której pobiera się opłatę OZE.”;

14) w art. 128 w ust. 5 uchyla się pkt 2.

Art. 8. W ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 2 pkt 18 otrzymuje brzmienie:

„18) magazyn energii elektrycznej – magazyn energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 10k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;”;

2) w art. 46:

a) w ust. 2 po wyrazach „o którym mowa w art. 52 ust. 1 lub 2,” dodaje się wyrazy „w terminie do końca pierwszego roku okresu dostaw,”;

- b) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, która na podstawie art. 25 ust. 5, w wyniku aukcji głównej, zawarła umowę mocową na okres dłuższy niż wynikający z przepisów art. 25 ust. 4, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. c, przed rozpoczęciem okresu dostaw, czas trwania umowy mocowej ulega skróceniu do okresu określonego odpowiednio w art. 25 ust. 4.”,

- c) dodaje się ust. 5 w brzmieniu:

„5. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która na podstawie art. 25 ust. 5, w wyniku aukcji głównej, zawarła umowę mocową na okres dłuższy niż wynikający z przepisów art. 25 ust. 4, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. c, przed zakończeniem trzeciego roku dostaw, czas trwania umowy mocowej ulega skróceniu do okresu określonego odpowiednio w art. 25 ust. 4.”;

- 3) w art. 47:

- a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, za każdy miesiąc roku dostaw, który rozpoczął się przed spełnieniem przez dostawcę mocy wymagań, o których mowa w art. 52 ust. 2, dostawca mocy płaci karę w wysokości:

- 1) 5% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w pierwszym roku dostaw,
- 2) 15% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w drugim roku dostaw,
- 3) 25% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w trzecim roku dostaw

– obliczonej na podstawie najwyższej ceny zamknięcia aukcji mocy odnoszącej się do danego roku dostaw.”,

- b) dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy do dnia przedstawienia informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2, przepisów art. 59 nie stosuje się.”;

- 4) w art. 52:

- a) w ust. 1 wyrazy „12 miesięcy” zastępuje się wyrazami „24 miesięcy”,
- b) w ust. 2:
 - pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie:
 - „1) w przypadku nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy – dokumenty potwierdzające możliwość dostarczenia mocy przez tę jednostkę, w wielkości nie mniejszej niż 95% obowiązku mocowego tej jednostki, przez ciągłą pracę przez okres co najmniej godziny;
 - 2) dokumenty potwierdzające zrealizowanie zakresu rzeczowego inwestycji odpowiadającego nakładom finansowym, o których mowa w pkt 3 lit. a;”,
 - w pkt 3 lit. a otrzymuje brzmienie:
 - „a) poniesienie nakładów finansowych na daną jednostkę rynku mocy w wysokości nie mniejszej niż wymagany poziom nakładów, obliczony jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów finansowych określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b, oraz”,
- c) dodaje się ust. 3 w brzmieniu:
 - „3. W przypadku, o którym mowa w art. 47 ust. 2, w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy, informacje, o których mowa w ust. 2, wraz z niezależną ekspertyzą, o której mowa w ust. 2 pkt 3, obejmują okres do dnia przedstawienia tych informacji.”;
- 5) w art. 58 ust. 5 otrzymuje brzmienie:
 - „5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje operatorowi, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, dane pomiarowe dotyczące jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy na potrzeby weryfikacji wykonania obowiązku mocowego oraz na potrzeby rozliczeń. Przepis art. 9c ust. 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio.”;
- 6) w art. 70:
 - a) w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie:
 - „1) rozliczanych w sposób ryczałtowy – jako stawkę miesięczną, zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej, płatną za punkt poboru energii elektrycznej rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym

mierzony lub wyznaczany jest pobór energii elektrycznej, określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, lub w umowie kompleksowej;”;

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:

„1a. Za odbiorców rozliczanych w sposób ryczałtowy, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uznaje się odbiorców końcowych:

- 1) pobierających energię elektryczną w punktach poboru energii o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zużywających energię elektryczną na potrzeby:
 - a) gospodarstw domowych,
 - b) pomieszczeń gospodarczych związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych, o ile nie jest w nich wykonywana działalność gospodarcza,
 - c) lokali o charakterze zbiorowego mieszkania, o ile nie jest w nich wykonywana działalność gospodarcza,
 - d) mieszkań rotacyjnych, mieszkań pracowników placówek dyplomatycznych i pracowników zagranicznych przedstawicielstw,
 - e) domów letniskowych, domów kempingowych i altan w ogródkach działkowych, w których nie jest wykonywana działalność gospodarcza, oraz w przypadkach wspólnego pomiaru – administracji ogródków działkowych,
 - f) oświetlenia w budynkach mieszkalnych,
 - g) zasilania dźwigów w budynkach mieszkalnych,
 - h) węzłów cieplnych i hydroforni, będących w zarządzie administracji domów mieszkalnych,
 - i) garaży, w których nie jest wykonywana działalność gospodarcza;
- 2) zaliczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne do odrębnej grupy taryfowej utworzonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne dla odbiorców przyłączonych do sieci, niezależnie od poziomu napięcia znamionowego sieci, których instalacje, za zgodą tego przedsiębiorstwa, nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe, celem zasilania, w szczególności silników syren alarmowych, stacji ochrony katodowej gazociągów oraz oświetlania

reklam, a także w przypadku krótkotrwałego poboru energii elektrycznej trwającego nie dłużej niż rok;

- 3) innych niż wymienieni w pkt 1 i 2, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i o mocy umownej nie większej niż 16 kW.

1b. Na potrzeby przypisania odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, do odpowiedniej grupy odbiorców, o których mowa w art. 74 ust. 7 pkt 1–4, dopuszcza się proporcjonalne przeliczenie ilości energii elektrycznej zużytej przez danego odbiorcę końcowego w danym okresie rozliczeniowym na roczne zużycie energii elektrycznej.”;

7) w art. 74:

- a) w ust. 6 objaśnienie symbolu „ Z_{GD} ” otrzymuje brzmienie:

„ Z_{GD} – roczne zużycie energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1,”

- b) w ust. 7 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, Prezes URE kalkuluje odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych, zużywających rocznie:”

- c) ust. 8 otrzymuje brzmienie:

„8. W celu wyznaczenia odrębnych stawek opłaty mocowej dla odbiorców, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, Prezes URE wyznacza stawkę bazową, zgodnie z wzorem:

$$S = \frac{K_{GD}}{0,25 \cdot a + 0,6 \cdot b + c + 1,4 \cdot d}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

S – stawkę bazową,

K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców końcowych, o której mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1,

a – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej,

b – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej,

- c – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej,
- d – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.”,
- d) w ust. 9 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:
„Stawki opłaty mocy dla poszczególnych grup odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 7, wynoszą:”.

Art. 9. W ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. 2020 r. poz. 908 i 1086) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 3:

a) w ust. 1:

– pkt 6 otrzymuje brzmienie:

„6) przekazuje w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne operatorowi informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 72 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej odrębnie na świadczenie usług ładowania w każdym punkcie ładowania przez dostawców usług ładowania oraz na potrzeby funkcjonowania stacji ładowania;”,

– po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu:

„6a) przekazuje w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne operatorowi informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 72 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne dane o dostawcach usług ładowania świadczących usługę ładowania w punktach ładowania stanowiących część ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dane o sprzedawcy, z którym dostawca usług ładowania posiada zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej.”,

– w pkt 11 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 12 w brzmieniu:

„12) przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii:

- a) informacje o punktach poboru energii i punktach pomiarowych,
- b) informacje o dostawcach usług ładowania świadczących usługi w punktach ładowania,
- c) inne informacje na potrzeby realizacji procesów rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 7a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zgodnie z przepisami tej ustawy.”,

b) dodaje się ust. 3 w brzmieniu:

„3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dostawca usług ładowania oraz sprzedawca energii elektrycznej, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej z dostawcą usług ładowania prowadzącym działalność na tej stacji, pozyskuje dane dotyczące ilości zużytej energii elektrycznej odrębnie na świadczenie usług ładowania oraz na potrzeby funkcjonowania stacji ładowania wyłącznie od operatora informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 72 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, z zastrzeżeniem art. 4k ust. 2 tej ustawy.”;

2) w art. 9 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Operator ogólnodostępnej stacji ładowania przekazuje w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 69 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operatorowi informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 72 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne informację o zmianie przez dostawcę usług ładowania sprzedawcy energii elektrycznej.”.

Art. 10. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 250 i 843) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 16:

a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza aukcje nie rzadziej niż raz na kwartał.”,

b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:

„1a. Prezes URE ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki, do końca grudnia każdego roku, harmonogram aukcji na kolejny rok.”,

c) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. W przypadku gdy określona w przepisach wydanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1 i 2, maksymalna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, której sprzedaż mogła zostać objęta premią kogeneracyjną w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przeprowadzenia aukcji, i maksymalna wartość premii kogeneracyjnej wynikająca z tej energii, nie została wykorzystana, Prezes URE uwzględnia je w wielkościach, o których mowa w art. 20 ust. 2 pkt 5, w odniesieniu do aukcji w danym roku kalendarzowym.”;

2) w art. 18:

a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:

„2a. Wytwórca składa do Prezesa URE wniosek o dopuszczenie do udziału w aukcji nie później niż w terminie 14 dni przed dniem rozpoczęcia aukcji. Wniosek złożony po upływie terminu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, pozostawia się bez rozpatrzenia.”,

b) w ust. 4 uchyla się pkt 3,

c) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Okres ważności dokumentów, o których mowa w ust. 4 pkt 1 lit. a i c, w dniu ich złożenia, nie może być krótszy niż 6 miesięcy.”;

3) w art. 19 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Decyzja, o której mowa w ust. 1, jest ważna 18 miesięcy od dnia jej wydania, nie dłużej jednak niż najkrótszy termin ważności dokumentu, o którym mowa w art. 18 ust. 4 pkt 1 lit. a i c.”;

4) w art. 20 w ust. 1 wyrazy „nie później niż 30 dni” zastępuje się wyrazami „nie później niż 45 dni”;

5) w art. 27:

a) w ust. 1 w pkt 2 w lit. c kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:

„3) ostateczne pozwolenie na budowę wydane dla nowej jednostki kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji w terminie nie później

niż 12 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia aukcji, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo budowlane.”,

- b) w ust. 2 w pkt 2 po wyrazach „w okresie 60 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w nowej albo znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji” dodaje się wyrazy „, lub ostateczne pozwolenie na budowę, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo budowlane, zostało wydane dla nowej jednostki kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji po upływie 12 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia aukcji”;
- 6) w art. 43:
- a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza nabór na premię kogeneracyjną indywidualną nie rzadziej niż w czerwcu i w grudniu w roku, dla którego wartość określona w przepisach wydanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 wynosi więcej niż 0.”,
 - b) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. W przypadku gdy określona w przepisach wydanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 i 6, maksymalna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, której sprzedaż mogła zostać objęta premią kogeneracyjną indywidualną w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przeprowadzenia naboru, i maksymalna wartość premii kogeneracyjnej indywidualnej wynikająca z tej energii, nie została wykorzystana, Prezes URE uwzględnia je w wielkościach, o których mowa w art. 46 ust. 2 pkt 3, w odniesieniu do naborów w danym roku kalendarzowym.”;
- 7) w art. 44:
- a) w ust. 4 uchyla się pkt 3,
 - b) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Okres ważności dokumentów, o których mowa w ust. 4 pkt 1 lit. a i c, w dniu ich złożenia, nie może być krótszy niż 6 miesięcy.”;
- 8) w art. 45 ust. 2 otrzymuje brzmienie:
- „2. Decyzja, o której mowa w ust. 1, jest ważna 18 miesięcy od dnia jej wydania, nie dłużej jednak niż najkrótszy termin ważności dokumentu, o którym mowa w art. 44 ust. 4 pkt 1 lit. a i c.”;
- 9) w art. 51:

- a) w ust. 1 w pkt 2 w lit. c kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:
- „3) ostateczne pozwolenie na budowę wydane dla nowej jednostki kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji w terminie nie później niż 12 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia naboru, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo budowlane.”,
- b) w ust. 2 w pkt 2 po wyrazach „w okresie 60 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w nowej albo znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji” dodaje się wyrazy „, lub ostateczne pozwolenie na budowę, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo budowlane, zostało wydane dla nowej jednostki kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji po upływie 12 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia naboru”.

Art. 11. W ustawie z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1524) w art. 26:

- 1) w ust. 1 wyrazy „Przepisów art. 39 ust. 4, art. 39a ust. 4, art. 70a ust. 2 i 4, art. 70e ust. 1 i 2, art. 70f ust. 1, art. 72a ust. 7, art. 74 ust. 1, art. 79 ust. 9–12, art. 92 ust. 6 i 6a oraz art. 93a” zastępuje się wyrazami „Przepisów art. 39 ust. 4, art. 70a ust. 2 i 4, art. 72a ust. 7, art. 74 ust. 1, art. 79 ust. 9–12 oraz art. 92 ust. 6 i 6a”;
- 2) w ust. 2 wyrazy „Przepisy art. 39 ust. 4, art. 39a ust. 4, art. 70a ust. 2 i 4, art. 70e ust. 1 i 2, art. 70f ust. 1, art. 72a ust. 7, art. 74 ust. 1, art. 92 ust. 6 i 6a oraz art. 93a” zastępuje się wyrazami „Przepisy art. 39 ust. 4, art. 70a ust. 2 i 4, art. 72a ust. 7, art. 74 ust. 1 oraz art. 92 ust. 6 i 6a”.

Art. 12. Do umów sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umów kompleksowych dotyczących dostarczania tych paliw lub energii, zawartych z odbiorcą końcowym w gospodarstwie domowym do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, nie stosuje się art. 5 ust. 4c ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 13. 1. Podmiot prowadzący w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej w rozumieniu ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW, może po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy prowadzić tę działalność, pod warunkiem złożenia wniosku

o udzielenie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesji na magazynowanie energii elektrycznej, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Podmiot prowadzący w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW oraz nie większej niż 10 MW jest obowiązany złożyć wniosek o wpis do rejestru magazynów energii elektrycznej zgodnie z art. 43g ustawy zmienianej w art. 1, w terminie do dnia 30 czerwca 2021 r.

Art. 14. 1. Jeżeli podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy złożył wniosek o określenie warunków przyłączenia i wpłacił zaliczkę albo otrzymał warunki przyłączenia, ale nie zawarł umowy o przyłączenie do sieci, ponosi opłatę za przyłączenie do sieci na zasadach określonych w art. 7 ust. 8 pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1.

2. Jeżeli w przypadku, o którym mowa w ust. 1, wysokość wpłaconej zaliczki przekracza połowę rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, kwoty stanowiące różnicę pomiędzy wysokością wpłaconej zaliczki a połową rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia podlegają niezwłocznie zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy do dnia zwrotu tej kwoty.

Art. 15. 1. Operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu przesyłowego dostosuje instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, do wymagań określonych w art. 9g ust. 4 pkt 5a i 10 ustawy zmienianej w art. 1 i przedłoży ją do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wyodrębnioną część instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c ustawy zmienianej w art. 1, w terminie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

3. Operator systemu skraplania gazu ziemnego i operator systemu magazynowania po raz pierwszy opracują odpowiednio projekt instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego oraz projekt instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej i przedłożą ją do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 9 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 16. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utworzy centralny system informacji rynku energii w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 17. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, właściciele urządzeń, instalacji lub sieci, dla których nie wyznaczono operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatorzy ogólnodostępnych stacji ładowania nadadzą, każdy dla swojego urządzenia, instalacji lub sieci, punktom poboru energii numery zgodnie ze standardem GS1 (GSRN), w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 18. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, właściciele urządzeń, instalacji lub sieci, dla których nie wyznaczono operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, oraz operatorzy ogólnodostępnych stacji ładowania prześlą operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w postaci elektronicznej, informacje o punktach pomiarowych w terminie 30 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 19. Użytkownicy systemu, o których mowa w art. 11zg ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, zawierają umowę, o której mowa w tym przepisie, w terminie 33 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 20. 1. Do wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy prac nad polityką energetyczną państwa, o której mowa w art. 14 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, stosuje się przepisy art. 14–15a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym.

2. Rada Ministrów przyjmuje pierwszą politykę energetyczną państwa, opracowaną zgodnie z art. 15 oraz art. 15a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, do dnia 30 czerwca 2023 r.

Art. 21. 1. Minister właściwy do spraw energii:

- 1) w terminie do dnia 31 lipca 2021 r. zamieści w Biuletynie Informacji Publicznej obsługującego go urzędu sprawozdanie, o którym mowa w art. 15b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą;
- 2) w terminie do dnia 31 sierpnia 2021 r. przekaże Komisji Europejskiej sprawozdanie, o którym mowa w pkt 1.

2. Minister właściwy do spraw energii:

- 1) w terminie do dnia 31 lipca 2021 r. zamieści w Biuletynie Informacji Publicznej obsługującego go urzędu sprawozdanie, o którym mowa w art. 15b ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą;
- 2) w terminie do dnia 31 sierpnia 2021 r. przekaże Komisji Europejskiej sprawozdanie, o którym mowa w pkt 1.

Art. 22. W przypadku udzielenia przedsiębiorstwu energetycznemu, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, koncesji pod warunkiem złożenia zabezpieczenia, o którym mowa w art. 38 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, przedsiębiorstwo to jest obowiązane do złożenia, w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, wniosku o zmianę tej koncesji, w celu dostosowania jej treści do wymagań określonych w art. 37 ust. 1 pkt 6a ustawy zmienianej w art. 1.

Art. 23. Świadczenia wydane przez komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, zachowują ważność w przypadku:

- 1) osób, o których mowa w art. 54 ust. 1c pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym – przez okres, na jaki zostały wydane;
- 2) innych osób – przez okres, na jaki zostały wydane, jednak nie dłużej niż przez okres 5 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 24. 1. Komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, powołane na podstawie dotychczasowych przepisów, stają się komisjami kwalifikacyjnymi, o których mowa w art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, pod warunkiem że zostały powołane u przedsiębiorców lub przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych spełniających wymagania określone w art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, i działają przez okres, na jaki zostały powołane.

2. Komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ust. 3 pkt 2 i 3 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, powołane na podstawie dotychczasowych przepisów, stają się odpowiednio komisjami kwalifikacyjnymi, o których mowa w art. 54 ust. 3 pkt 2 i 3 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, i działają przez okres, na jaki zostały powołane.

Art. 25. Przepis art. 54 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się również do uczniów dotychczasowych szkół ponadgimnazjalnych prowadzących kształcenie w zawodzie.

Art. 26. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, które w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy eksploatuje gazociąg bezpośredni lub sieć gazociągów kopalnianych w rozumieniu ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, przeprowadza, przy udziale operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, o którym mowa w ust. 2, przegląd eksploatowanej przez siebie infrastruktury w zakresie spełniania wymogów pozwalających uznać ją odpowiednio za gazociąg bezpośredni lub sieć gazociągów kopalnianych, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki raport z tego przeglądu.

2. Infrastruktura niespełniająca wymogów pozwalających uznać ją odpowiednio za gazociąg bezpośredni lub sieć gazociągów kopalnianych udostępniana jest przez właściciela operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. W celu udostępnienia infrastruktury operatorowi przedsiębiorstwo energetyczne będące właścicielem gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych:

- 1) zawiera umowę, o której mowa w art. 4ia ustawy zmienianej w art. 1;
- 2) przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego, z którym zawarł umowę, o której mowa w pkt 1, informacje o tym gazociągu lub tej sieci gazociągów oraz charakterystyce poboru paliw gazowych, w szczególności informacje o:
 - a) odbiorcach końcowych przyłączonych do tego gazociągu lub tej sieci gazociągów oraz ich charakterystyce poboru paliw gazowych,
 - b) łącznym poborze paliw gazowych przez odbiorców przyłączonych do tego gazociągu lub tej sieci gazociągów w okresie ostatnich 5 lat lub w całym okresie eksploatacji tego gazociągu lub tej sieci gazociągów, jeżeli okres ten jest krótszy niż 5 lat,
 - c) miejscu rozdziału własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji odbiorcy końcowego oraz własności układów pomiarowo-rozliczeniowych, wynikających z umowy o przyłączenie lub innych dokumentów,
 - d) parametrach jakościowych transportowanych paliw gazowych lub gazu ziemnego oraz o dokumentach potwierdzających akceptację tych parametrów przez odbiorców,
 - e) parametrach tego gazociągu lub tej sieci gazociągów oraz ich przebiegu, wynikających z dokumentów zgromadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w okresie ich budowy i eksploatacji.

3. W przypadku gdy decyzja o udzieleniu koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych wymaga zmiany, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, o którym mowa w ust. 2, lub przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 lub 4 ustawy zmienianej w art. 1, do których systemów dystrybucyjnych ma zostać włączona infrastruktura, o której mowa w ust. 2, składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosek o zmianę koncesji na dystrybucję paliw gazowych, w terminie 1 miesiąca od dnia zawarcia umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1.

4. W przypadku gdy decyzja o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego gazowego wymaga zmiany, właściciel gazociągu lub sieci gazociągów, o której mowa w ust. 2, składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosek o wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego gazowego w terminie 1 miesiąca od dnia zawarcia umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1.

5. Jeżeli odbiorca końcowy, do którego paliwa gazowe dostarczane były z pominięciem systemu gazowego bezpośrednio gazociągiem lub siecią gazociągów, o których mowa w ust. 2, nie zgłosi temu operatorowi informacji o zawarciu umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży paliw gazowych do dnia przeniesienia infrastruktury na podstawie umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1, operator lub przedsiębiorstwo, o których mowa w ust. 3, zawiera niezwłocznie, w imieniu i na rzecz tego odbiorcy, umowę kompleksową z przedsiębiorstwem, o którym mowa w art. 4ia ust. 5 ustawy zmienianej w art. 1.

6. Umowa kompleksowa, o której mowa w ust. 5, jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia uprawomocnienia się decyzji o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego gazowego dla gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 2, lub w przypadku braku konieczności uzyskania koncesji – od dnia ustalonego zgodnie z zasadami określonymi w art. 4ia ust. 4 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1.

7. Do dnia rozpoczęcia obowiązywania umowy, o której mowa w ust. 5, paliwa gazowe lub gaz ziemny mogą być dostarczane na podstawie umowy dotychczasowej.

8. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego potwierdza odbiorcy końcowemu przyłączonemu do gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 2, warunki świadczenia usług dystrybucji lub proponuje nowe warunki, najpóźniej w terminie 60 dni od dnia uprawomocnienia się decyzji o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego dla gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 2, lub od dnia ustalonego zgodnie z zasadami określonymi w art. 4ia ust. 4 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1, w przypadku braku konieczności uzyskania tej decyzji.

9. Warunki świadczenia usług dystrybucji, o których mowa w ust. 8, zastępują umowę o przyłączenie i stają się wiążące z chwilą ich skutecznego doręczenia, chyba że odbiorca paliw gazowych wypowie umowę kompleksową, o której mowa w ust. 5. Sprzedawca paliw gazowych informuje niezwłocznie operatora systemu dystrybucyjnego gazowego o wypowiedzeniu umowy kompleksowej.

10. Nie wszczyna się postępowań, a wszczęte umarza, w sprawach o wymierzenie kary pieniężnej w zakresie, w jakim dotyczą one gazociągów lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 2, o ile w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy te gazociągi lub sieci gazociągów zostaną udostępnione operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego.

Art. 27. 1. Do postępowania przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 10, lub w sprawie wydania decyzji, o którym mowa w art. 44 ust. 1 tej ustawy, które zostało wszczęte i niezakończone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 10, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

2. Przepis art. 16 ust. 5 i art. 43 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 10, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się po raz pierwszy do niewykorzystanej maksymalnej ilości energii elektrycznej i wartości premii kogeneracyjnej wynikającej z tej energii, określonych dla roku 2020 odpowiednio w przepisach wydanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1 i 2 oraz pkt 5 i 6 ustawy zmienianej w art. 10.

Art. 28. Ceny referencyjne oraz okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu lub prawo do pokrycia ujemnego salda, określone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 7, w brzmieniu dotychczasowym, dla 2020 r., stosuje się do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 7, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 29. Do naruszeń obowiązku, o którym mowa w art. 25 pkt 3 ustawy zmienianej w art. 7, które miało miejsce nie wcześniej niż w dniu 1 stycznia 2020 r., stosuje się art. 31 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 7, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

Art. 30. 1. Do rozliczenia obowiązku, o którym mowa w art. 30b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu dotychczasowym, za rok 2020, stosuje się przepis art. 30b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu dotychczasowym.

2. Obowiązek, o którym mowa w art. 30b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, za rok 2021, realizuje się proporcjonalnie za okres od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy do dnia 31 grudnia 2021 r.

Art. 31. Przepisy art. 46 ust. 2, 4 i 5, art. 47 ust. 2 i 3 oraz art. 52 ust. 1, ust. 2 pkt 1, 2 i pkt 3 lit. a i ust. 3 ustawy zmienianej w art. 8, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się także do umów mocowych zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 32. 1. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1 zachowują moc do dnia wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, jednak nie dłużej niż przez 4 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i mogą być zmieniane.

2. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 24 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

3. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 54 ust. 6 i 7 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 54 ust. 6 i 7 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 33. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów:

- 1) art. 1 pkt 49 lit. a:
 - a) tiret czwarte w zakresie dodanego art. 56 ust. 1 pkt 6a,
 - b) tiret ósme w zakresie dodanego art. 56 ust. 1 pkt 24b– które wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia;
- 2) art. 1 pkt 20 w zakresie dodanego art. 11x ust. 4, który wchodzi w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia;
- 3) art. 1 pkt 19, który wchodzi w życie po upływie 24 miesięcy od dnia ogłoszenia;
- 4) art. 1 pkt 20 w zakresie dodawanego art. 11y ust. 3 i art. 11zg oraz pkt 49 lit. a tiret dziewiąte w zakresie dodanego art. 56 ust. 1 pkt 30g i lit. c w zakresie zmienianego art. 56 ust. 3 pkt 1 w zakresie w jakim przepis ten dotyczy art. 56 ust. 1 pkt 30g, które

wchodzą w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 30 miesięcy od dnia ogłoszenia;

- 5) art. 1 pkt 5 lit. b, pkt 6, pkt 14 lit. d, pkt 20 w zakresie dodawanego art. 11y ust. 1 pkt 1–4 i 6 i ust. 2 pkt 2–8, art. 11z ust. 1–3, art. 11zb–11zf, pkt 49 lit. a tiret dziewiąte w zakresie dodanego art. 56 ust. 1 pkt 30b–30d, lit. b w zakresie w zmienianego art. 56 ust. 2g pkt 2 w zakresie w jakim przepis ten dotyczy art. 56 ust. 1 pkt 6a oraz lit. e w zakresie dodawanego art. 56 ust. 3a w zakresie w jakim przepis ten dotyczy art. 56 ust. 1 pkt 30b–30d oraz art. 7 pkt 2, pkt 6 lit. a i pkt 12 lit. a i b, art. 8 pkt 5 oraz art. 9, które wchodzą w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 36 miesięcy od dnia ogłoszenia.

UZASADNIENIE

Projekt ustawy wprowadza zmiany w następujących obszarach:

1. Umożliwia się wykonanie przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, w tym ogólne zasady głosowania w sprawie decyzji dotyczących wniosków przygotowywanych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej;
2. Stwarza się podstawę prawną dla rekuperacji energii elektrycznej zwróconej do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów oraz odbioru energii elektrycznej przez punkt ładowania z pojazdu elektrycznego;
3. Wprowadza się obowiązek opracowywania przez operatora systemu magazynowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej;
4. Prezes URE będzie organem właściwym do uznawania kwalifikacji osób wykonujących prace przy urządzeniach, instalacjach i sieciach energetycznych nabytych w państwach członkowskich UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich EFTA; wszystkie świadectwa będą tracić ważność po upływie 5 lat od dnia ich wydania;
5. Prezes URE zatwierdzi instrukcję tylko wtedy, jeżeli spełnia ona wymagania określone w ustawie, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. W innym przypadku Prezes URE będzie mógł wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, który przedłożył instrukcję, do jej zmiany w oznaczonym zakresie, wyznaczając mu w tym celu odpowiedni termin. W razie niewykonania wezwania w terminie, Prezes URE będzie mógł samodzielnie zmienić instrukcję w zakresie objętym wezwaniem i zatwierdzić ją w brzmieniu uwzględniającym wprowadzone przez nią zmiany;
6. Prezes URE będzie mógł cofnąć koncesję w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2020 r. poz. 1076 i 1086);
7. Wprowadza się podstawy prawne dla funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych;

8. Wprowadza się kompleksowe rozwiązania dla funkcjonowania i rozwoju magazynów energii elektrycznej;
9. Dokonuje się zmian w zakresie przepisów regulujących politykę energetyczną państwa w sposób pozwalający na elastyczne kształtowanie formuły dokumentu;
10. Doprecyzowuje się przepisy dotyczące taryf oraz zmienia się miejsce publikacji taryf dla ciepła z dziennika wojewódzkiego na Biuletyn URE;
11. Wprowadzono środki mające na celu przeciwdziałanie nieuczciwym praktykom niektórych sprzedawców, wprowadzając zakaz zawierania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa;
12. Umożliwia się prowadzenie postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów (ADR - z ang. alternative dispute resolution) osobom zajmującym się obsługą Koordynatora;
13. Szczegółowo uregulowano kwestię zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją;
14. Doprecyzowano definicję uczestnika rynku (włączając jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej) oraz przepisy karne w zakresie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 326 z 08.12.2011, str. 1), zwanego dalej „REMITem” zgodnie z uwagami Prezesa URE;
15. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej został zobowiązany do zapewnienia publicznego dostępu do aktualnego stanu prawnego związanego z prawami konsumenta energii;
16. Wprowadza się systemowe rozwiązania w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania polegające na obowiązku instalacji do dnia 31 grudnia 2028 r. liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV należących do tego operatora, zgodnie z harmonogramem określonym w ustawie (określonych dalej jako system pomiarowy) oraz na powołaniu operatora informacji rynku energii, którego rolą będzie utworzenie i rozwój centralnego systemu informacji rynku energii. Obecny projekt ustawy dokonuje rozdziału przepisów dotyczących systemu pomiarowego i centralnego systemu informacji rynku energii. Podział ten odpowiada podziałowi

odpowiedzialności tych dwóch zakresów: odpowiedzialność za system pomiarowy jest przypisana do operatorów systemów elektroenergetycznych, przede wszystkim do operatorów dystrybucyjnych, natomiast obowiązki związane z utworzeniem operatora informacji rynku energii i centralnego systemu informacji rynku energii dotyczą wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego, w szczególności obowiązek spoczywa na operatorze systemu przesyłowego elektroenergetycznego, który będzie pełnił rolę operatora informacji rynku energii;

17. Wzmacnia się kompetencje nadzorcze Prezesa URE nad rynkiem paliw ciekłych w celu zapobiegania sygnalizowanym przez ten organ nieprawidłowościom;
18. Ponadto projekt usuwa zidentyfikowane luki w prawie oraz doprecyzowuje przepisy wywołujące rozbieżności interpretacyjne;
19. Wprowadza się odroczenie legalizacji ponownej przyrządów pomiarowych w związku z COVID – 19;
20. Usprawnia się procedurę przeprowadzania aukcji uregulowanej w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Ad 1. W projekcie ustawy wprowadza się przepisy niezbędne do prawidłowego i skutecznego stosowania przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn.zm.), (capacity allocation and congestion management), zwanego dalej „Rozporządzeniem CACM”.

Rozporządzenie CACM nakłada na regulatora obowiązek zapewnienia przestrzegania przez nominowanego operatora rynku energii, zwanego dalej „NEMO”, przepisów Rozporządzenia CACM oraz oceny spełniania przez NEMO kryteriów wyznaczenia na nominowanego (wyznaczonego) operatora rynku energii określonych w art. 6 Rozporządzenia CACM.

Przedmiotowy projekt przewiduje rozszerzenie niektórych uprawnień organu regulacyjnego oraz określenie sankcji za dokonywanie naruszeń obowiązków przewidzianych w przepisach Rozporządzenia CACM. W Rozporządzeniu CACM przewidziane są następujące zasady w zakresie nadzorowania, monitorowania i kontroli działań NEMO:

- 1) Zgodnie z art. 4 ust. 3 Rozporządzenia CACM za monitorowanie spełnienia kryteriów wyznaczenia na NEMO odpowiedzialny jest krajowy organ regulacyjny;

- 2) Zgodnie z art. 4 ust. 5 Rozporządzenia CACM organ wyznaczający monitoruje oraz zapewnia przestrzeganie Rozporządzenia CACM przez wszystkich NEMO dokonujących jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub rynków dnia bieżącego w danym państwie członkowskim, bez względu na to, gdzie wyznaczono NEMO;
- 3) Organ wyznaczający dysponuje ponadto następującymi kompetencjami w zakresie kontrolowania działalności prowadzonej przez NEMO i przestrzegania kryteriów wyznaczenia:
 - a) w stosunku do wyznaczonego przez siebie NEMO jest obowiązany cofnąć wyznaczenie w przypadku gdy dany NEMO przestał wypełniać kryteria wyznaczenia i nie przywrócił stanu zgodnego z tymi kryteriami w ciągu 6 miesięcy od przesłania informacji o uchybieniu;
 - b) w odniesieniu do NEMO, które działa na terytorium danego państwa członkowskiego w oparciu o art. 4 ust. 5 (czyli na podstawie wyznaczenia w innym państwie i zawiadomienia o chęci prowadzenia działalności w danym państwie członkowskim), organ wyznaczający może zawiesić prawo do oferowania usług obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w tym państwie członkowskim, o ile uzna, że dany NEMO nie spełnia kryteriów wyznaczenia i nie doprowadzi do stanu zgodności w ciągu 3 miesięcy od przesłania informacji o uchybieniu.

Ponadto, zgodnie z art. 82 Rozporządzenia CACM, podmiot lub podmioty wykonujące funkcje operatora łączenia rynków (tzw. MCO) są monitorowane przez organy regulacyjne lub organy właściwe dla terytorium, na którym są zlokalizowane.

Przywołane powyżej przepisy Rozporządzenia CACM jednoznacznie wskazują na istotne kompetencje monitorująco-kontrolne, które posiada i powinien być w stanie realizować regulator, zarówno w odniesieniu do NEMO wyznaczonych przez siebie, jak i wyznaczonych w innych państwach członkowskich ale działających na terytorium RP na podstawie art. 4 ust. 5 Rozporządzenia CACM. Ponadto wymienione wyżej kompetencje i obowiązki krajowych organów regulacyjnych w stosunku do NEMO i MCO mają charakter ogólny i wymagają doprecyzowania w przepisach krajowych, w celu zapewnienia pełnej skuteczności rozwiązaniom zawartym w Rozporządzeniu CACM.

Należy przy tym podnieść argument o różnej sytuacji NEMO będących giełdą towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) oraz NEMO niespełniającego tego warunku. Wyznaczenie na

NEMO przez regulatora (lub pełnienie takiej funkcji przez podmiot wyznaczony w innym państwie członkowskim) nie jest równoznaczne z przyznaniem statusu giełdy towarowej w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych. O ile zatem w stosunku do NEMO niebędącego giełdą towarową ani krajowy regulator, ani inne organy regulacyjne nie dysponują żadnymi kompetencjami, przewidzianymi w prawie krajowym, o tyle istnieją możliwości wykonywania nadzoru w stosunku do giełd towarowych (pełniącymi przy okazji funkcje NEMO).

Powyższy argument opiera się na wskazanej wyżej różnicy polegającej na dysponowaniu instrumentami regulacyjnymi (choć także niewystarczającymi) w stosunku do NEMO będącego jednocześnie giełdą towarową oraz NEMO, który nie spełnia tego kryterium (zagraniczne NEMO). O ile bowiem, na podstawie obowiązujących przepisów krajowych, zarówno regulator, jak i Komisja Nadzoru Finansowego są w stanie nadzorować działalność giełdy towarowej jako NEMO, o tyle nie dysponują praktycznie żadnymi uprawnieniami w prawie krajowym w odniesieniu do zagranicznych NEMO. Jediną możliwością wpływania na zachowania tych podmiotów są unormowane w rozporządzeniu CACM daleko idące sankcje w postaci cofnięcia wyznaczenia lub (w przypadku NEMO świadczącego usługi na podstawie tzw. paszportu) – zawieszenie możliwości wykonywania funkcji NEMO.

Istnieje zatem konieczność uregulowania na poziomie krajowym zasad nadzoru nad NEMO, które dotyczyłyby wszystkich NEMO, zarówno podmiotów niebędących giełdami towarowymi w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, a więc tzw. zagranicznych NEMO, i podmiotów będącymi giełdami towarowymi w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych.

Konieczne jest przyjęcie przepisów umożliwiających bieżący i regularny (np. coroczny) monitoring działalności prowadzonej przez wszystkich NEMO, w kontekście wypełniania przez te podmioty kryteriów wyznaczenia oraz prawidłowego realizowania zadań NEMO i MCO.

Celowe jest przyjęcie przepisów krajowych dających krajowemu regulatorowi kompetencje do stałego monitorowania działalności przez te podmioty (w kontekście realizacji zadań wynikających z Rozporządzenia CACM, w szczególności określonych w art. 7) oraz do periodycznej weryfikacji spełniania przez nie kryteriów wyznaczenia zawartych w art. 6 Rozporządzenia CACM. Jak wspomniano powyżej, wprowadzenie takich przepisów jest niezbędne, z uwagi na szczątkowe regulacje w tym zakresie zawarte w Rozporządzeniu CACM (pozwalające tylko na zastosowanie ostatecznego środka w postaci zaprzestania działalności przez NEMO, i to tylko w przypadku zaprzestania wypełniania

kryteriów wyznaczenia).

W związku z powyższym w ustawie wprowadza się następujące zmiany:

- zdefiniowano NEMO,
- nadano regulatorowi kompetencje do ustalania zasad podziału uprawnień do głosowania przez NEMO i podział tych uprawnień w rozumieniu art. 9 ust. 2 akapit 4 Rozporządzenia CACM,
- przyznano regulatorowi prawo do żądania od NEMO przedstawienia informacji lub dokumentów dotyczących wykonywanej działalności wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej.

W projekcie określono również sankcje dla NEMO za nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z przepisów Rozporządzenia CACM, nieprzekazywanie ACERowi lub Prezesowi URE informacji, w tym przekazywanie informacji nieprawdziwych lub niepełnych. W projekcie ustawy określono również ogólne zasady głosowania w sprawie decyzji dotyczących wniosków przygotowywanych przez NEMO, które zostały opisane w art. 9 ust. 2 Rozporządzenia CACM. Zaproponowano model, zgodnie z którym wyznaczonemu operatorowi rynku energii elektrycznej przysługuje liczba głosów równa ułamkowi wyrażającemu udział obrotu energią elektryczną dokonanego przez tego operatora na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ogólnej wielkości obrotu energią elektryczną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w poprzednim roku budżetowym.

Ad 2. Projekt ustawy stwarza podstawę prawną dla tzw. rekuperacji energii elektrycznej zwracanej do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów. Z zagadnieniem tym zmierzyły się już niektóre Państwa Członkowskie UE. Przykładowo w Niemczech przyjęto model, w którym zwracanie energii elektrycznej przez pojazdy kolejowe w ramach procesu rekuperacji nie podlega szczególnym ograniczeniom prawnym. Energia ta może być sprzedawana przez przewoźnika kolejowego eksploatującego pojazd kolejowy, którego silniki trakcyjne generują energię elektryczną w trybie pracy prądnicowej i zwraca ją do sieci trakcyjnej. Prawo niemieckie przewiduje stawki na energię elektryczną zwróconą do sieci trakcyjnej w wyniku procesu rekuperacji, lekko zróżnicowane w zależności od tego, czy energia elektryczna jest wprowadzana w szczycie, czy poza szczytem. Pozwala ono przewoźnikowi kolejowemu – uznanemu za wytwórcę rozproszonego – na otrzymywanie wynagrodzenia z tytułu unikniętych w wyniku rekuperacji kosztów korzystania z sieci elektroenergetycznej.

Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania obejmą swoim zakresem

podmiotowym pojazdy kolejowe (w tym metro), tramwaje i trolejbusy. Rozliczanie dostarczanej energii elektrycznej, w przypadku jej zwrotu do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdu kolejowego, tramwaju oraz trolejbusa, będzie następowało na podstawie różnicy ilości energii elektrycznej pobranej i zwróconej przez danego odbiorcę, ustalonej w oparciu o rzeczywiste wskazania urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Rozliczanie strat energii elektrycznej powstałych w sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej oraz w sieci dystrybucyjnej podczas dostarczania lub zwrotu tej energii będzie następowało na podstawie umowy.

Ad 3. Projekt ustawy wprowadza przepisy ustanawiające obowiązek sporządzania przez operatora systemu magazynowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz skonsultowania jej z użytkownikami systemu i przedłożenia do zatwierdzenia przez Prezesa URE na wzór obecnie funkcjonującego obowiązku sporządzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, zarówno przez operatora systemu dystrybucyjnego, jak i operatora systemu przesyłowego. Projektowane przepisy określają zawartość instrukcji, którą powinien przygotować operator systemu magazynowania. Zgodnie z projektem instrukcja powinna określać m.in.: tryb zawierania umów o świadczenie usług magazynowania, procedury udostępniania zdolności magazynowych, sposób zarządzania ograniczeniami systemu gazowego, kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe, współpracę pomiędzy operatorami systemów gazowych, przekazywanie informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami oraz parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu.

Proponowana zmiana pozwoli na zwiększenie zakresu nadzoru nad warunkami świadczenia usług magazynowania i przyczyni się do zwiększenia przejrzystości zasad funkcjonowania operatora systemu magazynowania.

Ad 4. Urządzenia, instalacje lub sieci mają wpływ na bezpieczeństwo osób i pracy systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego, dlatego w projekcie ustawy nieco przebudowano model ich uznawania w ten sposób, aby maksymalnie go usprawnić.

Prezes URE będzie organem właściwym do uznawania kwalifikacji osób

wykonujących prace przy urządzeniach, instalacjach i sieciach energetycznych nabytych w państwach członkowskich UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich EFTA. W przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób oraz przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych zrzeszających co najmniej 200 członków komisje kwalifikacyjne będzie powoływał Prezes URE.

Wszystkie świadectwa kwalifikacyjne wydane osobom zajmującym się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci oraz wpisy do rejestru świadectw kwalifikacyjnych będą tracić ważność po upływie 5 lat od dnia ich wpisu w rejestrze świadectw kwalifikacyjnych.

Utrata ważności przez świadectwa kwalifikacyjne po upływie 5 lat wobec wszystkich osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci wiąże się z tym, że osoby te prowadzą prace na tożsamyh urządzeniach, instalacjach i sieciach, bez względu na to, u kogo i na jakiej podstawie zostały zatrudnione. Kwestia eksploatacji tych urządzeń u małego czy dużego przedsiębiorcy nie powinna stanowić podstawy do rozróżniania w zakresie okresu ważności świadectw kwalifikacyjnych. Zarówno bowiem w jednym, jak i drugim przypadku należy zapewnić, aby eksploatacja ta była dokonywana w sposób bezpieczny dla życia i zdrowia ludzkiego.

Pracodawca będzie mógł dopuścić do wykonywania prac eksploatacyjnych przy urządzeniach energetycznych, pod nadzorem osoby uprawnionej, osoby nieposiadające świadectw kwalifikacyjnych:

- 1) w celu przyuczenia do zawodu z uwzględnieniem przepisów dotyczących zatrudnienia młodocianych;
- 2) reprezentujące organy nadzoru;
- 3) prowadzące specjalistyczne prace serwisowe.

W propozycjach przepisów uregulowano również kwestie wydanych świadectw kwalifikacyjnych oraz istniejących komisji kwalifikacyjnych. Świadectwa wydane przez komisje kwalifikacyjne osobom świadczącym usługi na rzecz konsumentów oraz mikroprzedsiębiorców, małych lub średnich przedsiębiorców, zachowują ważność przez okres, na jaki zostały wydane; wydane zaś innym osobom zachowują ważność przez okres, na jaki zostały wydane, ale nie dłużej niż 5 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczasowych przepisów stają się komisjami kwalifikacyjnymi wskazanymi w projekcie ustawy. Dotyczy to komisji kwalifikacyjnych powołanych przez:

- 1) Prezesa URE:

- a) w przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 54 ust. 7,
 - b) przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych zrzeszających co najmniej 200 członków, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zawierają postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej;
- 2) właściwych ministrów oraz Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a, w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci w jednostkach organizacyjnych nadzorowanych lub podległych tym ministrom lub Szefom Agencji;
- 3) ministra właściwego do spraw transportu, w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci energetycznych eksploatowanych w jednostkach organizacyjnych transportu kolejowego.

Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczasowych przepisów działają przez okres, na jaki zostały powołane.

Jednocześnie doprecyzowuje się, jakie komisje kwalifikacyjne będą powoływane przez Prezesa URE w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, z którymi miał do czynienia ten organ. Są to komisje powoływane w przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 54 ust. 7, oraz przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych zrzeszających co najmniej 200 członków, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zawierają postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej. Wskazanie rodzaju podmiotu oraz ustalenie progu 200 osób ma na celu zagwarantowanie, że komisje kwalifikacyjne będą ustanawiane w/przy podmiotach posiadających stabilną pozycję na rynku oraz wieloletnie doświadczenie. To ośrodki w postaci przedsiębiorstw energetycznych oraz stowarzyszeń naukowo-technicznych działających w branży energetycznej stanowią gwarancję należytego przeprowadzenia egzaminów w zawodzie elektryka. Osoby będące pracownikami ww. podmiotów mają wieloletnie i praktyczne doświadczenie związane z pracą urządzeń elektrycznych. Zawężenie do ww. kategorii podmiotów ma na celu wyeliminowanie sytuacji, w której osoby niemające odpowiedniej wiedzy na temat funkcjonowania energetyki przyznają uprawnienia właśnie w tej dziedzinie. Ministerstwu była wielokrotnie sygnalizowana kwestia powoływania stowarzyszenia jedynie w celu osiągnięcia korzyści materialnych związanych ze zbieraniem opłat za przeprowadzenie egzaminu oraz wydanie świadectwa kwalifikacyjnego. Niekiedy dochodziło do nadużyć związanych z tym, że egzaminy były przeprowadzane

przez niewykwalifikowane osoby, co negatywnie odbijało się na jakości świadczonych usług (dopuszczanie do zawodu osób bez wymaganych kwalifikacji ani doświadczenia) oraz stwarzało zagrożenie zdrowia i życia zarówno dla elektryków, jak i osób, które korzystały z ich usług. Na marginesie należy zauważyć, że zgodnie z art. 9 ustawy z dnia 7 kwietnia 1989 r. – Prawo o stowarzyszeniach (Dz. U. z 2019 r. poz. 713, z późn. zm.) do założenia stowarzyszenia wymagane jest jedynie siedmiu członków.

Ad 5. Mimo wielu lat funkcjonowania przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które wdrażały do polskiego systemu prawnego kolejne pakiety energetyczne UE, nie zostały przełamane monopole grup energetycznych na sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Kolejne dyrektywy rynkowe UE kładły i kładą coraz silniejszy nacisk na rozdzielenie działalności polegającej na dystrybucji energii elektrycznej od sprzedaży tej energii oraz na prawo odbiorcy do wyboru sprzedawcy z poszanowaniem zasady ochrony interesów odbiorców końcowych oraz równoprawnego traktowania stron umowy. W rzeczywistości jednak nie ma mowy o jednakowej pozycji stron i nienarzucaniu warunków umów przez stronę silniejszą. Sytuacja ta wprost prowadzi do hamowania rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Aby powyższemu, negatywnemu zjawisku zapobiec, wyposażono regulatora w odpowiednie narzędzia pozwalające mu zatwierdzić instrukcję ruchu i eksploatacji tylko wtedy, jeżeli spełnia ona wymagania określone w ustawie, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. W innym przypadku Prezes URE będzie mógł wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, który przedłożył instrukcję, do jej zmiany w oznaczonym zakresie, wyznaczając mu w tym celu odpowiedni termin. W razie niewykonania wezwania w terminie, Prezes URE będzie mógł samodzielnie zmienić instrukcję w zakresie objętym wezwaniem i zatwierdzić ją w brzmieniu uwzględniającym wprowadzone przez nią zmiany.

Ad 6. Prezes URE będzie mógł cofnąć koncesję w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, zwanego dalej „Prezesem UOKiK”, wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Prezes UOKiK ma kompetencje m.in. do prowadzenia postępowań w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.

Prezes UOKiK wielokrotnie wykorzystywał przysługujące mu kompetencje, celem

eliminacji negatywnych praktyk na rynku energii.

Szczególnie rozpowszechnionymi praktykami na rynku energii są:

- wprowadzanie przez przedstawicieli przedsiębiorstwa konsumentów w błąd co do tożsamości, przez podszywanie się pod dotychczasowego sprzedawcę prądu,
- sugerowanie, że przedkładane do podpisu dokumenty stanowią aneks do umowy z dotychczasowym sprzedawcą energii bądź wymóg ich podpisania wynika ze zmiany przepisów prawa, likwidacji sprzedawcy energii elektrycznej, z którego usług korzystał dotychczas konsument, lub połączenia tego przedsiębiorcy z innym przedsiębiorcą,
- stosowanie przymusu i wywieraniu na konsumentach presji przez sugerowanie konsumentowi, że jeżeli nie podpisze dokumentów, pozbawiony zostanie prądu albo jego dotychczasowa umowa wygaśnie,
- manipulowanie informacjami o niższych rachunkach za energię,
- niezostawianie konsumentom podpisanych dokumentów.

Prezes UOKiK, w decyzji kończącej postępowanie w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, może nałożyć karę pieniężną w wysokości nie większej niż 10% obrotu osiągniętego w roku obrotowym poprzedzającym rok nałożenia kary. Takie kary nakładane były również na przedsiębiorstwa energetyczne.

Zauważyć jednak należy, iż mimo wypełnienia przez Prezesa UOKiK jego ustawowych obowiązków i wydania decyzji nakładającej karę pieniężną, przedsiębiorca może zaskarżyć decyzję do sądu i w dalszym ciągu dopuszczać się naruszeń.

W praktyce UOKiK zdarzało się, że przedstawiciele ukaranego przedsiębiorstwa notorycznie dopuszczali się działań, które były tożsame z tymi, które stanowiły podstawę do wszczęcia postępowania o cofnięcie koncesji przeciwko takiemu przedsiębiorcy. Dlatego też Prezes UOKiK zwracał się do Prezesa URE o podjęcie działań mających na celu odebranie koncesji przedsiębiorcom dopuszczającym się opisanych wyżej naruszeń.

Na przedsiębiorcy, który uzyskał koncesję na działalność określoną w przepisach ustawy – Prawo energetyczne, ciążyą obowiązki wynikające z warunków udzielonej koncesji oraz przepisów prawa.

Z treści komunikatów, które pojawiały się na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki, wynika natomiast, że dla wszystkich przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem i energią elektryczną Prezes URE wprowadził nowy warunek koncesyjny, nakładający na koncesjonariuszy obowiązek przestrzegania chronionych prawem interesów odbiorców, w tym przez udzielanie odbiorcom

końcowym pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków. W świetle powyższego koncesjonariusz nie powinien stosować praktyk powodujących wprowadzenie odbiorców w błąd co do ich uprawnień lub obowiązków. Postanowienia umów zawieranych z odbiorcami powinny być czytelne i zrozumiałe, a postanowienia inne niż związane z dostarczaniem paliw lub energii (art. 5 ustawy – Prawo energetyczne) powinny być odrębnie i wyraźnie oznaczone. Uzupełnianie koncesji przez dodanie do nich ww. warunku stanowi realizację przez Prezesa URE jego ustawowych zadań, tj. równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii m.in. przez przeciwdziałanie praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczających konkurencję. Powyższy warunek zamieszczany jest we wszystkich nowo udzielanych koncesjach dotyczących obrotu paliwami gazowymi i energią.

Wzmocnienie powyższych rozwiązań przepisami umożliwiającymi cofnięcie koncesji przez Prezesa URE w przypadku praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów pozwoli na skuteczną realizację obowiązków przez regulatora oraz równoważenie pozycji przedsiębiorcy i konsumenta energii.

Na marginesie należy zaznaczyć, że zgodnie z propozycją zawartą w art. 41 ust. 4 Prezes URE może cofnąć koncesję, ale nie jest to obligatoryjne. Dodatkowo, zgodnie z art. 56 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe. Tak więc w przypadku wykonania decyzji Prezesa UOKiK, Prezes URE ma ustawowy obowiązek uwzględnienia tej okoliczności i powinien odstąpić od wymierzenia kary albo zdecydowanie złagodzić jej wymiar.

Ad 7. Na wstępie należy zaznaczyć, że projektowane rozwiązania co do zasady nie służą wdrożeniu dyrektywy 2019/944, bowiem przedmiotowa dyrektywa nawiązuje w obszarze zamkniętych systemów dystrybucyjnych (ZSD) do nowych instytucji prawnych, które są wypracowywane w ramach oddzielnej nowelizacji implementującej w całości IV pakiet energetyczny. Impulsem do podjęcia analiz w zakresie zasadności wprowadzenia instytucji ZSD do ustawy – Prawo energetyczne były wyraźne sygnały zarówno po stronie OSD, jak i przedsiębiorstw, których głównym przedmiotem działalności nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują, niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Obowiązki administracyjne, jakie ustawa – Prawo energetyczne nakłada na tych przedsiębiorców, są niewspółmierne do skali działalności, jaką w rzeczywistości wykonują.

Po pierwsze należy wskazać na jeden z modelowych rodzajów ZSD, jakimi są duże zakłady przemysłowe, których warunki funkcjonowania, w związku z zaszczołściami historycznymi, podyktowane są ich wcześniejszym statusem. W ramach dawnej struktury gospodarczej zapewniały dostawę energii elektrycznej głównie na potrzeby swoich oddziałów czy działów produkcyjnych i jednocześnie dla wszystkich innych podmiotów lub jednostek zlokalizowanych na terenie przedsiębiorstwa. Z biegiem czasu przedsiębiorstwa te ulegały przekształceniom restrukturyzacyjnym, produkcyjnym i funkcjonalnym, często także własnościowym. Nie następowały natomiast zmiany w konfiguracji i funkcjonowaniu układu elektroenergetycznego. Wobec tego przedsiębiorstwa przyłączone do sieci dystrybucyjnej (lub przesyłowej) wciąż zapewniają dostawę energii elektrycznej do wielu swoich historycznych pododbiorców, a zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne muszą uzyskać status przedsiębiorstw energetycznych, choć działalność polegająca na dystrybucji i obrocie nie wchodzi w zakres ich podstawowej działalności gospodarczej.

Z technicznego punktu widzenia przyłącza odbiorców pracują na wysokim napięciu (WN) lub średnich napięciach (SN) i przez układy transformatorowe, linie napowietrzne lub kablowe redystrybuują energię na SN lub niskie napięcia (nN) do układów pomiarowych i końcowego zużycia. Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa te muszą uzyskać status przedsiębiorstw energetycznych, choć działalność polegająca na dystrybucji energii elektrycznej i jej obrocie nie wchodzi w zakres ich podstawowej działalności gospodarczej.

Inny modelowy rodzaj systemu dystrybucyjnego zamkniętego to stosunkowo nowe rozwiązanie, które pojawiło się na gospodarczej mapie Polski wraz z powstaniem i rozwojem specjalnych stref ekonomicznych, kompleksów i centrów handlowych (wielkopowierzchniowych), centrów biurowych, wydzielonych osiedli mieszkaniowych oraz innych miejsc świadczenia usług wspólnych obsługujących łącznie wiele tysięcy nowych odbiorców energii elektrycznej. Podobnie jak zakłady przemysłowe, także w odniesieniu do wymienionych powyżej obiektów mamy do czynienia z obiektem przyłączonym liniami kablowymi do sieci WN lub sieci SN, gdzie z reguły wewnątrz podmiotu przyłączonego przez rozdzielnice, stacje transformatorowe, złącza kablowe i elastycznie konfigurowane szynoprzewody oraz układy pomiarowe energia elektryczna doprowadzona jest do odbiorcy końcowego.

W każdym przypadku uzyskanie statusu przedsiębiorstwa energetycznego wiąże się z koniecznością sprostania ponadstandardowym wymaganiom, takim jak: uzyskanie koncesji, zatwierdzanie taryfy, przedkładanie różnego rodzaju sprawozdań itp. W związku

z powyższym o koncesję na dystrybucję energii elektrycznej, a także status OSD, występują podmioty prowadzące galerie handlowe, zamknięte osiedla i przede wszystkim duże zakłady przemysłowe.

Co więcej, ustawa – Prawo energetyczne nie rozróżnia spółek ze względu na skalę działalności energetycznej. Z małymi wyjątkami, tak samo traktuje te, które obsługują miliony odbiorców końcowych, jak i te, które mają tych odbiorców kilkunastu lub kilkudziesięciu. Przepisy ustawy – Prawo energetyczne narzucają jednakowe obowiązki na podmioty podejmujące zamierzoną lub wymuszoną działalność dystrybucyjną, w postaci konieczności uzyskania koncesji na prowadzenie takiej działalności oraz statusu OSD.

Zgodnie z danymi ze strony Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako: „URE”) liczba OSD rośnie od 2009 roku. Poniższe zestawienia obrazują wzrost ilości OSD aż o 1960%¹ od 2008 r.:

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
OSD wyznaczeni w danym roku	1	4	4	1	9	52	59	12	15	10	9	7
Suma OSD w poszczególnych latach	1	5	9	10	19	71	130	142	157	167	176	183
Wzrost	n/a	400%	80%	11%	90%	274%	83%	9%	11%	6%	5%	4%

Wskazany wzrost nie jest uzasadniony dynamiczną rozbudową systemu dystrybucyjnego. Znaczną część spółek wyznaczonych na operatorów sieci dystrybucyjnej stanowią przedsiębiorstwa, których funkcjonowanie niejako wymusza uzyskanie takiego statusu – chodzi tu przede wszystkim o wspomniane duże zakłady produkcyjne, specjalne strefy ekonomiczne, centra i kompleksy handlowe oraz biurowe.

Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na operatorów systemów dystrybucyjnych szereg obowiązków, których spełnianie zapewnia ochronę użytkowników sieci dystrybucyjnej, zachowanie jej w należytym stanie technicznym oraz jej rozbudowę. Celowość nałożenia tych samych obowiązków na przedsiębiorstwa funkcjonujące w sektorze energetyki zawodowej, przedsiębiorstwa produkcyjne posiadające ograniczone systemy dystrybucyjne oraz galerie handlowe i centra biurowe jest co najmniej wątpliwa – w

¹<https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/operatorzy-systemow-el/787,Operatorzy-systemow-elektroenergetycznych-dane-adresowe-i-obszary-dzialania.html>

większości z nich brak jest odbiorców będących gospodarstwami domowymi. Dodatkowo przedsiębiorstwa posiadające ograniczone systemy dystrybucji nie są, co do zasady, zainteresowane rozbudową własnej sieci i przyłączaniem nowych odbiorców z uwagi na fakt, że głównym profilem ich działalności nie jest dystrybucja energii, zaś sama sieć dystrybucyjna pozostająca do ich dyspozycji jest ograniczona do terenu obiektu/obszaru. Ponadto takie przedsiębiorstwa przeznaczają znaczne zasoby finansowe, ludzkie oraz organizacyjne w celu spełnienia wymagań administracyjnych wynikających z ustawy – Prawo energetyczne. Koszty ponoszone przez tego rodzaju OSD są nieporównywalne w skali odniesienia tych samych nakładów przez spółki dystrybucyjne, których działalność nastawiona jest wyłącznie na dystrybucję, i nieproporcjonalne do profilu prowadzonej działalności regulowanej.

Brak definicji pojęcia zamkniętego systemu dystrybucyjnego został wskazany w opracowanej przez Konfederację Lewiatan „Czarnej Liście Barrier dla rozwoju przedsiębiorczości” z zakresu ochrony środowiska i energetyki. Z inicjatywami legislacyjnymi w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych wystąpiło szereg Wojewódzkich Rad Dialogu Społecznego.

Innym ważnym argumentem przemawiającym za przyjęciem nowelizacji w proponowanym zakresie jest odciążenie organu regulacyjnego – Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Biorąc pod uwagę zakres kompetencji Prezesa URE i coraz większą liczbę spraw administracyjnych załatwianych przez URE, nieproporcjonalną do przyznawanego budżetu² należy wskazać, że ograniczenie niektórych z obowiązków administracyjnych nałożonych na operatora SDZ wpłynie pozytywnie na nakład pracy URE, nie uchybiając tym samym skuteczności w nadzorze rynku energii.

Wprowadzenie instytucji ZSD do polskiego porządku prawnego wpłynie pozytywnie również na status odbiorców końcowych. W obecnym momencie duża część systemów, które mogłyby zostać uznane za dystrybucyjne, nie uzyskuje takiego statusu, z obawy przed wysokim stopniem obciążeń administracyjnych ciążących na operatorach. Prowadzi to do sytuacji, w których odbiorcom energii elektrycznej dużo łatwiej jest udostępniać media swoim pododbiorcom na zasadzie refaktury i obciążać ich kosztami dostarczania mediów. W związku z powyższym w chwili obecnej pododbiorcy – głównie mali i średni przedsiębiorcy, pozbawieni są swoich podstawowych praw, np. prawa do zmiany sprzedawcy. Ponadto pododbiorcy ponoszą obecnie znacznie wyższe koszty niż te, które ponosiliby w przypadku wprowadzenia instytucji ZSD. Dodatkowo funkcjonowanie ZSD wpłynie pozytywnie na

²<http://www.senat.gov.pl/prace/komisje-senackie/przebieg.6946.1.html>

propagowanie konkurencji na rynku energii elektrycznej, z uwagi na fakt, że pododbiorcy będą mogli w pełni korzystać z prawa do zmiany sprzedawcy.

Przygotowany projekt nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne określa, czym jest ZSD, oraz reguluje jego status prawny. Wniosek o uznanie systemu dystrybucyjnego za ZSD ma dotyczyć systemu dystrybucyjnego zlokalizowanego na ograniczonym obszarze geograficznym, w tym w szczególności na obszarze zakładu przemysłowego oraz w jego najbliższym otoczeniu, na obszarze obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych. Chodzi tu o przypadki, o których mowa w pierwszej części uzasadnienia, w których funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego oparte jest o specyfikę danego zespołu obiektów. Dodatkowym obostrzeniem jest wykluczenie możliwości funkcjonowania odbiorców komunalnych niepowiązanych z operatorem ZSD.

Zgodnie z projektem ustawy za zamknięty system dystrybucyjny Prezes URE może uznać w szczególności zakłady przemysłowe, centra handlowe i centra usług wspólnych, jeżeli spełniają przesłanki wskazane w ww. artykule. Proponowany przepis wyklucza natomiast możliwość przyznania statusu systemu zamkniętego spółdzielniom mieszkaniowym i deweloperom. Jednocześnie nie jest wykluczone przyznanie go podmiotom posiadającym osiedla przyzakładowe, w których zamieszkują pracownicy i emerytowani pracownicy danego podmiotu.

Należy podkreślić, że uzyskanie statusu ZSD może nastąpić tylko na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego. Taki wniosek należy złożyć do Prezesa URE, który stwierdza w drodze decyzji administracyjnej, że dany system dystrybucyjny jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, w przypadku gdy spełnione są łącznie przesłanki wskazane w projektowanych przepisach. Tak skonstruowany przepis zawęży krąg podmiotów, mogących ubiegać się o wydanie decyzji w sprawie uznania systemu dystrybucyjnego za ZSD, jedynie do podmiotu, który wcześniej uzyskał status operatora systemu dystrybucyjnego i posiada koncesje na dystrybucję energii elektrycznej lub paliw gazowych.

Oznacza to, że podmiot, który chce uzyskać status operatora ZSD, przed złożeniem wniosku o wydanie przedmiotowej decyzji jest zobowiązany (i) uzyskać koncesję na dystrybucję energii elektrycznej (ii) złożyć wniosek o przyznanie statusu OSD oraz (iii) przedłożyć Prezesowi URE pierwszą taryfę do zatwierdzenia. Dopiero po uzyskaniu statusu OSD i zatwierdzeniu pierwszej taryfy zainteresowany podmiot będzie mógł złożyć wniosek w trybie nowych przepisów.

Należy również podkreślić, że operator ZSD, który zarządza kilkoma niezależnymi od siebie zamkniętymi systemami dystrybucyjnymi, musi spełnić powyższe wymagania w

stosunku do każdego z zamkniętych systemów dystrybucyjnych, co wiąże się m.in. z obowiązkiem rozszerzenia koncesji na obszary, na których zlokalizowane będą kolejne zamknięte systemy dystrybucyjne.

W przypadku gdy system dystrybucyjny przestał spełniać co najmniej jeden z warunków określonych przepisach lub mimo wezwania nie dokonał zmiany w sposób spełniający warunki, o których mowa w tych przepisach, Prezes URE uchyli decyzję w sprawie uznania systemu za ZSD.

Operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego, tj. systemu, w odniesieniu do którego została wydana przedmiotowa decyzja, zostaje *ex lege* zwolniony z obowiązków wskazanych w sposób enumeratywny w projekcie ustawy.

Należy podkreślić, że mimo przyznania pewnych zwolnień, przedsiębiorstwo, które uzyskało status operatora ZSD, ma obowiązek prowadzić politykę księgowo-finansową zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, tj. ma obowiązek stosowania transparentnych metod rozliczeniowych oraz zapewnienia równoprawnego traktowania odbiorców.

Szczególnie istotnym obowiązkiem wyłączonym w stosunku do operatorów ZSD jest przedkładanie taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. W odróżnieniu od pozostałych zwolnień, które mają charakter pełny, zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf ma charakter ograniczony. Operator ZSD będzie zwolniony z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, pod warunkiem że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony, albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego. Operator ZSD, w sytuacji gdy jednocześnie prowadzi działalność polegającą na obrocie energią elektryczną, w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych będzie stosował ceny energii elektrycznej nie wyższe niż zawarte w taryfie, ale nie wyższe niż ceny zawarte w taryfie sprzedawcy z urzędu działającego na obszarze, na którym prowadzi działalność ten operator, zatwierdzonej przez Prezesa URE, jeżeli sprzedawca z urzędu nie został zwolniony z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia. Prezes URE, na pisemny wniosek użytkownika zamkniętego systemu dystrybucyjnego, w uzasadnionych przypadkach, będzie mógł przeprowadzić kontrolę cen

i stawek opłat oraz warunków ich stosowania ustalonych przez operatora ZSD. W sytuacji gdy w wyniku przeprowadzonej kontroli Prezes URE stwierdzi, że stosowane ceny lub stawki opłat oraz warunki ich stosowania nie spełniają warunków określonych w prawie, wezwie operatora ZSD do ich skalkulowania lub zmiany w sposób spełniający powyższe warunki.

Ad 8. Projekt ustawy wprowadza kompleksowe rozwiązania w zakresie funkcjonowania magazynów energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, zwanym dalej „KSE”.

Potrzeba i cel uchwalenia projektowanej ustawy

Regulacja ma na celu stworzenie warunków dla rozwoju zastosowań magazynów energii elektrycznej, w tym usunięcie barier, które obecnie uniemożliwiają inwestorom uzyskanie korzyści ekonomicznych ze stosowania magazynowania energii elektrycznej.

Obserwowany w ostatnich latach szybki rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej, w szczególności w oparciu o technologie bateryjne, otworzył nowe możliwości jej praktycznego wykorzystania w różnych obszarach systemu elektroenergetycznego, czego obecny system regulacji nie uwzględnia. Ocenia się, że magazynowanie energii elektrycznej na szeroką skalę będzie stanowić kluczowy czynnik usprawniający funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, w szczególności wpływając z jednej strony na możliwość absorpcji większych wolumenów generacji ze odnawialnych źródeł energii, zwanych dalej „źródłami OZE”, z drugiej zaś na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W szczególności wykorzystanie magazynowania energii elektrycznej stworzy możliwości szybkiej reakcji na zmieniające się zapotrzebowania na moc w KSE, poprawi warunki napięciowe funkcjonowania sieci, pozytywnie wpłynie na zakres prowadzonych inwestycji w sieć dzięki możliwości wykorzystania magazynowania energii elektrycznej zamiast inwestycji sieciowych tam, gdzie to będzie opłacalne, pozwoli na poprawę wykorzystania energii ze źródeł OZE o niestabilnej charakterystyce itd.

Zidentyfikowane bariery prawne i regulacyjne

W oparciu o dotychczasowe doświadczenia związane z realizowanymi lub przygotowywanymi projektami wykorzystania magazynów energii elektrycznej w KSE zidentyfikowane zostały następujące bariery:

- Niespójne definicje i brak określenia magazynowania energii elektrycznej jako procesu energetycznego;

- Nieokreślony status magazynowania energii elektrycznej w kontekście taryfowania i obowiązków koncesyjnych;
- Brak przepisów określających szczegółowe wymagania techniczne i zasady przyłączenia do sieci magazynu energii elektrycznej;
- Brak przepisów określających zasady współpracy magazynu energii elektrycznej z siecią elektroenergetyczną;
- Brak przepisów określających zasady współpracy magazynów energii elektrycznej z jednostkami wytwórczymi, w tym ze źródłami OZE, których część stanowią, oraz z instalacjami odbiorców końcowych;
- Instalacje OZE z magazynami energii elektrycznej nie mają możliwości wykorzystania pełnego potencjału magazynowania w związku z zagrożeniem utraty wsparcia w sytuacji poboru energii przez magazyn z sieci elektroenergetycznej;
- Brak w regulacjach dotyczących taryfowania odrębnych przepisów uwzględniających fakt, że energia elektryczna pobierana przez magazyn energii elektrycznej, która następnie jest wprowadzana do sieci, nie jest zużyciem końcowym;
- Niezdefiniowany status energii elektrycznej wprowadzanej do magazynu energii elektrycznej oraz energii wyprowadzanej z uwzględnieniem strat z magazynu energii elektrycznej w kontekście podatku akcyzowego oraz obowiązków przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia (z OZE, z kogeneracji i efektywności energetycznej).

Zakres proponowanych zmian obejmuje:

W przypadku ustawy – Prawo energetyczne:

- 1) Wprowadzenie i zmiana wybranych definicji;
- 2) Wyłączenie magazynowania energii elektrycznej z obowiązku sporządzania taryf;
- 3) Określenie wymagań dotyczących koncesjonowania magazynowania energii elektrycznej i rejestracji magazynów energii elektrycznej;
- 4) Określenie ogólnych wymagań dotyczących warunków przyłączenia do sieci magazynu energii elektrycznej lub urządzeń wytwórczych i instalacji odbiorcy końcowego obejmujących magazyn energii elektrycznej;
- 5) Określenie warunków technicznych, na jakich magazyn energii współpracuje z siecią;
- 6) Określenie warunków, na jakich magazyn energii elektrycznej może być uwzględniony w planie rozwoju jako substytut rozbudowy sieci;

- 7) Zmianę zasad rozliczania energii elektrycznej pobranej z sieci na potrzeby magazynowania energii elektrycznej;
- 8) Zmianę dotyczącą delegacji do opracowania rozporządzenia taryfowego;
- 9) Zwolnienie z obowiązku przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia w odniesieniu do energii elektrycznej pobranej i zużytej przez magazyn energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej;
- 10) Wprowadzenie uprawnienia do posiadania magazynów energii elektrycznej przez OSP i OSD;
- 11) Wprowadzenie regulacji dotyczących istniejących magazynów energii elektrycznej, w tym elektrowni szczytowo-pompowych;
- 12) Wprowadzenie obniżenia opłaty za przyłączenie do sieci magazynów energii elektrycznej.

W przypadku ustawy o odnawialnych źródłach energii:

- 1) Zmianę istniejących definicji odpowiednio do zmian w ustawie – Prawo energetyczne;
- 2) Wprowadzenie możliwości pobierania energii elektrycznej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii bez utraty praw do certyfikatów i uprawnień wynikających z innych systemów wsparcia;
- 3) Wprowadzenie obowiązków opomiarowania źródeł OZE i uzależnienie praw do certyfikatów i uprawnień wynikających z innych systemów wsparcia od prawidłowego opomiarowania magazynu energii elektrycznej.

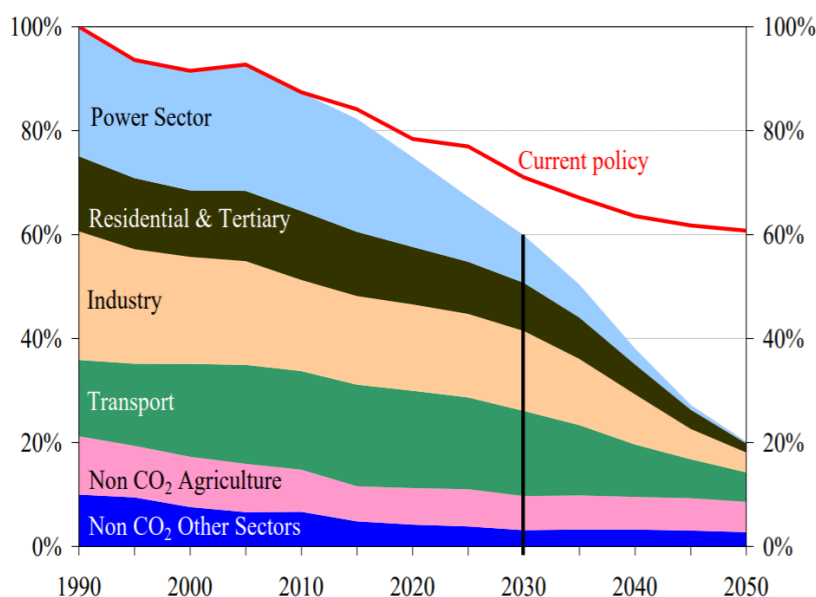
Ponadto proponuje się wprowadzenie odpowiednich zmian w ustawie o rynku mocy i ustawie o podatku akcyzowym.

W kontekście realizacji celów polityki energetycznej, w tym ograniczenia emisji CO₂

Polityka klimatyczna UE postrzega technologie magazynowania energii elektrycznej jako kluczowe dla wzrostu wykorzystania energii z OZE. Większe wykorzystanie magazynów energii wspiera zatem realizowanie ambitnych celów unijnej polityki w zakresie energii i klimatu, przewidującej ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 20% w 2020 r., 40% w 2030 r., a następnie 80% w roku 2050, zgodnie z założeniami EU Energy Roadmap. Realizacja powyższych oraz podejmowanie dalszych inicjatyw w obszarze rozwoju niskoemisyjnej gospodarki, jest dodatkowo wspierana przez konkluzje porozumienia 21 Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu z dnia 9 maja 1992 r. (ang: United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC), czyli

tw. Porozumienia Paryskiego, które stały się wiążące w listopadzie 2016 r.

Obniżanie emisji gazów cieplarnianych w horyzoncie 2050 r. w różnych sektorach gospodarki przedstawia poniższy rysunek.



Powyższe zobowiązania w zakresie ochrony klimatu i zmniejszania emisji w najbliższych dziesięcioleciach będą wpływać na podejmowanie dalszych działań w obszarze rozwoju i wykorzystania niskoemisyjnych źródeł energii elektrycznej, a także rozwiązań, które będą wspomagać wykorzystanie tych źródeł i stabilizować pracę sieci elektroenergetycznych.

Warto zaznaczyć, że mimo iż magazyny energii elektrycznej nie są wprost wymienione w dokumentach strategicznych dla sektora energetycznego w Polsce, to przez wspieranie integracji OZE wpisują się w realizację obowiązującej obecnie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. Dokument ten zakłada zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 r. oraz sukcesywne zwiększanie udziału tych źródeł w latach następnych.

W kontekście obowiązujących kodeksów sieciowych wprowadzonych w życie rozporządzeniami Komisji Europejskiej

Wśród celów rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania wymienia się: „ułatwienie udziału usług zarządzania stroną popytową, w tym zagregowanych instalacji odbiorczych oraz magazynów energii, przy jednoczesnym zapewnieniu im równych szans w konkurencji z innymi usługami bilansującymi, a w razie potrzeby zapewnieniu im możliwości niezależnego działania przy

obsłudze pojedynczej instalacji odbiorczej”.

Magazynowanie, traktowane jako usługa zarządzania stroną popytową, ma mieć zatem zagwarantowane równe szanse w konkurencji z innymi usługami bilansującymi. Dodatkowo, jeżeli wystąpi taka potrzeba, ma mieć możliwość niezależnego działania przy obsłudze pojedynczej instalacji odbiorczej.

Na podstawie przepisów tego samego rozporządzenia, w warunkach dla dostawców usług bilansujących należy umożliwić zakładom magazynowania (ang. energy storage facilities) świadczenie usług bilansujących oraz uzyskanie statusu dostawców usług bilansujących.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci odnosi się do kwestii magazynów w przepisach dot. zakresu jego stosowania, stanowiąc wprost, że nie należy przedmiotowego rozporządzenia stosować do urządzeń magazynowania, z wyjątkiem szczytowo-pompowych modułów wytwarzania energii. Analogiczny przepis znajduje się w rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru.

Zatem rozporządzenia dotyczące przyłączenia jednostek wytwórczych i instalacji odbiorczych nie regulują kwestii przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci, z wyjątkiem przypadków dotyczących modułów wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowych.

Z kolei rozporządzenie Komisji ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych reguluje wyłącznie kwestię wykorzystania jednostek magazynowania energii SGU w sytuacjach kryzysowych.

W kontekście Planu Rozwoju Elektromobilności w Polsce (PRE)

Przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 16 marca 2017 r. Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce, zwany dalej „PRE”, wyznacza cel 1 mln pojazdów elektrycznych w Polsce do roku 2025 r. Osiągnięcie tego celu wiązać się będzie z dodatkowym popytem na moc i energię elektryczną i stworzeniem odpowiednich warunków dla rozwoju elektromobilności. Rozwój elektromobilności jest również szansą na rozwój systemów magazynowania energii.

Zgodnie z PRE:

„Z punktu widzenia wykorzystania pojazdów elektrycznych dla stabilizacji pracy sieci niezbędne jest zoptymalizowanie rozmieszczenia stacji ładowania, zwłaszcza szybkich stacji

ładowania, pod kątem parametrów sieci. W celu uniknięcia kosztownej modernizacji sieci na potrzeby szybkich punktów ładowania uzasadniona jest instalacja zasobników energii elektrycznej. Zasobniki ładowałyby się w nocy, oddając energię w dzień zarówno na potrzeby pojazdów elektrycznych, jak i sieci gdy zajdzie taka konieczność. Podwójna rola zasobników pozwoli skrócić okres zwrotu z inwestycji, który w przypadku budowania samych stacji ładowania jest dziś nieakceptowalnie długi z punktu widzenia inwestycji stricte komercyjnych. Wymaga to stworzenia nowego modelu biznesowego, w którym podmiot odpowiedzialny za stabilność pracy KSE wynagradza właściciela stacji wyposażonej w zasobnik za gotowość świadczenia usługi na rzecz sieci.” (str. 28).

„Warunkiem skutecznego przesunięcia zapotrzebowania na moc w ciągu doby jest wywołanie reakcji cenowej u konsumentów, co można osiągnąć poprzez zróżnicowanie cen energii w zależności od zapotrzebowania rynku. W tym celu konieczne jest dostosowanie taryf strefowych lub wprowadzenie chwilowych sygnałów cenowych dla odbiorcy (tzw. taryfy dynamiczne). Niezbędnym dopełnieniem rozbudowanego systemu taryfowego jest upowszechnienie rozwiązań z zakresu inteligentnej sieci, w tym liczników zdalnego odczytu oraz zasobników energii, tam gdzie będzie to uzasadnione.” (str. 14).

Wśród działań wykonawczych, w Załączniku nr 5 do PRE, w proponowanych działaniach wskazana została instalacja zasobników energii elektrycznej i oczekiwane efekty w kolejnych latach.

Zgodnie z projektem planu rozwoju sieci przesyłowej, w kontekście rozwoju elektromobilności, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zamierzają m.in. zidentyfikować możliwe mechanizmy, których wdrożenie mogłoby pozwolić na zarządzanie zwiększonym zapotrzebowaniem na moc i energię. Głównym celem tych mechanizmów będzie stymulowanie procesów ładowania pojazdów, w taki sposób, aby przy maksymalizacji użyteczności dla użytkowników aut elektrycznych zapewnić optymalny przebieg krzywej zapotrzebowania na moc generowanego przez pojazdy elektryczne.

Ponadto zgodnie z ww. planem w kontekście zmian zachodzących na rynku energii pojawia się potrzeba zwiększenia elastyczności i bezpieczeństwa KSE oraz konieczność zwiększenia poziomu mocy rezerwowych w KSE.

Alternatywne środki osiągnięcia celów

1) Kontynuować stan obecny

Scenariusz zakładający utrzymanie obecnego stanu prawnego, bez jakichkolwiek zmian regulacji, spowoduje przez utrzymanie barier brak możliwości rozwoju

magazynowania energii elektrycznej i uniemożliwi uzyskanie efektywności ekonomicznej inwestycji w magazyny energii elektrycznej.

2) Wprowadzić proponowane regulacje prawne

Scenariusz uwzględniający zmianę regulacji prawnych, polegający przede wszystkim na usunięciu barier, stworzy warunki do rozwoju magazynowania energii elektrycznej. Nie przewiduje się na obecnym etapie szczególnych zachęt dla magazynowania energii elektrycznej, poza obniżeniem opłaty za przyłączenie magazynu energii elektrycznej do sieci.

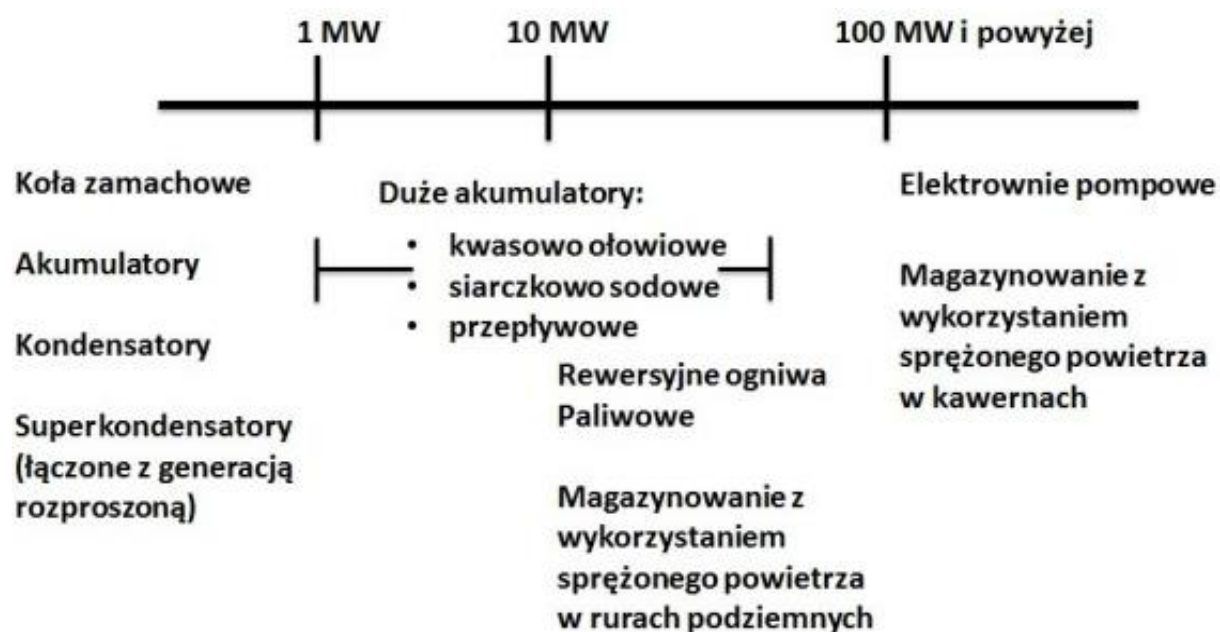
Wsparcie dla rozwoju technologii magazynowania energii w wybranych państwach

Ogólne informacje o magazynowaniu energii

Zastosowania magazynu energii można podzielić na trzy grupy:

- Wsparcie dla podsektora wytwórczego,
- Wsparcie dla podsektora przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej,
- Wsparcie dla odbiorcy końcowego/prosumenta.
- Kryteria techniczne i ekonomiczne wyboru odpowiedniej technologii magazynowania:
 - Gęstość energii i mocy,
 - Czas odpowiedzi,
 - Koszty jednostkowe i ekonomika skali,
 - Lokalizacja i sposób przyłączenia do systemu,
 - Wyposażenie monitorujące i kontrolne,
 - Sprawność magazynowania i poziom niezawodności.

Technologie magazynowania energii według mocy



Magazynowanie energii w wybranych państwach

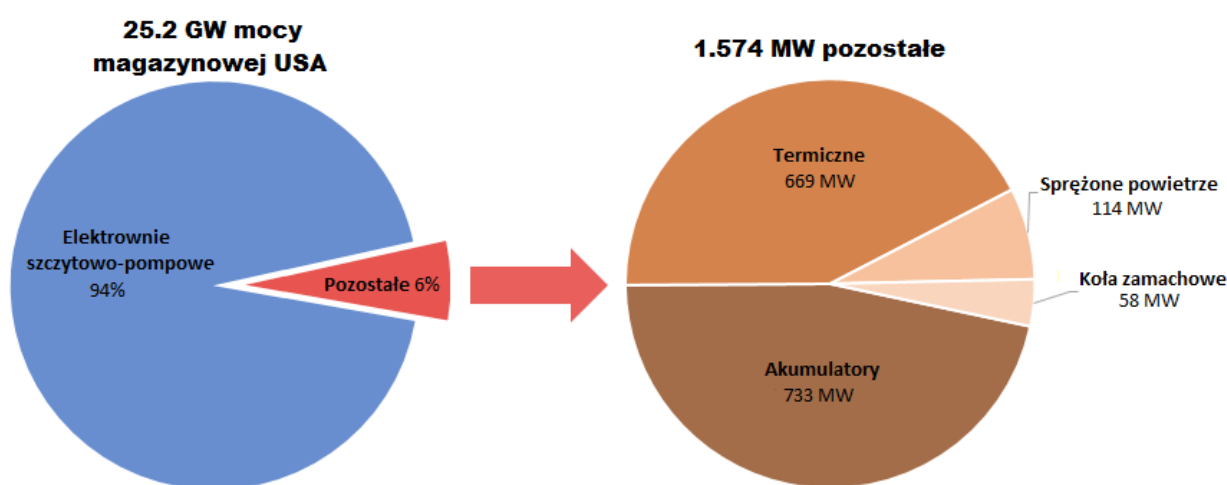
➤ USA

Definicja magazynu energii: *“a resource capable of receiving electric energy from the grid and storing it for later injection of electricity back to the grid”*

Tłumaczenie: zasób zdolny do odbierania energii elektrycznej z sieci i przechowywania jej do późniejszego oddania energii elektrycznej z powrotem do sieci

Źródło: *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators, Order No. 841, 162 FERC 61,127 (2018)*

Obecny stan mocy magazynowej USA z podziałem na technologie



Źródło: epa.gov/energy/electricity-storage

Nowy Jork jest drugim stanem we wschodnich Stanach Zjednoczonych, który przyjął ustawę (AB 6571) dotyczącą magazynowania energii. Pierwszy to Kalifornia, gdzie w roku 2010 uchwalono Assembly Bill 2514. Massachusetts wyznaczył cel 200 MWh magazynowania energii do 2020 r. Cel Kalifornii na 2020 r. to 1,3 GW energii magazynowej. Do tego czasu udział źródeł odnawialnych w kalifornijskim miksie energii elektrycznej ma wzrosnąć do 33%, a w roku 2030 OZE ma odpowiadać za 50% produkcji energii w Kalifornii.

Regulacje prawne:

Gubernator stanu Nowy Jork Andrew Cuomo podpisał ustawę (AB 6571) w celu opracowania programu wdrażania magazynowania energii, w tym celu dotyczącego magazynowania w 2030 r. Głównym celem ustawy jest wsparcie nowojorskiego projektu, który mówi o 50% udziału OZE do 2030 r. Projekt jest kontynuacją programu NY-Sun wprowadzonego przez gubernatora Cuomo w 2012 r. który przewiduje:

- 1 miliard USD na rozwój rynku energii słonecznej w ciągu 10 lat,
- dodanie ponad 3000 MW mocy słonecznej w stanie do 2023 r.,
- osiągnięcie wzrostu o 181% na państwowym rynku energii słonecznej.

Źródło: electrek.co/2017/12/01/new-york-energy-storage-targets/

Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC) wydała regulacje ułatwiające wprowadzenie magazynów energii do systemu elektroenergetycznego. The Final Rule³ ustala model uczestnictwa:

- FERC wprowadziła dodatkowe opłaty za usługi regulacyjne – do opłaty za moc dodała opłaty za możliwą szybkość interwencji w sieci przez dane źródło, co spowodowało prawie dwukrotny wzrost opłacalności biznesu polegającego na oferowaniu rezerw interwencyjnych w postaci magazynów energii w systemie energetycznym USA. W tej usłudze została doceniona nie tylko wielkość mocy, jaką posiada dane źródło, ale też możliwość szybkiej reakcji na zakłócenia częstotliwości w sieci.
- Model uczestnictwa musi określić zasady rynkowe, które mają gwarantować, że magazyny korzystające z tego modelu są zdolne do zapewnienia wszystkich mocy produkcyjnych, energetycznych i pomocniczych, które są w stanie technicznie zapewnić.
- Akumulatory, koła zamachowe i inne technologie umożliwiają przepływ mocy w obie strony i reagują znacznie szybciej niż rozwiązania tradycyjne. FERC zauważyła, że zasady rynkowe opracowane dla tradycyjnych metod wytwarzania mogą stwarzać bariery wejścia dla nowych technologii, takich jak magazyny energii. Zaproponowała, aby operatorzy sieci stworzyli odpowiednie taryfy w celu określenia modelu uczestnictwa, analizując fizyczne i operacyjne właściwości magazynów, co zwiększy konkurencję i ograniczy stawki. FERC zaproponowała, aby każdy operator zdefiniował kryteria w swojej taryfie, które nie mogą ograniczać uczestnictwa różnych typów magazynów. Uczestnictwo będzie uwzględniało jedynie parametry fizyczne i operacyjne, co umożliwi wprowadzenie nowych technologii bez potrzeby zmiany taryf.
- FERC wymaga, aby taryfy określające model uczestnictwa magazynów energii uwzględniały jedynie magazyny o mocy co najmniej 100 kW. Ten wymóg obejmuje

³ *Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators, Order No. 841, 162 FERC 61,127 (2018)* ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf

wszystkie minimalne wymagania dotyczące pojemności, minimalną ofertę sprzedaży oraz zakupu.

- FERC wymaga, aby sprzedaż energii elektrycznej z rynku OSD i OSP do magazynu energii, którą następnie odsprzeda z powrotem na te rynki, odbywała się po cenie hurtowej za energię elektryczną. Ponadto wymaga od operatorów posiadania liczników mierzących całą energię wchodzącą i wychodzącą. Natomiast magazyny OSD i u odbiorcy za licznikiem wymagają innego rozwiązania.

Źródło: ferc.gov/media/news-releases/2018/2018-1/02-15-18-E-1.asp#.W07oOtlzbct
ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf

➤ JAPONIA

Obecny stan

Po katastrofie jądrowej w Fukushima, japoński rząd zmienił swoją strategię energetyczną, aby położyć większy nacisk na odnawialne źródła energii. Japońska Rada ds. Promocji Nowej Energii (NEPC) otrzymała 2,57 mld USD na wsparcie "Large-Scale Grid-Balancing Battery Energy Demonstration Projects". Japoński rząd ustalił także cel rozwoju, który zakłada, że do 2020 r. japońscy producenci magazynów energii powinni kontrolować 50% udziału w światowym rynku. Aby osiągnąć ten cel, Japonia zobowiązała się do wdrożenia mechanizmów wspierających zastosowanie magazynowania energii w wytwarzaniu, przesyłaniu, dystrybucji i zużyciu energii.

Japońskie Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI) rozpoczęło w 2014 r. program zachęt dla systemów magazynowania energii Li-ion o wartości co najmniej 1 kWh, przeznaczając na fundusz prawie 100 milionów USD. Nabywcy systemów akumulatorów litowo-jonowych mogą uzyskać do 2/3 dofinansowania, maksymalnie 10 000 USD dla gospodarstw domowych oraz 100 000 USD dla firm.

Źródło: engerati.com/article/japan-introduces-energy-storage-subsidy

Regulacje prawne w Japonii

W przypadku instalacji magazynowania energii w Japonii wymagane są określone pozwolenia, które zostały omówione w poniższej tabeli.

Typ	Regulacje prawne		Organizacja
Wytyczne (Wymagania techniczne)	Wytyczne techniczne dotyczące połączeń sieci w celu zapewnienia bezpiecznej jakości energii elektrycznej (2013)		Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI)
	Kodeks połączeń sieciowych (JEAC 9701-2012)		Stowarzyszenie Elektryki Japonii (JEA)
Pozostałe	Akt prawny dotyczący	Wymagane zatwierdzenie dla dużych	Ministerstwo Gospodarki,

	energii elektrycznej	magazynów energii (większych niż 80,000kWh)	Handlu i Przemysłu (METI)
	Przepisy przeciwpożarowe	Niebezpieczny materiał dla ponad 1,000l organicznego roztworu elektrolitu	Agencja Zarządzania Pożarami i Katastrofami, Ministerstwo Spraw Wewnętrznych i Komunikacji
	Rozporządzenie przeciwpożarowe	Wymagane pozwolenie dla dużych baterii (4,800Ah/ogniwo)	
	Przepisy budowlane	Aplikacja budowlana dla budynku w zakresie właściwości przeciwpożarowych	Ministerstwo Infrastruktury, Transportu i Turystyki

Baza danych wszystkich projektów zrealizowanych na świecie w zakresie magazynowania energii znajduje się pod adresem: <https://www.energystorageexchange.org/projects>

Przewidywane skutki finansowe dla budżetu państwa uchwalenia projektowanej ustawy

Proponowane regulacje przewidują wprowadzenie opłaty koncesyjnej dla określonych typów magazynów energii elektrycznej. Spodziewanym efektem tego rozwiązania będzie wzrost przychodów sektora finansów publicznych z tytułu opłat koncesyjnych. W przyszłości, wraz z wzrostem liczby podmiotów ubiegających się o koncesję, regulacja może generować dodatkowe koszty pracy po stronie Urzędu Regulacji Energetyki.

W kontekście wpływu proponowanych regulacji na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość spodziewanym efektem regulacji będzie rozwój przedsiębiorstw w sektorach związanych z wytwarzaniem energii w odnawialnych źródłach, magazynowaniem energii elektrycznej oraz branżach związanych z dostarczaniem komponentów do instalacji – w szczególności podmiotów importujących baterie z krajów azjatyckich, a także branżach usługowych dla tego sektora. Oczekuje się, że rozwój sektora OZE, magazynowania energii elektrycznej i powiązanych branż wpłynie na wzrost przychodów do budżetu państwa z tytułu podatków. Spodziewany jest także wzrost zatrudnienia w ww. obszarach.

Aktualny stan prawny

W zakresie definicji

Obecnie magazynowanie energii jest uznane za proces energetyczny (art. 3 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne), a podmiot prowadzący działalność w zakresie magazynowania energii jest uznany za przedsiębiorstwo energetyczne (art. 3 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne).

Istnieją obecnie dwie różne definicje magazynu energii:

- w ustawie – Prawo energetyczne art. 3 pkt 10k:
„10k) magazyn energii – instalację służącą do przechowywania energii, przyłączoną do sieci, mającą zdolność do dostawy energii elektrycznej do sieci;”,
- w ustawie o OZE art. 2 pkt 17:
„17) magazyn energii – wyodrębnione urządzenie lub zespół urządzeń służących do przechowywania energii w dowolnej postaci, niepowodujących emisji będących obciążeniem dla środowiska, w sposób pozwalający co najmniej na jej częściowe odzyskanie;”.

Istnieje również w ustawie – Prawo energetyczne definicja magazynowania energii (art. 3 pkt 59):

„59) magazynowanie energii – świadczenie usług przechowywania energii w magazynie energii.”.

Ponadto w ustawie – Prawo energetyczne wraz z wejściem w życie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych wprowadzono definicję instalacji zarządzania popytem w poniższym brzmieniu:

„11i) instalacja zarządzania popytem – instalację odbiorcy końcowego, której urządzenia umożliwiają zmianę profilu poboru energii elektrycznej na żądanie operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, na którą może składać się w szczególności magazyn energii, instalacja wytwórcza niewspółpracująca bezpośrednio z siecią lub punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych;”.

Definicja ta sugeruje, że magazyn energii może stanowić część instalacji odbiorcy końcowego.

W ustawie o OZE występują również definicje (art. 2) wykorzystujące w następujący sposób magazyny energii:

„11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, przyłączonych do tej samej sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:

- a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu,

- b) urządzenia wytwórcze wchodzące w skład tego zespołu mogą być wyposażone w jeden albo w kilka układów wyprowadzenia mocy, w ramach jednego albo kilku punktów przyłączenia,
 - c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,
 - d) zespół ten jest zlokalizowany na obszarze jednego powiatu albo nie więcej niż 5 gmin graniczących ze sobą
- przy czym taki zespół urządzeń wytwórczych może być wspomagany magazynem energii służącym do magazynowania energii wytworzonej z tego zespołu i wówczas oddawana z niego energia jest traktowana jako energia z odnawialnego źródła energii;”

oraz

„13) instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:

- a) urządzeń służących do wytwarzania energii opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, lub
 - b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego
- a także połączony z tym zespołem magazyn energii, w tym magazyn biogazu rolniczego;”.

W ustawie o rynku mocy znajdują się następujące definicje mające związek z magazynowaniem energii i funkcjonowaniem magazynów energii elektrycznej:

Art. 2 ust.1:

„8) jednostka fizyczna wytwórcza – jednostkę fizyczną będącą jednostką wytwórczą, o której mowa w art. 3 pkt 43 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, lub magazynem energii elektrycznej;”

oraz

„18) magazyn energii elektrycznej – magazyn energii, o którym mowa w art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r. poz. 1148, 1213 i 1593), posiadający zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu;”.

W zakresie pozostałych przepisów:

Ponadto w ustawie o rynku mocy występują następujące przepisy odwołujące się do magazynów energii elektrycznej:

„Art. 14. 1. Operator, w terminie 14 dni od zakończenia certyfikacji ogólnej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta zawiera w szczególności:

1) sumę mocy osiągalnej netto wszystkich jednostek fizycznych zgłoszonych do certyfikacji ogólnej w podziale na: jednostki fizyczne wytwórcze planowane i istniejące, jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania, jednostki redukcji zapotrzebowania planowane, jednostki fizyczne wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej oraz jednostki fizyczne zagraniczne; (...)”.

Art. 20:

– ust. 1. „Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania zawiera informacje, o których mowa w art. 19 ust. 1, odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w tym o zasobach lub układach umożliwiających redukcję zapotrzebowania obejmujące informacje dotyczące źródeł wytwarzania lub magazynów energii elektrycznej, jeżeli wchodzi w skład tej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.”,

– ust. 5. „Wniosek o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania składającej się z jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania zawiera informacje, o których mowa w art. 19 ust. 4, odpowiednio dla jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w tym o zasobach lub układach umożliwiających redukcję zapotrzebowania obejmujące informacje dotyczące źródeł wytwarzania lub magazynów energii elektrycznej, jeżeli wchodzi w skład tej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania.”.

Art. 27. „Operator, w terminie 10 dni od zakończenia certyfikacji do aukcji głównej, przedkłada Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii informację o przebiegu tej certyfikacji. Informacja ta zawiera w szczególności:

1) liczbę utworzonych jednostek rynku mocy oraz sumę iloczynów ich mocy osiągalnej netto i korekcyjnych współczynników dyspozycyjności, w podziale na: jednostki rynku mocy wytwórcze istniejące, modernizowane i nowe, jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, jednostki rynku mocy wytwórcze będące magazynem energii elektrycznej, jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych oraz jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego;”.

Ponadto w dokumencie pn. „Podręcznik Użytkownika Portalu Uczestnika Rynku Mocy” użytkownik będzie musiał określić parametry magazynu energii, tj. pojemność magazynu (w MWh), sprawność cyklu jednokrotnego ładowania (w %), maksymalną moc ładowania (w MW), maksymalną moc rozładowania (w MW).

Proponowane rozwiązania

W projekcie ustawy proponuje się wprowadzenie do ustawy – Prawo energetyczne

jednolitych definicji, które będą wykorzystane we wszystkich innych aktach prawnych, tj. definicji „magazynowania energii elektrycznej” oraz definicji „magazynu energii elektrycznej”. Obecny stan, w którym istnieją różne definicje w ustawie – Prawo energetyczne i ustawie o OZE, prowadzi do niejednoznaczności i potencjalnych problemów interpretacyjnych. Ponadto przyjęta koncepcja definiowania „magazynowania energii” jako usługi jest niewłaściwa, gdyż część zastosowań będzie miała charakter rozbudowy własnych instalacji (np. źródła OZE lub ekwiwalentu rozbudowy sieci), gdzie formuła usługi nie występuje. W przedstawionej propozycji „magazynowanie energii elektrycznej” jest procesem, w którym energia pobrana z sieci jest ponownie przetworzona na energię elektryczną. Z tego punktu widzenia nie będzie magazynem energii elektrycznej instalacja, która dokonuje konwersji energii elektrycznej na nośnik taki jak np. wodór (P2G). Będzie to instalacja odbiorcza mająca zdolność do zarządzania swoim poborem energii elektrycznej z sieci określona w ustawie jako instalacja zarządzania popytem.

Celowe jest także dostosowanie definicji do pojęć określonych już w ustawie o rynku mocy. Równolegle prowadzone prace nad ustawami o rynku mocy i o elektromobilności i paliwach alternatywnych doprowadziły do sytuacji, że powstały dwie różne definicje dotyczące tej samej instalacji odbiorcy końcowego, zdolne do redukcji swojego zapotrzebowania (poboru) energii elektrycznej z sieci. Przedstawiona propozycja normuje tą sytuację.

Zmiana definicji odbiorcy końcowego ma na celu uwzględnienie natury magazynowania energii elektrycznej przez uwzględnienie w tej definicji wyłączenia energii zużywanej na potrzeby magazynowania z kategorii własnego użytku. Oznacza to, że cała magazynowana energia elektryczna oraz energia strat w magazynie, analogicznie do wytwarzania, przesyłu i dystrybucji, nie będzie uznana za zużycie odbiorcy końcowego. Uzasadnieniem tego jest fakt, że energia wprowadzona do sieci z magazynu energii elektrycznej będzie po pewnym czasie zużyta przez odbiorcę końcowego, który poniesie koszty zarówno dotyczące transportu energii elektrycznej, jak i koszty samej energii ze wszystkich obciążeniami przewidzianymi ustawą.

Proponowana zmiana definicji

W projekcie ustawy proponuje się, analogicznie jak ma to miejsce w sektorze gazu, objęcie magazynowania energii elektrycznej osobną koncesją, alternatywną wobec koncesji na wytwarzanie. Określenie progu mocowego, dla którego niezbędne jest uzyskanie koncesji, wynika z potrzeby zagwarantowania pewności świadczenia usług na rzecz KSE przez magazyny energii elektrycznej o mocy większej niż 10 MW. Proponuje się przyjęcie

takiego samego progu jak dla źródeł wytwórczych (modułów wytwarzania energii) typu C (zgodnie z klasyfikacją wynikającą z rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r.

Jednocześnie proponuje się wprowadzenie obowiązku rejestracji magazynów energii elektrycznej o mocy znamionowej większej niż 50 kW. Pozwoli to na monitorowanie rozwoju magazynowania energii elektrycznej w skali całego kraju. Rejestr magazynów energii elektrycznej według propozycji będzie prowadzony przez operatorów systemów elektroenergetycznych w zakresie odpowiadającym ich obszarowi działania i będzie obejmował podstawowe parametry techniczne poszczególnych magazynów, w tym ich pojemność.

W związku z wprowadzaniem w ustawie – Prawo energetyczne regulacji ustanawiających przepisy dotyczące funkcjonowania magazynów energii elektrycznej w KSE (mających na celu stworzenie warunków dla rozwoju zastosowań magazynów energii elektrycznej) niezbędne jest uwzględnienie magazynów energii elektrycznej w zapisach art. 7 tej ustawy, w którym uregulowane są wymagania dotyczące wniosków o określenie warunków przyłączenia oraz umów o przyłączenie. Ponadto zaproponowany zakres informacji, jaki powinien być zawarty we wniosku o określenie warunków przyłączenia dla magazynów energii elektrycznej, w szczególności zawierać będzie dane, jakie opisują magazyn energii elektrycznej w procesie certyfikacji ogólnej w ramach przepisów rynku mocy. Ponadto jako jeden z elementów promowania przyłączania magazynów energii elektrycznej do sieci wskazano, że wysokość opłaty za przyłączenie do sieci będzie stanowić połowę rzeczywiście poniesionych kosztów na realizację przyłączenia.

Konieczne stało się również wprowadzenie przepisu rozszerzającego delegację do IRiESP i IRiESD w celu określenia wymagań technicznych określających funkcjonowanie odrębnie instalacji zarządzania popytem i magazynów energii elektrycznej.

Projekt ustawy określa warunki, na jakich magazyn energii elektrycznej może być uwzględniony w planie rozwoju jako substytut rozbudowy sieci. Celem regulacji jest uwzględnienie możliwości wykorzystania magazynów energii elektrycznej w planach zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, sporządzanych przez operatorów sieci. Magazyny energii elektrycznej mogą korzystnie wpływać na funkcjonowanie infrastruktury sieciowej w sytuacji nagłego zwiększania popytu na energię elektryczną przez jej użytkowników końcowych lub w związku z potrzebami przyłączeniowymi nowych użytkowników sieci. Możliwość szybkiego wykorzystania mocy przyłączonych magazynów energii elektrycznej do sieci może pozwolić na czasowe

odciążenie linii i odłożenie w czasie kosztownych i czasochłonnych inwestycji w rozwój infrastruktury sieciowej, w szczególności w obszarach zurbanizowanych. W tym celu operatorzy sieci powinni zostać zobligowani do uwzględniania magazynów energii elektrycznej w planach rozbudowy sieci, o ile jest to uzasadnione oceną kosztów oraz korzyści związanych z wykorzystaniem magazynu energii elektrycznej w porównaniu z rozbudową sieci na danym obszarze.

W projekcie przepisów wyłącza się magazynowanie energii elektrycznej z obowiązku sporządzania taryf, brak jest bowiem celowości i uzasadnienia merytorycznego wprowadzenia takiego obowiązku. Wynika to z charakteru działalności magazynowania energii elektrycznej, w szczególności z konieczności zapewnienia możliwości świadczenia różnych usług zarówno na potrzeby rynków mocy, energii i usług systemowych. Proponuje się pozostawienie ustanowienia stosunków umownych zasadom wolnego rynku i swobodzie zawierania umów. Dodatkowo proponuje się przyjąć w rozliczeniach za usługę przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej regułę salda, czyli przyjęcie jako podstawy do rozliczeń stawki sieciowej wyłącznie różnicy między ilością energii elektrycznej pobranej przez magazyn energii elektrycznej i energii ponownie wprowadzonej do sieci z tego magazynu, co określa się jako stratę w procesie magazynowania energii elektrycznej. Uzasadnieniem tego jest fakt, iż energia elektryczna wprowadzona z magazynu energii elektrycznej do sieci będzie zużyta przez odbiorcę końcowego, który będzie obciążony opłatą sieciową za tę ilość zużytej energii elektrycznej. Obciążenie stawką sieciową zmienną będzie zatem stosowane wyłącznie w odniesieniu do energii elektrycznej będącej stratą własną magazynu energii elektrycznej. Zasada ta pozwoli na kierowanie właściwych impulsów ekonomicznych skłaniających do poszukiwania najbardziej efektywnych rozwiązań. Proponuje się przyjęcie podobnego mechanizmu w przypadku składnika stałego opłaty sieciowej, obliczanego na jednostkę mocy umownej. Tak więc projekt ustawy przewiduje, że moc umowna przyjmowana do rozliczeń, z wyjątkiem przekroczeń mocy umownej, dla magazynu energii elektrycznej będzie korygowana współczynnikiem wynikającym z potrzeb własnych magazynu, tj. z proporcji między energią pobraną przez magazyn a oddaną do sieci z tego magazynu. Proporcja mogłaby być obliczona w oparciu o dane pomiarowe z 12 kolejnych miesięcy. Regulacja mogłaby dopuszczać odrzucenie, z wybranych 12 miesięcy, miesięcy zawierających dane skrajne – tzn. miesięcy z najwyższym obliczonym współczynnikiem i z najniższym. W rezultacie powstanie bodziec cenowy dla rozwoju magazynów energii elektrycznej, promujący magazyny najbardziej sprawne. W przypadku magazynu będącego częścią jednostki wytwórczej stosuje się tę samą zasadę, przy czym jako punkt wyjścia do ustalenia

mocy do rozliczeń przyjmuje się łączną moc zainstalowaną magazynu energii elektrycznej. W przypadku nowo zainstalowanego magazynu energii elektrycznej w każdym przypadku do czasu zebrania danych pozwalających na określenie współczynnika przyjmuje się współczynnik wynikający z nominalnej sprawności cyklu jednokrotnego ładowania, który następnie będzie weryfikowany w trakcie użytkowania magazynu, wywołując stosowne korekty po zakończeniu okresu i zebraniu danych dotyczących rzeczywistej eksploatacji. Dodatkowo konieczne będzie dokonanie zmian w rozporządzeniu „taryfowym”, które powinno określać szczegółowo sposób rozliczeń za energię pobieraną z sieci i wprowadzaną do sieci przez magazyny energii elektrycznej oraz doprecyzować sposób ustalania współczynnika służącego do obliczania składnika stałego opłaty sieciowej. Stawka jakościowa powinna być obliczana na analogicznych zasadach jak składnik zmienny stawki sieciowej. Znajduje to swoje uzasadnienie w tym, że co do zasady stawka jakościowa związana jest z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw, do czego w istotny sposób przyczyniać się będzie magazynowanie energii elektrycznej. Zatem obciążanie energii pobranej przez magazyn energii elektrycznej tą opłatą w całości pozostawałoby w sprzeczności z podstawowym celem wprowadzenia opłaty jakościowej.

Ze względu na zmienioną definicję odbiorcy końcowego opłata przejściowa nie będzie stosowana w przypadku magazynowania energii elektrycznej. Uzasadnieniem tego jest fakt, że opłaty te są obecnie ponoszone wyłącznie przez odbiorców końcowych i nie są nimi obciążane podmioty prowadzące działalność w zakresie wytwarzania, dystrybucji lub przesyłu energii elektrycznej. Przez zmianę definicji odbiorcy końcowego nastąpi również zwolnienie z obowiązku przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji w odniesieniu do energii elektrycznej pobranej i zużytej przez magazyn energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej. Rozwiązanie to pozwoli na uniknięcie podwójnego obciążenia raz wytworzonej energii obowiązkiem przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji.

W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym proponuje się zmianę definicji nabywcy końcowego wyłączającą z obowiązku akcyzowego nabycie energii elektrycznej przez podmiot prowadzący działalność w zakresie magazynowania energii elektrycznej i posiadający koncesję na magazynowanie energii elektrycznej. Proponowane zwolnienie pozwoli uniknąć podwójnego obciążenia raz wytworzonej energii podatkiem akcyzowym ze względu na to, że akcyzą obciążona jest energiadostarczona do odbiorcy końcowego. Rozwiązanie to zapewni podobne traktowanie podmiotów prowadzących działalność w zakresie magazynowania energii, jak podmiotów posiadających koncesję na

wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną.

W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii dostosowano definicje do ustawy – Prawo energetyczne oraz określono warunki, na jakich magazyn energii współpracuje z instalacją OZE, której jest częścią (jest przyłączony do sieci wewnętrznej instalacji OZE). W szczególności dokonano rozszerzenia definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, które poza obecnie obowiązującym zespołem urządzeń może alternatywnie obejmować instalację odnawialnego źródła energii wraz z magazynem energii elektrycznej.

Dodatkowo zwolniono z obowiązku przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia z OZE energii elektrycznej pobranej i zużytej przez magazyn energii elektrycznej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej. Zaproponowane rozwiązanie przewiduje, że dla energii, która zostanie pobrana przez magazyn energii elektrycznej na potrzeby magazynowania oraz na potrzeby własne magazynu, nie będzie obowiązku przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia z OZE. Rozwiązanie to pozwoli na uniknięcie podwójnego obciążenia raz wytworzonej energii obowiązkiem przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia z OZE.

Magazynowanie energii elektrycznej zwolniono także z opłaty OZE, bowiem działalność w zakresie magazynowania energii elektrycznej, podobnie jak w przypadku wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, w części, w jakiej jest ona zużywana na potrzeby magazynowania energii elektrycznej, nie ma cechy końcowego zużycia. Opłatę OZE ponoszą odbiorcy końcowi zużywający energię elektryczną na własne potrzeby. Ponadto magazynowanie energii elektrycznej przyczynia się do lepszego wykorzystania źródeł OZE w KSE, a zatem obciążanie tą opłatą energii elektrycznej zużywanej na potrzeby magazynowania energii elektrycznej byłoby niezasadne.

W projekcie uwzględniono także pozostałe systemy wsparcia OZE.

Równocześnie dopuszczono możliwość pobierania energii elektrycznej z sieci przez magazyn stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii (w tym hybrydowego) w celu stworzenia warunków do realizacji przez taki magazyn wielu funkcjonalności, niezależnie od warunków pogodowych. Brak tej możliwości ograniczyłby istotnie efektywność wykorzystania magazynu ze względu na ograniczone możliwości ładowania magazynu energii elektrycznej – wyłącznie w związku z pracą źródła OZE, co nie wystarcza do zapewnienia możliwości świadczenia usług o gwarantowanej jakości na rzecz podmiotów zewnętrznych (sprzedawcy, OSD, OSP).

Dodatkowo, biorąc pod uwagę, że przepisy ustawy o odnawialnych źródłach energii

przewidują wyraźnie, że prawo do udziału w systemach wsparcia (FIT/FIP/aukcje) ma jedynie wytwórca energii elektrycznej z OZE w instalacji posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci (art. 70a ust. 1 i 2, art. 71 ust. 1 oraz art. 75 ust. 1), we wszystkich tych przepisach została zawarta wyraźna regulacja stanowiąca, że wystąpienie o wydanie zaświadczenia/deklaracji jest możliwe również w przypadku instalacji, w skład której wchodzi magazyn energii, także wówczas, gdy taki magazyn ma możliwość pobierania energii z sieci, a nie tylko z instalacji OZE, z którą jest połączony.

Jednocześnie wprowadzono obowiązek zapewnienia opomiarowania wszystkich źródeł OZE i magazynu energii elektrycznej. Umożliwienie poboru energii z sieci przez magazyn energii elektrycznej współpracujący z instalacją OZE wymaga zapewnienia pełnego opomiarowania źródeł OZE oraz magazynu energii elektrycznej stanowiącego część instalacji OZE, niezależnie od opomiarowania instalacji OZE w punkcie przyłączenia do sieci. Pozwoli to na określenie ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE i wprowadzonej do sieci oraz określenie ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z magazynu energii elektrycznej stanowiącego część instalacji odnawialnego źródła energii, która poprzednio została pobrana z sieci przez ten magazyn energii elektrycznej.

W przepisach przejściowych uregulowano sytuację podmiotów prowadzących w dniu wejścia w życie ustawy działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW, przez wskazanie, że podmioty te będą mogły po dniu wejścia w życie tej ustawy prowadzić tę działalność, pod warunkiem złożenia wniosku o udzielenie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesji na magazynowanie energii elektrycznej, w terminie 6 miesięcy. Podmioty zaś prowadzące w dniu wejścia w życie ustawy działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW oraz nie większej niż 10 MW będą obowiązane złożyć wniosek o wpis do rejestru magazynów energii elektrycznej w terminie do dnia 30 czerwca 2021 r. Należy zaznaczyć, że magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW to funkcjonujące w systemie elektroenergetycznym elektrownie szczytowo-pompowe. Są one użytkowane jako magazyny energii elektrycznej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) na rzecz bilansowania tego systemu i zapewnienia bezpieczeństwa jego funkcjonowania. Istotne jest, aby jednostki te mogły funkcjonować i być rozliczane na zasadach przewidzianych ustawą dla magazynów energii elektrycznej z dniem

jej wejścia w życie. Zasady rozliczania magazynów energii elektrycznej są szczegółowo określone w projekcie ustawy. Złożenie wniosku o uzyskanie koncesji na magazynowanie będzie mogło nastąpić dopiero po wejściu w życie ustawy. Sama procedura uzyskania koncesji może potrwać co najmniej kilka miesięcy. Niczym nie jest uzasadnione, aby z tego powodu przedsiębiorstwo było zmuszone do funkcjonowania na mniej korzystnych zasadach. Podobna sytuacja dotyczy magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW, co do których, szczególnie ze względu na niewielką ich liczbę, proponuje się zastosowanie nowych, korzystniejszych regulacji od dnia wejścia w życie ustawy. Takie rozwiązanie zapewni spójność propozycji ustawowych dla wszystkich jednostek, niezależnie od ich mocy. Ponadto w przepisach przejściowych, w związku z wprowadzeniem dla magazynów energii elektrycznej opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości połowy rzeczywiście poniesionych kosztów na realizację przyłączenia, uregulowano kwestię spraw w toku. Biorąc pod uwagę całokształt obowiązujących przepisów szeroko pojętego prawa energetycznego oraz zmian, które weszły w życie z dniem 30 września 2020 r. w związku z nowelizacją ustawy – Prawo budowlane (ustawa z dnia 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 471)), poszanowanie praw nabytych a zarazem zawartych umów, wprowadzono przepis, zgodnie z którym, jeżeli podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, złożył wniosek o określenie warunków przyłączenia i wpłacił zaliczkę albo otrzymał warunki przyłączenia, ale nie zawarł umowy o przyłączenie do sieci, ponosi on opłatę za przyłączenie do sieci na nowych zasadach. Jeżeli w powyższym przypadku wysokość wpłaconej zaliczki przekracza połowę rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, kwoty stanowiące różnicę między wysokością wpłaconej zaliczki a połowy rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia podlegają niezwłocznemu zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wejścia w życie projektowanej ustawy do dnia jej zwrotu. Powyższe uściślenie również ma celu uwiarygodnienie inwestorów, optymalizację zdolności przyłączeniowych w KSE i uzyskanie w określonym czasie realnych inwestycji w magazyny energii elektrycznej przyłączone do sieci⁴.

⁴ Wyniki certyfikacji ogólnej przeprowadzone przez PSE S.A. wskazują na zgłoszenie jako planowanych 20 projektów magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy 5623 MW, co nie wydaje się realne, biorąc pod uwagę znacznie mniejszy zakres inwestycji w magazyny energii elektrycznej w najbardziej zaawansowanych i zasobnych stanach/krajach (np. Kalifornia, Australia).

https://www.pse.pl/aktualnosci-rynku-mocy/-/asset_publisher/XaFia9l65YKy/content/rynek-mocy-w-liczbach-certyfikacja-ogolna-20-2?safeargs=696e686572697452656469726563743d66616c73652672656469726563743d687474707325334125

Ad 9. Dokonano również zmian w zakresie przepisów regulujących politykę energetyczną państwa w sposób pozwalający na elastyczniejsze kształtowanie formuły dokumentu. W związku z pracami nad systemem zarządzania unią energetyczną opracowywany jest Plan krajowy na rzecz energii i klimatu. Struktura dokumentu opiera się na szablonie zunifikowanym dla wszystkich państw członkowskich, który pokrywa znaczną część zakresu polityki energetycznej określonego w art. 15.

Ad 10. Proponuje się również odstąpić w art. 47 ust. 2d od przesłanki, aby odmowa zatwierdzenia taryfy wynikała z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne. Niejednokrotnie bowiem ma miejsce sytuacja, w której przedsiębiorstwo energetyczne w dowolny i nieuzasadniony sposób zawyża koszty własne, przyjęte do kalkulacji przedstawianej do zatwierdzenia taryfy. Regulator odmawia zatwierdzenia tak skonstruowanej taryfy, a przedsiębiorstwo wnosi odwołanie. Ponieważ odmowa zatwierdzenia taryfy nie wynika w takim przypadku ze zmian warunków zewnętrznych, przedsiębiorstwo do czasu prawomocnego zakończenia postępowania stosuje taryfę dotychczasową na podstawie art. 47 ust. 2c pkt 2. W takim przypadku, nawet jeżeli ostatecznie sąd odwoławczy uzna za zasadną decyzję regulatora, przedsiębiorstwo nawet przez kilka lat osiąga nieuzasadnione korzyści, pobierając od odbiorców opłaty w wysokości przewidzianej w dotychczasowej taryfie. Zatem wykreślenie z art. 47 ust. 2d wyrazu „zewnętrznych” wyeliminuje powyższe niekorzystne zjawiska i zwiększy skuteczność przepisów art. 47 ust. 2c i 2d.

Zmiana miejsca publikacji taryf dla ciepła z dziennika wojewódzkiego na Biuletyn URE i wydłużenie terminu, podobnie jak jest to w przypadku energii elektrycznej i paliw gazowych, z 7 do 14 dni stanowi uwzględnienie uwagi Prezes URE zgłoszonej przy piśmie z dnia 24 lipca 2018 r.

Dodatkowo, uwzględniając uwagę Prezesa URE, zgłoszoną przy piśmie z dnia 31 stycznia 2020 r. nadano nowe brzmienie art. 47 ust. 2a:

„2a. Prezes URE, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, może zatwierdzić, na okres nie dłuższy niż 3 lata, taryfę zawierającą ceny i stawki opłat w wysokości nie wyższej

[3246253246777772e7073652e706c253246616b7475616c6e6f7363692d72796e6b752d6d6f6379253346705f705f69642533443130315f494e5354414e43455f5861466961396c3635594b79253236705f705f6c6966656379636c6525334430253236705f705f73746174652533446e6f726d616c253236705f705f6d6f646525334476696577253236705f705f636f6c5f6964253344636f6c756d6e2d32253236705f705f636f6c5f636f756e7425334431](https://www.ure.gov.pl/infopanel/infopanel/3246253246777772e7073652e706c253246616b7475616c6e6f7363692d72796e6b752d6d6f6379253346705f705f69642533443130315f494e5354414e43455f5861466961396c3635594b79253236705f705f6c6966656379636c6525334430253236705f705f73746174652533446e6f726d616c253236705f705f6d6f646525334476696577253236705f705f636f6c5f6964253344636f6c756d6e2d32253236705f705f636f6c5f636f756e7425334431)

niż ceny i stawki opłat obowiązujące przed jej przedłożeniem Prezesowi URE, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki:”.

Powyższy przepis wprowadza szczególny, uproszczony tryb zatwierdzania taryfy na okres do 3 lat, bez dokonywania przeglądu regulacyjnego. Celem tego przepisu jest zagwarantowanie wyłącznie wnioskodawcy, akumulacji korzyści wynikających z poprawy efektywności jego działania w okresie obowiązywania takiej taryfy (tj. bez przeniesienia części tych korzyści na odbiorców). Z uwagi na doświadczenie regulatora w rozpatrywaniu ww. wniosków, proponuje się zmianę przepisu przez stworzenie możliwości zasadności takiego wniosku w ramach uznania administracyjnego.

Ad 11. Problem zawierania umów poza lokalem przedsiębiorstwa sygnalizowany był przez Prezesa URE kilkakrotnie (co potwierdza Najwyższa Izba Kontroli w Informacji o wynikach kontroli Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej, wskazując, że „Prezes URE kilkakrotnie zwracał się do Ministra Energii z propozycjami zmian legislacyjnych, w tym wprowadzenie zakazu sprzedaży w formule bezpośredniej akwizycji”, str. 10), wymaga pilnego rozwiązania w związku licznymi przypadkami oszustw i wprowadzania w błąd odbiorców paliw i energii w gospodarstwach domowych podczas sprzedaży bezpośredniej w tzw. formule door-to-door. Wobec powyższego proponuje się wprowadzenie zmian w ustawie – Prawo energetyczne, które pozwolą na wyeliminowanie lub znaczące zmniejszenie tego rodzaju niepożądanych zachowań. Ze skarg odbiorców wynika, że koncesjonariusze sprzedający energię elektryczną lub gaz ziemny w tzw. formule door-to-door (sprzedaż poza lokalem przedsiębiorstwa) – działający również za pośrednictwem wyspecjalizowanych agencji i przedstawicieli handlowych (akwizytorów) – dopuszczają się m.in. następujących niedozwolonych praktyk:

- niepodawanie odbiorcom nazwy sprzedawcy lub wprowadzanie w błąd, co do nazwy sprzedawcy (podawanie się za pracowników innych podmiotów),
- wprowadzanie odbiorców w błąd przez informowanie o obowiązku podpisywania nowych umów, aneksów do umów lub innych dokumentów związanych z dostarczaniem paliw gazowych i energii elektrycznej oraz podawanie nieprawdziwych przyczyn tego obowiązku (np. planowane zaprzestanie dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę czy też zmiana danych dotychczasowego sprzedawcy),
- nieinformowanie odbiorców o dokonanej zmianie sprzedawcy oraz prawach i obowiązkach wynikających z tej procedury,

- fałszowanie podpisów odbiorców,
- nieuwzględnienie złożonych w terminie przez odbiorców odstąpień od zawartych poza lokalem koncesjonariusza umów kompleksowych.

Agresywna polityka sprzedaży przedsiębiorstw energetycznych, powiązana z brakiem profesjonalizmu przedstawicieli handlowych tych przedsiębiorstw prowadzi do występowania licznych nieprawidłowości, a nawet przestępstw w trakcie podpisywania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej. Przedstawiciele handlowi nastawieni na maksymalizację swoich zarobków wykorzystują niewiedzę odbiorców w gospodarstwach domowych, w szczególności osób starszych i często, wprowadzając je w błąd, doprowadzają do zawarcia niekorzystnej umowy.

W 2018 r. ogólna liczba zgłoszeń tylko do Punktu Informacyjnego Odbiorców Energii i Paliw Gazowych (PI) wyniosła ok. 5000, w tym spraw dot. nieuczciwych praktyk rynkowych było blisko 600 (12%). Natomiast dane za rok 2019 wskazują na łączną liczbę zgłoszeń wynoszącą 2995, w tym nieuczciwe praktyki rynkowe to 395 (13%). Przy czym spadek spraw zgłaszanych do PI związany jest specyfiką roku 2019 i funkcjonowaniem tzw. „ustawy prądowej”, która spowodowała zamrożenie rynku energii, aktywności akwizycyjnej sprzedawców, spadek ofert i niepewność funkcjonowania w nowych otoczeniu prawnym. Warto jednak zauważyć, że procentowy udział spraw zgłaszanych w związku z nieuczciwymi praktykami sprzedawców utrzymuje się na zbliżonym poziomie w kolejnych latach mimo podejmowanych działań przez Regulatora – cyklicznych spotkań z przedsiębiorstwami energetycznymi w celu omówienia nieprawidłowości i skarg oraz mimo deklaracji zarządów spółek o podjęciu środków zaradczych, w tym w zakresie wewnętrznych procedur kontrolnych. Na marginesie warto podkreślić, że powyższe dane dotyczą tylko i wyłącznie zarejestrowanych zgłoszeń, które nie odzwierciedlają liczby rzeczywiście zaistniałych sytuacji. Wielu bowiem odbiorców nie wie, do jakiego organu należy dokonać zgłoszenia, a nawet gdy wie, to tego nie czyni.

Zakaz lub ograniczenie stosowania sprzedaży przez kanał „door to door” funkcjonuje także w innych Państwach Członkowskich. Przykładowo został on wprowadzony w Hiszpanii w październiku 2018 r. z powodu nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych. Jak informuje przedstawiciel Regulatora hiszpańskiego, znaczący spadek kontraktów sprzedaży „door to door” zastąpiły inne kanały sprzedaży, tj. sprzedaż internetowa i sprzedaż telefoniczna, oraz zwiększyła się liczba punktów sprzedaży w centrach handlowych, na stacjach benzynowych i w innych miejscach publicznych. Ograniczenie sprzedaży „door to door”

stosowane jest także w Czechach. W Czechach nie wprowadzono ogólniejszej regulacji dot. zakazu sprzedaży „door to door”, natomiast takie prawo zostało nadane władzom lokalnym i przykładowo odpowiednik naszego prezydenta, burmistrza czy wójta wydaje na danym obszarze odpowiednie zarządzenie. We Włoszech natomiast co prawda nie ma bezpośredniego zakazu „door to door”, ale zasady stosowania tego kanału znajdują się w prawie, są także regulowane przez włoskiego regulatora L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) Regulator opracował tzw. "Code of commercial conduct", który zawiera wszystkie reguły i zasady stosowania kanału sprzedaży „door to door”. ARERA za złamanie kodeksu nakłada sankcje na sprzedawców, uzupełniając to także odpowiednik naszego UOKiK-u. W Belgii funkcjonuje natomiast sektorowe porozumienie, w którym znajdują się wszystkie zasady i obowiązki związane ze sprzedażą poza siedzibą przedsiębiorstwa, z wyszczególnieniem „door to door”. Dokument nazywa się “Agreement – The consumer in the liberalised markets for electricity and gas”. Porozumienie zawiera sankcje, a przyjęte zasady są obowiązkowe dla wszystkich sprzedawców (zasady są podpisywane przez pracowników sprzedawców). Rozwiązanie w zakresie kanału „door to door” są różne, co związane też jest z nieco odmienną kulturą prawną i biznesową, jak i funkcjonowaniem Regulatora w relacji z przedsiębiorstwami energetycznymi. Jednak co najbardziej istotne, temat jest podejmowany przez Regulatorów z innych Państw Członkowskich i skutecznie zakazywany bądź formalnie regulowany w celu ochrony konsumentów i najsłabszych odbiorców.

Wprowadzanie zakazu zawierania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa nie ogranicza przy tym możliwości zawarcia takiej umowy na odległość (np. telefonicznie) czy w punkcie sprzedawcy umiejscowionym np. w galerii handlowej. Zakaz ten nie spowolni ani nie wstrzyma dokonywania zmian sprzedawcy. Wręcz przeciwnie, stworzenie systemu ochrony praw odbiorców powinno zmobilizować odbiorców do podejmowania aktywnych działań na rynku paliw gazowych i energii elektrycznej.

Dodatkowo należy zaznaczyć, że obecnie Prezes URE nie dysponuje odpowiednimi narzędziami pozwalającymi na skuteczną ingerencję w przypadku nieuczciwych zachowań sprzedawców. Aby Prezes URE mógł nakładać sankcje, powinien mieć podstawę prawną w przepisach merytorycznych zakazujących danego typu zachowań. Obecnie zagadnienie to można podciągnąć pod tzw. wady oświadczenia woli uregulowane w ustawie z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz.U. z 2020 r. poz.1740). Jednakże należy zaznaczyć, że właściwy jest wówczas sąd powszechny. Zgodnie z art. 8 ustawy – Prawo energetyczne,

Prezes URE właściwy jest jedynie w sprawie odmowy zawarcia umowy. Rozszerzenie właściwości tego organu o wszystkie zagadnienia związane z umowami wymagałoby zagwarantowaniu mu dodatkowych środków (ok. 20 etatów), co z kolei mogłoby zostać zakwestionowane ze względu na dodatkowe wydatki z budżetu państwa. Należy zaznaczyć, że w pierwotnej wersji projektu rozszerzono uprawnienia Prezesa URE o sprawy związane ze zmianą umów. Jednakże ze względów finansowych szybko zrezygnowano z tych rozwiązań. Cofnięcie zaś koncesji jest instrumentem ostatecznym i wiąże się z przeprowadzeniem długotrwałej procedury związanej m.in. z możliwością zaskarżenia decyzji Prezesa URE.

Zaproponowane narzędzie jest więc jedynym skutecznym środkiem, który może zapobiec ww. procederom, a którego celem jest interes publiczny oraz ochrona uzasadnionego interesu konsumenta i jego prywatności.

Ad 12. Zmiany ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne dokonane ustawą o z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. poz. 1823) wprowadziły instytucję Koordynatora do spraw negocjacji, czyli podmiotu prowadzącego postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich (dalej „postępowania ADR”) z zakresu objętego regulacją ustawy – Prawo energetyczne. Jak wynika z postanowień przepisów rozdziału 4a tej ustawy, Koordynator działa przy regulatorze energetycznym (art. 31a ust. 1), który zapewnia mu obsługę organizacyjną (art. 31c ust. 8). W konsekwencji powyższych przepisów tylko Koordynator może prowadzić postępowania w sprawach pozasądowego rozwiązywania sporów, natomiast część czynności o charakterze sprawozdawczo-organizacyjnym mogą pełnić pracownicy urzędu „oddelegowani” do obsługi Koordynatora. Tymczasem, mimo stosunkowo krótkiego okresu obowiązywania powyższych przepisów, zainteresowanie pozasądowym rozwiązaniem sporów przez Koordynatora przy regulatorze energetycznym jest bardzo duże, o czym świadczy wzrastająca liczba wpływających wniosków. Dla skuteczności działania Koordynatora umożliwiono prowadzenie postępowań ADR także osobom zajmującym się obsługą Koordynatora. W tym celu uzupełniono przepisy rozdziału 4a ustawy – Prawo energetyczne, wzorując się na rozwiązaniach przyjętych w art. 16f ustawy z dnia 28 marca 2003 r. o transporcie kolejowym (Dz.U. z 2020 r. poz.1043, z późn .zm.) umożliwiających Rzecznikowi Praw Pasażera Kolei („odpowiednikowi” Koordynatora) wykonywanie zadań przy pomocy zespołu, którego członkowie prowadzą postępowania.

Ad 13. Zgodnie z art. 38 ustawy – Prawo energetyczne, udzielenie koncesji może być

uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.

Instytucja zabezpieczenia jest szczególnie istotna w przypadku koncesji na obrót paliwami i energią, w sytuacji gdy podmiot ubiegający się o udzielenie koncesji nie dysponuje żadną infrastrukturą. Zasadne jest określenie zasad stosowania instytucji zabezpieczenia majątkowego z uwagi na bardzo ogólne brzmienie obowiązującego przepisu art. 38. Mając jednocześnie na uwadze, że doprecyzowanie czy też w zasadzie określenie ww. zasad będzie miało istotny wpływ na prawa i obowiązki przedsiębiorców, realizacja tego postulatu powinna zostać zrealizowana przepisami ustawy.

Proponuje się dodanie do obowiązującego art. 38 ustawy – Prawo energetyczne dodatkowych przepisów, mających na celu uregulowanie zasad dotyczących ustanawianych przez Prezesa URE zabezpieczeń majątkowych, które będą dotyczyć wszystkich rodzajów działalności koncesjonowanej, z wyłączeniem działalności w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, ponieważ działalność ta podlega obowiązkowemu zabezpieczeniu koncesji na podstawie art. 38a ustawy. Rozwiązanie to ma na celu uniknięcie obowiązkowi podwójnego zabezpieczenia tej samej działalności koncesjonowanej.

W szczególności istotne jest ograniczenie zakresu podmiotów mogących być gwarantami do osób wpisanych do wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 ustawy z dnia 19 marca 2004 r. – Prawo celne. Honorowanie przez organ koncesyjny zabezpieczeń majątkowych udzielanych wyłącznie przez podmioty z listy zweryfikowanej przez Ministra Finansów przy współpracy Komisji Nadzoru Finansowego przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa obrotu energią i paliwami, w tym bezpieczeństwa osób trzecich, które mogą wystąpić do przedsiębiorstw energetycznych z ewentualnymi roszczeniami. Obecnie w świetle art. 38 organ koncesyjny jest obowiązany honorować zabezpieczenia majątkowe udzielane przez dowolne podmioty.

Proponuje się także wprowadzenie minimalnego progu takiego zabezpieczenia w odniesieniu do 1/12 najwyższych, planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja, oraz określenie przesłanek, które umożliwią Prezesowi URE zwolnienie koncesjonariusza z utrzymywania tego zabezpieczenia. Celem przedstawionego poniżej rozwiązania jest zapewnienie, iż działalność koncesjonowana będzie wykonywana wyłącznie przez podmioty dysponujące odpowiednimi środkami finansowymi gwarantującymi

prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej, dla których nie jest wymagane złożenie zabezpieczenia majątkowego, albo przez podmioty, którym odpowiednia instytucja finansowa lub ubezpieczeniowa udzieli zabezpieczenia majątkowego w określonej wysokości.

Proponowane przepisy w większości punktów zbieżne są z istniejącymi już przepisami art. 38a–38g ustawy – Prawo energetyczne dotyczącymi zabezpieczeń majątkowych dla działalności w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą.

Ad 14. W sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2017 r. na str. 20 czytamy: *Ustawa – Prawo energetyczne w art. 3 definiuje uczestnika rynku odwołując się do definicji uczestnika rynku zawartej w art. 2 pkt 7 rozporządzenia REMIT. Należy natomiast zauważyć, że w myśl rozporządzenia REMIT „uczestnik rynku” oznacza każdą osobę, w tym operatorów systemów przesyłowych, która przeprowadza transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii. Z kolei „osoba” oznacza osobę fizyczną lub prawną. Natomiast przepisy prawa polskiego (kodeks cywilny oraz ustawa – Prawo energetyczne) rozróżniają następujące podmioty: osobę fizyczną, osobę prawną lub jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej. Wydaje się, że literalne brzmienie ww. definicji uczestnika rynku może wyłączyć spod nadzoru przewidzianego w rozporządzeniu REMIT grupę podmiotów na polskim hurtowym rynku energii, które nie są osobami fizycznymi lub osobami prawnymi w rozumieniu prawa krajowego. W związku z powyższym wydaje się zasadne doprecyzowanie definicji uczestnika rynku biorąc pod uwagę specyfikę krajowych przepisów prawa. Zaproponowana w projekcie ustawy zmiana definicji uczestnika rynku wychodzi naprzeciw temu postulatowi.*

Ad 15. Na str. 316 Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2017 r. czytamy: *Z uwagi na brak jednolitości w postępowaniu oraz różną interpretację przez poszczególne spółki obrotu art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, w kontekście dostarczania i aktualizacji przez sprzedawców Zbioru Praw Konsumenta, celowym wydaje się doprecyzowanie treści przedmiotowego artykułu, tak aby w sposób nie budzący wątpliwości, wynikał z niego obowiązek sprzedawców do:*

- a) dostarczenia odbiorcom w gospodarstwie domowym Zbioru Praw Konsumenta z aktualnym stanem prawnym na dzień dostarczenia,*
- b) w przypadku aktualizacji Zbioru Praw Konsumenta – dostarczenia odbiorcom w gospodarstwie domowym informacji o zakresie aktualizacji oraz miejscu, gdzie mogą*

zapoznać się z przedmiotowym dokumentem ujednoliconym do aktualnego stanu prawnego,

c) zapewnienia publicznego dostępu do Zbioru Praw Konsumenta z aktualnym stanem prawnym.

Celem wzmocnienia pozycji regulatora i możliwości realnego egzekwowania od przedsiębiorstw energetycznych wykonywania obowiązku nałożonego na nich przez ustawodawcę w art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, zasadnym byłoby uzupełnienie obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne artykułem penalizującym w przypadku nie wykonywania przez spółki obrotu obowiązku wynikającego z art. 5 ust. 6e tejże ustawy, zarówno w odniesieniu do dostarczania odbiorcom aktualizacji Zbioru Praw Konsumenta, jak i zapewniania jego publicznego dostępu.

Jakkolwiek nałożenie obowiązku dostarczania odbiorcy końcowemu aktualnego stanu prawnego mogłoby się wiązać z wysokimi kosztami po stronie spółek, które to w ostateczności i tak byłyby przeniesione w taryfie na tego odbiorcę, to obowiązek publikacji aktualnego stanu prawnego jest trafnym rozwiązaniem, które przyczyni się do pogłębienia świadomości odbiorcy końcowego na temat jego praw.

Ad 16. Wprowadzenie systemowych rozwiązań w zakresie inteligentnego opomiarowania.

16. 1. Wdrażane przepisy UE i potrzeba regulacji:

Projektowane rozwiązania w zakresie wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania zostały przygotowane w oparciu o: art. 19–24 oraz załącznik nr 2 do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/WE (Dz. Urz. UE L 158 z 14. 06. 2019, str. 125), zwanej dalej „dyrektywą 2019/944”, oraz definicje zawarte w tej dyrektywie.

W projekcie ustawy uwzględniono także zalecenia:

- 1) Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych (Dz. Urz. UE L 73 z 09. 03. 2012, str. 9);
- 2) Komisji z dnia 10 października 2014 r. w sprawie szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych na potrzeby inteligentnych sieci i inteligentnych systemów pomiarowych (Dz. Urz. UE L 300 z 18. 10. 2014, str. 63).

Projektowane rozwiązania uwzględniają również przepisy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (RODO) oraz propozycje przepisów w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania zawarte w dyrektywie 2019/944, a także stanowią wykonanie przyjętego w Ministerstwie Energii w październiku 2016 r. Programu rozwoju inteligentnej sieci elektroenergetycznej w Polsce.

Celem tych rozwiązań jest przyczynienie się do dalszego rozwoju rynku energii elektrycznej, zapewnienie odbiorcom niezakłóconego dostępu do energii elektrycznej oraz możliwości rozliczenia energii elektrycznej według rzeczywistego zużycia, a także ochrona danych pomiarowych. Propozycja nadania inteligentnemu systemowi pomiarowemu w sektorze elektroenergetycznym w Polsce normatywnego charakteru wynika zarówno z przesłanek formalno-prawnych, jak i z szeregu potrzeb oraz korzyści o charakterze faktycznym.

Do przesłanek formalno-prawnych zaliczyć należy przede wszystkim zapewnienie realizacji celów wynikających z dyrektywy 2019/944. Zgodnie z jej przepisami – państwa członkowskie powinny zapewnić wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pomagają konsumentom w aktywnym korzystaniu z rynków dostaw energii elektrycznej. Wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich wprowadzenie jest wykonalne.

Zgodnie zaś z zaleceniami Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych, wprowadzając takie systemy, należy zwrócić szczególną uwagę na bezpieczeństwo i ochronę danych osobowych przetwarzanych w ramach tych systemów.

W komunikacie Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 12 kwietnia 2011 r. „Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia”, zapowiedziano podjęcie szeregu środków, w tym monitorowanie postępów państw członkowskich, ustanowienie wytycznych dotyczących głównych wskaźników skuteczności i określenia metodyki planów realizacji inteligentnych systemów pomiarowych wraz z analizami kosztów

i korzyści. Ostatnia ankieta dotycząca stanu wdrożenia inteligentnego opomiarowania przeprowadzona została przez Komisję Europejską w IV kwartale 2018 r.

W Polsce analizy kosztów i korzyści zostały wykonane. Z analiz tych wynika, że wdrożenie systemów inteligentnego opomiarowania umożliwi podejmowanie działań proefektywnościowych i stanowić będzie element budowy inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Przyczyni się też do efektywnego zarządzania energią elektryczną zarówno po stronie podaży, jak i popytu, co jest fundamentalne dla ograniczenia emisji CO₂, oszczędności pierwotnych nośników energii oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii elektrycznej u prosumentów. Sprawnie działająca sieć inteligentna może w przyszłości skutecznie integrować rozproszone wytwarzanie energii elektrycznej w mikroźródłach, przewidywany rozwój samochodów elektrycznych i infrastruktury sieci domowej.

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną wskazuje na konieczność wdrożenia programów zarządzania popytem jako efektywnego sposobu na zapewnienie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, w tym szczególnie w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Pozytywnym skutkiem projektowanych rozwiązań będzie racjonalizacja zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych oraz zmniejszenie energochłonności gospodarki. Dostęp odbiorców do bieżących informacji o zużyciu energii elektrycznej pozwoli na racjonalizację jej zużycia ze względu na jej wartość ekonomiczną, co zmniejszy całkowite koszty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Przyczyni się również do wzrostu elastyczności i konkurencyjności rynku energii elektrycznej.

Projektowane rozwiązania będą oznaczały dla:

- 1) przedsiębiorstw energetycznych – potencjalną redukcję kosztów dzięki pozyskaniu bardziej dokładnych danych rynkowych oraz wzrost przychodów w wyniku redukcji strat i nieefektywności w systemie (np. szybsze usuwanie awarii, eliminacja nielegalnego poboru energii elektrycznej);
- 2) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – poprawę bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego oraz obniżenie kosztów mechanizmu bilansowania;
- 3) sprzedawców energii elektrycznej – możliwość dostosowania ofert sprzedaży energii elektrycznej do indywidualnych potrzeb odbiorców końcowych;
- 4) odbiorców końcowych – likwidację rozliczeń na podstawie prognoz oraz świadome korzystanie z energii elektrycznej. Przewiduje się, że nastąpi poprawa parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej z korzyścią dla odbiorcy, a także ulegnie uproszczeniu i skróceniu procedura zmiany sprzedawcy energii elektrycznej;

- 5) mniej zamożnych odbiorców – możliwość elastycznego gospodarowania energią elektryczną, proporcjonalnie do posiadanych środków finansowych, w tym np. czasowej rezygnacji z korzystania z najbardziej energochłonnych urządzeń.

Wprowadzenie projektowanych rozwiązań przyczyni się do poprawy funkcjonowania rynku energii elektrycznej, a tym samym ograniczenia podwyżek cen, przez ujawnienie cenowej elastyczności popytu i dokładniejszej informacji rynkowej. Będzie także możliwe zarządzanie poborem energii elektrycznej przez sterowanie instalacją – załączanie i wyłączanie urządzeń w zależności od pory doby i roku. Odbiorca końcowy, u którego zainstalowano licznik zdalnego odczytu, będzie rozliczany na podstawie danych o rzeczywistym zużyciu energii elektrycznej oraz będzie miał bieżący dostęp do danych o swoim zużyciu.

Podsumowując, podstawowe korzyści z wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania obejmującego operatora informacji rynku energii z perspektywy odbiorcy końcowego będą następujące:

1. **Zwiększenie świadomości zużycia energii elektrycznej** przez bieżącą kontrolą wskazań licznika, porównanie aktualnego zużycia z okresami poprzednimi oraz weryfikację kosztów pracy poszczególnych urządzeń;
2. **Ułatwienie zmiany sprzedawcy.** Odbiorca końcowy będzie mógł dokonać zmiany sprzedawcy w istotnie krótszym czasie dzięki zestandaryzowaniu procesu zmiany sprzedawcy;
3. **Skrócenie czasu do wystawienia faktury.** Jako bezpośrednią przyczynę redukcji (z 10 do 3 dni) wskazano zmniejszenie liczby czynności towarzyszących procesowi rozliczania należności odbiorców o konieczność zebrania danych w terenie, przygotowanie danych bilingowych i przesłanie danych do sprzedawcy;
4. **Redukcja kosztów odczytu.** W wyniku wprowadzenia systemu zdalnego odczytu odbiorca nie powinien więcej ponosić tzw. opłaty abonamentowej związanej z bezpośrednim odczytem licznika. Z zebranych danych i przeprowadzanych analiz wynika, że koszty odczytu licznika stanowią podstawowy koszt związany z ustaleniem zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego i jego rozliczeniem. W związku z wejściem w życie tzw. pakietu zimowego przewiduje się konieczność zwiększonej częstotliwości odczytów liczników. Ponadto jednostkowy koszt odczytu powinien wzrosnąć w przyszłości w stosunku do kosztów instalacji samego licznika;
5. **Uzyskanie korzyści wynikających z zarządzania popytem.** Sprzedawca występujący w roli aktywnego uczestnika rynku będzie kierował konkretną ofertą dostosowaną do

potrzeb uczestników poszczególnych segmentów rynku, tworząc w odpowiedzi na ich potrzeby taryfy dynamiczne;

6. **Redukcja wsparcia finansowego w budowie i utrzymaniu źródeł szczytowych.** Przewiduje się ok. 20% redukcję szczytowego zapotrzebowania na moc wśród odbiorców z grupy taryfowej G (realizowaną m.in. przez uczestnictwo odbiorców w programach DSR (przy zaangażowaniu agregatorów), w tym w reakcji na sygnały cenowe, świadome ograniczenie zużycia energii oraz przesunięcie zużycia poza godziny szczytowego zapotrzebowania. Wartość powyższą oszacowano na podstawie wyników testów konsumenckich prowadzonych przez Energa-Operator S.A. na wybranej populacji liczników AMI (na terenie Kalisza) oraz pilotażowego wdrożenia innowacyjnych programów redukcyjnych przez TAURON Dystrybucja S.A. i TAURON Sprzedaż S.A. we współpracy z PSE S.A.;
7. **Uzyskanie oszczędności dzięki redukcji strat handlowych i technicznych.** Założono, że w wyniku wdrożenia inteligentnego opomiarowania straty handlowe wynikające z nielegalnego poboru zostaną ograniczone o 60%. Zmniejszenie strat handlowych określono jako możliwe dzięki uzyskaniu narzędzi do bardziej precyzyjnego prognozowania zapotrzebowania, bieżącego monitorowania zmian w poborze energii elektrycznej oraz znaczącego zmniejszenia rozmiaru zjawiska nielegalnego poboru energii. Jako czynniki sprzyjające z kolei zmniejszeniu strat technicznych wskazano spłaszczenie krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną w szczycie zapotrzebowania oraz dokładniejszy pomiar (dzięki niższemu progowi zadziałania liczników zdalnego odczytu);
8. Projektowane rozwiązania przyczynią się także do **stworzenia potencjału do rozwoju mikrogeneracji** oraz podłączenia do sieci dodatkowych urządzeń, łatwego rozliczania sprzedawanej energii elektrycznej przez odbiorców końcowych instalujących własne źródła mikrogeneracji (prosumentów);
9. Na wniosek odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym **licznik zdalnego odczytu będzie mógł pełnić funkcję przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, a zmiana formy rozliczeń nastąpi bez dodatkowych opłat;**
10. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym będzie również mógł wystąpić z wnioskiem o **skomunikowanie licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej w celu zarządzania pracą tych urządzeń;**
11. Przepis, zgodnie z którym odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym będzie mógł wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci

jest przyłączony, o wyposażenie punktu ładowania należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w związku z art. 10 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2020 r. poz. 908 i 1086) umożliwi **oddzielne rozliczanie się za energię elektryczną pobraną przez pojazd elektryczny w gospodarstwie domowym**.

Dodatkowo wejście w życie ustawy z 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565) skutkuje koniecznością dostosowania układów pomiarowych grupy taryfowej C1x i wyższych do pomiaru zużycia energii w okresach godzinowych, co oznacza możliwość miarodajnego pomiaru każdej godzinie doby. Oznacza to, że stawka opłaty mocowej zostanie obliczona na podstawie realnego zużycia. Obowiązek pomiaru w okresach godzinowych nie objął jednak grupy odbiorców indywidualnych (grupa taryfowa G), dla których sposób kalkulowania stawki opłaty mocowej uzależniono od rocznego zużycia energii elektrycznej, a co za tym idzie, stawka mocowa dalej może być obliczana nawet na podstawie jednego odczytu w roku. Taki sposób kalkulacji nie będzie oparty na realnym zużyciu energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego. Sytuacja odbiorców z grupy G jest więc w tym aspekcie mniej korzystna w relacji do pozycji odbiorców z grupy C1x, bowiem nie mają oni zapewnionych analogicznych standardów usług (pomiaru godzinowego). Projekt ustawy zmienia tę sytuację. Przewidywana zmiana w ustawie o rynku mocy wyłącza obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu dla odbiorców grupy taryfowej C1 o mocy umownej mniejszej niż 16 kW, wobec czego odbiorcy tej grupy taryfowej będą traktowani tak samo jak odbiorcy grupy taryfowej G.

16. 2. Aktualny stan prawny:

W obecnie obowiązującej ustawie – Prawo energetyczne występują następujące przepisy dotyczące liczników zdalnego odczytu:

Art. 9c ust. 5a. Operatorzy systemów dystrybucyjnych instalujący u odbiorców końcowych przyłączonych do ich sieci liczniki zdalnego odczytu są obowiązani chronić dane pomiarowe dotyczące tych odbiorców na zasadach określonych w przepisach o ochronie danych osobowych.

Art. 9c ust. 5b. Przez liczniki zdalnego odczytu rozumie się zespół urządzeń służących do pozyskiwania danych pomiarowych, umożliwiającą dwustronną komunikację z systemem informacyjnym.

Art. 16 ust. 7 pkt 4 . Plan, o którym mowa w ust. 1, obejmuje w szczególności

przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców, w tym także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu.

Nie występują natomiast w ustawie – Prawo energetyczne przepisy dotyczące centralnego przetwarzania informacji rynku energii.

Większość krajów UE jest w fazie wdrażania systemów inteligentnego opomiarowania (m.in. Dania, Francja, Norwegia,) lub takie systemy posiadają (m.in. w Estonia, Finlandia, Szwecja, Włochy). Systemy te obejmują także centralne gromadzenie lub centralny dostęp do danych pomiarowych. Stan zaawansowania wdrożeń w poszczególnych krajach UE przedstawia strona: <https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>

Rozwiązania te są zbliżone co do swej istoty do modelu proponowanego do wdrożenia w Polsce. Funkcje zarządzających centralnymi systemami danych pełnią zazwyczaj podmioty niezależne organizacyjnie i funkcjonalnie od operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) i sprzedawców, najczęściej są to spółki powiązane z operatorami systemu przesyłowego (OSP) (w większości krajów UE jest jeden OSP). Rolę operatora informacji rynku energii (OIRE) może również pełnić bezpośrednio OSP. Działalność w obszarze zarządzania danymi pomiarowymi jest działalnością regulowaną.

Systemy najbardziej zbliżone do proponowanych rozwiązań, opierające się na scentralizowanym modelu zarządzania danymi pomiarowymi, wprowadzone zostały w Danii i Norwegii. Na uwagę zasługuje szereg podobieństw między strukturami rynku energii elektrycznej w Danii i Norwegii oraz w Polsce: jeden OSP, duża liczba OSD, duża liczba sprzedawców, bardzo duża liczba interakcji między tymi uczestnikami.

W Polsce sporządzono szereg ocen i analiz. Sporządzone oceny oraz analizy wykazały, że:

- 1) w wyniku wdrożenia inteligentnego opomiarowania planowane korzyści jego wdrożenia przewyższają poniesione koszty;
- 2) ochrona i bezpieczeństwo danych pomiarowych i danych osobowych w kontekście inteligentnego opomiarowania jest i powinno być jednym z najważniejszych elementów decydujących o jego powodzeniu;
- 3) należy zapewnić spójne wymagania dla systemu pomiarowego w zakresie jego cech funkcjonalnych, co będzie również miało wpływ na interoperacyjność tego systemu oraz bezpieczeństwo danych pomiarowych. Kryterium cenowe w tym przypadku nie powinno być najważniejszym czynnikiem wyboru dostawcy oprzyrządowania;

- 4) wprowadzenie inteligentnego opomiarowania na szeroką skalę powinno być związane ze zmianą sposobu określania cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych;
- 5) należy odejść, co do zasady, od stałych taryf na rzecz taryf dynamicznych w zależności od pory dnia oraz sytuacji w systemie elektroenergetycznym;
- 6) celowe jest wprowadzenie systemu scentralizowanego gromadzenia i przetwarzania informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych dotyczących energii elektrycznej, jak ma to miejsce w wybranych krajach EOG i Unii Europejskiej: Dania, Norwegia, Wielka Brytania czy Estonia, który w sposób optymalny zapewni realizację celów inteligentnego opomiarowania, przy zachowaniu ochrony i bezpieczeństwa danych pomiarowych.

O wynikach dotychczas przeprowadzonych analiz została poinformowana Komisja Europejska w Stanowisku Rządu do sprawozdania Komisji pt. „Analiza porównawcza rozpowszechnienia inteligentnego opomiarowania w Unii Europejskiej, ze szczególnym uwzględnieniem energii elektrycznej”, przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 27 sierpnia 2014 r. Zgodnie z tym stanowiskiem, wybór przez Polskę rozwiązania zakładającego utworzenie niezależnego podmiotu odpowiedzialnego za gromadzenie i przetwarzanie danych pomiarowych w zakresie energii elektrycznej (operator informacji rynku energii) zapewni w sposób optymalny realizację wdrożenia inteligentnego opomiarowania, przy zachowaniu ochrony i bezpieczeństwa danych pomiarowych. Wprowadzenie inteligentnego opomiarowania obniży koszty zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych i przyniesie korzyści uczestnikom rynku energii elektrycznej w Polsce.

Podstawowym dokumentem, na podstawie którego dokonano zgłoszenia do Komisji Europejskiej, stanowiła analiza Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej pt. „Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce”, przygotowana 20 sierpnia 2012 r., zgodnie bowiem z art. 19 ust. 2 dyrektywy 2019/944, „państwa członkowskie zapewniają wprowadzenie na swoich terytoriach inteligentnych systemów opomiarowania, które ułatwiają aktywne uczestnictwo odbiorców w rynku energii elektrycznej. Wprowadzenie takie może być jednak uzależnione od analizy kosztów i korzyści, którą przeprowadza się zgodnie z zasadami określonymi w załączniku II”. Na podstawie tej analizy opracowano w ówczesnym Ministerstwie Gospodarki dokument zatytułowany „Informacja dotycząca zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce” wykazujący przewagę korzyści nad kosztami wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania w Polsce.

16. 3. Alternatywne środki osiągnięcia celów:

Można:

- 1) kontynuować stan obecny, czyli nie wprowadzać systemu inteligentnego opomiarowania;
- 2) instalować liczniki zdalnego odczytu na wniosek odbiorcy końcowego;
- 3) wprowadzić w okresie 5 lat system inteligentnego opomiarowania, czyli zainstalować liczniki zdalnego odczytu u 80% odbiorców końcowych, zgodnie z celami dyrektywy 2019/944;
- 4) wprowadzić, analogicznie jak w pkt 3, system inteligentnego opomiarowania, lecz w okresie 10 lat.

Dla rozwiązań wskazanych w pkt 1 saldo korzyści i kosztów, zarówno w ujęciu finansowym, jak i jakościowym, jest mniejsze niż w pkt 4 znajdującym odzwierciedlenie w projekcie założeń. Koszty związane z utrzymaniem prawidłowego funkcjonowania obecnych liczników statycznych (elektronicznych) stanowią dużą część wydatków ponoszonych przez OSD. Na podstawie danych, dostarczonych przez największych OSD, ustalono, że w latach 2019–2028, przy utrzymaniu stanu istniejącego, koszt ten może osiągnąć łączną wysokość ok. 3 mld zł. Zachowanie modelu systemu pomiarowego opartego o liczniki statyczne spowoduje w perspektywie najbliższych dziesięciu lat zdecydowany wzrost kosztów związanych z ich odczytem. Przy założeniu, że:

- 1) podtrzymany zostanie inkasencki sposób zbierania informacji na temat ilości energii elektrycznej pobranej przez odbiorcę końcowego,
 - 2) częstotliwość odczytu licznika uzależniona będzie od postanowień umowy zawartej ze sprzedawcą (obecnie może wahać się od 1 w miesiącu do 1 w roku), docelowo w wyniku wdrożenia wymagań przepisów unijnych będzie musiała wynosić co najmniej dwa razy w roku lub 4 na żądanie odbiorcy końcowego,
 - 3) liczba odczytów będzie wprost proporcjonalnie powiązana z wysokością opłaty abonamentowej,
- to koszty związane z odczytem liczników statycznych w latach 2019–2028 mogą osiągnąć wartość ok. 2,5 mld zł. Przy utrzymaniu dzisiejszego modelu, ponoszeniu tych kosztów nie będą towarzyszyć korzyści opisane wyżej dla systemu inteligentnego opomiarowania.

Efekty rozwiązania określonego w pkt 2 będą zbliżone do ww. efektów właściwych dla rozwiązania z pkt 1. Różnica będzie polegała na tym, że wystąpią punktowe instalacje liczników zdalnego odczytu, których koszty instalacji i koszty eksploatacji z racji ich

rozproszenia będą droższe (wykorzystanie najtańszej technologii PLC, tj. wykorzystującej linie niskiego napięcia do przesyłania sygnałów będzie nieopłacalne, gdyż wymaga dodatkowych urządzeń do odbioru sygnałów (koncentratorów), które zazwyczaj obsługują duże grupy liczników zdalnego odczytu). Ponadto nie zostaną osiągnięte korzyści skali zarówno przy zakupie urządzeń, jak i ich instalacji. Adekwatne do skali rozpowszechnienia będą też możliwe do uzyskania korzyści, przy czym korzyści wynikające z kompletności obszarowych wdrożeń nie będą możliwe do uzyskania (np. eliminacja strat handlowych).

Dla rozwiązania określonego w pkt 3 z przeprowadzonych szacunków wynika, iż przy założeniu, że:

- 1) Utworzenie centralnego systemu informacji rynku energii nastąpi w drugiej połowie 2022 r.,
 - 2) Sprzedawcy oraz odbiorcy końcowi zaczną osiągać wymierne korzyści wraz z funkcjonalnym uruchomieniem CSIRE, tj. począwszy od 2023 r.,
 - 3) Utrzymany zostanie ośmioletni cykl legalizacyjny,
 - 4) Utrzymana zostanie ośmioletnia amortyzacja dla nowo zainstalowanych liczników (w ujęciu kosztowym zsynchronizowana z procesem legalizacji, jako działanie optymalizacyjne OSD),
 - 5) Ceny liczników oraz koncentratorów z uwagi na znaczny wzrost popytu i możliwą ograniczoną zdolność producentów do jego zaspokojeniaw ciągu pierwszych 3 lat wdrożenia wzrosną o łącznie 10% i do końca 2023 r. nie zmniejszą się,
 - 6) Skrócenie czasu wdrożenia znacząco wpłynie na budżety OSD to korzyści osiągane przez nich w obszarze redukcji liczby odczytów realizowanych w trybie inkasenckim, jak również redukcji strat handlowych i technicznych zostaną w mniejszym zakresie przeniesione na odbiorców końcowych i będzie to 50% w obszarze odczytów i 20% w obszarze strat handlowych i technicznych,
- bilans kosztów i korzyści, po 5 latach od rozpoczęcia procesu wdrażania byłby ujemny i wyniósłby ok. (-) 2 808 mln zł.

Wobec wyników opisanej powyżej analizy proponuje się realizację rozwiązania wskazanego w pkt 4 dla którego 15-letni bilans kosztów i korzyści wynikający z 10-letniego harmonogramu instalacji liczników zdalnego odczytu zaproponowanego w projekcie ustawy jest dodatni i wykazuje korzyści netto 5026,4 mln zł.

Instalacja liczników zdalnego odczytu w ramach systemu inteligentnego opomiarowania zostanie skorelowana z przeprowadzaną wymianą legalizacyjną obecnie działających liczników.

Na rynku polskim są dostępne różne rodzaje liczników zdalnego odczytu energii elektrycznej. Mają one możliwość zdalnego odczytywania pomiarów i funkcję zdalnego przełączania trybu kredytowego na przedpłatowy. Funkcja ta umożliwi świadome planowanie zużycia energii elektrycznej polegające na jej zakupie w dowolnej chwili i na dowolną kwotę, co skutkować będzie jej oszczędzaniem oraz wydłużeniem czasu, na jaki energia ta wystarczy. Z uzyskanych danych wynika, że liczniki zdalnego odczytu zastały dotychczas zainstalowane u 1516 tys. odbiorców energii elektrycznej, co stanowi blisko 10% tych odbiorców (dane na rok 2017), z czego najwięcej zainstalowała ENERGA-Operator S.A.

Wolumen korzyści możliwych do osiągnięcia dla wszystkich uczestników rynku dla okresu 15-to letniego wyliczono na kwotę 12 936 mln zł, z czego dla odbiorców końcowych na kwotę 11 338 mln zł, zaś kosztów na poziomie 7 909 mln zł, z czego przeniesionych na odbiorców końcowych 7 218 mln zł. Szczegółowe wyliczenia w tym zakresie oraz przyjęte mierniki przedstawiono w Ocenie Skutków Regulacji oraz Aktualizacji istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce.

Powyższe stanowi także element realizacji w obszarze regulacyjnym dot. sektora energetyki Programu Zintegrowanej Informatyzacji Państwa przyjętego przez Rząd RP w 2019 r., który to program zakłada systemowe zmiany całych sektorów gospodarki i wykorzystywanie nowoczesnych technologii wykorzystujących cyfrową postać danych. Dodatkowo, oparcie gospodarki na technologiach cyfrowych oraz większe zaangażowanie wszystkich interesariuszy w transformację cyfrową może przyczynić się do przyspieszenia gospodarczego oraz zmniejszyć różnice rozwojowe w stosunku do najbardziej zaawansowanych ekonomicznie krajów Europy.

16. 4. Szczegółowe rozwiązania:

W projekcie ustawy zdefiniowano m.in. następujące pojęcia:

- 1) dane pomiarowe – dane pozyskiwane lub wyznaczone dla punktu pomiarowego;
- 2) informacje rynku energii – informacje dotyczące punktu pomiarowego, dane pomiarowe, informacje o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu oraz inne informacje niezbędne do dostarczania energii elektrycznej;
- 3) układ pomiarowo-rozliczeniowy — urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła i rozliczeń za tę energię, paliwa gazowe lub ciepło, w szczególności

gazomierze, ciepłomierze oraz liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi;

- 4) licznik zdalnego odczytu – przyrząd pomiarowy w rozumieniu ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z z 2020 r. poz. 140, 285, 568 i 1086), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu;
- 5) licznik konwencjonalny – przyrząd pomiarowy w rozumieniu ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu;
- 6) punkt pomiarowy – miejsce w urządzeniu, instalacji lub sieci, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznaczenia wielkości fizycznych dotyczących energii elektrycznej;
- 7) punkt poboru energii – punkt pomiarowy w instalacji lub sieci, dla którego dokonuje się rozliczeń oraz dla którego może nastąpić zmiana sprzedawcy;
- 8) system zdalnego odczytu – system informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu;
- 9) centralny system informacji rynku energii – system informacyjny służący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji między użytkownikami systemu elektroenergetycznego;
- 10) system pomiarowy – system zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, celem ich przekazania do centralnego systemu informacji rynku energii;
- 11) system informacyjny – system teleinformatyczny w rozumieniu ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa;
- 12) operator informacji rynku energii – podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej;
- 13) jednostkowe dane pomiarowe – dane pomiarowe dotyczące pomiarów dla pojedynczego punktu pomiarowego, dla których jest możliwe ich przypisanie do danego użytkownika systemu elektroenergetycznego;

- 14) zagregowane dane pomiarowe – dane pomiarowe dla zbioru punktów pomiarowych, dla których nie jest możliwe przypisanie ich do danego użytkownika systemu;
- 15) operator ogólnodostępnej stacji ładowania - operator ogólnodostępnej stacji ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 7 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

System wykorzystujący zdalną komunikację dwukierunkową powinien gwarantować z jednej strony pozyskiwanie i przetwarzanie danych pomiarowych, z drugiej zaś strony możliwość wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu służących do jego obsługi, jak i ograniczania za pośrednictwem tego licznika poboru energii elektrycznej w punkcie pomiarowym.

Przewiduje się, że licznik zdalnego odczytu będzie umożliwiał pomiary jakości dostarczanej energii elektrycznej, co umożliwi docelowo wprowadzenie automatycznego naliczania bonifikat za przerwy w jej dostarczaniu oraz inne naruszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej. Obecnie bonifikaty naliczane są na wniosek odbiorcy końcowego, a przedsiębiorstwo energetyczne na rozpatrzenie takiego wniosku ma 30 dni. Wprowadzenie systemu automatycznego rozliczania bonifikat odciąży odbiorców energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa energetyczne od zbędnych czynności (składanie wniosków, ich rozpatrywanie) oraz ponoszenia wydatków z tym związanych. Wprowadzenie takiego systemu w Szwecji w związku z instalacją liczników zdalnego odczytu było przez odbiorców uznane jako zasadnicza korzyść.

W projekcie ustawy zdefiniowano również pozostałe elementy składające się na system inteligentnego opomiarowania.

Proponuje się dokonać zmian przepisu określającego termin wyznaczony na zmianę sprzedawcy (art. 4j ust. 6) w taki sposób, aby po okresie wdrożenia CSIRE zmiana sprzedawcy energii elektrycznej następowała w terminie 7 dni.

Centralizacja wymiany danych pomiarowych, w tym informacji potrzebnych w procesie zmiany sprzedawcy, usprawni i przyspieszy te procesy. Wszyscy sprzedawcy wykorzystywać będą jednolitą platformę dostarczoną przez operatora informacji rynku energii do przesyłania informacji o zmianie sprzedawcy do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i sprzedawców energii elektrycznej. W ramach tej platformy nastąpi weryfikacja i uzupełnienie wniosków o zmianę sprzedawcy, co skróci i uprości ten system. Sprawny system zmiany sprzedawcy gwarantujący równoprawne traktowanie podmiotów jest kluczowy dla rozwoju konkurencyjnego rynku detalicznego energii elektrycznej w Polsce.

Usprawnienie i przyspieszenie procedury zmiany sprzedawcy wpłynie na spadek kosztów funkcjonowania sprzedawców energii elektrycznej, a tym samym odbiorcy końcowi będą mogli otrzymać korzystniejsze oferty w zakresie dostarczanej energii elektrycznej. Docelowo przewiduje się zmianę sprzedawcy w ciągu 1 dnia.

Projektowane wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania obejmującego operatora informacji rynku energii wymusza dokonanie zmian w przepisach określających zasady prowadzenia rozliczeń za energię elektryczną. Przewiduje się, że po wdrożeniu CSIRE wszelkie rozliczenia za energię elektryczną będą prowadzone wyłącznie na podstawie danych z tego systemu (art. 4k), z wyjątkiem sytuacji, w których w przypadku awarii tego systemu nie jest możliwe dokonywanie rozliczeń z jego pomocą.

Uzasadnieniem obowiązku użytkowników systemu, w tym operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu przesyłowego oraz sprzedawców, dokonywania rozliczeń za energię elektryczną i usługi wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w CSIRE jest potrzeba zapewnienia jednego spójnego źródła danych do rozliczeń realizowanych przez różne podmioty rynku energii, zapewniającego standardową postać tych informacji i łatwy dostęp do nich przez uprawnionych użytkowników. Należy podkreślić, że rozliczenia odbiorców za dostawy energii elektrycznej w przypadku umów kompleksowych prowadzone będą przez sprzedawców na podstawie danych z CSIRE i będą obejmować zarówno energię elektryczną, jak i usługi dystrybucji lub przesyłania energii elektrycznej.

Jednocześnie należy zauważyć, że przepływ danych OSD->OIRE->OSD, o którym mowa w uwadze, w kontekście procesu rozliczania umów sprzedaży energii przebiega w ciągu: LZO->OSD->OIRE->Sprzedawca->Odbiorca Końcowy.

W przypadku umów tzw. rozdzielonych sprzedawca dokonuje rozliczeń za energię elektryczną, a operator systemu elektroenergetycznego dokonuje rozliczeń za usługi przesyłania lub dystrybucji. Przyjęte podejście zapewni spójny sposób rozliczeń ze względu na jedno źródło informacji. Dodatkową korzyścią jest możliwość powiadamiania przez CSIRE podmiotów, które pobrały dane pomiarowe za okres, który został skorygowany przez OSD (np. w rezultacie reklamacji czy stwierdzenia niesprawności układu pomiarowo-rozliczeniowego).

Należy także zauważyć, że zawarte w CSIRE informacje rynku energii będą również służyć, po ich agregacji, do rozliczeń niezbilansowania na rynku bilansującym podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie.

Wobec przewidywanego znaczącego rozwoju usług świadczonych przez odbiorców końcowych (tzw. DSR) wynikających z wdrożenia przepisów dyrektywy 2019/944 zakłada się, że przyjęte rozwiązanie centralnego systemu informacji rynku energii posiadającego wszystkie informacje konieczne do rozliczeń wszelkich usług świadczonych na rynku energii elektrycznej jest optymalne dzięki temu, że zapewni dostęp do danych pomiarowych koniecznych do rozliczeń tych usług. Uzyskiwane dane będą zgodne z przyjętym standardem i dostępne również dla celów kontrolnych dla odbiorców końcowych, których dotyczą. Należy zauważyć, że w przeciwieństwie do obecnych danych określających zużycie, bądź w jednej, bądź w dwóch lub maksymalnie trzech strefach czasowych doby, przyszłe taryfy i sposoby rozliczeń będą wymagały dostępu do danych kwadransowych (tzn. danych zmierzonych w interwałach 15-minutowych).

Podkreślenia wymaga również, że koszty przesyłania przez OSD danych pomiarowych do centralnego systemu informacji rynku energii lub ich pobieranie przez OSD, sprzedawcę lub agregatora z tego systemu są pomijalnie małe, co będzie konsekwencją standaryzacji interfejsów i formatów wymiany informacji rynku energii, jak też zamiar wyeliminowania abonamentu związanego z odczytem licznika zdalnego odczytu. Należy zaznaczyć, że odbiorcy posiadający liczniki konwencjonalne, jak i liczniki zdalnego odczytu będą zwolnieni z części kosztów abonamentowych związanych z manualnym odczytem licznika konwencjonalnego oraz kosztów stałych i zmiennych określonych w taryfie równych opłacie abonamentowej odniesionej do procentu zainstalowanych liczników zdalnego odczytu. W miarę postępu w instalacji liczników zdalnego odczytu opłata abonamentowa będzie ulegała zmniejszeniu.

Zapewnienie decyzji o zmianie sposobie rozliczeń za energię elektryczną z formy kredytowej na przedpłatową będzie pozostawione odbiorcy do jego swobodnego wyboru. Odbiorca będzie mógł wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego i dokonywać rozliczeń w oparciu przedpłatową formę rozliczeń (art. 6a ust. 4 i 5).

Utworzenie operatora informacji rynku energii powoduje konieczność zmiany zakresu odpowiedzialności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (art. 9c ust. 3 pkt 9a), gdyż część dotychczasowych obowiązków przejmie po wdrożeniu CSIRE operator informacji rynku energii. Zmiana ta określi jednoznacznie podział odpowiedzialności pomiędzy podmioty zaangażowane w przetwarzanie informacji rynku energii.

Projektowane kompleksowe uregulowanie funkcjonowania systemu pomiarowego dla energii elektrycznej, w tym zasady ochrony danych pomiarowych, wymusza wykreślenie w art. 9c ust. 5a i 5b ustawy.

Ze względu na powierzenie pełnienia funkcji operatora informacji rynku energii operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego uzasadnione stało się określenie w wyodrębnionej części Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej szczegółowych zasad współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji rynku energii, z użytkownikami systemu i innymi podmiotami zobowiązanymi do przekazywania danych pomiarowych lub uprawnionymi do ich otrzymywania. Instrukcja w tej części będzie stanowiła doszczegółowienie zasad współpracy określonych w ustawie oraz rozporządzeniu wykonawczym. Jako taka będzie ona podlegała procesowi konsultacji z innymi użytkownikami systemu oraz zatwierdzeniu po stronie Prezesa URE na zasadach określonych w art. 9g ustawy – Prawo energetyczne.

Rozwiązanie polegające na odrębnym od zatwierdzenia IRiESP pierwotnym zatwierdzeniu SWI opracowano na sygnał od uczestników prac Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania (art. 15 ust. 2 projektu ustawy). SWI mają stanowić dokument, którego kształt będzie skutkował wdrożeniem określonych rozwiązań technicznych po stronie OSD, sprzedawców energii oraz innych podmiotów zobowiązanych lub uprawnionych do korzystania z CSIRE. Wobec powyższego zaistniała konieczność jak najszybszego opracowania i zatwierdzenia SWI, niezależnie od innych zmian niezbędnych do wprowadzenia w IRiESP.

Proponuje się (art. 11t ust. 1), aby operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych zainstalowali do dnia 31 grudnia 2028 r. liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących u co najmniej 80 % łącznej liczby punktów poboru energii w odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowy bezpośredni, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV.

Instalacja liczników zdalnego odczytu odbywać się będzie (art. 11t ust. 2) zgodnie z harmonogramem określonym w ustawie, tj. do dnia:

- 1) 31 grudnia 2023 r. - w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%,
- 2) 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%,
- 3) 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65%

– łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w art. 11t ust. 1.

Wg danych przekazanych przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej w grupie C1x jedynie 11,10% posiada zainstalowane liczniki zdalnego odczytu, zaś w grupie G jest to 9,2%. W pozostałych grupach sytuacja przedstawia się następująco: grupa A: 100%, grupa B 97,1% i grupa C2x 99,44%. Projekt ustawy wprowadza obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych posiadających układ pomiarowy bezpośredni, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, czyli w grupie G oraz C1x. Na marginesie należy zaznaczyć, że układ pomiarowy bezpośredni to układ posiadający tzw. stycznik, czyli przyrząd umożliwiający dwustronną komunikację, zarządzanie stroną popytową (DSR) oraz przedpłatę i tym samym zapewnia zgodność funkcjonalności z Zaleceniami Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych (Dz. Urz. UE L 73 z 09. 03. 2012, str. 9). Obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu dla wszystkich pozostałych kategorii odbiorców końcowych wynika bowiem pośrednio z ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, gdyż nie jest możliwa realizacja obowiązków wynikających z tej ustawy bez dokładnych wyliczeń, które mogą jedynie zapewnić liczniki zdalnego odczytu.

Elementem budowy systemu inteligentnego opomiarowania (art. 11t ust. 3) będzie również instalacja liczników zdalnego odczytu na stacjach SN/nN. W projekcie ustawy określono koniec roku 2025 jako termin końcowy instalacji tych liczników.

Koszty zainstalowania liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych przyłączonych do sieci danego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz liczników w stacjach SN/nN pokrywane będą przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i powinny stanowić uzasadnione koszty działalności tego operatora.

Rozłożenie w czasie procesu instalowania liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych powinno zminimalizować uciążliwość procesu ich instalacji przez skorelowanie instalacji tych liczników z wymianą już istniejących liczników wynikającą np. z legalizacji, uszkodzenia licznika, przyłączeń nowych odbiorców do sieci. Przyczyni się to do optymalizacji kosztów wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania oraz umożliwi, zgodnie z oczekiwaniami Prezesa URE, bezkolizyjne i kompleksowe zharmonizowanie tego procesu z rozwojem inteligentnych sieci. Uzasadnieniem proponowanego harmonogramu instalacji jest też konieczność

przeprowadzenia prac przygotowawczych mających na celu zbudowanie zespołów, opracowanie wymagań, a następnie przeprowadzenie postępowań przetargowych, po rozstrzygnięciu których dopiero nastąpi sukcesywna instalacja liczników zdalnego odczytu i koncentratorów (przyjmując, że utrzymana będzie technologia PLC), która może również wymusić modernizację stacji SN/nN.

Dodatkowo wprowadza się przepisy (art. 11t ust. 6–9), zgodnie z którymi na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego jest przyłączony odbiorca, albo członka spółdzielni energetycznej zainstaluje licznik zdalnego odczytu albo wyposaży punkt ładowania w licznik zdalnego odczytu, przy czym odbiorca końcowy poniesie w takim przypadku koszty instalacji i uruchomienia urządzeń. Dodatkowo na wniosek tego odbiorcy końcowego operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest obowiązany nieodpłatnie do umożliwienia skomunikowania licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy. Określono przy tym roczny limit instalacji liczników zdalnego odczytu na wniosek odbiorcy, w ramach którego operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest obowiązany do realizacji wniosków o instalację licznika zdalnego odczytu.

Art. 11t zobowiązuje również operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych do przekazania odbiorcy końcowemu, podczas lub przed instalacją licznika zdalnego odczytu, informacji dotyczących tego licznika, określone w przepisach wykonawczych, w tym informację o:

- 1) funkcjach licznika zdalnego odczytu;
- 2) przetwarzaniu danych osobowych tego odbiorcy;
- 3) uśrednionych oraz długoterminowych kosztach i korzyściach związanych z taką instalacją oraz
- 4) pokryciu i uwzględnieniu kosztów określonych w art. 11t ust. 4 oraz w art. 45 ust. 1i w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, i ujęciu ich w taryfie ogłaszanej w sposób określony w art. 47 ust. 3.

Przepisy art. 11t ust. 12 i 13 stanowią o możliwości wykorzystania licznika zdalnego odczytu do realizacji przedpłatowej formy rozliczeń.

Szersze stosowanie przedpłatowej formy rozliczeń z wykorzystaniem liczników zdalnego odczytu pozwoli odbiorcom na lepsze zarządzanie własnym zużyciem energii elektrycznej, a ponadto może być niezwykle użyteczna w przypadku wynajmu mieszkań czy

lokali, domków letniskowych, garaży itp. obiektów, w których energia elektryczna pobierana jest okresowo.

Stworzenie warunków do przedpłatowej formy rozliczeń, podobnie jak w przypadku usług telekomunikacyjnych, stworzy szereg możliwości zapewniających lepsze dostosowanie formy usługi do potrzeb i oczekiwań odbiorcy.

Istotna rola w procesie kontroli rozwoju tej formy rozliczeń przypadnie Prezesowi URE, który, zatwierdzając taryfy operatorów systemów dystrybucyjnych, może wpływać na sprawiedliwe i adekwatne do kosztów stawki rozliczeń. Pozostałe zagadnienia związane z rynkiem należy pozostawić grze rynkowej sprzedawców i wolnej konkurencji.

Art. 11u nakłada na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, obowiązek pozyskiwania z liczników zdalnego odczytu danych pomiarowych i przekazywania ich w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii.

W rozporządzeniu wykonawczym będzie określone szczegółowo, jakie dane pomiarowe może rejestrować i przekazywać licznik zdalnego odczytu odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym, ograniczając się w ustawie do wymienienia podstawowych danych i informacji, takich jak: dane pomiarowe dotyczące w szczególności ilości energii elektrycznej i jej jakości oraz wartości mocy i przekazuje je w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii, informacje o innych zdarzeniach rejestrowanych przez ten licznik. W szczególności licznik powinien rejestrować dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej o granulacji 15-minutowej. Wynika to z konieczności dostosowania systemu pomiarowego do wymagań określonych w art. 53 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz.Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6). Dane pomiarowe rejestrowane w proponowanym zakresie umożliwią szczegółową identyfikację zachowań odbiorcy końcowego będącego osobą fizyczną (uniemożliwiona ingerencja w prywatność odbiorcy). Wprowadzenie przejrzystych reguł uzależniających szczegółowość danych od konkretnych usprawiedliwionych celów rejestracji i dalszego udostępniania tych danych zminimalizuje ryzyko naruszenia prywatności osób fizycznych (odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym) wynikającej z chęci nadmiernego gromadzenia danych. Katalog informacji pozyskiwanych z liczników zdalnego odczytu będzie obejmował możliwie

szerokie spektrum informacji niezbędnych zarówno do rozliczeń, jak i oceny stanu krajowego systemu elektroenergetycznego, przy czym należy podkreślić, że zbiór podmiotów, których dane pomiarowe będą dotyczyć, obejmować będzie nie tylko odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, ale także innych odbiorców, wytwórców i inne podmioty określone w przepisach odrębnych.

Informacje te zostaną następnie przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii prowadzonego w systemie informacyjnym przez operatora informacji rynku energii.

Art. 11u ust. 2 stanowi, że operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego będzie również mógł wysyłać do liczników zdalnego odczytu polecenia, a także będzie zobowiązany do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu na żądanie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w przypadkach określonych w ustawie oraz sprzedawcy energii elektrycznej, odbiorcy końcowego i podmiotu upoważnionego przez odbiorcę końcowego. Pozwoli to na zdalną obsługę liczników zdalnego odczytu przez operatora (zmiana ustawień, wprowadzenie nowego oprogramowania, itp.) oraz na zmiany stanu liczników zgodnie z przekazanymi dyspozycjami uprawnionych podmiotów (np. odłączenie i załączenie, ustawienie poziomu tzw. „strażnika mocy” w przypadku korzystania przez odbiorcę z programu redukcji zapotrzebowania, itp.).

W art. 11w wskazano, że w przypadku:

1) braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu – wyznacza się zastępcze dane pomiarowe;

2) gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne – wyznacza się skorygowane dane pomiarowe. Szczegółowo zagadnienie to pozostawiono do uregulowania w rozporządzeniu wykonawczym.

Określono również podstawowe wymogi dla systemu pomiarowego, wskazując, że system pomiarowy powinien działać w sposób niezawodny, zapewniając użytkownikom systemu elektroenergetycznego prawidłowe rozliczenie za energię elektryczną oraz świadczone usługi, jak również pozyskiwanie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych i innych informacji z zachowaniem zasad bezpieczeństwa tych danych i informacji, w szczególności ich poufności.

Projekt ustawy ustala zakres rozporządzenia wykonawczego dotyczącego systemu pomiarowego określonego przez ministra właściwego do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji:

1) wymagania funkcjonalne, jakie powinien spełniać system pomiarowy;

- 2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii;
- 3) wymagania, jakie powinny spełniać:
 - a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9;
 - b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu,
 - c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania,
 - d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania;
- 4) standardy komunikacji między licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;
- 5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie;
- 6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych;
- 7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;
- 8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu;
- 9) wymagania, jakie powinien spełniać licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym;
- 10) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 lub 6, o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych.

Ponadto minister właściwy do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji określi (art. 11x), w drodze rozporządzenia, wymagania, jakie powinny spełniać:

- 1) standardy komunikacji między licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym, w tym wymagania w zakresie ochrony tej komunikacji przed nieuprawnioną ingerencją oraz nieuprawnionym dostępem;
- 2) urządzenia w gospodarstwie domowym na potrzeby komunikacji z licznikiem zdalnego.

W projekcie ustawy określa się zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii (rozdział 2d).

Art. 11y określa obowiązki operatora informacji rynku energii. W szczególności operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie użytkowników systemu (ust. 1):

- 1) zarządza i administruje centralnym systemem informacji rynku energii;
- 2) pozyskuje informacje rynku energii oraz inne informacje od użytkowników systemu na potrzeby realizacji procesów określonych w przepisach wydanych na podstawie w art. 11zh;
- 3) przetwarza zgromadzone w centralnym systemie informacji rynku energii informacje rynku energii oraz inne informacje, do których jest uprawniony na potrzeby realizacji procesów rynku energii określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh;
- 4) wspiera realizację procesów rynku energii określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh;
- 5) opracowuje standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii;
- 6) udostępnia uprawnionym użytkownikom systemu informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh i na warunkach określonych w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c.

W kolejnych przepisach (ust. 2) określone są obowiązki operatora informacji rynku energii w zakresie zamieszczania na stronach internetowych informacji dotyczących rynku energii oraz obowiązki (ust. 3) dotyczące zapewnienia bezpieczeństwa centralnego systemu informacji rynku energii.

Przepisy ust. 1 i 2 wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

Art. 11y ust. 3 stanowi, że zadania operatora informacji rynku energii wykonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

Ze względu na wielość operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i sprzedawców, w celu standaryzacji i przede wszystkim uproszczenia relacji pomiędzy tymi podmiotami, jest uzasadnione zsynchronizowanie wymiany danych i informacji przez operatora informacji rynku energii. Jeden punkt dostępowy łączący wszystkich operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i sprzedawców oraz odbiorców końcowych pozwoli uniknąć powielania struktur dostępowych łączących każdego sprzedawcę odrębnie z każdym z operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych

oraz tworzenia skomplikowanych struktur w tym zakresie. Jak wynika z licznych analiz, jest to najbardziej racjonalne rozwiązanie zarówno z technicznego, jak i z ekonomicznego punktu widzenia.

Pośród szczegółowych argumentów przemawiających na rzecz funkcjonowania na terytorium Polski jednego operatora informacji rynku energii należy przytoczyć następujące:

- jeden podmiot gwarantuje najniższe koszty dostępu uczestników rynku do danych, infrastruktury, funkcjonowania i utrzymania systemu elektroenergetycznego,
- standaryzacja zasad przy wprowadzaniu nowych funkcji systemu, w przypadku jednego podmiotu, pozwoli znacznie ograniczyć koszty funkcjonowania systemu,
- operator informacji rynku energii będzie podmiotem nadzorowanym bezpośrednio przez instytucje regulujące i nadzorujące rynek energii elektrycznej w Polsce oraz niezależnym od innych uczestników rynku,
- jeden, niezależny od operatorów systemu dystrybucyjnego i sprzedawców operator informacji rynku energii wyeliminuje bariery wejścia/wyjścia dla małych przedsiębiorstw, w tym sprzedawców, firm ESCO oraz agregatorów,
- jeden operator informacji rynku energii, jako podmiot przeznaczony do obsługi rozliczeń między prosumentem a sprzedawcami, ułatwia dostęp prosumentów do wielu sprzedawców. Tym samym przyczynia się do wprowadzenia konkurencyjnego rynku oraz uzyskania korzystniejszych dla prosumentów cen energii elektrycznej,
- jedna centralna baza informacji rynku energii umożliwi zdalne sterowanie przez operatora systemu przesyłowego całością generacji rozproszonej przez dostęp do aktualnej i pełnej bazy danych tych wytwórców,
- zaproponowane w projekcie założeń rozwiązanie jest jedynym, które gwarantuje ciągłość dostępu odbiorcy do swoich danych historycznych, niezależnie od liczby wcześniej zmienionych sprzedawców. Doświadczenie z innych branż wskazuje na likwidację konta użytkownika wraz z umieszczonymi w nim historycznymi danymi po zakończeniu umowy,
- operator informacji rynku energii stanowi gwarancję standaryzacji technologicznej w komunikacji między uczestnikami rynku oraz trwałości rozwiązania, szybkości i bezpieczeństwa przesyłanych danych, a także przejrzystości podziału realizowanych zadań przez poszczególnych uczestników rynku energii elektrycznej, co szczególnie istotne znaczenie będzie miało np. w przypadku wystąpienia awarii w systemie,

- proponowane rozwiązanie eliminuje ryzyko zastosowania technologii korzystnych tylko dla jednego podmiotu, ale niespełniających wymagań uniwersalności zastosowania w skali kraju oraz barierę technologiczną i kosztową dla małego lub średniego sprzedawcy obsługującego odbiorców na terenie całego kraju (ze względu na różnych operatorów systemu dystrybucyjnego),
- wprowadzenie jednego operatora informacji rynku energii spowoduje znaczne uproszczenie schematu komunikacji między uczestnikami rynku energii elektrycznej, co bezpośrednio wpłynie na poprawienie bezpieczeństwa danych pomiarowych m.in. ze względu na zdecydowanie mniejszą ilość występowania komunikacji z danymi pomiarowymi, ograniczając do minimum miejsca potencjalnych „wycieków” tych danych,
- ze względu na duże znaczenie informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych, bardzo ważną rolę będzie odgrywała kontrola poprawności przetwarzania tych danych. Jeden operator informacji rynku energii zdecydowania upraszcza realizację tej funkcji.

W projekcie ustawy wskazuje się, że zadania operatora informacji rynku energii wykonywać będzie operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, bowiem podmiot wykonujący zadania operatora informacji rynku energii (OIRE) powinien posiadać formę prawną zapewniającą niezależność od innych uczestników rynku energii, w szczególności sprzedawców i dystrybutorów energii elektrycznej. Umieszczenie OIRE powinno gwarantować z jednej strony skuteczny nadzór nad jego działalnością, a z drugiej dawać rękojmię sprawnego zarządzania procesem budowy, a następnie utrzymania systemu informacyjnego. Obecnie w wielu państwach w Europie nie został przesądzony model repozytorium danych pomiarowych. W tych, w których to uczyniono, widać wyraźne tendencje do powierzenia tych zadań operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub ewentualnie spółce zależnej od tego operatora (Finlandia czy Norwegia). Dodatkowo należy zaznaczyć, że zgodnie z art. 40 ust. 8 dyrektywy 944/2019: Art. 40 dyrektywy: *Państwa członkowskie lub wyznaczone przez nie właściwe organy mogą zezwolić operatorom systemów przesyłowych na wykonywanie czynności innych niż przewidziane w niniejszej dyrektywie i w rozporządzeniu (UE) 2019/943, jeżeli działania te są niezbędne, by operatorzy systemów przesyłowych wypełnili obowiązki wynikające z niniejszej dyrektywy lub z rozporządzenia (UE) 2019/943, pod warunkiem że organ regulacyjny ocenił konieczność zastosowania takiego odstępstwa. Niniejszy ustęp pozostaje bez uszczerbku dla prawa operatorów systemów przesyłowych do bycia właścicielem, tworzenia lub obsługi sieci*

innych niż sieci elektroenergetyczne, lub zarządzania nimi, jeżeli państwo członkowskie lub wyznaczony właściwy organ przyznały takie prawo.

Dodatkowo, oprócz ww. argumentów, za powierzeniem pełnienia funkcji OIRE operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego przemawiają argumenty o charakterze ekonomicznym, jak brak konieczności powołania nowego podmiotu czy posiadanie gotowych rozwiązań gwarantujących przetwarzanie informacji rynku energii przy zachowaniu jak najwyższych standardów bezpieczeństwa.

Zbieżne stanowisko z ww. opiniami przedstawił też Prezes URE w stanowisku pt. „Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań” z dnia 9 maja 2012 r.⁵.

Przepis art. 11z ust. 1 nakłada obowiązek na użytkowników systemu elektroenergetycznego realizacji procesów rynku energii elektrycznej wyłącznie za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. Z kolei ust. 2 tego artykułu dotyczy możliwości wymiany innych informacji przez CSIRE. Przepisy ust. 1 i 2 zaczną obowiązywać po wdrożeniu CSIRE.

Przepisy art. 11z ust. 3 i 4 określają tryb aktualizacji, a także zawartość standardów wymiany informacji CSIRE.

Przepisy art. 11za dotyczą zasad korzystania i zasad dostępu do informacji udostępnianych przez CSIRE, a także wymagań odnośnie współpracy z CSIRE systemów informacyjnych użytkowników systemu. Przepis ten powinien wejść w życie po wdrożeniu CSIRE.

W projekcie ustawy uregulowano w art. 11zb obowiązki operatorów systemów elektroenergetycznych oraz przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną względem operatora informacji rynku energii w zakresie przekazywania informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych, do centralnego systemu informacji rynku energii m.in. w celu prawidłowego przyporządkowania poszczególnych zdarzeń i informacji rynku energii do poszczególnych odbiorców, a także zapewniania właściwych informacji do rozliczeń na rynku energii elektrycznej.

Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operator ogólnodostępnej stacji ładowania będą mogli prowadzić własny rejestr odbiorców lub punktów pomiarowych, przechowywać informacje rynku energii oraz przetwarzać je w celu

⁵<http://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/4638,Stanowisko-Regulatora-w-sprawie-Operatora-Informacji-Pomiarowej.html?search=7789464507>

wykonywania obowiązków ustawowych, jednakże z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń za dostarczoną energię lub usługi. Przepisy wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

W ustawie w art. 11zc określono zamknięty katalog podmiotów, którym mogą być przekazywane informacje rynku energii bez prawa do ich dalszego udostępniania. Podobnie uczyniono z określeniem celu przetwarzania danych pomiarowych. I tak dane pomiarowe będą mogły być przetwarzane wyłącznie w celu:

- 1) zawarcia, realizacji, zmiany lub ustalenia treści umowy z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania energii elektrycznej;
- 2) realizacji obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy;
- 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;
- 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych;
- 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
- 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej;
- 7) dokonywania rozliczeń za energię elektryczną w punkcie ładowania ogólnodostępnej stacji ładowania;
- 8) analiz statystycznych;
- 9) ustalenia, dochodzenia lub obrony roszczeń;
- 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe;
- 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych.

Ponadto określono katalogi podmiotów uprawnionych do dostępu do danych zagregowanych. Precyzyjne uregulowanie zasad dostępu do informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych, ma na celu, niezależnie od pozostałych rozwiązań przewidzianych w projekcie ustawy, zapewnienie bezpieczeństwa wymiany tych danych, w szczególności danych osobowych.

Zastrzeżono, że dostęp uprawnionych użytkowników do CSIRE odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatny.

Przepisy art. 11zc wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

Zobowiązano podmioty uprawnione do dostępu do informacji rynku energii (art. 11zd) do stosowania środków technicznych i organizacyjnych zapewniających ochronę przetwarzanych informacji rynku energii. I tak podmioty te, odpowiednio do wykonywanych zadań, są zobowiązane do:

- 1) ustalania warunków i sposobu przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii;

- 2) zapewnienia właściwej ochrony informacji rynku energii;
- 3) stosowania szablonu oceny skutków w zakresie ochrony informacji rynku energii.

Projekt ustawy ma na celu również pełne zapewnienie że wszyscy uczestnicy CSIRE są zobowiązani do stosowania ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa

Przepisy art. 11zd wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

W art. 11ze proponuje się przyjąć zasadę współadministrowania informacjami rynku energii, stanowiącymi dane osobowe. Współadministratorami będą: operator systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego, sprzedawca energii elektrycznej oraz operator informacji rynku energii.

Wejście w życie przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych osobowych dalej określane jako RODO) stanowi, że podmioty, w zakresie, w jakim przetwarzają dane pomiarowe stanowiące dane osobowe, będą ich administratorami w rozumieniu rozporządzenia 2016/679 i w związku z tym posiadają szereg obowiązków, między innymi obowiązek informacyjny, o którym mowa w art. 13 i 14 RODO. Jednocześnie RODO wprowadza w art. 26 pojęcie współadministrowania danymi osobowymi.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz sprzedawca energii elektrycznej zostaną zobowiązani do informowania odbiorców końcowych będących osobami fizycznymi, z którymi mają zawarte umowy o dostarczanie energii elektrycznej, o zakresie i celu wykorzystywania danych osobowych oraz o prawie wglądu do tych danych. Sprzedawca energii elektrycznej będzie dodatkowo zobowiązany do poinformowania odbiorców końcowych będących osobami fizycznymi o zakresie i celu przetwarzania danymi pomiarowych przez operatora informacji rynku energii oraz o prawie wglądu do danych osobowych dotyczących tych odbiorców. Powyższe jest uzasadnione tym, że operator informacji rynku energii nie posiada relacji umownej z odbiorcą energii elektrycznej, tymczasem sprzedawca ją posiada.

Zasada współadministrowania informacjami w CSIRE pozwoli zminimalizować koszty ponoszone przez poszczególnych administratorów, a tym samym przenoszone później na odbiorców końcowych, w szczególności przez uniknięcie podwójnych lub potrójnych kosztów związanych z realizacją obowiązku informacyjnego. Zgodnie z przepisami,

operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i sprzedawcy energii elektrycznej, realizując dodatkowy cel przetwarzania danych, jakim jest operator informacji rynku energii, zobowiązani są do jego ponownego wykonania. Koncepcja współadministrowania pozwala uniknąć dublowania kosztów – zamiast dwóch informacji od PSE i od sprzedawcy (bądź trzech w przypadku odrębnych umów dystrybucyjnych), odbiorca końcowy może otrzymać jedną. Ustawa precyzuje, kto ten obowiązek wykona w imieniu pozostałych współadministratorów. Koszty realizacji takiego jednokrotnego obowiązku szacuje się na ok. 20 mln zł.

Uczestnicy rynku będą pozyskiwać/udostępniać dane osobowe przez obecną infrastrukturę sprzedażową i dystrybucyjną. Przy tych procesach sprzedawcy energii elektrycznej i operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych realizują już obowiązki informacyjne i inne obowiązki wynikające z RODO w ramach przetwarzania danych do własnych celów. Są również pierwszym punktem kontaktowym dla odbiorcy końcowego. Celem ustawowym operatora informacji rynku energii nie była nigdy obsługa odbiorcy końcowego, a ponadto nie jest on stroną umów z osobami fizycznymi. Osobna administracja wiązałaby się z koniecznością budowy po stronie operatora informacji rynku energii odrębnej infrastruktury dla obsługi odbiorcy końcowego, a w tym również koniecznością bieżącego uaktualniania danych, co wiązałoby się z dodatkowymi kosztami.

Współadministrowanie pozwala na jasne przypisanie odpowiedzialności za poszczególne obowiązki w jego ramach. Pozwala to podzielić się obowiązkami, co zmniejsza pracochłonność przyjętego rozwiązania w jego implementacji (dodatkowe etaty). Dodatkowo nie wprowadza zamieszania dla klienta końcowego w zakresie punktu kontaktowego – jest to transparentne i przejrzyste dla odbiorcy końcowego.

Dodatkowo wprowadzono przepis, zgodnie z którym w przypadku złożenia przez użytkownika systemu będącego osobą fizyczną wniosku o realizację uprawnienia, o którym mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w formie papierowej, zakres danych dostarczanych w kopii danych osobowych zawiera dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. Przepis ten nie pozbawia odbiorcy prawa do złożenia wniosku o udostępnienie danych pomiarowych za krótsze okresy czasu w formie elektronicznej. Ma on jedynie na celu eliminację sytuacji, w której na żądanie odbiorcy współadministrator zobowiązany byłby do wydrukowania wielu arkuszy papierów, co nie pozostałoby bez wpływu na koszty ponoszone przez użytkowników systemu.

Uregulowano także sposób realizacji obowiązków określonych w rozporządzeniu RODO. Współadministratorzy wypełniać będą w stosunku do osób, których dane osobowe

będą przetwarzane na potrzeby budowy i prowadzenia centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie informacji na stronach internetowych, w widocznym miejscu w siedzibach, w miejscach przeznaczonych do obsługi odbiorców, w tym w systemach informacyjnych w miejscach służących obsłudze poszczególnych odbiorców, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, o ile są zobowiązani do jego prowadzenia. Dzięki przedmiotowej propozycji koszty z tym związane zostaną zminimalizowane.

Przepisy art. 11ze wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

Operator informacji rynku energii będzie przechowywał w CSIRE jednostkowe dane pomiarowe przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do CSIRE, a po upływie tego czasu dane to będą anonimizowane.

Wskazany wyżej termin wynika ze sposobu liczenia terminów przedawnienia określonych w Kodeksie cywilnym, które przypadają zawsze po 6 latach na ostatni dzień roku. Celem uniknięcia sytuacji, w której system musiałby anonimizować w ciągu jednego dnia (na przełomie roku) wszystkie dane, które uległy przedawnieniu, wprowadzony został okres 7 lat. Zapewni to korzyści w postaci unikania problemów technicznych związanych z jednoczesną anonimizacją dużego wolumenu danych (milionów rekordów) – dane będą anonimizowane sukcesywnie, a ponadto daje to margines czasu dla obsługi roszczeń – np. w sytuacji gdy podmiot zgłosiłby roszczenie „w ostatniej chwili”, o czym operator informacji rynku energii zostałby poinformowany już po anonimizacji. Jednoczesna anonimizacja ogromnych wolumenów danych skutkowałaby koniecznością zapewnienia wysoce nadmiarowych mocy przetwarzania, co spowodowałoby większe koszty operatora informacji rynku energii, a tym samym większe koszty ponoszone przez odbiorców.

Przepisy art. 11zf wejdą w życie po wdrożeniu CSIRE.

Proponuje się w art. 11zg przepisy regulujące zagadnienie relacji umownych związanych z korzystaniem z centralnego systemu informacji rynku energii m.in. na potrzeby realizacji procesów rynku energii. Potrzeba zawarcia takich umów, przewidzianych do zawarcia w formie elektronicznej, z użytkownikami CSIRE wynika z konieczności doprecyzowania obowiązków użytkowników systemu poprzez użycie wzorca zatwierdzonego przez Prezesa URE.

Przepisy art. 11zg wejdą w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 30 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Art. 11zh będzie określał zakres spraw przekazanych do uregulowania w rozporządzeniu dotyczącym centralnego systemu informacji rynku energii, obejmujący:

- 1) wykaz procesów rynku energii elektrycznej realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii;
- 2) sposób realizacji procesów, o których mowa w pkt 1;
- 3) zakres poleceń wysyłanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz warunki ich wysyłania;
- 4) wymagania dotyczące zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji;
- 5) wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji;
- 6) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych.

16. 5. Przepisy zmieniające:

Projekt ustawy przewiduje zmiany w:

- 1) ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii,
- 2) ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy,
- 3) ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych – dostosowujące te ustawy do zmian w ustawie - Prawo energetyczne.

Dodatkowo w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy wprowadza się zmiany ograniczające obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych w grupie C1x. Obecnie obowiązująca ustawa nakłada obowiązek zainstalowania ok. 1,35 mln liczników w tej grupie do dnia 30 września 2020 r., co będzie kosztowało, zgodnie z szacunkami Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, ok. 900 mln zł. W projekcie ustawy proponuje się, aby odbiorcy grupy C1x byli rozliczani na takich samych zasadach jak odbiorcy grupy G (gospodarstwa domowe), co w konsekwencji doprowadzi do ograniczenia tego obowiązku do ok. 320 tys. liczników (ok. 20% obowiązku pierwotnie zakładanego przez ustawę o rynku mocy). Należy podkreślić, że tego typu odbiorcy charakteryzują się niewielkim średniorocznym zużyciem energii elektrycznej. Wprowadzenie takiego rozwiązania w znaczący sposób zmniejszy liczbę liczników odbiorców grupy C1x podlegających wymianie na liczniki z transmisją danych oraz zmniejszy wynikające stąd koszty – liczba liczników z ok. 1,35 mln spadnie do ok. 320 tys. szt., a koszty z ok. 900 mln zł zostaną obniżone do ok. 220 mln. W grupie C1x średniorocznie wymianie legalizacyjnej podlega w Polsce ok. 130 tys. liczników – dostosowanie do ustawy o rynku mocy będzie wymagało wymiany ok. 1,35 mln liczników w ciągu około 15 miesięcy – przy założeniu, że liczniki oraz modemy transmisyjne będą

dostępne w wymaganej liczbie od połowy 2019 r. (zakładany termin dostaw pierwszych liczników po rozstrzygnięciu przetargów).

16.6. Przepisy przejściowe:

Proponuje się, aby:

- 1) Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłożył Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcję zawierającą Standardy Wymiany Informacji w terminie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
- 2) Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utworzył centralny system informacji rynku energii w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
- 3) Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatorzy ogólnodostępnych stacji ładowania nadali kody punktom pomiarowym, każdy dla swojej sieci, instalacji lub urządzenia, zgodnie ze standardem GS1, w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
- 4) Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych przekazali operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii informacje o punktach pomiarowych w terminie 30 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Informacje o punktach pomiarowych będą spełniać wymagania określone w standardach wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii.
- 5) Użytkownicy systemu, o których mowa w art. 11 zg ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, zawarli umowę, o której mowa w tym przepisie w terminie 33 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Przedstawiony powyżej harmonogram utworzenia centralnego systemu informacji rynku energii wynika z faktu, iż konieczne będzie:

- opracowanie standardów wymiany informacji rynku energii elektrycznej określających sposób realizacji podstawowych procesów rynku energii elektrycznej obsługiwanych przez CSIRE,
- opracowanie wymagań do specyfikacji istotnych warunków zamówienia, która będzie podstawą przygotowania postępowania przetargowego na zakup i wdrożenie systemu informacyjnego o funkcjonalnościach wymaganych w opracowanych uprzednio standardach wymiany informacji rynku energii,

- przeprowadzenie postępowania przetargowego,
- wdrożenie systemu informacyjnegorealizującego funkcje CSIRE,
- przeprowadzenie inicjalnego zasilenia CSIRE informacjami rynku energii,
- zawarcie stosownych umów pomiędzy OIRE a użytkownikami systemu,
- przeprowadzenie migracji danych,
- przeprowadzenie testów wdrożonego centralnego systemu informacji rynku energii, wynikających z potrzeby zapewnienia właściwej współpracy z systemami informacyjnymi kluczowych użytkowników systemu elektroenergetycznego.

Należy jednocześnie podkreślić, że równolegle z wdrożeniem CSIRE kluczowi użytkownicy systemu elektroenergetycznego muszą dokonać dostosowania swoich systemów informacyjnych do wymagań wynikających z opracowanych i opublikowanych przez PSE S.A. standardów wymiany informacji rynku energii elektrycznej oraz do wymagań technicznych związanych ze współpracą tych systemów informacyjnych z CSIRE.

Ocenia się, że mimo planowanego zrealizowania części prac koncepcyjnych przed wejściem w życie ustawy (m.in. w oparciu o opracowane przez PTPiREE w ubiegłych latach standardy wymiany informacji (<http://www.cswi.ptpiree.pl/aktualnosci>)) minimalny czas na zapewnienie funkcjonowania CSIRE i współpracujących systemów informacyjnych użytkowników systemu to 36 miesięcy.

Ad 17.

W projektowanym art. 32b ustawy – Prawo energetyczne (określającym przypadki, w jakich nie jest możliwe dokonanie wpisu danego podmiotu do rejestru podmiotów przywożących), w ust. 1 pkt 1 wprowadza się pojęcie „przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą”, które jest zakresowo szersze niż ustawowe pojęcie „przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą”, w którym zawierają się przestępstwa mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi albo przesyłania dwutlenku węgla. Natomiast w projektowanym art. 32b ust. 2 rozciąga się wymogi określone w ust. 1 pkt 1 na osoby uprawnione do reprezentowania wnioskodawców we wskazanych w przepisie przypadkach.

Zmiana ma celu zaostrezenie wymogów, jakie musi spełniać podmiot składający wniosek o wpis do rejestru podmiotów przywożących, co powinno sprzyjać ograniczeniu udziału nieuczciwych podmiotów w obszarze przywozu paliw ciekłych. W konsekwencji

zmiana może wpłynąć pozytywnie na ograniczanie nieprawidłowości na rynku paliw ciekłych oraz wzmocnić uczciwą konkurencję podmiotów gospodarczych.

Przez uchylenie przepisu art. 32c ust. 6 Prezes URE będzie uprawniony do merytorycznej oceny wniosku o wpis do rejestru do podmiotów przywożących. Ma to zapobiegać zidentyfikowanemu problemowi wpisywania do tego rejestru podmiotów, które prawdopodobnie nie są podmiotami przywożącymi (np. przewoźnicy), a wniosek złożyły z ostrożności lub braku zrozumienia przepisów. Przepis ten powinien równocześnie poprawić jakość sprawozdawczości na podstawie art. 43d i art. 43e ustawy. Ponadto, w związku z możliwością przeprowadzenia postępowania dowodowego w zakresie wpisu do rejestru, należy zmienić obecny termin 7 dni na dokonanie wpisu przez Prezesa URE. W tym zakresie obowiązywać będą terminy wskazane na załatwienie sprawy z art. 35 k.p.a.

Kolejna zmiana, która obejmuje rejestr podmiotów przywożących, dotyczy art. 32d ust. 3. Proponuje się w niej, aby Prezes URE mógł z urzędu wykreślić podmiot z rejestru w przypadku ignorowania ustawowego obowiązku składania sprawozdań, o których mowa w art. 43d ustawy. Brak realizacji tego obowiązku może wynikać zarówno z niewystarczająco wysokiej sankcji pieniężnej, jak i z trudnością z jego wyegzekwowaniem w przypadku przedsiębiorstw z siedzibą poza terytorium RP. Przedsiębiorstwa te, nie składając sprawozdań, jednocześnie uniemożliwiają Prezesowi URE realizację dyspozycji art. 32d ust. 3 ustawy nakazującej mu wykreślenie z rejestru podmiotów przywożących podmiotów, które przez sześć kolejnych miesięcy nie dokonają przywozu paliw ciekłych. Projektowana regulacja pozwoli uporządkować rejestr podmiotów przywożących, eliminując podmioty, które z różnych przyczyn ustawicznie naruszają obowiązek sprawozdawczy.

Projektowana zmiana w art. 33 ust. 3 pkt 7 pozostaje w związku z projektowanym art. 32b ust. 1 pkt 1 ustawy. Analogicznie wprowadza w przepisie pojęcie „przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą”. Przepis ten dotyczyć będzie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych i będzie miał charakter regulacji szczególnej w stosunku do art. 33 ust. 3 pkt 6. Regulacja ma na celu wzmocnienie kompetencji Prezesa URE jako regulatora rynku paliw ciekłych. Może wpłynąć pozytywnie na ograniczanie nieprawidłowości na tym rynku i wzmocnić uczciwą konkurencję podmiotów gospodarczych.

Zaproponowane brzmienie przepisu art. 34 ust. 5 ustawy przewiduje doprecyzowanie, że ogólna kompetencja Prezesa URE do żądania od przedsiębiorstwa energetycznego, któremu została udzielona koncesja, informacji w sprawie opłaty koncesyjnej w zakresie podstaw oraz prawidłowości jej obliczania, obejmuje także informację o operacjach

gospodarczych potwierdzających wysokość osiągniętego przychodu oraz o wysokości przychodu z działalności koncesjonowanej. Zmiana art. 35 ust. 2a umożliwi Prezesowi URE, przed wydaniem decyzji w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji, wezwanie wnioskodawcy do uzupełnienia dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki do wykonywania określonej działalności gospodarczej, oraz sprawdzenie faktów podanych we wniosku w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, w terminie nie krótszym niż 21 dni od dnia doręczenia wezwania.

W dodanym art. 37a wprowadza się dodatkowe obowiązki informacyjne w przypadku zmian w strukturze kapitałowej spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania paliw ciekłych, obrotu paliwami ciekłymi oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, które wzorowane są na rozwiązaniach przyjętych w ustawie z dnia 19 listopada 2009 r. o grach hazardowych. Celem tej regulacji jest ograniczenie zasygnalizowanych przez Prezesa URE negatywnych skutków, które niekiedy towarzyszą praktyce sprzedaży udziałów lub akcji przedsiębiorstw, którym została udzielone wymienione wyżej koncesje. Do skutków tych należą m.in. zaniedbywanie obowiązków informacyjnych, a niekiedy także realizacja przez te spółki działań w szarej strefie. Projektowana regulacja ma również doprowadzić do zwiększenia możliwości identyfikowania potencjalnych nieprawidłowości w działaniu spółek kapitałowych na rynku paliw ciekłych przez Prezesa URE, jako organu sprawującemu nadzór nad tym rynkiem, zgodnie z art. 23 ust. 1 ustawy. Ponadto regulacja ma na celu monitorowanie przekształceń własnościowych spółek w celu identyfikowania zjawiska faktycznego handlu koncesjami przez nabycie spółek posiadających już koncesję przez inne podmioty. Projekt wprowadza również przepisy karnoadministracyjne za naruszenie obowiązku sprawozdawczego (art. 56 ust. 1 pkt 53 oraz art. 56 ust. 2h pkt 9).

W art. 41 ust. 4 pkt 5 i 6 uzupełniono przesłanki możliwości cofnięcia koncesji, które związane są z nowymi zasadami składania zabezpieczenia majątkowego w projektowanym art. 38 ustawy – Prawo energetyczne.

Ad 18. Projekt wprowadza następujące zmiany, które mają na celu doprecyzowanie brzmienia obecnych przepisów, które wywołują rozbieżności interpretacyjnym, lub usunięcia luk prawnych.

Projekt rozszerza definicję przedsiębiorstwa energetycznego w art. 3 pkt 12 o działalność w zakresie przeladunku paliw ciekłych. Działalność ta podlega obowiązkowi

koncesyjnemu na podstawie art. 32 ust. 1 pkt 2 ustawy, co uzasadnia uzupełnienie definicji przedsiębiorstwa energetycznego o przeładunek paliw ciekłych.

Proponuje się uchylenie art. 23 ust. 2 pkt 21a jako przepisu martwego. Zgodnie z art. 30 ustawy z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1101), składanie wniosków o zastosowanie drugiej zasady łączenia, o której mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo ochrony środowiska, a tym samym występowanie do Prezesa URE z wnioskiem o opinię, było możliwe przez 12 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw, tj. do września 2015 r.

Wprowadzono przepis karnoadministracyjny za utrudnianie lub uniemożliwianie kontroli oraz określono wysokość kary (art. 56 ust. 1 pkt 52 oraz ust. 2h pkt 9).

Projektowana zmiana w art. 32d ust. 5 doprecyzowuje, że zwolnieniu z opłaty skarbowej podlega także wykreślenie z rejestru podmiotów przywożących.

W projekcie proponuje się zmienić brzmienie definicji sieci gazociągów kopalnianych, rozszerzając ją o gazociągi lub sieci gazociągów zbudowanych i eksploatowanych w ramach przedsięwzięcia polegającego na wydobywaniu ropy naftowej lub gazu ziemnego ze złóż. Projektowana zmiana ma na celu uzupełnienie implementacji do polskiego porządku prawnego kompletnej definicji tych gazociągów przewidzianej w przepisach dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE. W przedmiotowej definicji, inaczej aniżeli w definicji zawartej w ww. dyrektywie, użyto spójnika „i” zamiast „lub”, bowiem wykładnia celowościowa przemawia na rzecz użycia koniunkcji, gdyż zasada dostępu powinna być zapewniona dla gazociągów eksploatowanych, a nie tylko wybudowanych. Tak więc przedmiotowa propozycja definicji pozwala w najpełniejszy sposób zrealizować cel dyrektywy i służy wykonaniu zasady TPA (dostępu strony trzeciej) określonej w art. 34 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE.

Celem wprowadzonych rozwiązań jest wdrożenie mechanizmów umożliwiających przekwalifikowanie infrastruktury gazowej, dotychczas eksploatowanej jako pozasystemowa, na element majątku sieciowego wchodzącego w skład systemu eksploatowanego przez operatora systemu dystrybucyjnego. Dzięki nowym rozwiązaniom możliwe będzie przekwalifikowanie infrastruktury w sposób zorganizowany, z uwzględnieniem dbałości o

interes odbiorców oraz przy pełnej kontroli Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W szczególności przewidziano generalną sukcesję umów z odbiorcami, która ma zapewnić odpowiedni poziom ochrony konsumentów gazu, oraz uregulowano proces przenoszenia infrastruktury w zarządzanie przez operatora systemu dystrybucyjnego. Należy podkreślić, że umowa kompleksowa zawarta w imieniu odbiorcy końcowego po przekwalifikowaniu gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych, którymi dostarczane były do tego odbiorcy paliwa gazowe, może ulec rozwiązaniu w:

- 1) dowolnym terminie na mocy porozumienia stron lub
- 2) drodze wypowiedzenia przez odbiorcę końcowego z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na ostatni dzień miesiąca następujący po miesiącu, w którym nastąpiło doręczenie oświadczenia o wypowiedzeniu umowy, przy czym odbiorca może wskazać późniejszy jej termin rozwiązania.

Jednocześnie w związku ze zmianą definicji sieci gazociągów kopalnianych przewidziany został okres przejściowy, w którym przedsiębiorstwa dostosują się do projektowanych rozwiązań. Ponadto, w związku z przewidzianą w projekcie możliwością zmiany przeznaczenia gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych na sieci dystrybucyjne gazowe, zasadne jest rozważenie konieczności dostosowania przepisów wykonawczych określających szczegółowe warunki funkcjonowania systemu gazowego oraz szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych.

W projektowanym art. 56 ust. 3 doprecyzowuje się zasady wymierzania kar, w przypadku gdy podmiot nie osiągnął przychodu z działalności koncesjonowanej, oraz wprowadza się minimalną wysokość kary w kwocie 2000 zł lub 10 000 zł, w celu zagwarantowania, że wymierzona kara spełni swój cel również w przypadku, gdy podmiot osiągnie zerowy lub niski przychód z działalności koncesjonowanej.

Nowelizacja art. 57g ma na celu rozszerzenie stosowania sankcji karnej na inne nośniki energii, takie jak paliwa gazowe, energia elektryczna oraz ciepło, ze względu na konieczność równego traktowania naruszeń obowiązków ciążących na wszystkich przedsiębiorstwach energetycznych. Ministerstwu była sygnalizowana kwestia, nieznajdującego w niczym uzasadnienia, różnicowania sytuacji podmiotów dopuszczających się tego samego rodzaju zabronionych zachowań.

W przepisie epizodycznym projektowanego art. 62e ustawy – Prawo energetyczne wprowadza się jednorazowy obowiązek dla przedsiębiorstwa energetycznego, które wykonuje działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych, magazynowaniu lub przeładunku paliw ciekłych, przesyłaniu lub dystrybucji paliw ciekłych, obrocie paliwami ciekłymi, w tym

obrocie nimi z zagranicą, a także podmiot przywożący, które nie wykonały obowiązku, o którym mowa w art. 31 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1165). Obowiązek ten dotyczył zgłaszania do Prezesa URE pierwszej informacji o infrastrukturze paliw ciekłych w związku z wejściem w życie nowych przepisów. Ustawa ta nie wprowadziła jednak przepisów karnoadministracyjnych za naruszenie tego obowiązku.

W celu usunięcia ww. luki prawnej wprowadzono regulację epizodyczną skierowaną do adresatów określonych w art. 31 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która umożliwia Prezesowi URE egzekwowanie wykonania określonego w tej ustawie obowiązku.

Proponowany nowy ust. 2aa w art. 9c ma na celu umożliwienie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonywania odsprzedaży nadwyżki energii elektrycznej zakupionej w celu pokrywania strat sieciowych w związku z aktualizacją prognozy zapotrzebowania na tę energię, pod warunkiem dokonywania tych czynności jedynie za pośrednictwem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur udostępnianych przez giełdę towarową, rynek regulowany, zorganizowaną platformę obrotu lub w ramach jednolitego łączenia rynków. Brak takiej możliwości, w przypadku zmiany zapotrzebowania na energię na pokrycie strat sieciowych, spowoduje konieczność wprowadzenia i rozliczania nadwyżki tej energii na rynku bilansującym, który co do zasady jest mechanizmem bilansowania technicznego.

Projektowana zmiana nie narusza zakazu prowadzenia działalności w zakresie obrotu energią elektryczną przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Możliwość odsprzedaży jest ograniczona wyłącznie do nadwyżki energii elektrycznej zakupionej na potrzeby pokrywania strat sieciowych – a więc możliwość taka nie dotyczy energii elektrycznej zakupionej z uprzednio powziętym zamiarem jej odsprzedaży. Proponowana zmiana dotyczyć będzie tylko i wyłącznie sytuacji, gdy nadwyżka energii elektrycznej powstała w wyniku obiektywnych przesłanek, przede wszystkim w przypadku aktualizacji prognozy strat sieciowych. W celu zapewnienia dodatkowej przejrzystości transakcji odsprzedaży będą one zawierane wyłącznie na giełdzie towarowej, rynku regulowanym, zorganizowanej platformie obrotu lub w ramach jednolitego łączenia rynków.

Obowiązująca jeszcze dyrektywa 2009/72/WE, której implementacji służył (między innymi) zmieniany przepis, określała jedynie zasady zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych. Nowa dyrektywa 2019/944 oraz rozporządzenie 2019/943 nie regulują ani zagadnienia zakupu, ani odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej zakupionej na potrzeby

strat sieciowych. Powyższe nie stoi jednak na przeszkodzie temu, aby państwa członkowskie wprowadziły dodatkowe ograniczenia, jeżeli służą one realizacji celów dyrektywy (zob. wyrok Essent i in., C-105/12 do C-107/12, EU:C:2013:677, pkt 64 i 65). W przypadku zmienianego przepisu takim celem jest zapewnienie przejrzystości i konkurencyjności na rynkach energii elektrycznej.

Analogiczne rozwiązania zostały wdrożone w wielu państwach członkowskich Unii Europejskiej, w których za realizację zakupu energii elektrycznej na potrzeby pokrycia strat sieciowych odpowiada operator systemu przesyłowego, w tym Austrii, Chorwacji, Francji, Niemczech, Rumunii i Słowenii.

Ad 19. Zmiana przepisów epizodycznych w ustawie z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach dotyczy dodania, obok już wprowadzonego poprzednią nowelizacją, nowego okresu odraczania terminu dokonania legalizacji ponownej i zezwalania na dalsze użytkowanie przyrządów pomiarowych, wobec których dokonano takiego odroczenia, przez okres nie dłuższy niż 12 miesięcy. Okres odroczenia (do 6 lub 12 miesięcy) wyznaczany będzie mógł być w zależności od sposobu wyrażania ważności okresu legalizacji, liczonej w miesiącach lub latach. Dodano również możliwość odraczania legalizacji ponownej wobec przyrządów pomiarowych, wprowadzonych do obrotu lub użytkowania po dokonaniu oceny zgodności. Obecnie obowiązująca regulacja nie zaspokaja w pełni potrzeb rynku, gdyż wiele grup przyrządów pomiarowych nowo produkowanych oraz użytkowanych zostało wprowadzonych na rynek po dokonaniu oceny zgodności. Aktualnie rozwiązany jest problem wykonywania legalizacji ponownej (art. 26c ustawy – Prawo o miarach), który nie uwzględnia przyrządów pomiarowych wprowadzonych do obrotu lub użytkowania po dokonaniu oceny zgodności. Sama zaś ocena zgodności jest, w odróżnieniu od wcześniej występującego zatwierdzenia typu, inną formą wprowadzania na rynek przyrządów pomiarowych. Przepisy w tej materii powinny więc być spójne, a wszystkie przyrządy pomiarowe powinny podlegać tym samym regulacjom.

Nowa redakcja przepisów art. 26c rozwiązuje zidentyfikowany problem przeprowadzania, w warunkach epidemii, legalizacji ponownej przyrządów pomiarowych szczególnie ważnych dla polskiej gospodarki ze względu na ich znaczenia dla funkcjonowania infrastruktury krytycznej państwa oraz przyrządów pomiarowych, w szczególności wykorzystywane w użytkowaniu wszystkich rodzajów mediów. Przyrządy te użytkowane są w masowej skali i obejmują gazomierze, liczniki energii elektrycznej, wodomierze, ciepłomierze oraz ich podzespoły, a ich demontaż aktualnie, w związku

z ograniczeniami wynikającymi z zasad ochrony w okresie pandemii, w celu wykonania legalizacji ponownej nie jest możliwy lub znacznie utrudniony. Utrudnienia i ograniczenia związane są na przykład z odmową wstępu do mieszkań i domów przedstawicieli podmiotów odpowiedzialnych za demontaż przyrządów pomiarowych.

Ponadto, biorąc pod uwagę treść art. 8k ust. 3 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, zgodnie z którym termin na zgłoszenie po raz pierwszy do legalizacji ponownej przyrządu pomiarowego wprowadzonego do obrotu lub użytkowania po dokonaniu oceny zgodności liczy się do pierwszego dnia grudnia roku, którego oznaczenie zostało naniesione na przyrządzie podczas dokonywania tej oceny, dojdzie do skumulowania demontażu i instalacji w bardzo krótkim okresie czasu ze względu na wielomiesięczny przestój w realizacji tych działań. Wiąże się to z tym, że przedsiębiorstwa, w szczególności te odpowiedzialne za przyrządy pomiarowe mające zastosowanie na szeroką skalę, jak np. liczniki energii elektrycznej, rozkładają w czasie, zgodnie z wcześniej określonym harmonogramem, demontaż i instalację przyrządów pomiarowych, zarówno ze względów możliwości fizycznych na wykonanie tych czynności, jak również ekonomicznych, kierując się przesłanką jak najmniejszego obciążenia kosztami odbiorców końcowych. Na marginesie należy zaznaczyć, że koszty związane z kupnem i instalacją albo demontażem liczników energii elektrycznej stanowią koszty uzasadnione, które przez taryfę przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się dystrybucją energii elektrycznej przenoszone są na odbiorcę końcowego. Co więcej koszty te muszą być uzasadnione, aby taryfa takiego przedsiębiorstwa została zatwierdzona przez regulatora.

W praktyce postulowane rozwiązania legislacyjne umożliwiają złożenie wniosków o odroczenie legalizacji w okresie obowiązywania epidemii lub stanu zagrożenia tą epidemią. W związku z odroczeniem terminów, legalizacja ponowna wykonywana będzie w okresie do 6 lub 12 miesięcy od pierwszego dnia upływu okresu ważności legalizacji przyrządu albo terminu, w którym przyrząd powinien być zgłoszony po raz pierwszy do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności.

W nowym brzmieniu dodano również przepis, który wskazuje, iż wniosek o odroczenie legalizacji można złożyć tylko do jednego organu administracji miar. Przepis ten eliminuje możliwość składania tego samego wniosku do wielu organów administracji miar.

Wprowadzono również przepis, zgodnie z którym do wniosku o odroczenie legalizacji dołączana będzie klauzula dotycząca odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia.

W celu zachowania bezpieczeństwa wniosek o odroczenie terminu dokonania legalizacji ponownej oraz oświadczenie, iż od dnia dokonania ostatniej legalizacji albo przeprowadzenia oceny zgodności nie wprowadzono zmian dotyczących konstrukcji, wykonania i warunków właściwego stosowania przyrządu pomiarowego i że spełnia on wymagania, w szczególności w zakresie charakterystyk metrologicznych, oraz że jego dalsze użytkowanie, w ocenie wnioskodawcy, nie stwarza zagrożenia dla wymaganej dokładności pomiarów, a także dla życia lub zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska, będą mogły zostać złożone tylko do jednego organu administracji miar, pisemnie lub za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344). Obowiązek złożenia ww. oświadczenia podyktowany jest z kolei potrzebą zapewnienia dokładności pomiarów – jedną z podstawowych zasad wyrażonych w ustawie z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach. Dodatkowo oświadczenie, o którym mowa powyżej, będzie składane pod rygorem odpowiedzialności karnej, co jest powszechnie stosowanym zabiegiem w prawie. W celu usunięcia pojawiających się wątpliwości interpretacyjnych dookreślono, że odroczenie terminu dokonania legalizacji ponownej i zezwolenie na dalsze użytkowanie na warunkach określonych w projekcie następuje w drodze decyzji administracyjnej, wydanej w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku, a za czynności wydania takiej decyzji nie pobiera się opłaty. Odroczenie i zezwolenie na dalsze użytkowanie będzie liczone są od pierwszego dnia upływu okresu ważności legalizacji przyrządu albo terminu, w którym przyrząd powinien być zgłoszony po raz pierwszy do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności. Niniejszy zabieg pozwoli na równe traktowanie przedsiębiorców w zaistniałych okolicznościach oraz stanowi wypełnienie zasady, zgodnie z którą legalizacja dotyczy indywidualnych przyrządów pomiarowych i ich okresów.

Przepisy dotyczące decyzji administracyjnej związane ze zwolnieniem z opłat w jednoznaczny sposób wskazują, iż decyzja administracyjna wydawana jest bez ponoszenia opłat. Regulacja ta nie ma wpływu na późniejsze pobieranie opłat za wykonanie legalizacji ponownej.

Ad 20. Projekt wprowadza zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 250 i 843). Przyjęcie proponowanych zmian usprawni i uczyni bardziej przejrzystym i spójnym z odrębnymi przepisami proces dopuszczenia wytwórców do aukcji lub naboru, co powinno

przełożyć się na wzrost liczby ofert inwestorów na premię kogeneracyjną i premię kogeneracyjną indywidualną, a tym samym na realizację celów ustawy.

Proponowane zmiany nie są sprzeczne z postanowieniami decyzji Komisji Europejskiej w sprawie SA.51192 (2019/N) dotyczącej zatwierdzenia polskiego mechanizmu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, toteż nie podlegają zgłoszeniu i ocenie Komisji Europejskiej pod kątem zgodności z warunkami dopuszczalności pomocy publicznej, określonymi w przepisach unijnych.

Proponowane przepisy nie zmieniają zasad udzielania wsparcia dla energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, nie wpływają na zmianę prognozowanych kosztów obowiązującego mechanizmu wsparcia i nie powodują wzrostu obciążeń odbiorców energii elektrycznej i ciepła. Jednocześnie pozwolą zoptymalizować koszty przygotowania inwestycji u inwestorów, zwiększyć przejrzystość regulacji i ograniczą ryzyka, które mogą spowodować niezrealizowanie założeń, co do celów i efektów modernizacji polskiego sektora ciepłowniczego i przekształcania systemów w efektywne systemy ciepłownicze. Celowi temu służy również możliwość zastosowania zmienionych przepisów już w naborze ogłoszonym w 2020 r., co powinno przyczynić się do lepszego wykorzystania środków zaplanowanych na promowanie energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Oprócz ww. zmian w innych ustawach nowelizuje się następujące ustawy:

1. Ustawę z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2019 r. poz. 660 i 1527 oraz z 2020 r. poz. 284)

Zmiana w ww. ustawie na celu wyeliminowanie pojawiających się wątpliwości interpretacyjnych dotyczących obowiązku realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego po roku 2020. Na podstawie obowiązującego przepisu art. 30b ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw podmioty zobowiązane do realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego mają obowiązek osiągnąć, do dnia 31 grudnia 2020 r., ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z paliw stosowanych w transporcie na poziomie 6%. Przywołany przepis należy interpretować w ten sposób, że wymagany poziom ograniczenia emisji gazów cieplarnianych trzeba osiągnąć najpóźniej do dnia 31 grudnia 2020 r., a następnie go utrzymać w kolejnych latach. Z opinii przedkładanych przez podmioty zobowiązanie wynika jednak, iż część z nich ma wątpliwości dotyczące ciągłości obowiązku w latach po 2020 r. Powyższa kwestia została wyjaśniona przez Komisję Europejską w piśmie

skierowanym do państw członkowskich. Zmiana poprawi przejrzystość i jednoznaczność przepisu.

2. Ustawę z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1088 oraz z 2017 r. poz. 2290)

Zmiany w ww. ustawie zawarte w art. 6 mają na celu zapewnienie dostępności benzyn silnikowych z udziałem biokomponentów do 5% o kolejne 2 lata. Przedłużenie pozwoli na dostosowanie systemu logistyki paliwowej oraz przygotowanie efektywnego wprowadzenia do obrotu benzyn silnikowych E10. Czas 2 lat jest niezbędny na wypracowanie zasad efektywnego wprowadzenia E10 na rynek. Należy wskazać, że zgodnie z dostępnymi informacjami 3,6-6 mln pojazdów nie ma potwierdzonej kompatybilności z benzyną E10.

3. Ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565)

W celu wprowadzenia obniżenia kosztu ryzyka przy realizacji inwestycji w nowe jednostki wytwórcze wprowadzono zmianę modelu naliczania kar za opóźnienie. W przypadku oddania jednostki do eksploatacji z aktualnej kary w wysokości 15% wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową zrezygnowano na rzecz modelu progresywnego zakładającego karę w wysokości 5% za każdy miesiąc opóźnienia, w pierwszym roku objętym umową, 15% w drugim roku oraz 25% w trzecim roku dostaw. Dodatkowo wprowadzono przepis wyjaśniający wątpliwość, że w przypadku naliczania kary za opóźnienie w realizacji inwestycji nie nalicza się kary przewidzianej za niewykonanie obowiązku mocowego w okresie zagrożenia. Przepis jest korzystny dla przedsiębiorców, ponieważ zmniejsza się wysokość kar za pierwszy rok objęty umowy, natomiast nie ma wpływu negatywnego, gdyż suma kar łącznie w trzech latach się nie zmieni w porównaniu z obowiązującą ustawą.

Dodatkowo przedstawiono zmiany mające na celu lepsze odzwierciedlenie dokumentacji dostępnej dla inwestorów na poszczególnych etapach realizacji inwestycji niezależnie od tego, czy jest budowana nowa jednostka czy też modernizowana istniejąca. Ponadto w terminach uwzględniono możliwe opóźnienia wynikające z pandemii COVID-19. W związku z opóźnieniami we wdrażaniu inteligentnego opomiarowania spowodowanymi w głównej mierze sytuacją epidemiczną, wprowadzono rozwiązanie, które w kontekście poboru opłaty mocowej traktuje najmniejszych odbiorców, tj. zasilanych z sieci o napięciu do 1 kV i mocy do 16 kW innych niż odbiorcy w gospodarstwach domowych, tak jak odbiorców pobierających energię elektryczną w gospodarstwach domowych. Przejście na ryczałtowe

rozliczanie ww. odbiorców przyczyni się do zmniejszenia kosztów ponoszonych przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na wymianę układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz zwiększy pewność w zakresie prawidłowego naliczenia opłaty mocowej już od początku okresu jej pobierania. Dodatkowo w projekcie ustawy uwzględniono przeniesienie na Prezesa URE obowiązku do wyznaczenia godzin szczytowego zapotrzebowania na moc, które będą podstawą do naliczenia opłaty mocowej dla odbiorców, którzy nie będą rozliczani w sposób ryczałtowy, płatny za punkt pomiarowy.

W przepisach karnych ustawy – Prawo energetyczne objęto sankcją nowe obowiązki wynikające z projektu ustawy. W zależności od stopnia szkodliwości czynu dopasowano wysokość wymierzanej kary. Przy czym na każdy przepis sankcyjny należy patrzeć przez pryzmat art. 56 ust. 6 i 6a. Zgodnie z tymi przepisami, ustalając wysokość kary pieniężnej, Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia oraz dotychczasowe zachowanie podmiotu i jego możliwości finansowe. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek. Przykładowo dodanego pkt 1k w art. 56 nie należy rozumieć w ten sposób, że opóźnienie w wykonaniu obowiązku w wymiarze jednego dnia jest zagrożone tą samą sankcją co opóźnienie roczne. Narzędzie przewidziane w art. 56 ust. 6 i 6a daje Prezesowi URE podstawę do miarkowania kary w takich właśnie przypadkach.

Zasadnicza część przepisów ustawy wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. Jednakże w przepisie końcowym przewidziano szereg wyjątków w tym zakresie. Przepisy w zakresie inteligentnego opomiarowania ze względu na konieczność dostosowania systemów teleinformatycznych, przygotowania rynku do nowych realiów oraz stworzenie w pełni funkcjonalnego centralnego repozytorium danych pomiarowych wejdą w życie w okresie późniejszym niż pozostała część ustawy. I tak przepisy odnoszące się do rozporządzenia w zakresie infrastruktury sieci domowej wejdą w życie po 12 miesiącach od dnia ogłoszenia, zaś przepisy w zakresie pełnienia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego funkcji operatora informacji rynku energii oraz umów zawieranych pomiędzy użytkownikami systemu w celu realizacji procesów rynku energii i wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii wejdą w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 30 miesięcy od dnia ogłoszenia. W pozostałym zakresie związanym z centralnym systemem informacji rynku energii przepisy zaczną obowiązywać pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 36

miesiący od dnia ogłoszenia. Przepisy dotyczące wynagrodzenia za wprowadzenie ograniczeń wejdą w życie po 24 miesiącach od dnia ogłoszenia ze względu na konieczność uzgodnienia pomiędzy użytkownikami systemu szczegółowych zasad jego wypłaty w świetle nowych okoliczności na rynku energii elektrycznej i ujęcia ich w akcie wykonawczym. Termin wejścia w życie przepisów karnych został dopasowany do terminu wejścia w życie przepisów merytorycznych.

Do projektu ustawy przygotowane zostały cztery projekty aktów wykonawczych: tj. projekt rozporządzenia w sprawie funkcjonowania oraz wykazu procesów centralnego systemu informacji rynku energii, projekt rozporządzenia w sprawie infrastruktury sieci domowej, projekt rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego oraz projekt rozporządzenia w sprawie prowadzenia rejestru magazynów energii elektrycznej. Akty wykonawcze będą niezbędne dla zapewnienia prawidłowego funkcjonowania przepisów ustawowych, które ze względu na zbyt ogólny charakter nie mogły w sposób szczegółowy uregulować wielu zagadnień o charakterze technicznym.

Projekt ustawy będzie miał pozytywny wpływ na mikro-, małe i średnie przedsiębiorstwa m.in. przez stworzenie warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz stworzenie wielu nowych możliwości w związku z wprowadzeniem systemu inteligentnego opomiarowania.

Projekt jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

Projekt ustawy nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597) i w związku z tym nie podlega w tym zakresie notyfikacji Komisji Europejskiej.

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), projekt został umieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji oraz przekazany do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych w październiku 2018 r. W toku prac nad projektem żaden podmiot nie zgłosił zainteresowania pracami nad tym projektem w trybie przewidzianym w ww. ustawie.

W ramach konsultacji publicznych uwagi zgłosiło 49 podmiotów. Przepisy w obszarze inteligentnego opomiarowania zostały ponownie opracowane w ramach Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania, w skład którego wchodzi przedstawiciele URE, GUMu, PSE S.A., PTPiREE, TOE, KIGeiT, OSDnEE oraz Federacji Konsumentów, uzgadniając tym samym wszelkie zgłoszone uwagi podczas uzgodnień

międzyresortowych i konsultacji publicznych.

Podobnie w zakresie magazynowania energii elektrycznej. Wypracowano nowe przepisy, które w najwyższym stopniu uwzględniają zgłoszone uwagi oraz stanowiska zajęte przez resorty podczas uzgodnień międzyresortowych i konferencji uzgodnieniowej, w szczególności Urząd Regulacji Energetyki, kierując się zasadą, że projektowane zmiany znoszą bariery dla rozwoju magazynów energii elektrycznej w Polsce, nie wprowadzając jednocześnie systemu wsparcia, który mógłby stanowić obciążenie po stronie pozostałych odbiorców energii elektrycznej.

Również przepisy w obszarze zamkniętych systemów dystrybucyjnych zostały przeredagowane, głównie w wyniku uwzględnienia uwag Urzędu Regulacji Energetyki, ale i również PSE S.A. oraz OSDnEE. Należy zaznaczyć, że ograniczono się do niezbędnych wyłączeń (z obowiązków OSD) przewidzianych w prawie UE, posiłkując się najnowszym orzecznictwem TSUE.

Wypracowano również nowe rozwiązania dotyczące rekuperacji energii elektrycznej. Wsluchując się w głos przewoźników kolejowych, zrezygnowano z ustawowego określania ceny zakupu energii elektrycznej zwróconej do sieci trakcyjnej lub dystrybucyjnej na rzecz umownego rozliczania.

Duża część uwag stała się nieaktualna w wyniku opracowania nowej wersji przepisów będącej wynikiem uwag zgłoszonych przez inne podmioty oraz resorty. I tak np. oprócz ww. zmian w obszarze inteligentnego opomiarowania oraz magazynowania energii elektrycznej ograniczono zakres zmian w obszarze kwalifikacji energetycznych, kierując się przesłankami o charakterze ekonomicznym – ograniczenie wydatków z budżetu państwa, z którymi mogłoby się wiązać m.in. stworzenie centralnego systemu rejestru świadectw kwalifikacyjnych.

Uwzględniono również wiele bardziej szczegółowych uwag, jak np.: skorygowanie definicji uczestnika rynku hurtowego, zapewnienie zgodności z przepisami UE rozwiązań w obszarze gazociągów bezpośrednich, doprecyzowanie metodologii głosowania przez NEMO na podstawie art. 9 ust. 6 rozporządzenia 2015/1222.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia, zgodnie z § 27 ust 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. - Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.).

Nazwa projektu Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Pan Piotr Dziadzio – Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Pan Łukasz Bartuszek Główny specjalista w Departamencie Elektroenergetyki i Gazu E-mail: lukasz.bartuszek@klimat.gov.pl Tel: 22 695 82 65	Data sporządzenia 06.11.2020 r. Źródło: Nr w wykazie prac UC17

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

1. Obecnie brak jest przepisów krajowych niezbędnych do prawidłowego i skutecznego stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.). Aby powyższe rozporządzenie mogło być skutecznie stosowane, należy wprowadzić przepisy zapewniające regulatorowi narzędzia monitorowania wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej oraz określające ogólne zasady głosowania w sprawie decyzji dotyczących wniosków przygotowywanych przez tych operatorów, które zostały opisane w art. 9 ust. 2 przedmiotowego rozporządzenia.

2. Zachodzi potrzeba urealnienia kosztów ponoszonych przez właścicieli pojazdów oddających energię elektryczną do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania, odzwierciedlających rzeczywiste zużycie energii elektrycznej i korzystanie z sieci. Nieuregulowana sytuacja prawna prowadzi do różnego podejścia w tym obszarze wobec przewoźników kolejowych.

3. Zachodzi również potrzeba zwiększenia zakresu nadzoru nad warunkami świadczenia usług magazynowania, co powinno przyczynić się do zwiększenia przejrzystości zasad funkcjonowania operatora systemu magazynowania. Brak takich narzędzi, na wzór innych usług świadczonych na rynku paliw gazowych, przyczynia się do niepożądanych skutków w tym sektorze, a tym samym pozostawia regulatorowi jedynie możliwość sięgnięcia po drastyczniejsze środki np. w postaci cofnięcia koncesji.

4. Wpływ pracy urządzeń, instalacji i sieci energetycznych na zdrowie i życie człowieka oraz na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego wymaga, aby powoływanie komisji kwalifikacyjnych oraz uznawanie świadectw kwalifikacyjnych zostało uregulowane w sposób gwarantujący najwyższy stopień fachowości oraz sprawne funkcjonowanie tych komisji poprzez skupienie tych kompetencji w jednym organie. Ponadto ministerstwu była wielokrotnie sygnalizowana kwestia powoływania stowarzyszenia jedynie w celu osiągnięcia korzyści materialnych związanych ze zbieraniem opłat za przeprowadzenie egzaminu oraz wydanie świadectwa kwalifikacyjnego. Niekiedy dochodziło do nadużyć związanych z tym, że egzaminy były przeprowadzane przez niewykwalifikowane osoby, co negatywnie odbijało się na jakości świadczonych usług (dopuszczanie do zawodu osób bez wymaganych kwalifikacji i doświadczenia) oraz stwarzało zagrożenie zdrowia i życia zarówno dla elektryków, jak i osób, które korzystały z ich usług.

5. Pomimo wielu lat funkcjonowania przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które kolejno wdrażały do polskiego systemu prawnego kolejne pakiety energetyczne Unii Europejskiej, nie zostały przełamane monopole grup energetycznych na sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Niejednokrotnie pozycja stron i narzucanie warunków umów przez stronę silniejszą prowadzi do hamowania rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. Kolejne dyrektywy rynkowe UE kładły i kładą coraz silniejszy nacisk na rozdzielenie działalności polegającej na dystrybucji energii elektrycznej od sprzedaży tej energii oraz na prawo odbiorcy do wyboru sprzedawcy z poszanowaniem zasady ochrony interesów odbiorców końcowych oraz równoprawnego traktowania stron umowy.

6. Notoryczne naruszanie zbiorowych interesów konsumenta energii powinno stanowić przesłankę umożliwiającą regulatorowi cofnięcie koncesji. Powyższe znajduje szczególnie silne uzasadnienie w świetle prawa Unii Europejskiej mającego za cel równoważenie pozycji przedsiębiorcy i konsumenta energii. Pomimo wypełniania przez Prezesa UOKiK jego ustawowych obowiązków i możliwości wydania decyzji nakładającej karę pieniężną, przedsiębiorca może zaskarżyć decyzję do sądu i w dalszym ciągu dopuszczać się naruszeń. W praktyce UOKiK zdarzało się, że przedstawiciele ukaranego przedsiębiorstwa notorycznie dopuszczali się działań, które były tożsame z tymi, które stanowiły podstawę do wszczęcia

postępowania o cofnięcie koncesji przeciwko takiemu przedsiębiorcy. Dlatego też Prezes UOKiK zwracał się do Prezesa URE o podjęcie działań mających na celu odebranie koncesji przedsiębiorcom dopuszczającym się opisanych wyżej naruszeń.

7. W świetle obowiązujących przepisów każdy podmiot, który w jakikolwiek sposób jest zobowiązany do dostaw energii elektrycznej (np. centrum handlowe), musi uzyskać status operatora systemu dystrybucyjnego, zwanego dalej „OSD”, ze wszystkimi wynikającymi stąd konsekwencjami. Prowadzi to do zaburzenia proporcji pomiędzy wykonywanymi zadaniami a obowiązkami wynikającymi z prawa energetycznego. Instytucja zamkniętych systemów dystrybucyjnych, zwanych dalej „ZSD”, została również przewidziana w prawie Unii Europejskiej – art. 28 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE. Impulsem do podjęcia analiz w zakresie zasadności wprowadzenia instytucji ZSD do ustawy - Prawo energetyczne były wyraźne sygnały zarówno po stronie OSD, jak i przedsiębiorstw, których głównym przedmiotem działalności nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują, niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD.

8. Obecnie brak jest przepisów regulujących w sposób kompleksowy magazynowanie energii elektrycznej. Występujące w prawie bariery nie pozwalają na rozwój tych instalacji (np. podwójne naliczanie opłat sieciowych) pomimo ich istotnego znaczenia dla funkcjonowania i bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zwanego dalej „KSE”, a także zapewnienia odbioru energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE bez szkody dla systemu. W oparciu o dotychczasowe doświadczenia związane z realizowanymi lub przygotowywanymi projektami wykorzystania magazynów energii elektrycznej w KSE zidentyfikowane zostały następujące bariery:

- niespójne definicje i brak określenia magazynowania energii elektrycznej jako procesu energetycznego;
- nieokreślony status magazynowania energii elektrycznej w kontekście taryfowania i obowiązków koncesyjnych;
- brak przepisów określających szczegółowe wymagania techniczne i zasady przyłączenia do sieci magazynu energii elektrycznej;
- brak przepisów określających zasady współpracy magazynu energii elektrycznej z siecią elektroenergetyczną;
- brak przepisów określających zasady współpracy magazynów energii elektrycznej z jednostkami wytwórczymi, w tym ze źródłami OZE, których część stanowią, oraz z instalacjami odbiorców końcowych;
- instalacje OZE z magazynami energii elektrycznej nie mają możliwości wykorzystania pełnego potencjału magazynowania w związku z zagrożeniem utraty wsparcia w sytuacji poboru energii przez magazyn z sieci elektroenergetycznej;
- brak w regulacjach dotyczących taryfowania odrębnych przepisów uwzględniających fakt, że energia elektryczna pobierana przez magazyn energii elektrycznej, która następnie jest wprowadzana do sieci, nie jest zużyciem końcowym;
- niezdefiniowany status energii elektrycznej wprowadzanej do magazynu energii elektrycznej oraz energii wyprowadzanej z uwzględnieniem strat z magazynu energii elektrycznej w kontekście podatku akcyzowego oraz obowiązków przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia (z OZE, z kogeneracji i efektywności energetycznej).

9. Istnieje też potrzeba elastycznego kształtowania formuły dokumentu regulującego politykę energetyczną państwa. W związku z pracami nad systemem zarządzania unią energetyczną opracowywany jest Plan krajowy na rzecz energii i klimatu. Struktura dokumentu opiera się na szablonie zunifikowanym dla wszystkich państw członkowskich, który pokrywa znaczną część zakresu polityki energetycznej określonego w art. 15 ustawy – Prawo energetyczne.

10. W ocenie Prezesa URE niejednokrotnie ma miejsce sytuacja, w której przedsiębiorstwo energetyczne w dowolny i nieuzasadniony sposób zawyża koszty własne, przyjęte do kalkulacji przedstawianej do zatwierdzenia taryfy. Regulator odmawia zatwierdzenia tak skonstruowanej taryfy, a przedsiębiorstwo wnosi odwołanie. Ponieważ odmowa zatwierdzenia taryfy nie wynika w takim przypadku ze zmian warunków zewnętrznych, przedsiębiorstwo do czasu prawomocnego zakończenia postępowania stosuje taryfę dotychczasową na podstawie art. 47 ust. 2c pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne. W takim przypadku, nawet jeżeli ostatecznie sąd odwoławczy uzna za zasadną decyzję regulatora, przedsiębiorstwo nawet przez kilka lat osiąga nieuzasadnione korzyści, pobierając od odbiorców opłaty w wysokości przewidzianej w dotychczasowej taryfie. Dodatkowo zachodzi potrzeba ujednolicenia miejsca i terminu publikacji taryf dla ciepła. Ponadto Prezes URE często sygnalizował konieczność zagwarantowania wyłącznie wnioskodawcy, akumulacji korzyści wynikających z poprawy efektywności jego działania w okresie obowiązywania takiej taryfy (tj. bez przeniesienia części tych korzyści na odbiorców).

11. Prezesowi URE zgłaszanych jest wiele przypadków nieuczciwych praktyk niektórych sprzedawców zawierających umowy poza siedzibą przedsiębiorstwa. Ze skarg odbiorców wynika, że koncesjonariusze sprzedający energię elektryczną lub gaz ziemny w tzw. formule door-to-door (sprzedaż poza lokalem przedsiębiorstwa) - działający również za pośrednictwem wyspecjalizowanych agencji i przedstawicieli handlowych (akwizytorów) - dopuszczają się m.in. następujących niedozwolonych praktyk:

- niepodawanie odbiorcom nazwy sprzedawcy lub wprowadzanie w błąd co do nazwy sprzedawcy (podawanie się za pracowników innych podmiotów),

- wprowadzanie odbiorców w błąd poprzez informowanie o obowiązku podpisywania nowych umów, aneksów do umów lub innych dokumentów związanych z dostarczaniem paliw gazowych i energii elektrycznej oraz podawanie nieprawdziwych przyczyn tego obowiązku (np. planowane zaprzestanie dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę czy też zmiana danych dotychczasowego sprzedawcy),
- nieinformowanie odbiorców o dokonanej zmianie sprzedawcy oraz prawach i obowiązkach wynikających z tej procedury,
- fałszowanie podpisów odbiorców,
- nieuwzględnienie złożonych w terminie przez odbiorców oświadczeń o odstąpieniu od zawartych poza lokalem koncesjonariusza umów kompleksowych.

Agresywna polityka sprzedaży przedsiębiorstw energetycznych, powiązana z brakiem profesjonalizmu przedstawicieli handlowych tych przedsiębiorstw, prowadzi do występowania licznych nieprawidłowości, a nawet przestępstw w trakcie podpisywania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej.

12. Wraz ze wzrostem zainteresowania instytucją Koordynatora do prowadzenia postępowań ADR niezbędne jest umożliwienie prowadzenia postępowań na podstawie upoważnienia przez osoby obsługujące Koordynatora. Brak możliwości prowadzenia postępowań przez osoby do tego upoważnione uniemożliwia wielu chętnym do skorzystania z tej instytucji.

13. Istnieje konieczność doprecyzowania przepisów dot. zabezpieczenia majątkowego w procesie udzielania koncesji. Instytucja zabezpieczenia jest szczególnie istotna w przypadku koncesji na obrót paliwami i energią, w sytuacji gdy podmiot ubiegający się o udzielenie koncesji nie dysponuje żadną infrastrukturą. Mając jednocześnie na uwadze, że doprecyzowanie czy też w zasadzie określenie ww. zasad będzie miało istotny wpływ na prawa i obowiązki przedsiębiorców, realizacja tego postulatu powinna zostać zrealizowana przepisami ustawy.

14. W polskim prawie cywilnym oprócz osób fizycznych i prawnych występuje kategoria jednostek organizacyjnych nieposiadających osobowości prawnej. Należy dostosować definicję „uczestnika rynku” do polskiego systemu prawnego przewidującego taką kategorię. Postulat ten był zgłoszony przez Prezesa URE we wnioskach de lege ferenda do sprawozdania z 2017 r.

15. Obowiązek (nałożony na przedsiębiorstwa) udostępniania publicznie aktualnego stanu prawnego dotyczącego praw konsumenta energii umożliwi poszerzenie świadomości prawnej konsumentów energii w sposób bezkosztowy. Przedmiotowy postulat był zgłoszony przez Prezesa URE we wnioskach de lege ferenda do sprawozdania z 2017 r.

16. Należy wzmocnić kompetencje nadzorcze Prezesa URE nad rynkiem paliw ciekłych w celu zapobiegania sygnalizowanym przez ten organ nieprawidłowościom, a także skuteczność egzekucji nakładanych sankcji administracyjnych.

17. Ponadto należy usunąć zidentyfikowane luki w prawie oraz doprecyzować przepisy wywołujące rozbieżności interpretacyjne w ustawie – Prawo energetyczne.

18. Wdrożenie w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania:

a. Realizacja celów przepisów wspólnotowych (przesłanki formalno-prawne wdrożenia inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym)

Rzeczpospolita Polska zobligowana jest do wdrożenia do krajowego systemu prawnego przepisów wspólnotowych tzw. **trzeciego pakietu energetycznego**, który wszedł w życie z dniem 3 marca 2011 r. W ramach pakietu opublikowano m.in. dyrektywę rynkową dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i rozporządzenie dotyczące warunków dostępu do sieci.¹ Regulacje te wprowadzono m.in. w celu zwiększenia transparentności rynku detalicznego energii elektrycznej i objęcia szczególną ochroną praw konsumentów poprzez wprowadzenie i stosowanie odpowiednich mechanizmów na gruncie przepisów krajowych.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.

Dyrektywa wprowadza szereg obowiązków, z których istotna część jest już w Polsce realizowana w konsekwencji implementacji jej przepisów do prawa krajowego. Wśród zrealizowanych obszarów wskazać należy wyznaczenie niezależnego organu regulacyjnego na poziomie krajowym (Prezesa URE), wdrożenie skutecznego rozdziału działalności w zakresie wytwarzania i dostaw energii elektrycznej (*unbundling*), wyznaczenie niezależnego operatora systemu przesyłowego, zwanego dalej „OSP”, którego funkcję na obszarze kraju pełni PSE S.A., wyznaczenie OSD.

¹Urząd Regulacji Energetyki *Trzeci pakiet energetyczny*, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/wspolpraca-miedzynarod/trzeci-pakiet-energety>

W świetle zapisów dyrektywy, sposobem na zapewnienie aktywnego uczestnictwa konsumentów w rynku, a tym samym wzmocnienie ich pozycji jako odbiorców końcowych, jest **wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych**. Zobowiązanie do przeprowadzenia oceny efektywności ekonomicznej ewentualnego wdrożenia, wskazane w pkt 2 Załącznika 1 dyrektywy, zostało przez Polskę wypełnione poprzez złożenie, przy piśmie z września 2012 r. do Komisji Europejskiej *Informacji dotyczącej zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce*.² W informacji tej wskazano na pozytywną ocenę przedmiotowego przedsięwzięcia.

Opublikowana w listopadzie 2016 r. propozycja regulacji prawnych przygotowana przez Komisję Europejską i nosząca nazwę „Pakiet Zimowy Unii Europejskiej: Czysta energia dla Europejczyków” zawiera m.in. propozycję zmiany wyżej wymienionej dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE (dokument COM (2016) 864 final). W odniesieniu do wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, projekt nowelizacji dyrektywy dodatkowo wzmacnia pozycję i znaczenie konsumentów (odbiorców końcowych) na rynku energii elektrycznej w taki sposób, aby posiadali oni większą możliwość oddziaływania (pole do podejmowania decyzji) oraz byli lepiej chronieni. Regulacja zawiera zapisy zapewniające odbiorcom końcowym prawo do dowolnego wyboru i zmiany sprzedawcy energii lub agregatora, korzystania ze zmiennych ofert taryfowych, jak też umożliwiające zaangażowanie użytkowników końcowych w świadczenie usług elastycznego popytu (*demand side response*). Zapewnia ponadto, że każdy odbiorca końcowy będzie mógł zażądać zainstalowania inteligentnego licznika, wyposażonego w określony minimalny zestaw funkcjonalności, jeżeli uzna on, że rozwiązanie takie jest dla niego korzystne. Dokument wprowadza też udoskonalenia w zakresie zapewnienia odbiorcy końcowemu pełnej i zrozumiałej informacji o tym, kto (którzy uczestnicy rynku), w jakim zakresie i w jakim celu będzie miał dostęp do jego danych. Zaangażowanie użytkowników końcowych w partycypowaniu w kosztach związanych z wdrożeniem inteligentnych systemów pomiarowych będzie mogło mieć miejsce jedynie w oparciu o przejrzyste, niedyskryminujące zasady. Władze krajowe będą zobligowane do monitorowania sposobu przenoszenia kosztów i korzyści generowanych w czasie realizowania wdrożenia systemu na poszczególnych uczestników rynku, ze szczególnym uwzględnieniem dostarczenia korzyści użytkownikowi końcowemu. Nowelizacja dyrektywy określa poza tym szereg wymagań w zakresie funkcjonalności liczników inteligentnych, w tym w obszarze prowadzenia pomiarów zużycia energii w czasie rzeczywistym, zasad przepływu danych czy warunków zapewnienia ochrony prywatności i danych odbiorców końcowych. Ponadto w przypadku tych użytkowników, którzy nie będą posiadali liczników zdalnego odczytu i korzystać będą z liczników tradycyjnych, konieczne będzie zapewnienie takich warunków, aby odbiorcy ci byli rozliczani według faktycznego zużycia energii elektrycznej.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE.

Postanowienia w art. 7 pkt 8 dyrektywy 2012/27/UE, dotyczące ustanawiania i funkcjonowania systemów zobowiązujących do efektywności energetycznej, wskazują na konieczność zapewnienia przez państwa członkowskie, aby strony zobowiązane (dystrybutorzy energii lub przedsiębiorstwa prowadzące jej sprzedaż, objęte krajowymi systemami zobowiązującymi do efektywności energetycznej), przedstawiały na żądanie informacje bieżące w zakresie zużycia energii przez odbiorców końcowych. Spełnienie tego wymogu związane jest z koniecznością zastosowania inteligentnego systemu pomiarowego opartego na licznikach zdalnego pomiaru, skomunikowanych z odpowiednią stroną zobowiązaną.

Art. 9 dyrektywy określa natomiast warunki wprowadzania inteligentnych systemów pomiarowych energii elektrycznej, wskazując jednocześnie na dążenie do zapewnienia odbiorcom końcowym nabycia po cenach konkurencyjnych liczników indywidualnych, realizujących pomiar rzeczywistego zużycia oraz czasu korzystania z energii. Kluczowe jest, aby odbiorcy końcowi (konsumenci) posiadali możliwość regulowania własnego zużycia energii oraz posiadali wystarczające, zrozumiałe informacje rozliczeniowe (w szczególności zużycie, ceny bieżące, porównanie zużycia w poszczególnych okresach) przy jednoczesnym spełnieniu wymogów ochrony danych i prywatności wynikających z RODO obowiązującego od dnia 25 maja 2018 r.

W ramach „Pakietu Zimowego” Komisja Europejska przygotowała propozycję regulacji prawnej zmieniającej ww. dyrektywę (dokument COM (2016) 761 final), w którym zmianie ulega treść art. 9 w taki sposób, że usunięto zapisy dotyczące pomiarów w zakresie energii elektrycznej.

b. Potrzeba kształtowania świadomości i aktywnego zaangażowania użytkowników końcowych wobec uwarunkowań wynikających z prognozowanego braku możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w średnim i długim okresie w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Jednym z czynników przyczyniających się do niepewnej sytuacji bilansowej KSE jest sposób wykorzystywania energii

²Przedmiotowa Informacja stanowi załącznik do zgłoszenia do Komisji Europejskiej w 2012 r. przygotowany w ówczesnym Ministerstwie Gospodarki i oparty o Analizę w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce z 20 sierpnia 2012 r. opracowaną przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

elektrycznej i kształtowania zapotrzebowania na moc szczytową przez odbiorców końcowych. Obecnie funkcjonujący system rozliczania umów zawartych na korzystanie z energii elektrycznej nie zawiera zachęt do zmiany przyzwyczajeń w obszarze codziennego zużycia energii elektrycznej. Użytkownicy końcowi nie dokonują analizy swoich działań w zakresie sposobu korzystania z energii elektrycznej w kontekście funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Istotnym czynnikiem tego stanu jest brak danych pomiarowych dotyczących zużycia energii w okresach godzinowych oraz brak ofert rynkowych uwzględniających oddziaływanie na zachowania odbiorcy końcowego w zużyciu szczytowym.

Wspomniany powyżej rynek mocy wzmocniony wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania są mechanizmami, które prowadzą do niwelacji niebezpieczeństwa wystąpienia niedoboru mocy w KSE.

c. Sytuacja odbiorcy końcowego energii elektrycznej

Najliczniejszą grupą odbiorców energii elektrycznej i jednocześnie najliczniejszą grupą uczestników rynku energii elektrycznej są odbiorcy końcowi (głównie gospodarstwa domowe) należący do grupy taryfowej G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW. Liczba odbiorców w obu wyodrębnionych grupach w 2018 r. osiągnęła poziom 16,3 mln³. Z tego względu, charakterystykę funkcjonującego rynku energii elektrycznej w Polsce przeanalizowano w zakresie rynku detalicznego, z uwzględnieniem percepcji odbiorcy końcowego.

Uczestnikami detalicznego rynku energii elektrycznej są przedsiębiorstwa obrotu (sprzedawcy energii) oraz odbiorcy końcowi (indywidualni oraz przedsiębiorstwa).

Według informacji URE⁴, w 2017 r. funkcjonowało w Polsce 5 dużych operatorów sieci dystrybucyjnej, których sieci są przyłączone bezpośrednio do sieci przesyłowej (OSDp), oraz 178 przedsiębiorstw nieprzyłączonych do sieci przesyłowych (OSDn).

To samo źródło wskazuje, że w 2017 r. działało ogółem 302 sprzedawców energii elektrycznej, w tym 5 podmiotów pozostałych jako strona umów kompleksowych po wyodrębnieniu OSD, ponad 119 przedsiębiorstw obrotu zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych (w tym działających na rynku gospodarstw domowych), oraz 178 podmiotów powiązanych z OSDn, utworzonych w celu sprzedaży energii elektrycznej.

Ze względu na dominującą pozycję rynkową oraz małą konkurencję cenową, wciąż największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają sprzedawcy pozostali po wyodrębnieniu poszczególnych OSD. Odsetek zmiany sprzedawców energii elektrycznej publikowany na stronie URE w pierwszych 4 miesiącach 2018 r. wynosi 3,9%.

Pozycja indywidualnego odbiorcy końcowego kształtowana jest poprzez warunki umów zawieranych z przedsiębiorstwami po stronie podaży. Odbiorca nie ma możliwości zmiany OSD (monopol naturalny). Może natomiast zmienić sprzedawcę energii elektrycznej, przy czym aktualnie proces ten jest długotrwały i uciążliwy dla konsumenta, za sprawą skomplikowanych procedur formalnych, na co wpływ wywiera również ograniczenie dostępu do danych dla sprzedawców. W konsekwencji, aktualnie funkcjonujący model zmiany sprzedawcy nie wpływa pozytywnie na podejmowanie decyzji przez odbiorców końcowych.

Ponadto, odbiorcy końcowi nie dysponują narzędziami, które umożliwiłyby im kontrolę jakości pobieranej energii elektrycznej. Rozliczenia umów zakupu/sprzedaży energii odbywają się na podstawie prognoz, a nie rzeczywistego zużycia. W efekcie często następuje kredytowanie przedsiębiorstw energetycznych przez odbiorców, a z drugiej strony zdarza się kumulacja wysokich kwot płatności za zużytą energię elektryczną w przypadku niedoszacowanych prognoz.

Brak dostępu do danych pomiarowych dotyczących rzeczywistego zużycia odbiorców jest również barierą dla rozwoju usług opartych o elastyczny popyt odbiorców (*demand side response*), a także dla nowych usług zarządzania zużyciem energii przez odbiorców przez podmioty komercyjne tzw. ESCO (*Energy Services Companies*).

d. Przewidywane skutki niewprowadzania zmian – dalsze utrzymanie stanu istniejącego

Koszty związane z utrzymaniem prawidłowego funkcjonowania systemu pomiarowego stanowią dużą część wydatków ponoszonych przez OSD. Na podstawie danych dostarczonych przez największych OSD, ustalono, że w latach 2020-2028, przy utrzymaniu stanu istniejącego, koszt ten może osiągnąć łączną wysokość ok. 3 mld zł. Zachowanie modelu systemu pomiarowego opartego o liczniki statyczne spowoduje w perspektywie najbliższych dziesięciu lat zdecydowany wzrost kosztów związanych z ich odczytem. Przy założeniu, że:

- a) podtrzymany zostanie inkasencki sposób zbierania informacji na temat ilości energii elektrycznej pobranej przez odbiorcę końcowego,
- b) częstotliwość odczytu licznika uzależniona będzie od postanowień umowy zawartej ze sprzedawcą (może wahać się od 1 w miesiącu do 1 w roku, średnio 3,66 rocznie),
- c) a liczba odczytów będzie wprost proporcjonalnie powiązana z wysokością opłaty abonamentowej

³Model obliczeniowy do Aktualizacji kluczowych elementów Analizy skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania, kwiecień 2019 r.

⁴Urząd Regulacji Energetyki, Charakterystyka rynku energii elektrycznej w 2017 r.; <https://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/charakterystyka-rynku/7562,2017.html>

- to koszty związane z odczytem inkasenckim w latach 2020-2028 mogą osiągnąć wartość ok. 2,5 mld zł, zaś całkowity koszt funkcjonowania warstwy licznikowo-inkasenckiej dla OSD może osiągnąć wartość rzędu 5,5 mld zł.

Należy zauważyć, że koszt ten, poprzez system taryf, może zostać przeniesiony na odbiorcę końcowego. Ponadto można spodziewać się, że utrzymanie status quo nie stworzy warunków do lepszego sposobu korzystania z energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, co w kontekście spodziewanego niedoboru mocy wytwórczych utrzyma tendencję do stałego powiększania szczytowego zapotrzebowania na moc zamiast jego obniżania. Dowodem, na to jest ostatnio stałe podwyższanie rok do roku „rekordu zapotrzebowania na moc” w okresie letnim.

e. Przewidywane skutki instalacji liczników zdalnego odczytu w okresie 5 lat

Z przeprowadzonych szacunków wynika, iż przy założeniu, że:

1. Projekt związany z utworzeniem OIRE miałby analogiczny harmonogram jak w rozwiązaniu zaproponowanym w projekcie ustawy i funkcjonalne oddanie systemu nastąpiłoby w drugiej połowie 2022 r.,
 2. Sprzedawcy oraz odbiorcy końcowi zaczęliby osiągać wymierne korzyści wraz z funkcjonalnym uruchomieniem OIRE w 2023 r.,
 3. Utrzymany byłby ośmioletni cykl legalizacyjny,
 4. Utrzymana pozostałaby ośmioletnia amortyzacja dla nowo zainstalowanych liczników (w ujęciu kosztowym zsynchronizowana z procesem legalizacji, jako działanie optymalizacyjne OSD),
 5. Maksymalny próg 80% liczników zdalnego odczytu zostałyby wyznaczone na koniec 2023 roku,
 6. Ścieżka wdrożenia kształtowałaby się jak poniżej:
 - a) 2019 – 10%,
 - b) 2020 – 25%,
 - c) 2021 – 40%,
 - d) 2022 – 60%,
 - e) 2023 – 80%,
 7. Ceny liczników oraz koncentratorów z uwagi na znaczny wzrost popytu i możliwą ograniczoną zdolność producentów do jego zaspokojenia w ciągu pierwszych 3 lat wdrożenia wzrosłyby o łącznie 10% i do końca 2023 r. nie zmniejszyłyby się,
 8. Jeśli przyjmiemy, że skrócenie czasu wdrożenia znacząco wpłynęłoby na budżety OSD, to korzyści osiągane przez nich w obszarze redukcji liczby odczytów realizowanych w trybie inkasenckim, jak również redukcji strat handlowych i technicznych, zostałyby w mniejszym zakresie przeniesione na odbiorców końcowych i byłoby to odpowiednio 50% w obszarze odczytów i 20% w obszarze strat handlowych i technicznych,
- bilans kosztów i korzyści, po 5 latach od rozpoczęcia procesu wdrażania byłby ujemny i wyniósłby ok. 2 808 mln zł.
- W porównaniu do rekomendowanego rozwiązania, dla którego bilans kosztów i korzyści wynikający z ok. 10-letniego harmonogramu zaproponowanego w projekcie ustawy, przedstawia się w perspektywie 10 lat korzystnie (wartość dodatnia), w wymiarze ok. 5 mld zł.

19. W związku z pandemią zidentyfikowano problem przeprowadzania legalizacji ponownej przyrządów pomiarowych szczególnie ważnych dla polskiej gospodarki.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

1. Umożliwia się wykonanie przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, w tym ogólne zasady głosowania w sprawie decyzji dotyczących wniosków przygotowywanych przez nominowanych operatorów rynku energii elektrycznej (NEMO), wprowadzając następujące zmiany:

- zdefiniowano wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej,
- nadano regulatorowi kompetencje do ustalania zasad podziału uprawnień do głosowania przez ww. operatorów i podział tych uprawnień w rozumieniu art. 9 ust. 2 akapit 4 przedmiotowego rozporządzenia,
- przyznano regulatorowi prawo do żądania od wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej przedstawienia informacji lub dokumentów dotyczących wykonywanej przez niego działalności.

2. Stwarza się podstawę prawną dla rekuperacji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów. Rozliczanie dostarczanej energii elektrycznej, w przypadku jej zwrotu do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdu kolejowego, tramwaju oraz trolejbusa, będzie następowało na podstawie różnicy ilości energii elektrycznej pobranej i zwróconej przez danego odbiorcę, ustalonej w oparciu o rzeczywiste wskazania urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Rozliczanie strat energii elektrycznej powstałych w sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej oraz w sieci dystrybucyjnej podczas dostarczania lub zwrotu tej energii będzie następowało na podstawie umowy.

3. Wprowadza się obowiązek opracowywania przez operatora systemu magazynowania instrukcji ruchu i eksploatacji

instalacji magazynowej. Projektowane przepisy określają zawartość instrukcji, którą powinien przygotować operator systemu magazynowania.

4. Prezes URE będzie organem właściwym do uznawania kwalifikacji osób wykonujących prace przy urządzeniach, instalacjach i sieciach energetycznych nabytych w państwach członkowskich UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich EFTA; wszystkie świadectwa kwalifikacyjne będą tracić ważność po upływie 5 lat. Pracodawca będzie mógł dopuścić do wykonywania prac eksploatacyjnych przy urządzeniach energetycznych, pod nadzorem osoby uprawnionej, osoby nieposiadającej świadectw kwalifikacyjnych:

- 1) w celu przyuczenia do zawodu, z uwzględnieniem przepisów dotyczących zatrudnienia młodocianych;
- 2) reprezentujące organy nadzoru;
- 3) prowadzące specjalistyczne prace serwisowe.

Jednocześnie doprecyzowuje się, jakie komisje kwalifikacyjne będą powoływane przez Prezesa URE w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, z którymi miał do czynienia ten organ. Są to komisje powoływane w przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 54 ust. 7, oraz przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych zrzeszających co najmniej 200 członków, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zawierają postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej.

W propozycjach przepisów uregulowano również kwestie wydanych świadectw kwalifikacyjnych oraz istniejących komisji kwalifikacyjnych.

5. Prezes URE zatwierdzi instrukcję tylko wtedy, jeżeli spełnia ona wymagania określone w ustawie, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. W innym przypadku Prezes URE będzie mógł wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, który przedłożył instrukcję, do jej zmiany w oznaczonym zakresie, wyznaczając mu w tym celu odpowiedni termin. W razie niewykonania wezwania w terminie, Prezes URE będzie mógł samodzielnie zmienić instrukcję w zakresie objętym wezwaniem i zatwierdzić ją w brzmieniu uwzględniającym wprowadzone przez nią zmiany.

6. Prezes URE będzie mógł cofnąć koncesję w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów.

7. Wprowadza się podstawy prawne dla funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Przygotowany projekt nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne określa, czym jest ZSD, oraz reguluje jego status prawny. Operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego, tj. systemu, w odniesieniu do którego została wydana przedmiotowa decyzja, zostaje ex lege zwolniony z obowiązków wskazanych w sposób enumeratywny w projekcie ustawy.

8. Wprowadza się kompleksowe rozwiązania dla funkcjonowania i rozwoju magazynów energii elektrycznej, które w skrócie można określić jako:

- Zdefiniowanie magazynu i magazynowania energii elektrycznej;
- Całkowite wyłączenie z obowiązku posiadania taryfy magazynowania energii elektrycznej;
- Zniesie podwójnego naliczania opłat sieciowych – taryfy dla energii elektrycznej w rozliczeniach z magazynami za świadczone usługi (przesył lub dystrybucja) zapewniają odliczenie od energii pobranej przez ten magazyn z sieci przedsiębiorstwa energetycznego, energii elektrycznej wprowadzonej do sieci tego przedsiębiorstwa z tego magazynu, w oparciu o wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- Uzależnienie obowiązku uzyskania koncesji lub wpisu do rejestru magazynów, od łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej, bez względu na jego pojemność:
 - obowiązek wpisu do rejestru (OSD/OSP) magazynu o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW,
 - obowiązek koncesjonowania magazynów o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 10 MW;
- Zwolnienie z połowy opłaty za przyłączenie magazynu do sieci z jednoczesnym uregulowaniem w przepisach przejściowych spraw w toku (złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia, wniesienie zaliczki);
- Wprowadzenie możliwości pobierania energii z sieci przez magazyn będący częścią OZE bez utraty praw do certyfikatów i uprawnień wynikających z innych systemów wsparcia;
- Wprowadzenie obowiązków opomiarowania źródeł OZE i uzależnienie praw do certyfikatów i uprawnień wynikających z innych systemów wsparcia od prawidłowego opomiarowania magazynu;
- Zwolnienie z obowiązku przedstawiania świadectw pochodzenia do umorzenia, w tym z OZE, z kogeneracji oraz świadectw efektywności energetycznej, energii pobranej z sieci przez magazyn w części, która została następnie po jej zmagazynowaniu wprowadzona do sieci;
- Zmiana definicji nabywcy końcowego, która wyłącza z obowiązku akcyzowego nabycie energii przez podmiot posiadający koncesję na magazynowanie;
- Uregulowanie statusu elektrowni szczytowo-pompowych i ewentualnie innych podmiotów prowadzących działalność w

zakresie magazynowania energii.

9. Dokonuje się zmian w zakresie przepisów regulujących politykę energetyczną państwa w sposób pozwalający na elastyczne kształtowanie formuły dokumentu. W przepisach określono, że polityka energetyczna państwa będzie opracowywana zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i zawierała w szczególności:

- 1) diagnozę sytuacji w sektorze energii;
- 2) priorytetowe kierunki działań państwa w sektorze energii;
- 3) część prognostyczną obejmującą okres nie krótszy niż 10 lat, w tym prognozy zmian bilansu paliwowo-energetycznego.

10. Doprecyzowuje się przepisy dotyczące stosowania taryf przez przedsiębiorstwo energetyczne (art. 47 ustawy – Prawo energetyczne) oraz zmienia się miejsce publikacji taryf dla ciepła z dziennika wojewódzkiego na Biuletyn URE. Ponadto proponuje się również odstąpić w art. 47 ust. 2d tej ustawy od przesłanki, aby odmowa zatwierdzenia taryfy wynikała z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne. Wprowadzono także szczególny, uproszczony tryb zatwierdzania taryfy na okres do 3 lat, bez dokonywania przeglądu regulacyjnego.

11. Wprowadzono środki mające na celu przeciwdziałanie nieuczciwym praktykom niektórych sprzedawców, wprowadzając zakaz zawierania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa. Na marginesie należy zaznaczyć, że wprowadzanie zakazu zawierania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa nie ogranicza przy tym możliwości zawarcia takiej umowy na odległość (np. telefonicznie) czy w punkcie sprzedawcy umiejscowionym np. w galerii handlowej. Zakaz ten nie spowolni ani nie wstrzyma dokonywania zmian sprzedawcy. Wręcz przeciwnie, stworzenie systemu ochrony praw odbiorców powinno zmobilizować odbiorców do podejmowania aktywnych działań na rynku paliw gazowych i energii elektrycznej

12. Dla skuteczności działania Koordynatora do spraw negocjacji, zwanego dalej „Koordynatorem”, umożliwiono prowadzenie postępowań ADR także osobom zajmującym się obsługą Koordynatora (na podstawie pisemnego upoważnienia i na określony czas w tym upoważnieniu). W tym celu uzupełniono przepisy rozdziału 4a ustawy - Prawo energetyczne, wzorując się na rozwiązaniach przyjętych w art. 16f ustawy z dnia 28 marca 2003 r. o transporcie kolejowym umożliwiających Rzecznikowi Praw Pasażera Kolei („odpowiednikowi” Koordynatora) wykonywanie zadań przy pomocy zespołu, którego członkowie prowadzą postępowania.

13. Szczegółowo uregulowano kwestię zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego prowadzenia działalności objętej koncesją. W szczególności istotne jest ograniczenie zakresu podmiotów mogących być gwarantami do osób wpisanych do wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 ustawy z dnia 19 marca 2004 r. - Prawo celne. Honorowanie przez organ koncesyjny zabezpieczeń majątkowych udzielanych wyłącznie przez podmioty z listy zweryfikowanej przez Ministra Finansów przy współpracy Komisji Nadzoru Finansowego przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa obrotu energią i paliwami, w tym bezpieczeństwa osób trzecich, które mogą wystąpić do przedsiębiorstw energetycznych z ewentualnymi roszczeniami. Proponuje się także wprowadzenie minimalnego progu takiego zabezpieczenia w oparciu o prognozowany przychód z działalności objętej koncesjonowaniem oraz określenie przesłanek, które umożliwią Prezesowi URE zwolnienie koncesjonariusza z utrzymywania tego zabezpieczenia.

14. Doprecyzowano definicję uczestnika rynku (włączając jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej) oraz przepisy karne w zakresie REMITu zgodnie z uwagami Prezesa URE, w sposób uwzględniający specyfikę polskiego systemu prawnego.

15. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej został zobowiązany do zapewnienia publicznego dostępu aktualnego stanu prawnego związanego z prawami konsumenta energii. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki będzie aktualizował zbiór praw konsumenta energii w oparciu o aktualny stan prawny.

16. Wzmacnia się kompetencje nadzorcze Prezesa URE nad rynkiem paliw ciekłych w celu zapobiegania sygnalizowanym przez ten organ nieprawidłowościom. W projektowanym art. 32b ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne rozciąga się wymogi określone w ust. 1 pkt 1 tego artykułu na osoby uprawnione do reprezentowania wnioskodawców we wskazanych w przepisie przypadkach. Przez uchylenie przepisu art. 32c ust. 6 tej ustawy Prezes URE będzie uprawniony do merytorycznej oceny wniosku o wpis do rejestru do podmiotów przywożących. Prezes URE będzie mógł z urzędu wykreślić podmiot z rejestru w przypadku ignorowania ustawowego obowiązku składania sprawozdań, o których mowa w art. 43d ustawy. Projektowany art. 35 ust. 2a umożliwi Prezesowi URE, przed wydaniem decyzji w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji, wezwanie wnioskodawcy do uzupełnienia dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki do wykonywania określonej działalności gospodarczej. W dodanym art. 37a wprowadza się dodatkowe obowiązki informacyjne w przypadku zmian w strukturze kapitałowej spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania paliw ciekłych, obrotu paliwami ciekłymi oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, które wzorowane są na rozwiązaniach przyjętych w ustawie z dnia 19 listopada 2009 r. o grach

hazardowych.

17. Usuwa się zidentyfikowane luki w prawie oraz doprecyzowuje przepisy wywołujące rozbieżności interpretacyjne w ustawie - Prawo energetyczne. Przykładowo rozszerza się definicję przedsiębiorstwa energetycznego w art. 3 pkt 12 o działalność w zakresie przeladunku paliw ciekłych. Proponuje się uchylenie art. 23 ust. 2 pkt 21a jako przepisu martwego. Zmiana w art. 32d ust. 5 doprecyzowuje, że zwolnieniu z opłaty skarbowej podlega także wykreślenie z rejestru podmiotów przywożących. Zaś nowe brzmienie definicji sieci gazociągów kopalnianych, rozszerzając ją o gazociągi zbudowane i eksploatowane w ramach przedsięwzięcia polegającego na wydobywaniu ropy naftowej lub gazu ziemnego ze złóż, ma na celu uzupełnienie implementacji do polskiego porządku prawnego kompletnej definicji tych gazociągów przewidzianej w przepisach dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE. Dodatkowo uszczelniono przepisy karne oraz dostosowane inne akty prawne do zmian wprowadzanych w ustawie – Prawo energetyczne.

18. Wdrożenie w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania:

18.1. Rekomendowane rozwiązanie

Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne ma na celu określenie zasad funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym.

System inteligentnego opomiarowania zostanie wdrożony z zastosowaniem inteligentnych liczników pomiarowych zainstalowanych u odbiorców końcowych, z wykorzystaniem funkcji transmisji danych oraz wykonywania poleceń. Liczniki zdalnego odczytu będą umożliwiały komunikację dwukierunkową z systemem zdalnego odczytu w celu przesyłania informacji pomiarowych energii elektrycznej, zarówno wytworzonej lub wprowadzonej do sieci, jak i pobieranej z sieci.

Informacje i dane, za pośrednictwem systemu zdalnego odczytu, przekazywane będą do Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zarządzanie systemem teleinformatycznym (CSIRE), w tym przetwarzanie danych ze wszystkich liczników inteligentnych, będzie zadaniem Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) - podmiotu wyznaczonego i regulowanego ustawowo. Funkcja OIRE zostanie powierzona Polskim Sieciom Elektroenergetycznym S.A., które pełnią w Polsce rolę operatora systemu przesyłowego.

Liczniki zdalnego odczytu zostaną zainstalowane u co najmniej 80% odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych oraz odbiorców z grupy taryfowej C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW przez każdego OSD, w terminie do 31 grudnia 2028 r.

18.2. Planowane narzędzia interwencji

Przepisy projektowanej ustawy określają harmonogram instalacji liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych przez OSD. Podmiotem uprawnionym i zobowiązanym do oceny postępów realizacji procesu wdrożenia, jak również funkcjonowania systemu będzie Prezes URE. Czynności w tym zakresie Prezes URE będzie realizował w oparciu o dane z OIRE.

Wprowadzenie i uregulowanie funkcji OIRE spowoduje przyporządkowanie zadań i odpowiedzialności w zakresie gromadzenia, przechowywania, udostępniania i usuwania danych i informacji pomiarowych. Procesy będą realizowane przez jednego właściciela biznesowego, według zestandaryzowanych rozwiązań, w sposób jednolity dla całej populacji użytkowników końcowych.

Rozliczenia zużycia energii elektrycznej, poboru mocy, oszczędności w aspekcie efektywności energetycznej będą przeprowadzane na jednorodnych, uporządkowanych zbiorach danych.

Projektowane przepisy ustawy będą umożliwiały odbiorcy końcowemu uzyskanie za pośrednictwem OIRE bieżących i historycznych danych dotyczących jego poboru bądź produkcji energii elektrycznej.

Wymiana informacji i danych przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej będzie odbywać się w sposób uregulowany, monitorowany i scentralizowany.

Szczegółowe warunki funkcjonowania inteligentnego systemu pomiarowego określi minister właściwy do spraw energii w drodze rozporządzeń.

18.3. Oczekiwany efekt

Podstawowym oczekiwanym efektem działania przepisów projektowanej ustawy jest zapewnienie ram prawnych dla instalacji liczników zdalnego odczytu pozostających w zgodności z przepisami prawa Unii Europejskiej.

Pozostałe spodziewane efekty:

- terminowe wywiązanie się przez OSD z obowiązku zapewnienia, aby wszystkie posiadane przez nie układy pomiarowo-rozliczeniowe jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy spełniały wymagania techniczne, niezbędne dla poprawnego prowadzenia rozliczeń;
- usprawnienie zarządzania popytem na rynku energii elektrycznej i obniżenie szczytowego zapotrzebowania na moc w dłuższej perspektywie, w tym za sprawą wprowadzenia taryf dynamicznych;
- rozliczanie odbiorców końcowych według rzeczywistego zużycia;
- aktywne zaangażowanie odbiorców w regulowanie własnego zużycia energii elektrycznej (minimalizowanie zużycia energii w okresach prognozowanego zapotrzebowania szczytowego) jako skutek uzyskania dostępu do swoich danych pomiarowych;
- większa świadomość odbiorcy indywidualnego w odniesieniu do roli jaką odgrywa użytkownik systemu elektroenergetycznego; kształtowanie dobrych nawyków w długim okresie;

- ograniczenie kosztów po stronie odbiorcy końcowego w wyniku dostępności do korzystniejszych cenowo ofert sprzedawców, dla których bodźcem do kształtowania korzystniejszych dla klienta warunków będzie uproszczenie i skrócenie (z maksymalnie 30 dni do 1 roboczego dnia) procesu zmiany sprzedawcy;
- umożliwienie skutecznego uzyskiwania przez odbiorców końcowych bonifikat wyliczanych w oparciu o zasady określone w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną;
- eliminacja barier dostępu do rynku energii elektrycznej dla poszczególnych podmiotów (zwiększenie konkurencyjności);
- szansa dla polskich producentów liczników energii elektrycznej.

19. Jedynym rozwiązaniem, jakie może być zastosowane, jest odroczenie legalizacji ponownej przyrządów pomiarowych. Proponuje się zmianę art. 26c ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, dodanego ustawą z dnia 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 568).

Projektowany przepis ma na celu zapewnienie, mimo trwającego stanu epidemii, możliwości użytkowania przyrządów pomiarowych w wielu kluczowych branżach gospodarki dla zapewnienia środków do życia i zdrowia ludzi bez konieczności przeprowadzania czynności sprawdzających podczas ich legalizacji ponownej.

Co istotne, projektowane zmiany (art. 26c) dotyczą odroczenia terminów dokonania legalizacji tylko w przypadku ogłoszenia stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii albo w przypadku niebezpieczeństwa szerzenia się zakażenia lub choroby zakaźnej, które może stanowić zagrożenie dla zdrowia publicznego. Odroczenie terminu dokonania legalizacji i zezwolenie na dalsze użytkowanie przyrządu pomiarowego następuje w drodze decyzji administracyjnej, której wydanie jest bezpłatne i musi zostać poprzedzone złożeniem odpowiedniego wniosku przez podmiot uprawniony do złożenia wniosku o dokonanie legalizacji ponownej. Do wniosku dołączane będą oświadczenia że od dnia dokonania ostatniej legalizacji albo przeprowadzenia oceny zgodności nie wprowadzono zmian dotyczących konstrukcji, wykonania i warunków właściwego stosowania przyrządu pomiarowego i że spełnia on wymagania, w szczególności w zakresie charakterystyk metrologicznych, oraz że jego dalsze użytkowanie, w ocenie wnioskodawcy, nie stwarza zagrożenia dla wymaganej dokładności pomiarów, a także dla życia lub zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska. Do wniosku o odroczenie legalizacji dołączana będzie klauzula dotycząca odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia. W projektowanym akcie prawnym dodano również zapis, iż wniosek o odroczenie legalizacji można złożyć tylko do jednego organu administracji miar, eliminuje możliwość składania tego samego wniosku do wielu organów administracji miar.

Po terminie obowiązywania ww. decyzji, wszystkie przyrządy pomiarowe, wobec których odroczone termin dokonania legalizacji ponownej i zezwolono na ich dalsze użytkowanie, będą musiały zostać zgłoszone do legalizacji ponownej, w celu sprawdzenia czy przyrząd pomiarowy spełnia wymagania.

Ponadto projekt ustawy wprowadza zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 250 i 843). Przyjęcie proponowanych zmian usprawni i uczyni bardziej przejrzystym i spójnym z odrębnymi przepisami, proces dopuszczenia wytwórców energii elektrycznej do udziału w aukcji lub naborze, co powinno przełożyć się na wzrost liczby ofert inwestorów na premię kogeneracyjną i premię kogeneracyjną indywidualną, a tym samym na realizację celów ustawy.

Proponowane przepisy nie zmieniają zasad udzielania wsparcia dla energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, nie wpływają na zmianę prognozowanych kosztów obowiązującego mechanizmu wsparcia i nie powodują wzrostu obciążeń odbiorców energii elektrycznej i ciepła. Jednocześnie pozwolą zoptymalizować koszty przygotowania inwestycji u inwestorów, zwiększyć przejrzystość regulacji i ograniczą ryzyka, które mogą spowodować niezrealizowanie założeń, co do celów i efektów modernizacji polskiego sektora ciepłowniczego i przekształcania systemów w efektywne systemy ciepłownicze.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Odnosnie tzw. rekuperacji energii elektrycznej wprowadzanej ponownie do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdu w Niemczech przyjęto model, w którym wytwarzanie energii elektrycznej przez pojazdy kolejowe w ramach procesu rekuperacji nie podlega szczególnym ograniczeniom prawnym. Energia ta może być sprzedawana przez przewoźnika kolejowego eksploatującego pojazd kolejowy, który wytwarza energię elektryczną i wprowadza ją do sieci trakcyjnej. Prawo niemieckie przewiduje stawki na energię elektryczną wprowadzoną do sieci trakcyjnej w wyniku procesu rekuperacji, lekko zróżnicowane w zależności od tego czy energia elektryczna jest wprowadzana w szczycie czy poza szczytem. Pozwala ono przewoźnikowi kolejowemu – uznanemu za wytwórcę rozproszonego – na otrzymywanie wynagrodzenia z tytułu unikniętych w wyniku rekuperacji kosztów korzystania z sieci elektroenergetycznej.

W Belgii wprowadzono zerową stawkę akcyzy w stosunku do energii elektrycznej dostarczonej do odbiorców końcowych będących przedsiębiorcami na napięciu 1 kV lub wyższym. Od dnia 1 stycznia 2011 r. Wszystkie pojazdy kolejowe są rozliczane ze zużycia energii elektrycznej na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych na podstawie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej. Od dnia 1 stycznia 2015 r. pojazdy kolejowe z systemami rekuperacji są rozliczane z uwzględnieniem energii oddanej do sieci trakcyjnej w wyniku rekuperacji. Rozliczenie następuje na podstawie różnicy pomiędzy ilością energii pobranej a oddanej do sieci trakcyjnej, jednakże do rozliczenia zostaje przyjęte jedynie 90 % energii z rekuperacji.

Jeżeli zaś chodzi o magazynowanie energii elektrycznej to w Niemczech przepisy przewidują rozróżnienie na magazyny

połączone z instalacją OZE i magazyny przyłączone bezpośrednio do sieci. Niemiecka ustawa (Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung) wprowadza zwolnienie z opłat sieciowych dla energii elektrycznej wprowadzanej z sieci do magazynu energii elektrycznej. W przypadku magazynów zintegrowanych z instalacją OZE przepisy gwarantują uzyskanie wsparcia dla generacji OZE z chwilą wprowadzenia energii elektrycznej z magazynu do sieci.

We Włoszech magazynowanie energii elektrycznej traktowane jest jako działalność wytwórcza. Przepisy dopuszczają możliwość posiadania i korzystania z magazynów energii elektrycznej przez OSP i OSD, jeżeli usług w oparciu o magazyn energii elektrycznej nie można pozyskać na rynku. Przepisy regulujące tę kwestię ujęte są w dekreście „Italian decree law 93/11”, Art. 36, paragraph 4, który warunkuje uzyskanie akceptacji regulatora na posiadanie magazynu energii elektrycznej wykonaniem analizy kosztów i oczekiwanych korzyści (cost-benefit analysis), która wskazywałaby na efektywność kosztową planowanych magazynów energii elektrycznej w porównaniu do innych środków.

W Wielkiej Brytanii magazynowanie energii elektrycznej w aspekcie regulacyjnym jest traktowane jak wytwarzanie i jako usługa systemowa, którą OSP może zamówić u innych podmiotów działających na wolnym rynku. OSP nie może posiadać ani eksploatować magazynów energii elektrycznej, które wymagają koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. W prawie brytyjskim istnieje jednak wyjątek dla małych jednostek wytwórczych, które nie mają obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej i to powoduje, że jest możliwe posiadanie przez operatorów jednostek o małej mocy. Obecnie brytyjski regulator OFGEM i Rząd przygotowują nową regulację dotyczącą magazynowania energii elektrycznej.

W USA Gubernator stanu Nowy Jork Andrew Cuomo podpisał ustawę (AB 6571) w celu opracowania programu wdrażania magazynowania energii, w tym celu dotyczącego magazynowania w 2030 r. Głównym celem ustawy jest wsparcie nowojorskiego projektu, który mówi o 50% udziału OZE do 2030 r. Projekt jest kontynuacją programu NY-Sun wprowadzonego przez gubernatora Cuomo w 2012 r. który przewiduje:

- 1 miliard USD na rozwój rynku energii słonecznej w ciągu 10 lat,
- dodanie ponad 3000 MW mocy słonecznej w stanie do 2023 r.,
- osiągnięcie wzrostu o 181% na państwowym rynku energii słonecznej.

Źródło: electrek.co/2017/12/01/new-york-energy-storage-targets/

Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC) wydała regulację ułatwiającą wprowadzenie magazynów energii do systemu elektroenergetycznego. The Final Rule ustala następujący model uczestnictwa:

- FERC wprowadziła dodatkowe opłaty za usługę regulacji sieci – do opłaty za moc dodała opłaty za możliwą szybkość interwencji w sieci przez dane źródło, co spowodowało prawie dwukrotny wzrost opłacalności biznesu polegającego na oferowaniu rezerw interwencyjnych w postaci magazynów energii w systemie energetycznym USA. W tej usłudze została doceniona nie tylko wielkość mocy, jaką posiada dane źródło, ale też możliwość szybkiej reakcji na zakłócenia częstotliwości w sieci;
- Model uczestnictwa musi określić zasady rynkowe, które mają gwarantować, że magazyny korzystające z tego modelu są zdolne do zapewnienia wszystkich mocy produkcyjnych, energetycznych i pomocniczych, które są w stanie technicznie zapewnić.
- Akumulatory, koła zamachowe i inne technologie umożliwiają przepływ mocy w obie strony i reagują znacznie szybciej. FERC zauważyła, że zasady rynkowe opracowane dla tradycyjnych metod wytwarzania mogą stwarzać bariery wejścia dla nowych technologii, takich jak magazyny energii. Zaproponowała, aby operatorzy sieci stworzyli odpowiednie taryfy w celu określenia modelu uczestnictwa, analizując fizyczne i operacyjne właściwości magazynów, co zwiększy konkurencję i ograniczy stawki. FERC zaproponowała, aby każdy operator zdefiniował kryteria w swojej taryfie, które nie mogą ograniczać uczestnictwa różnych typów magazynów. Uczestnictwo będzie uwzględniało jedynie parametry fizyczne i operacyjne, co umożliwi wprowadzenie nowych technologii bez potrzeby zmiany taryf.
- FERC wymaga, aby taryfy określające model uczestnictwa magazynów energii uwzględniały jedynie magazyny o mocy co najmniej 100 kW. Ten wymóg obejmuje wszystkie minimalne wymagania dotyczące pojemności, minimalną ofertę sprzedaży oraz zakupu.
- FERC wymaga, aby sprzedaż energii elektrycznej z rynku OSD i OSP do magazynu energii, którą następnie odsprzeda z powrotem na te rynki, odbywała się po cenie hurtowej za energię elektryczną. Ponadto wymaga od operatorów posiadania liczników mierzących całą energię wchodzącą i wychodzącą. Natomiast magazyny OSD i u odbiorcy za licznikiem wymagają innego rozwiązania.

W przypadku instalacji magazynowania energii w Japonii wymagane są określone pozwolenia, które zostały omówione w poniższej tabeli.

Typ	Regulacje prawne		Organizacja
Wytyczne (Wymagania techniczne)	Wytyczne techniczne dotyczące połączeń sieci w celu zapewnienia bezpiecznej jakości energii elektrycznej (2013)		Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI)
	Kodeks połączeń sieciowych (JEAC 9701-2012)		Stowarzyszenie Elektryki Japonii (JEA)
Pozostałe	Akt prawny dotyczący energii elektrycznej	Wymagane zatwierdzenie dla dużych magazynów energii (większych niż 80,000kWh)	Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI)
	Przepisy przeciwpożarowe	Niebezpieczny materiał dla ponad 1,000l organicznego roztworu	Agencja Zarządzania Pożarami i Katastrofami, Ministerstwo

		elektrolitu	Spraw Wewnętrznych i Komunikacji
	Rozporządzenie przeciwpożarowe	Wymagane pozwolenie dla dużych baterii (4,800Ah/ogniwo)	
	Przepisy budowlane	Aplikacja budowlana dla budynku w zakresie właściwości przeciwpożarowych	Ministerstwo Infrastruktury, Transportu i Turystyki

Wdrożenie w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania:

Jeżeli chodzi o inteligentne opomiarowanie, to większość krajów Unii Europejskiej jest w fazie wdrażania centralnych systemów inteligentnego opomiarowania (m.in. Norwegia, Szwecja, Finlandia) lub takie systemy posiadają (m.in. Estonia, Holandia, Dania, Włochy). Systemy te obejmują centralne gromadzenie lub centralny dostęp do danych pomiarowych.⁵

Rozwiązania te są zbliżone co do swej istoty do modelu proponowanego do wdrożenia w Polsce. Funkcje zarządzających centralnymi systemami danych pełnią zazwyczaj podmioty niezależne organizacyjnie i funkcjonalnie od OSD i sprzedawców, najczęściej są to spółki powiązane z operatorami systemu przesyłowego (w większości krajów UE jest jeden OSP). Rolę OIRE może również pełnić bezpośrednio OSP. Działalność w obszarze zarządzania informacjami pomiarowymi jest działalnością regulowaną.

Systemy najbardziej zbliżone do proponowanych rozwiązań, opierające się na scentralizowanym modelu zarządzania danymi i informacjami pomiarowymi, wprowadzone zostały w Danii. Na uwagę zasługuje szereg podobieństw pomiędzy strukturami rynku energii elektrycznej w Danii i w Polsce: jeden OSP, duża liczba OSD, duża liczba sprzedawców, bardzo duża liczba interakcji między tymi uczestnikami.

Z kolei zdecentralizowany system zarządzania danymi pomiarowymi oznacza utrzymanie kontroli poszczególnych OSD nad tymi danymi (wzmocnienie pozycji monopolisty na danym obszarze dystrybucyjnym, co w połączeniu z zależnościami kapitałowymi z niektórymi sprzedawcami może dawać przewagę konkurencyjną). Taki stan ma obecnie miejsce w Niemczech z uwagi na stosunkowo niewielką liczbę liczników zdalnego odczytu.

Brak jest funkcjonujących przykładów zdecentralizowanych systemów zarządzania danymi pomiarowymi przez wiele podmiotów, które byłyby niezależne od OSD, na zasadach wolnej konkurencji.

Poniżej przedstawiono syntetycznie sposób funkcjonowania systemów pomiarowych w kilku państwach Unii Europejskiej⁶.

NIEMCY

Odbiorcą danych pomiarowych jest OSD, które opowiada za weryfikację i przeprowadzanie niezbędnych korekt danych. Dane mogą zostać dalej udostępnione tym interesariuszom, którzy, ze względu na wykonywane przez siebie funkcje w systemie – na podstawie przepisów prawa mają do nich dostęp w określonym zakresie.

Przewidywane zmiany funkcjonowania systemów pomiarowych dotyczą konieczności zmiany podmiotu udostępniającego dane pomiarowe w związku z technologicznymi uwarunkowaniami stosowania liczników zdalnego odczytu.

Wyniki przeprowadzonej przez Niemcy oceny ekonomicznej kosztów i korzyści wskazały na brak uzasadnienia dla pełnego (100%) wdrożenia liczników zdalnego odczytu. Obowiązek dostarczenia i zainstalowania inteligentnych liczników ma być ograniczony do odbiorców, którzy pobierają powyżej 6 000 kWh energii rocznie oraz dostawców (prosumentów i producentów energii elektrycznej połączonych z siecią), których maksymalna moc wytwórcza przekracza 7 kW. Pozostali uczestnicy systemu będą mieli możliwość wyboru, czy instalować liczniki zdalnego odczytu czy pozostać przy licznikach statycznych.

HOLANDIA

W Holandii funkcjonuje system, w którym scentralizowany jest obszar komunikacji z użyciem wielu baz danych (*multipliedatabases hub*), natomiast obszar gromadzenia i przechowywania danych jest scentralizowany częściowo. Zarządzanie skojarzonymi bazami danych powierzono zostało organizacji (ESDN), w której udziały posiadają wszystkie OSD. Poszczególne uprawnione podmioty (sprzedawcy, operator platformy wymiany danych, OSD) posiadają odpowiedni dostęp do poszczególnych baz w systemie, zarówno w aspekcie zakresu danych jak i celu ich przetwarzania. Przeprowadzanie odczytów odbywa się metodą inkasencką lub automatycznie – z udziałem liczników zdalnego odczytu. W pierwszym przypadku, dane przekazywane są do sprzedawcy energii elektrycznej, w drugim - dane są zbierane i przechowywane przez OSD, a następnie przekazywane do sprzedawcy energii elektrycznej.

Odczyty realizowane są z częstotliwością raz na rok lub w okresach dwumiesięcznych (inkasent) albo codziennie (pomiar zdalny). W przypadku, gdy urządzenie zainstalowane u odbiorcy umożliwia odczyt zdalny, sprzedawca jest zobowiązany do przeprowadzania odczytu i pozyskiwania danych w ten sposób, za pośrednictwem OSD, co najmniej raz na dwa miesiące. Informacje te, wraz z danymi odbiorców, są przechowywane w centralnej bazie OSD zarządzanej przez ESDN.

OSD zobligowane są do wdrożenia inteligentnego systemu pomiarowego z zastosowaniem liczników zdalnego odczytu do końca 2020 r.

⁵Data Exchange in Electric Power Systems: European State of Play and Perspectives, Thema Consulting Group, czerwiec 2017

⁶ CEER, Review of Current and Future Data Management Models – CEER Report, Ref: C16-RMF-89-03, 13 grudnia 2016;
<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/1fbc8e21-2502-c6c8-7017-a6df5652d20b>

DANIA

Model wyjściowy w Danii wykazywał wiele podobieństw do uwarunkowań występujących w Polsce. Można ocenić, że przyczyny wdrożenia były analogiczne - brak wystarczającego rozdziału pomiędzy OSD oraz niektórymi (największymi) sprzedawcami i wynikająca z tego negatywna ocena możliwości rozwoju rynku konkurencyjnego.

Począwszy od marca 2013 r. w Danii funkcjonuje DataHub, który jest centralną platformą rynkową obsługującą w sposób kompleksowy wymianę informacji i procesy realizowane pomiędzy uczestnikami rynku energii. W konsekwencji wprowadzenia w Danii nowego modelu rynkowego priorytetyzującego odbiorcę końcowego, w kwietniu 2016 r. uruchomiono DataHub drugiej generacji. Produkt ten został zrealizowany przez OSP Danii, oraz jest przez niego obsługiwany.

Odbiorca końcowy posiada relację z rynkiem wyłącznie za pośrednictwem sprzedawcy energii, od którego otrzymuje jeden rachunek wygenerowany na podstawie kompleksowych danych zgromadzonych w DataHub. Po stronie sprzedawcy leży rozliczenie z OSP i OSD, a także z organami podatkowymi. Wszystkie dane i informacje pomiarowe są zbierane przez OSD, a następnie przekazywane do DataHub, z poziomu którego są udostępniane uprawnionym podmiotom w odpowiednim dla nich zakresie. Należy podkreślić, że konsumenci mogą w pełni kontrolować, w jaki sposób, kiedy i jakie podmioty mogą uzyskiwać dostęp do ich danych dotyczących zużycia energii elektrycznej. W tak funkcjonującym modelu firmy (przedsiębiorstwa dystrybucyjne i sprzedawcy energii elektrycznej) nie wymieniają danych bezpośrednio pomiędzy sobą.

Użytkownicy końcowi posiadają bezpośredni dostęp do swoich danych i informacji w DataHub, gdzie są identyfikowani i uwierzytelniani na podstawie podpisu cyfrowego. Sprzedawcy energii mają dowolność w wyborze formy prezentowania klientom informacji o zużyciu, przy czym obowiązują ich określone wymagania mające na celu zapewnienie przejrzystości.

WŁOCHY

Włochy będąc pionierem w UE w zakresie budowy systemów AMI (advanced meter infrastructure) zakończyły wymianę liczników na inteligentne w 2006 r.

Obecny model jest zdecentralizowany w aspekcie komunikacji. Wymiana danych odbywa się bezpośrednio pomiędzy OSD a sprzedawcami, w sposób zestandaryzowany. W zakresie odpowiedzialności OSD zawiera się: przeprowadzanie odczytów, gromadzenie i przechowywanie danych pomiarowych, ich walidacja i zapewnienie dostępności danych dla uczestników rynku na niedyskryminujących zasadach.

Dane z obszaru komercyjnego są przetwarzane w systemie informacji zintegrowanej SII (na warunkach określonych w kodeksie dotyczącym ochrony prywatności), który to system - według przewidywań – stanie się w przyszłości centralną bazą zawierającą dane o zużyciu energii przez odbiorców, jak też będzie wykorzystywany przez OSD jako miejsce obsługi procesów związanych z zarządzaniem licznikiem. Należy zauważyć, że system SII jest w założeniach dedykowany zarówno dla sektora elektroenergetycznego, jak i dla sektora gazowego.

Liczniki inteligentne przesyłają wielkości zmierzonej energii do OSD automatycznie w interwałach miesięcznych.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych we Włoszech przygotowują się do uruchomienia nowej infrastruktury komunikacyjnej, która umożliwi wykorzystanie w pełni potencjału liczników zdalnego odczytu drugiej generacji.

NORWEGIA

Działający system wymiany informacji (Ediel) jest systemem zestandaryzowanym, przy czym funkcjonuje w modelu zdecentralizowanym, w związku z czym wszystkie OSD są odpowiedzialne za utrzymanie danych i prawidłowego dostępu do danych. Przetwarzanie danych (w tym danych o użytkownikach końcowych) we wszystkich obszarach w systemie jest regulowane przez NRA (National Regulatory Agency). Dane z odczytów i dane użytkowników są gromadzone, zarządzane i przechowywane przez OSD.

Obecnie fazę obowiązkowych testów przechodzi system Elhub – oparty na modelu scentralizowanym, umożliwiający gromadzenie historycznych danych zużycia energii, wyposażony w szereg innych funkcjonalności. Według aktualnych informacji płynących ze Statnett⁷(norweskiego operatora systemu przesyłowego), proces uruchomienia Elhub zakończy się w lutym 2019 r.

Wdrożenie systemu będzie skutkowało dla wszystkich uczestników rynku odczuwalną zmianą: jeden podmiot (Elhub) będzie odpowiedzialny za zarządzanie danymi. Rolą OSD będzie dostarczanie danych z odczytów i danych o punktach pomiarowych do Elhub, podczas gdy sprzedawcy energii będą dostarczać dane o użytkownikach dla każdego punktu pomiarowego. Przewiduje się, że efektem wdrożenia będzie poprawa efektywności zarządzania rynkiem detalicznym. Za sprawą funkcjonowania zcentralizowanego ośrodka zarządzania danymi, OSD zredukują swoje koszty. Dzięki takiemu rozwiązaniu konsumenci uzyskają dostęp do danych historycznych o własnym zużyciu i będą mogli zarządzać dostępem do tych danych. W następstwie pełnego wdrożenia, spodziewanego na początku 2019 r., odbiorcy końcowi (konsumenci) i upoważnieni uczestnicy rynku energii będą mieli możliwość dostępu do danych bieżących o zużyciu (w czasie rzeczywistym) bezpośrednio z liczników zdalnego odczytu, wyposażonych w zestandaryzowany interfejs dostarczony przez Norwegian Electronic Committee (NEK).

⁷Statnett, aktualności ze strony internetowej <http://www.statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2018/De-forste-aktorer-er-godkjent-for-a-ta-i-bruk-Elhub/>, data publikacji: 16 maja 2018 r.

ESTONIA⁸

Estonia zrealizowała w pełni plan wdrożenia liczników zdalnego odczytu do stycznia 2017 r. W celu wsparcia procesów zachodzących na rynku energii elektrycznej, utworzono Electricity Data Hub (dalej: Data Hub), który- w powiązaniu z Esfeed (platforma wymiany danych) i z wykorzystaniem jego funkcjonalności - wspomaga zmianę sprzedawcy energii oraz zapewnia udostępnianie danych pomiarowych uprawnionym interesariuszom.

Wśród funkcjonalności platformy Estfeed wskazać należy m.in. zarządzanie wymianą danych pomiędzy uczestnikami rynku, przechowywanie danych pomiarowych i umożliwienie odbiorcom wglądu do swoich danych (za pośrednictwem dedykowanego portalu w Internecie), jak też mechanizmy obliczeniowe na potrzeby generowania pojedynczej faktury przez sprzedawcę. Dane z Data Hub są wykorzystywane do przeprowadzania analiz charakterystyki zużycia energii elektrycznej.

Data Hub w powiązaniu z Estfeed funkcjonuje na otwartym rynku energii i jest dostępny dla uprawnionych grup użytkowników (operatorów sieci dystrybucyjnych, sprzedawców energii, klientów). Każdy OSD jest odpowiedzialny za zbieranie danych z odczytów i informacji pomiarowych i przekazywanie ich do Data Hub, przy czym straty w ramach obszaru działania każdego operatora przyporządkowywane są odrębnie. Sprzedawcy mają obowiązek przekazywania danych do Data Hub po zawarciu umowy z klientem. Korzystanie z Data Hub wymaga zawarcia stosownej umowy z Elering (pełniącym w Estonii rolę OSP), która określa prawa i obowiązki w obszarze przekazywania i pozyskiwania danych. Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania wraz z Data Hub umożliwiło: obniżenie kosztów, poprawę efektywności działań wszystkich uczestników rynku i ograniczenie strat sieciowych.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	1	Tekst ustawy	Pozytywne: Ułatwienie wykonywania bezpośredniego nadzoru nad działalnością OSD, OIRE, sprzedawcami energii elektrycznej oraz dostęp do większej ilości zagregowanych danych pomiarowych w sektorze. Negatywne: Na Prezesa URE zostaną nałożone dodatkowe obowiązki związane z wprowadzeniem nowych narzędzi pozwalających na skuteczne monitorowanie rynku paliw ciekłych (jak niżej), uznawania kwalifikacji osób wykonujących prace przy urządzeniach, instalacjach i sieciach energetycznych nabytych w państwach członkowskich UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich EFTA, a także zatwierdzaniem instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej i uznawania systemu dystrybucyjnego za zamknięty.

⁸Prezentacja „Elering’s Data Hubs for Energy Markets”, Elering AS, lipiec 2018.

Podmioty działające na rynku paliw ciekłych: 1) posiadające koncesje na wytwarzanie paliw ciekłych lub koncesje na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą 2) Posiadające koncesję na obrót paliwami ciekłymi	ok. 50 5945	Dane z rejestrów URE (stan na 02.2020)	- dodatkowy obowiązek sprawozdawczy w przypadku zmian struktury własnościowej (pkt 1 i 2)
Towarowa Giełda Energii	1	Tekst ustawy	Pozytywne: Stosowanie przepisów Rozporządzenia 2015/1222 jako Nominowany Operator Rynku Energii (NEMO). Wpływ – pozytywny: TGE pełnym uczestnikiem na rynku europejskim.
Sprzedawcy energii el. i gazu	656	Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r.	Pozytywne: 1) Konkurencyjne zasady relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP. 2) Obniżenie czasu do wystawienia faktury prawdopodobnie przełoży się na skuteczność naliczania należności i jej późniejszego egzekwowania od odbiorcy końcowego, za sprawą wykorzystania informacji i danych pozyskiwanych przy pomocy licznika inteligentnego. Skrócenie czasu trwania procedury zmiany sprzedawcy i zmniejszenie jej kosztów. Negatywne: Wprowadzenie zakazu zawierania umowy na sprzedaż energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa zawęzi katalog sposobów zawierania umów z odbiorcą w gospodarstwie domowym.

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD)	236	BIP URE	Pozytywne : 1) Konkurencyjne zasady relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP; 2) Obniżenie kosztów zabiegów eksploatacyjnych na licznikach dokonywanych u klienta, poprawa jakości dostaw energii elektrycznej dzięki właściwemu jej opomiarowaniu i łatwej identyfikacji miejsc wpływających na pogorszenie jakości dostaw, polepszenie skuteczności planowania zadań eksploatacyjnych, remontów i prac modernizacyjnych; 3) Zwolnienie niedużych OSD, którzy uzyskali status zamkniętego systemu dystrybucyjnego, z enumeratywnie określonych obowiązków ustawowych. Negatywne: Nałożenie obowiązków na OSD instalacji liczników zdalnego odczytu oraz dostosowania systemów teleinformatycznych do przepisów prawa wprowadzających inteligentne opomiarowanie.
Operator Systemu Przesyłowego (PSE S.A.)	1	BIP URE	Pozytywne : 1) Konkurencyjne zasady relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP; 2) Usprawnienie zarządzania popytem u odbiorców oraz obniżenie szczytowego zapotrzebowania na moc. Negatywne: Konieczność utworzenia Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii.
Agregatorzy	5	PSE S.A.	Pozytywne: Możliwość bezpośredniego dostępu do danych pomiarowych odbiorców i wytwórców, z którymi agregator ma lub będzie miał zawarte umowy w celu świadczenia na rzecz operatora usług systemowych. Wpłynie to również na rozwój biznesu usług systemowych, w tym usług realizowanych przez agregatorów dzięki łatwiejszej ocenie potencjału odbiorców i wytwórców w zakresie uczestniczenia w rynku usług

			systemowych.
Wytwórcy energii elektrycznej (elektrownie szczytowo – pompowe)	6	BIP URE	Pozytywne: Zniesienie niepotrzebnych barier rozwoju w przypadku uzyskania koncesji na magazynowanie energii elektrycznej lub wpisu do rejestru magazynów energii elektrycznej.
Odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych (grupa taryfowa G oraz C1x)	Ok. 16,3 mln	BIP URE	Pozytywne: Zapewnienie dostępu do energii elektrycznej na konkurencyjnych warunkach sprzedaży, ochrona przed stosowaniem praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów oraz poszerzenie świadomości prawnej. Ponadto, w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania: Pozytywne – przewaga korzyści dla odbiorców końcowych nad ponoszonymi kosztami wdrożenia: w krótkim okresie koszty te zostaną zrekomensowane przez oszczędności wynikające ze zmniejszonego zużycia energii, za sprawą m.in. większej świadomości w zakresie charakterystyki zużycia energii, jego kontrolowania i regulowania oraz odpowiedzi na zachęty cenowe wprowadzane przez konkurujących ze sobą sprzedawców energii elektrycznej i wykorzystania możliwości sprawnej zmiany sprzedawcy energii w celu skorzystania z korzystniejszej oferty. Pozytywne – wzrost możliwości poprawy efektywności energetycznej.
Odbiorcy końcowi gazu ziemnego	6,9 mln	Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r.	Pozytywne: Zapewnienie dostępu do energii elektrycznej na konkurencyjnych warunkach sprzedaży oraz ochrona przed stosowaniem praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.
Producenci urządzeń	Kilkuset	Internet	Pozytywne: Produkcja i dostarczanie urządzeń pomiarowych na dużą skalę, zwiększenie zatrudnienia, rozwój technologii, zwiększenie konkurencji wśród producentów urządzeń pomiarowych.

Właściciele pociągów, metro, tramwajów i trolejbusów		Tekst ustawy	Pozytywne: Zaproponowane rozwiązania pozwolą na urealnienie kosztów ponoszonych przez właścicieli ww. pojazdów odzwierciedlających rzeczywiste zużycie energii elektrycznej i korzystanie z sieci.
Organy administracji miar	Główny Urząd Miar, 10 okręgowych urzędów miar (w tym 50 wydziałów zamiejscowych)	Główny Urząd Miar	Organy administracji miar wykonują legalizację ponowną przyrządów pomiarowych, a na wniosek podmiotów uprawnionych do złożenia wniosku o dokonanie legalizacji ponownej będą wydawały decyzje o odroczeniu legalizacji i zezwoleniu na dalsze użytkowanie na maksimum 12 miesięcy.
Użytkownicy przyrządów pomiarowych stosowanych w wielu dziedzinach gospodarki, w tym gospodarstwa domowe, przedsiębiorcy, organy państwowe.	Powyżej 1 mln	Dane statystyczne wykonanych legalizacji za lata ubiegłe	1. Umożliwienie odroczenia terminu dokonania legalizacji i zezwolenie na dalsze użytkowanie przyrządów pomiarowych w sytuacji panującej epidemii COVID-19. 2. Zapewnienie odpowiedniej jakości pomiarów wykonywanych przyrządami pomiarowymi. 3. Jednakowe traktowanie wszystkich użytkowników przyrządów pomiarowych. 4. Umożliwienie działania zgodnego z prawem, w związku z użytkowaniem przyrządów pomiarowych, wobec których nie ma możliwości dokonania legalizacji w sytuacji nie zależnej od użytkownika.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt został zamieszczony na stronie internetowej BIP RCL zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa. W okresie październik 2018 r. – lipiec 2019 r. przeprowadzono konsultacje społeczne. Wykaz podmiotów, które zgłosiły uwagi oraz raport z konsultacji publicznych znajduje się na BIP RCL: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12317354/katalog/12543041#12543041>

6. Wpływ na sektor finansów publicznych (wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania)

(ceny z 2016 r. zdyskontowane na 1 stycznia 2019 r., w mln zł)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	<i>Lącznie (0-10)</i>
Dochody ogółem	0,0	1,3	1,7	2,8	12,5	30,7	50,0	79,2	105,5	133,3	155,6	572,6
Budżet państwa z tytułu VAT	0,0	0,0	1,3	1,7	2,8	11,2	28,6	47,0	74,9	99,9	126,4	542,5
Budżet państwa (pozostałe)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	1,7
JST	0	0	0	0	1,2	2	2,8	4,1	5,3	6,5	6,5	28,4
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Wydatki ogółem	0	0,1	0,1	0,1	0,5	1,3	2,1	3,4	4,5	5,8	6,8	24,7

budżet państwa	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	1,3
JST	0	0,1	0,1	0,1	0,5	1,2	2	3,2	4,3	5,5	6,4	23,4
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Saldo ogółem	0	1,2	1,6	2,7	12	29,4	47,9	75,8	101	127,5	148,8	547,9
budżet państwa	0	1,3	1,7	2,8	11,2	28,5	46,9	74,7	99,7	126,1	148,3	541,2
JST	0	-0,1	-0,1	-0,1	0,7	0,8	0,8	0,9	1	1	0,1	5,0
pozostałe jednostki (oddzielnie)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0

Źródła finansowania	Koszty dla Urzędu Regulacji Energetyki będą finansowane w ramach limitu wydatków dla części 50, bez konieczności ich zwiększenia i nie będą one stanowiły podstawy do ubiegania się o dodatkowe środki z budżetu państwa na ten cel. Zadania związane z wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania zostaną sfinansowane ze środków inwestorów zaangażowanych w projekt tj. OSD i OSP.											

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	W prowadzonej analityce uwzględniono (poza odbiorcami z grupy taryfowej G) wyodrębnioną z grupy taryfowej C1x grupę odbiorców posiadających moc umowną mniejszą lub równą 16 kW. Jako uzasadnione przyjęto rozwiązanie, w którym odbiorcy dwóch ww. grup taryfowych z uwagi na niewielkie średnioroczne zużycie energii elektrycznej będą rozliczani na tych samych zasadach, a w rezultacie wspólnie zostaną objęci projektem wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Na potrzeby oszacowania wpływu projektu <u>na sektor finansów publicznych (na podstawie danych OSD na temat liczebności odbiorców grupy taryfowej C) ustalono liczbę odbiorców dla wyodrębnionej grupy C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW oraz udział liczników jednostek sektora finansów publicznych w liczebności tej grupy (udział ten wynosi 11,6%).</u> W ramach założeń do obliczeń przyjęto, że JSFP będą partycypować w trzech z pięciu kluczowych korzyści wynikających z wdrożenia projektu – ograniczeniu odczytów w trybie inkasenckim (korzyść OSD w 90% przeniesiona na odbiorców), redukcji strat handlowych i technicznych (korzyść OSD w 50% przeniesiona na odbiorców) oraz zmniejszeniu udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych. Założono, że dwie pozostałe kluczowe korzyści wynikające z modyfikacji zachowań w zakresie zużycia energii elektrycznej (obniżenie zużycia) oraz czynnego uczestnictwa w rynku energii będą nieosiągalne dla JSFP, z uwagi na charakter prowadzonej przez nie działalności oraz charakterystykę zużycia. Udział JSFP w kosztach wdrożenia inteligentnego opomiarowania, z uwzględnieniem obowiązującego systemu taryfowania, oszacowano na równi z odbiorcami grupy taryfowej G oraz pozostałymi odbiorcami grupy C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW. Zidentyfikowane koszty i korzyści wynikające z wdrożenia projektu dla grupy taryfowej C1x oszacowano według klucza zużycia, a następnie przeliczono ich poziom dla JSFP (wydatki – koszty przeniesione na JSFP jako odbiorców i wpływy – korzyści JSFP jako odbiorców wg ustalonego wcześniej udziału procentowego). Udział w korzyściach wynikających z wprowadzenia inteligentnego opomiarowania jednostek budżetu państwa, samorządu terytorialnego oraz pozostałych w całej grupie jednostek sektora finansów publicznych przyjęto na poziomie (odpowiednio) 5%, 94% oraz 1%, co pozwoliło na uszczegółowienie obliczeń w zakresie dochodów i wydatków, wynikających z wdrożenia projektu i mających wpływ na sektor finansów publicznych. Należy zaznaczyć, że ww. procenty (5%, 94% oraz 1%) dotyczą udziału w ww. korzyściach bez VAT-u, stąd należy porównać pozycje budżet państwa (pozostałe) oraz JST. Warto również podkreślić, że liczby ujęte w tabeli stanowią zaokrąglenia z dokładnością jednego miejsca po przecinku, stąd w niektórych przypadkach mogą nieznacznie odbiegać od wskazanych proporcji: 5%, 94% oraz 1%. Jednostki sektora finansów publicznych – ocena finansowa korzyści/kosztów z wprowadzenia inteligentnego opomiarowania (w mln PLN) <table><tr><th>Pozycja</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th><th>2026</th><th>2027</th><th>2028</th><th>2029</th><th>2030</th></tr><tr><td>Ograniczenie odczytów w trybie inkasenckim</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0,6</td><td>1,2</td><td>1,2</td><td>1,8</td><td>2,1</td><td>3,3</td><td>3,5</td></tr><tr><td>Redukcja strat handlowych i technicznych</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0,5</td><td>0,6</td><td>1,1</td><td>1,4</td><td>2</td><td>2</td><td>2</td></tr></table>	Pozycja	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Ograniczenie odczytów w trybie inkasenckim	0	0	0	0,6	1,2	1,2	1,8	2,1	3,3	3,5	Redukcja strat handlowych i technicznych	0	0	0	0,5	0,6	1,1	1,4	2	2	2
Pozycja	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																								
Ograniczenie odczytów w trybie inkasenckim	0	0	0	0,6	1,2	1,2	1,8	2,1	3,3	3,5																								
Redukcja strat handlowych i technicznych	0	0	0	0,5	0,6	1,1	1,4	2	2	2																								

Zmniejszenie udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych	0	0	0	0,1	0,3	0,6	1,1	1,4	1,5	1,4
Obniżenie zużycia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Czynny udział w trybie inkasenckim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Koszty udziału we wdrożeniu inteligentnego opomiarowania (instalacja liczników)	-0,1	-0,1	-0,1	-0,5	-1,3	-2,1	-3,4	-4,5	-5,8	-6,8
Razem	-0,1	-0,1	-0,1	0,7	0,8	0,9	0,9	1	1	0,1
Zwiększające się korzyści z ograniczenia odczytów wynikają z coraz szerszej dystrybucji liczników inteligentnych, co jest związane również z kosztem udziału we wdrażaniu inteligentnego opomiarowania. Dodatkowe korzyści dotyczą redukcji strat technicznych oraz zmniejszenie wsparcia źródeł wytwórczych, co jest pośrednim wpływem inteligentnego opomiarowania, w sposób znaczący wpływający na korzyści skali.										

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców, oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Skutki									
Koszty w okresie 15 lat od wejścia w życie zmiany									
		0	1	2	3	5	10	15	<i>Łącznie (0-15)</i>
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny z 2016 r. zdyskontowane na 1 stycznia 2019 r.)	przedsiębiorstwa (w tym MŚP)	0,0	0,5	0,7	1,1	11,3	59,0	63,9	535,8
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0,0	6,6	8,6	14,0	141,6	736,1	796,4	6 682,8

W ujęciu niepieniężnym	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Wejście w życie rozwiązań związanych z wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania wymagać będzie od użytkowników końcowych wysiłku związanego z: - analizą własnego sposobu korzystania z energii elektrycznej, - wdrożeniem zmian polegających na rezygnacji z przyzwyczajzeń i utrwaleniem nowych dobrych nawyków w aspekcie użytkowania energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, - porównywaniem ofert konkurujących ze sobą sprzedawców, podejmowaniem decyzji, jak również przeznaczaniem odpowiedniej ilości czasu na przystosowanie się do nowych realiów i odnalezienie optymalnego dla siebie sposobu postępowania. Zmiany w pozostałym obszarze, w szczególności ułożenie relacji między sprzedawcą energii elektrycznej a OSD i OSP na zasadach konkurencji, doprowadzą do zapewnienia przejrzystości cen energii elektrycznej i paliw gazowych dla odbiorców końcowych oraz ochrony przed stosowaniem niedozwolonych praktyk. Nie przewiduje się oddzielnego/dodatkowego wpływu niniejszego projektu na osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze.							
W ujęciu niepieniężnym	sektor mikro-, małych i średnich oraz dużych przedsiębiorstw	Zagwarantowanie, że przy pracach nad urządzeniami, instalacjami i sieciami energetycznymi będą pracowały osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje sprawdzane regularnie co pięć lat. Niższe zaangażowanie nakładów czasu i zasobów ludzkich niezbędnych do realizacji obowiązków sprawozdawczych. Z jednej strony nastąpi polepszenie warunków do uczciwej konkurencji na rynku paliw ciekłych poprzez wzmocnienie kompetencji nadzorczych Prezesa URE oraz usuwanie luk prawnych i doprecyzowanie przepisów ustawy – Prawo energetyczne, z drugiej część przedsiębiorstw energetycznych zostanie zobowiązanych do realizacji dodatkowych obowiązków informacyjnych związanych ze wzmocnieniem monitoringu nad rynkiem paliw ciekłych. Dodatkowo, przedsiębiorstwa energetyczne zostaną zobowiązane do sporządzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci magazynowej.							
Korzyści w okresie 15 lat od wejścia w życie zmiany									
		0	1	2	3	5	10	15	<i>Łącznie(0-15)</i>
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny z 2016 r. zdyskontowane na 1 stycznia 2019 r.)	Przedsiębiorstwa (w tym MŚP)	0,0	0,0	0,0	0,0	26,4	89,2	93,7	841,6
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0,0	0,0	0,0	0,0	329,5	1112,5	1168,6	10 496,2
Saldo w okresie 15 lat od wejścia w życie zmiany									
		0	1	2	3	5	10	15	<i>Łącznie(0-15)</i>
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny z 2016 r. zdyskontowane na 1 stycznia 2019 r.)	Przedsiębiorstwa (w tym MŚP)	0,0	- 0,5	- 0,7	- 1,1	15,1	30,2	29,8	305,8
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0,0	- 6,6	- 8,6	- 14,0	187,9	376,4	372,2	3813,4
W ujęciu niepieniężnym	Odbiorcy energii elektrycznej - gospodarstwa domowe	Do najważniejszych korzyści, jakie osiągnie odbiorca energii elektrycznej należy zaliczyć: 1. Bieżący dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej, co umożliwi: • optymalne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej, • analizę danych i świadome korzystanie z energii elektrycznej, • w przypadku odbiorców uboższych lub wrażliwych możliwość elastycznego dostosowania bieżącego zużycia do posiadanych							

- zasobów;
2. Odpowiedź na indywidualne potrzeby klienta poprzez wzrost zróżnicowania taryf, a tym samym zapewnienie konsumentowi możliwości aktywnego uczestnictwa w rynku;
 3. Poprawa parametrów jakościowych pobieranej energii elektrycznej;
 4. Uproszczenie i skrócenie procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej - łatwość i krótki czas trwania procedury zmiany sprzedawcy zaktywizuje konsumentów
 5. Stworzenie potencjału do rozwoju mikro-generacji oraz podłączenia do sieci dodatkowych urządzeń.

Konkludując – podkreślić należy, że zasadniczą korzyścią dla odbiorców końcowych związaną z wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania będzie wyzwolenie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii elektrycznej, a co za tym idzie redukcja jej zużycia. Jako koszt zaś należy wskazać zwiększenie wydatków w początkowej fazie wdrożenia wynikające z uwzględnienia w taryfie nakładów związanych z inwestycją.

Bilans korzyści i kosztów w przeliczeniu na 1 odbiorcę grupy taryfowej G w pierwszych 3 latach od wejścia ustawy ma charakter ujemny z uwagi na koszty związane z systemem OIRE oraz wymianą liczników ponoszone przez odbiorców w taryfie. Od 4. roku włącznie bilans korzyści i kosztów wykazuje charakter dodatni, z uwagi na partycypację odbiorcy w korzyściach związanych ze świadomym zużyciem energii, możliwością zmiany sprzedawcy, z tytułu oszczędności związanych z ograniczeniem odczytów inkasenckich, redukcji strat handlowych i technicznych oraz zmniejszenia udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych. Obrazuje to poniższa tabela.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	SU MA
Świadome zużycie Energii – wyzwolenie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii: obniżenie zużycia	- zł	- zł	- zł	- zł	4,28 zł	7,25 zł	10,3 0 zł	14,9 3 zł	19,7 0 zł	24,6 1 zł	24,9 8 zł	25,3 6 zł	25,7 4 zł	26,1 2 zł	26,5 2 zł	26,9 2 zł	236, 70 zł
Możliwość zmiany sprzedawcy	- zł	- zł	- zł	- zł	0,43 zł	0,72 zł	1,03 zł	1,49 zł	1,97 zł	2,46 zł	2,50 zł	2,54 zł	2,57 zł	2,61 zł	2,65 zł	2,69 zł	23,6 7 zł
korzyść OSD z tytułu ograniczenia odczytów w trybie inkasenckim przeniesione na odbiorcę	- zł	- zł	- zł	- zł	2,51 zł	4,16 zł	5,80 zł	8,24 zł	10,6 6 zł	13,0 6 zł	13,0 0 zł	12,9 3 zł	12,8 7 zł	12,8 1 zł	12,7 4 zł	12,6 8 zł	121, 46 zł
korzyść OSD z tytułu redukcji strat handlowych i technicznych przeniesiona na odbiorcę	- zł	- zł	- zł	- zł	0,86 zł	1,41 zł	1,95 zł	2,75 zł	3,52 zł	4,29 zł	4,23 zł	4,18 zł	4,13 zł	4,08 zł	4,03 zł	3,98 zł	39,4 1 zł
zmniejszenie udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych	- zł	- zł	- zł	- zł	3,39 zł	5,62 zł	7,89 zł	11,2 2 zł	14,4 8 zł	17,7 3 zł	17,6 2 zł	17,4 7 zł	17,3 6 zł	17,1 9 zł	17,0 2 zł	16,8 9 zł	163, 87 zł
koszt inwestycji OSD w liczniki odzwierciedlony w danym roku w taryfie, w tym koszt CSIP	- zł	0,35 zł	0,45 zł	0,73 zł	2,86 zł	7,27 zł	11,8 6 zł	18,7 3 zł	24,7 8 zł	31,1 5 zł	36,3 6 zł	38,5 1 zł	39,2 8 zł	39,2 4 zł	38,0 7 zł	37,8 9 zł	327, 55 zł
w tym VAT	- zł	0,08 zł	0,10 zł	0,17 zł	0,66 zł	1,67 zł	2,73 zł	4,31 zł	5,70 zł	7,17 zł	8,36 zł	8,86 zł	9,04 zł	9,03 zł	8,76 zł	8,71 zł	75,3 4 zł
BILANS	0,00 zł	-0,35 zł	-0,45 zł	-0,73 zł	8,60 zł	11,9 0 zł	15,1 0 zł	19,9 0 zł	25,5 6 zł	31,0 0 zł	25,9 7 zł	23,9 6 zł	23,3 9 zł	23,5 7 zł	24,8 9 zł	25,2 6 zł	257, 56 zł

Podobnie zachowują się koszty i korzyści w przeliczeniu na 1 odbiorcę grupy taryfowej C1x < 16kW.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	SU MA

Świadome zużycie Energii – wyzwolenie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii: obniżenie zużycia	- zł	- zł	- zł	- zł	12,01 zł	20,15 zł	28,40 zł	40,85 zł	53,47 zł	66,36 zł	66,84 zł	67,33 zł	67,83 zł	68,33 zł	68,85 zł	69,37 zł	629,80 zł
Możliwość zmiany sprzedawcy	- zł	- zł	- zł	- zł	1,20 zł	2,02 zł	2,84 zł	4,08 zł	5,35 zł	6,64 zł	6,68 zł	6,73 zł	6,78 zł	6,83 zł	6,88 zł	6,94 zł	62,98 zł
korzyść OSD z tytułu ograniczenia odczytów w trybie inkasenckim przeniesione na odbiorcę	- zł	- zł	- zł	- zł	2,51 zł	4,16 zł	5,80 zł	8,24 zł	10,66 zł	13,06 zł	13,00 zł	12,93 zł	12,87 zł	12,81 zł	12,74 zł	12,68 zł	121,46 zł
korzyść OSD z tytułu redukcji strat handlowych i technicznych przeniesiona na odbiorcę	- zł	- zł	- zł	- zł	0,86 zł	1,41 zł	1,95 zł	2,75 zł	3,52 zł	4,29 zł	4,23 zł	4,18 zł	4,13 zł	4,08 zł	4,03 zł	3,98 zł	39,41 zł
zmniejszenie udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych	- zł	- zł	- zł	- zł	8,16 zł	13,55 zł	19,02 zł	27,03 zł	34,89 zł	42,73 zł	42,45 zł	42,08 zł	41,82 zł	41,42 zł	41,00 zł	40,69 zł	394,85 zł
koszty inwestycji OSD w liczniki odzwierciedlony w danym roku w taryfie, w tym koszt CSIP	- zł	0,35 zł	0,45 zł	0,73 zł	2,86 zł	7,27 zł	11,86 zł	18,73 zł	24,78 zł	31,15 zł	36,36 zł	38,51 zł	39,28 zł	39,24 zł	38,07 zł	37,89 zł	327,55 zł
w tym VAT	- zł	0,08 zł	0,10 zł	0,17 zł	0,66 zł	1,67 zł	2,73 zł	4,31 zł	5,70 zł	7,17 zł	8,36 zł	8,86 zł	9,04 zł	9,03 zł	8,76 zł	8,71 zł	75,34 zł
BILANS	0,00 zł	-0,35 zł	-0,45 zł	-0,73 zł	21,88 zł	34,03 zł	46,15 zł	64,23 zł	83,12 zł	101,91 zł	96,84 zł	94,75 zł	94,15 zł	94,23 zł	95,44 zł	95,76 zł	920,95 zł

Dodatkowe korzyści (w ujęciu niepieniężnym) nie związane z systemem inteligentnego opomiarowania dla sektora przedsiębiorstw:

Podstawowe korzyści z rozwoju magazynowania energii elektrycznej to:

- Dostarczanie rezerwy mocy do KSE;
- Ograniczanie krótkoterminowych fluktuacji mocy źródeł OZE;
- Wyrównywanie profilu pracy źródeł OZE;
- Ekwiwalent rozbudowy sieci zapewniający jej odłożenie w czasie;
- Zapewnianie wymaganej mocy i pojemności dla stacji ładowania pojazdów elektrycznych;
- Wyrównywanie obciążenia w instalacjach zarządzania popytem;
- Zapewnienie wymaganej szybkości zmian mocy dostarczanej przez źródła wytwórcze (rampa);
- Świadczenie usług systemowych bilansowania (frequency ancillary services);
- Świadczenie usług systemowych nie związanych z bilansowaniem (non-frequency ancillary services, np. usuwanie problemów napięciowych w sieciach dystrybucyjnych);
- Realizacja arbitrażu cenowego na hurtowym rynku energii elektrycznej (electric energy timeshift).

Dodatkowo, nadanie Prezesowi URE nowych instrumentów pozwalających na ingerencję w przypadku zachowań naruszających konkurencję na rynku energii stworzy lepsze warunki prowadzenia działalności gospodarczej przez sprzedawców energii.

Stworzenie możliwości uzyskania statusu zamkniętego systemu dystrybucyjnego odciążą przedsiębiorstwa, które jedynie dodatkowo zajmują się dystrybucją, z enumeratywnie określonych w ustawie obowiązków.

Odroczenie zaś legalizacji przyrządów pomiarowych pozwoli na elastyczniejszą realizację obowiązków wynikających z ustawy – Prawo o miarach w dobie epidemii COVID-19.

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń do pkt 6 i 7:

Obliczenia zostały dokonane w oparciu o metodologię i dane zawarte w materiałach przytoczonych w pkt 13.

Poszczególne składniki kosztowe związane z instalacją liczników zdalnego odczytu zostały skalkulowane na podstawie danych z faktycznych przetargów organizowanych przez największych OSD i dla założonego tempa instalacji liczników. Dane dotyczące składników kosztowych zidentyfikowanych dla procesu utworzenia OIRE pozyskano z PSE S.A. Dokonano wyspecyfikowania możliwych korzyści dla różnych uczestników rynku energii elektrycznej, które następnie wyceniono w oparciu o przyjęte założenia i model finansowy. Do wyceny wartości w cenach stałych przyjęto prognozy MFR dotyczące inflacji (stopa dyskonta równa prognozowanej stopie inflacji).

Obliczone koszty i korzyści odniesiono do odbiorców końcowych (odbiorcy z grypy taryfowej –G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 KW), wykorzystując metodologię przeniesienia kosztów poprzez taryfę. Koszty w stosunku do korzyści przenoszone są z rocznym opóźnieniem, co wynika ze specyfiki kształtowania systemu taryfowego.

Źródła danych oraz opis metodologii został szczegółowo opisany w materiałach przytoczonych w pkt 13.

Przedstawiono informacje szczegółowe dotyczące przewidywanych kosztów i wybranych korzyści, uzyskiwanych dzięki instalacji liczników. Koszty zawarte w poniższych tabelach dotyczą rzeczywistych prognozowanych wartości do poniesienia przez OSD i OIRE, bez uwzględnienia mechanizmu przenoszenia ich poprzez taryfę.

1) Koszty funkcjonowania systemu – dane szczegółowe

Koszty funkcjonowania systemu obejmują wydatki operacyjne OSD i OIRE w zakresie obsługi systemu liczników zdalnego odczytu. Koszt instalacji liczników ujęty w poniższej tabeli to koszty infrastruktury po stronie OSD, koniecznej do tego by system mógł działać, czyli: liczników, koncentratorów, sieci itd.

Tabela. Koszty – dane szczegółowe (w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r.)

dane w tys. zł/rok od wejścia w życie zmiany	1	2	3	4	5	10	15	<i>Łącznie (0-15)</i>
koszty funkcjonowania systemu	5 691	6 734	8 948	23 618	34 665	92 412	92 827	912 713
koszty wdrożenia systemu	8 512	16 654	22 557	18 442	4 234	1 069	2 025	102 120
koszty instalacji liczników	0,0	0,0	0,0	828 629	521 520	31 051	666 522	6 894 522

2) Korzyści - dane szczegółowe

Korzyści, które przewidywane są do osiągnięcia zawarto w poniższej tabeli.

Tabela. korzyści odbiorców grup taryfowych G i C1x<16 kW – (zdyskontowane na dzień 1 stycznia 2019 r. w cenach z 2016 r.)

dane w tys. zł/rok od wejścia w życie zmiany	1	2	3	4	5	10	15	<i>Łącznie (0-15)</i>
Świadome zużycie energii – wyzolenie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii: obniżenie zużycia	0,0	0,0	0,0	82 379	140 310	499 399	554 953	4 755 508
Zmniejszenie udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych	0,0	0,0	0,0	63 462	106 269	345 994	344 270	3 233 214
Korzyść OSD z tytułu ograniczenia liczby odczytów realizowanych w trybie inkasenckim przeniesiona na odbiorcę końcowego	0,0	0,0	0,0	42 560	71 176	231 057	234 074	2 169 829
Korzyść OSD z tytułu redukcji strat handlowych i technicznych przeniesiona na odbiorcę	0,0	0,0	0,0	14 536	24 109	75 285	73 467	703 642
Możliwość zmiany sprzedawcy	0,0	0,0	0,0	8 238	14 031	49 940	55 495	475 551

3) Korzyści uzyskiwane w ramach wdrożenia systemu liczników zdalnego odczytu w przeliczeniu na 1 odbiorcę końcowego

Tabela. Korzyści odbiorców końcowych (z uwzględnieniem mechanizmu przełożenia korzyści przez taryfę) w przeliczeniu na 1 odbiorcę (zdyskontowane na dzień 1 stycznia 2019 r. w cenach z 2016 r.)

	1	2	3	4	5	10	15	<i>Łącznie (0-15)</i>
Korzyści w mln zł	0,0	0,0	0,0	211	356	1 202	1 262	11 338
Średnie korzyści w przeliczeniu na 1 odbiorcę końcowego	0,0	0,0	0,0	12	21	68	68	634

4) Wpływ regulacji na koszty budowy i funkcjonowania OIRE

Tabela. Koszty funkcjonowania OIRE na skutek wdrożenia planowanych regulacji (zdyskontowane na dzień 1 stycznia 2019 r. w cenach z 2018 r.)

dane w tys. zł/rok od wejścia w życie zmiany	1	2	3	4	5	10	15	<i>Łącznie (0-15)</i>
OIRE - inwestycyjne	8 512	16 654	22 557	18 442	4 234	1 069	2 025	102 120
OIRE - operacyjne	5 691	6 734	8 948	8 995	10 210	13 026	12 404	167 202
OIRE – razem	14 203	23 388	31 505	27 438	14 444	14 095	14 429	269 321

Koszty inwestycyjne OIRE w pierwszych 36 miesiącach od wejścia w życie ustawy związane są z budową i uruchomieniem systemu (wdrożenie, licencje, infrastruktura IT). W kolejnych latach związane są z jego rozbudową i nakładami odtworzeniowymi.

Koszty operacyjne OIRE w pierwszych 36 miesiącach od wejścia w życie ustawy związane są z m.in. kosztami osobowymi i usług zewnętrznymi na potrzeby budowy systemu, w kolejnych latach związane są m.in. z kosztami osobowymi, usługami zewnętrznymi na potrzeby utrzymania i rozwoju systemu.

Tabela. Zatrudnienie docelowe OIRE związane z rolą Operatora Informacji Rynku Energii:

	1	2	3	4	5	10	15
Zatrudnienie łącznie	11	18	23	23	27	29	29

Zatrudnienie obejmuje nowe etaty na następujących stanowiskach: administratorzy danych, analitycy oraz stanowiska administracyjne i zarządcze.

W ujęciu niepieniężnym w zakresie skutków pośrednich - działań legislacyjnych oraz pozalegisłacyjnych, które warunkują wystąpienie oczekiwanych korzyści:

Działania legislacyjne:

1. Uchwalenie ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne;
2. Wydanie aktów wykonawczych do ustawy: rozporządzenie określające szczegółowe warunki funkcjonowania systemu pomiarowego, zmiana rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej w zakresie opłaty abonamentowej (Minister Klimatu).

Działania pozalegisłacyjne:

1. Zmiana Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (OSP, zatwierdza Prezes URE);
2. Zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (OSD, zatwierdza Prezes URE);
3. Opracowanie standardów technicznych dostępu do centralnej bazy danych i wymiany informacji pomiarowych (OIRE w uzgodnieniu z OSD, sprzedawcami, URE, wytwórcami i odbiorcami);
4. Przeprowadzenie przetargów na systemy informatyczne i sprzęt (OIRE, OSD, sprzedawcy);
5. Integracja systemów teleinformatycznych sprzedawców i OSD z CSIRE.

Powyższe obliczenia zostały wykonane na podstawie Aktualizacji istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce (kwiecień 2019 r.).

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☒ nie ☐ nie dotyczy
☒ zmniejszenie liczby dokumentów ☒ zmniejszenie liczby procedur ☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☒ inne uproszczenia obowiązków informacyjnych	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☒ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy
Komentarz: Dzięki jednemu punktowi dostępu/kontaktu w centralnym OIRE oraz formie elektronicznej większości z wprowadzonych rozwiązań zostanie uproszczony system zarządzania i obiegu danych w procesie rozliczeń odbiorców i zmianie sprzedawcy, co przyczyni się do skrócenia obiegu informacji. Z drugiej strony, część przedsiębiorstw energetycznych zostanie zobowiązanych do realizacji dodatkowych obowiązków informacyjnych związanych ze wzmocnieniem monitoringu nad rynkiem paliw ciekłych. Dodatkowo, niektóre przedsiębiorstwa energetyczne zostaną zobowiązane do sporządzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci magazynowej.	

9. Wpływ na rynek pracy

Przewiduje się pozytywny wpływ na rynek pracy w sektorze produkcyjnym liczników zdalnego odczytu (szacuje się instalację takich liczników w liczbie ok. 11,4 mln w okresie do końca 2028 r.) oraz rozwój branży urządzeń dedykowanych do współpracy z tymi licznikami, co z kolei spowoduje przyrost miejsc pracy przede wszystkim w sektorze informatycznym oraz produkcyjnym (wśród producentów dedykowanych urządzeń).

Przejęciowe problemy mogą wynikać z potrzeb przekwalifikowania w ramach struktur OSD pracowników odczytujących liczniki. Zdaniem Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej liczba zadań, realizowanych każdego roku przez poszczególnych OSD, związanych z szeroko rozumianą eksploatacją układów pomiarowych energii elektrycznej – tj. montaż liczników w ramach przyłączania nowych odbiorców, wymiana legalizacyjna oraz serwisowa u istniejących odbiorców, demontaże układów pomiarowych, odczyty, sprawdzenia i kontrole, obsługa reklamacji, wstrzymania i wznowienia dostaw energii (windykacja), zmiana grupy taryfowej, rozwiązywanie problemów ze zdalną komunikacją – jest zróżnicowana, a skala zmian rok do roku może wahać się od kilku do kilkudziesięciu procent. Duża część zadań ma charakter powtarzalny i przewidywalny (zakres wymiany legalizacyjnej, zakres odczytów harmonogramowych itp.), niemniej część zadań ma charakter losowy, a ich skala uzależniona jest od czynników zewnętrznych (gospodarczych, społecznych, regulacyjnych), w tym działań innych podmiotów (np. sprzedawców energii – zlecenia windykacyjne, stosowanie sprzedaży energii w systemie przedpłatowym, czy też działań samych odbiorców np. przyłączenia mikroinstalacji).

W zależności od przyjętego przez danego OSD modelu biznesowego prace związane z eksploatacją układów pomiarowych energii elektrycznej (w tym odczyty, montaż, wymiany liczników) mogą być realizowane przy zaangażowaniu zasobów własnych oraz obcych. Należy przy tym podkreślić, że przyjęte rozwiązania w zakresie podziału kompetencji, zasobów, a także kategoryzacja stanowisk pracy, jest cechą indywidualną i wynika ze struktury organizacyjnej i polityki poszczególnych OSD. Występują przypadki, gdzie te same zadania i prace mogą być realizowane przez różne służby OSD (monterów pogotowia energetycznego, monterów układów pomiarowych, inkasentów) lub też podmioty zewnętrzne.

Odczyty wskazań liczników energii elektrycznej

Odczyty liczników energii elektrycznej dzielą się na odczyty rozliczeniowe (systematyczne - harmonogramowe), realizowane zgodnie z cyklami rozliczeniowymi wynikającymi z zawartych umów z odbiorcami (tj. 1, 2, 3, 6 lub 12 razy w roku), oraz odczyty pozostałe (na żądanie lub doraźnie), realizowane w związku ze zleceniami eksploatacyjnymi otrzymanymi od odbiorców (np. odczyty dodatkowe) lub sprzedawców (np. odczyty związane ze zmianą grupy taryfowej, zmianą sprzedawcy) lub wynikające z procesów OSD (odczyty realizowane przy okazji prowadzenia prac eksploatacyjnych, kontroli i sprawdzeń układów pomiarowych). Ponadto możemy rozróżnić odczyty lokalne (realizowane przez inkasentów i elektromonterów) oraz zdalne (w przypadku zastosowania układu pomiarowego ze zdalną transmisją danych). Ze względu na zakres odczytywanych danych pomiarowych (rzutujący na pracochłonność zadania) możemy rozróżnić odczyty danych rozliczeniowych (wskazania liczydeł) oraz odczyty danych profilowych (dane interwałowe np. pobór energii w profilu 15 minutowym).

Ad pkt 1 i 2 poniżej zostały zaprezentowane dane dla OSD zrzeszonych w PTPiREE dotyczące odczytów liczników dla roku 2019, przy czym zaprezentowane wartości odnoszą się do zasobów bezpośrednio wykonujących odczyty liczników, bez pozostałych zasobów niezbędnych dla organizacji procesu odczytu (tzw. „backoffice” realizujący zadania związane z obsługą inkasentów itp.).

Opis	Wartość liczbową

Liczba PPE w roku 2019 objętych odczytami	17 999 805
• w tym PPE odczytywane lokalnie	16 231 763
• w tym PPE odczytywane zdalnie	1 768 042
Liczba wszystkich odczytów w roku 2019	70 924 146
• w tym liczba odczytów lokalnych	61 611 955
• w tym liczba odczytów zdalnych*	9 312 191
Liczba odczytów zleconych podmiotom zewnętrznym	70,7%
Liczba osób, w przeliczeniu na pełne etaty, zajmujących się odczytem liczników energii elektrycznej (etaty w OSD)	563
Liczba osób, w przeliczeniu na pełne etaty, zajmujących się odczytem liczników energii elektrycznej (etaty szacowane w podmiotach zewnętrznych)	1 546

* - w tabeli podano ilość odczytów rozliczeniowe (podawane Sprzedawcy służące do rozliczenia Odbiorcy).

Instalacja liczników energii elektrycznej

Ad pkt 3 poniżej zostały zaprezentowane dane dla OSD zrzeszonych w PTPIREE dotyczące instalacji liczników dla roku 2019.

Opis	Wartość liczbowa
Liczba osób, w przeliczeniu na pełne etaty, trudniących się instalowaniem liczników energii elektrycznej w roku 2019	2 387
• w tym pracownicy etatowi OSD	996

Ad pkt 4 na obecnym etapie OSD nie są w stanie przedstawić stosownych analiz w tym zakresie. Przeprowadzenie prac analitycznych uzależnione jest od przyjętych regulacji prawnych w zakresie docelowego modelu rynku energii elektrycznej, w tym organizacji procesów biznesowych i zapewnienia narzędzi informatycznych dedykowanych do ich obsługi. Analiza wymaga uprzedniego pozyskania reprezentatywnych danych, a jej opracowanie możliwe będzie po rozpoczęciu masowego wdrożenia liczników zdalnego odczytu, zgodnie z przyjętymi założeniami tj. według przyjętego harmonogramu oraz zgodnie z określonymi wymaganiami prawnymi i technicznymi (w tym m.in. w zakresie technologii komunikacyjnej oraz funkcjonalności liczników).

Na bazie dotychczasowych doświadczeń ogólnie można stwierdzić, że konieczne będzie stopniowe przekwalifikowanie etatów inkasenckich na stanowiska specjalistyczne, związane z eksploatacją liczników będących urządzeniami pomiarowo-komunikacyjnymi.

Masowa instalacja liczników zdalnego odczytu pociągnie za sobą następujące konsekwencje jeżeli chodzi o rynek pracy:

Pozytywne:

1. Więcej wysoko wykwalifikowanych pracowników;
2. Wyższa intensywność pracy;
3. Lepsze wykorzystanie pracowników;
4. Proces reorganizacji jest scentralizowany i zależny od polityki regionalnej;
5. Rozwój nowych branż;
6. Uelastycznienie zatrudnienia;
7. Optymalizacja kosztów przez outsourcing;
8. Podniesienie kompetencji pracowników przez szkolenie w nowych technologiach;
9. Wyższe zarobki.

Negatywne:

1. Utrata pracy dla osób bez wykształcenia;
2. Odejście pracowników z branży;
3. Wcześniejsze przechodzenie na emeryturę starych pracowników;
4. Opór dotychczasowych pracowników przed zmianą i przekwalifikowaniem.

Wg amerykańskiej Fundacji Technologii Informacyjnej i Innowacji (ITIF) publiczne inwestycje w inteligentne liczniki w USA doprowadzą do znacznego wzrostu zatrudnienia w wielu branżach pośredniczących we wdrożeniu inteligentnego opomiarowania. Samo wprowadzenie całego systemu wymaga długoletniego planu i wielu inwestycji w sieć pomiarową (IT, instalacja przyrządów pomiarowych, rozwinięcie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych). W przypadku inwestycji w USA w inteligentne sieci na poziomie 20 mld \$ w ciągu lat, możliwe jest wytworzenie około 239 tys. miejsc pracy. We wspomnianej analizie zostały uwzględnione 3 scenariusze wsparcia rozwoju inteligentnych sieci, a ich wpływ na zatrudnienie przedstawia poniższa tabela:

Job Type	\$50B over 5 years	\$100B over 5 years	Federal Mandate
Direct and Indirect Jobs	58,645	117,290	22,725
Induced Jobs	120,415	240,830	45,630
Network Effect	59,685	119,370	22,785
Small Business Jobs	140,475	280,950	23,385
Total Jobs Over 5 Years	238,745	477,490	91,140

EU Skills Panorama (2014) przedstawia struktury i umiejętności rozwijane w ramach wprowadzenia inteligentnego opomiarowania:

- Wiedza o rynku zielonej energii
- Pomiary i zarządzanie inteligentnymi sieciami
- Systemu IT do obsługi inteligentnego opomiarowania
- Współpraca z wytwórcami w celu opracowywania danych pomiarowych
- Zarządzanie ryzykiem związanym z użytkowaniem inteligentnego opomiarowania
- Opracowanie modelu rozwoju inteligentnego opomiarowania
- Cyberbezpieczeństwo inteligentnego opomiarowania

Biorąc pod uwagę rozwój powyższych branż, nie ma ryzyka permanentnego usunięcia etatów w branży elektroenergetycznej, a jedynie rozwój i przesunięcie siły pracowniczej do branż pokrewnych.

Źródła:

<https://www.miamiherald.com/latest-news/article1952272.html>

<https://epsu.org/article/smart-meters-consider-employment-consequences-say-unions-and-employers>

<https://itif.org/files/roadtorecovery.pdf>

https://skillspanorama.cedefop.europa.eu/en/analytical_highlights/focus-utilities-and-introduction-smart-grids-and-smart-meters

Wpływ na obszar rynku paliw ciekłych powinien być neutralny.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☒ inne: konkurencja	☐ demografia ☐ mienie państwowe	☒ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Użytkownicy systemu elektroenergetycznego będą mieli stały dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej, dzięki czemu zostanie ułatwiona procedura zmiany sprzedawcy, odbiorca będzie rozliczany według rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, natomiast w odniesieniu do operatorów usprawnione zostanie zarządzanie popytem, nastąpi obniżenie szczytowego zapotrzebowania na moc, a także polepszenie skuteczności planowania zadań eksploatacyjnych, remontów i prac modernizacyjnych. Ustawa stanowi również szansę dla polskich producentów liczników energii elektrycznej.	

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

1. Planowane wejście przepisów w życie – 14 dni od dnia ogłoszenia.
2. Udostępnienie CSIRE i wprowadzenie obowiązku rozliczeń wg danych pomiarowych uzyskiwanych od OIRE – z pierwszym dniem miesiąca następującego po upływie 36 miesięcy od dnia ogłoszenia.
3. Niektóre inne przepisy – w innych terminach, zgodnie z przepisem końcowym ustawy.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja projektu nastąpi m.in. przez ujęcie zagadnień regulowanych w projekcie w sprawozdaniu przygotowywanym corocznie przez regulatora ze swojej działalności oraz monitoring spraw i postępowań wynikających z tych spraw.

Ponadto, w zakresie wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania, ewaluacja projektu powinna obejmować:

1. Kontrolę postępów w instalacji liczników przez OSD w terminach skorelowanych z określonymi w ustawie (oceniana przez Prezesa URE);
2. Liczba dni potrzebnych odbiorcom do skutecznej zmiany umowy na zakup (lub sprzedaż i zakup) energii elektrycznej (oceniana przez Prezesa URE).
3. Liczba zmian umowy na zakup (lub zakup i sprzedaż) energii elektrycznej przez odbiorców końcowych

Mierniki:

Ad 1. Liczba liczników zdalnego odczytu zainstalowana i skomunikowana w systemie CSIRE:

1. Do dnia 31 grudnia 2023 r. u co najmniej 15 % odbiorców końcowych.

2. Do dnia 31 grudnia 2025 r. u co najmniej 35 % odbiorców końcowych.

3. Do dnia 31 grudnia 2027 r. u co najmniej 65 % odbiorców końcowych.

4. Do dnia 31 grudnia 2028 r. u co najmniej 80 % odbiorców końcowych.

Ad 2. Liczba dni potrzebna odbiorcom do skutecznej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej (w dniach):

a) w roku uruchomienia CSIRE – 3 dni;

b) rok po roku uruchomienia CSIRE – 1 dzień;

Ad 3. Liczba zmian sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorców końcowych rocznie – dopuszczalna tolerancja 20% – na dzień:

b) 31 grudnia 2023 r. – co najmniej 50 tys.

c) 31 grudnia 2025 r. – co najmniej 100 tys.

d) 31 grudnia 2027 r. – co najmniej 300 tys.

e) 31 grudnia 2028 r. – co najmniej 500 tys.

Wprowadzenie rozwiązań dla funkcjonowania i rozwoju magazynów energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym, umożliwienie funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych, czy wzmocnienie nadzoru URE nad nadużyciami na rynku np. w zakresie nadużywania interesów konsumentów będą na bieżąco monitorowane przez Prezesa URE w corocznych sprawozdaniach ze swojej działalności. Bowiem to ten organ wydaje koncesje na prowadzenie działalności gospodarczej, decyzje o uznaniu systemu dystrybucyjnego za zamknięty oraz rozstrzyga sprawy na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne. Co do rejestru magazynów energii elektrycznej będą je prowadzić operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych. Rejestry będą prowadzone w formie elektronicznej i będą jawne.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

1. Aktualizacja istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce, kwiecień 2019 r.

2. European Smart Metering Landscape Report „Utilities and Consumers”. USmartConsumer Project. Madryt, listopad 2016 r.

3. Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce, 20 sierpnia 2012 r. – podstawowy dokument, na podstawie którego dokonano zgłoszenia do Komisji Europejskiej w 2012 r.

4. Załącznik do zgłoszenia do Komisji Europejskiej w 2012 r. przygotowany w ówczesnym Ministerstwie Gospodarki i bazujący na analizie PTPiREE z dnia 20 sierpnia 2012 r., zatytułowany: Informacja dotycząca zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce.

5. Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania, Warszawa, kwiecień 2013 r.

6. Aneks do Analizy skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania, Warszawa, kwiecień 2013 r.

7. Materiał PSE S.A. dotyczący kosztów do poniesienia w latach 2020 – 2028 związanych z budową i funkcjonowaniem Operatora Informacji Rynku Energii z dnia 7 sierpnia 2018 r.

8. Pismo Prezesa URE z dnia 29 czerwca 2018 r. (znak: DPR.0230.16.2018.JK) w sprawie kosztów związanych z nowymi obowiązkami regulatora w zakresie kwalifikacji. W związku jednak ze zmianą koncepcji w ramach rozmów z Ministerstwem Finansów, Ministerstwo Energii przygotowało własne, nowe wyliczenia.

9. Pismo Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej z dnia 12 lutego 2020 r. w sprawie etatów związanych z montażem oraz odczytami liczników energii elektrycznej.

**Aktualizacja istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia
inteligentnego opomiarowania w Polsce.**

Warszawa, kwiecień 2019 r.

Spis treści

I.	Wstęp	3
II.	Podstawowe założenia	4
III.	Szczegółowe założenia do analizy kosztów i korzyści	7
IV.	Wpływ kosztów i korzyści na obciążenia odbiorców końcowych - założenia	10
V.	Analiza wpływu inwestycji OSD na obciążenia odbiorców końcowych	11
VI.	Analiza wpływu inwestycji OIP na obciążenia odbiorców końcowych	12
VII.	Wpływ korzyści na ceny energii elektrycznej - założenia	13
	1. Struktura korzyści możliwych do osiągnięcia w wyniku wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania	13
	2. Korzyści OSD	15
	3. Korzyści sprzedawców	16
	4. Korzyści odbiorców końcowych	17
VIII.	Saldo kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania z perspektywy odbiorcy końcowego	18
IX.	Materiały źródłowe	20

I. Wstęp

Niniejszy dokument stanowi bezpośrednie nawiązanie do powstałych w latach 2013-2014 opracowań prezentujących w różnych ujęciach najistotniejsze przesłanki do wdrożenia w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania energii elektrycznej. Konieczność zainicjowania szerokiej analityki w omawianym zakresie wynikała przede wszystkim z wejścia w życie z dniem 3 marca 2011 dyrektyw i rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady Europy wspólnie określanych jako tzw. trzeci pakiet energetyczny. Regulacje wspólnotowe ukierunkowały politykę energetyczną poszczególnych państw członkowskich na odbiorców końcowych, którzy przy odpowiednim wsparciu technologicznym oraz legislacyjnym stać się mają na przestrzeni najbliższych lat aktywnymi uczestnikami rynku dostaw energii elektrycznej. Skuteczna realizacja powyższego celu, na gruncie doświadczeń innych krajów europejskich, wydaje się być niemożliwa bez zastosowania inteligentnego systemu pomiarowego opartego na licznikach zdalnego odczytu energii elektrycznej.

W ramach procesu wdrażania postanowień Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej, w kwietniu 2013 roku opracowana została „Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania”. Jej wyniki potwierdziły pogląd na temat zasadności wprowadzenia - także w Polsce - rozwiązań z zakresu inteligentnego opomiarowania. Ówczesne założenia, zaktualizowane w związku ze zmianą trendów w polityce energetycznej oraz otoczeniu technologicznym, legły u podstaw niniejszego opracowania. Prezentowana analiza przedstawia w sposób syntetyczny wpływ rozwiązań związanych z instalacją liczników zdalnego odczytu na poszczególnych uczestników rynku energii elektrycznej oraz uwzględnia najistotniejszy aspekt wprowadzanych regulacji – wszyscy są beneficjentami korzyści płynących z wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania.

II. Podstawowe założenia

1. W prowadzonej analizie wpływu wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania szczególną uwagę skupiono na dwóch grupach odbiorców energii elektrycznej – odbiorcach końcowych z grupy taryfowej G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW. Uzasadnieniem dla powyższego podejścia stały się regulacje związane z ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9) zwaną dalej „ustawą o rynku mocy”.. Dla zachowania synergii między aktami ustawodawczymi (ustawą o rynku mocy – ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, 650, 675 oraz poz. 1000 zwaną dalej „ustawą – Prawo energetyczne”) podkreślono w niniejszym opracowaniu, że odbiorcy końcowi z grupy G (będący gospodarstwami domowymi) będą mieć taki sam dostęp do rozwiązań związanych z inteligentnym opomiarowaniem oraz korzyści z niego płynących. Dodatkowo w prowadzonej analizie uwzględniono wyodrębnioną z grupy taryfowej C1x grupę odbiorców posiadających moc umowną mniejszą lub równą 16 kW. Jako uzasadnione przyjęto rozwiązanie, w którym dwie ww. grupy odbiorców z uwagi na niewielkie średnioroczne zużycie energii elektrycznej będą rozliczane na tych samych zasadach, a w rezultacie wspólnie zostaną objęte projektem wdrożenia inteligentnego opomiarowania,
2. W ramach przedmiotowej analizy podtrzymano zaproponowany w dotychczasowych opracowaniach wariant instalacji liczników zdalnego odczytu (wg ścieżki ustalonej w ustawie) skorelowany z procesem wymiany legalizacyjnej, pozwalający na uniknięcie części kosztów utraconych, wynikających z wymiany licznika w terminie innym niż określony w harmonogramie cyklu legalizacji. Przyjęto 15-letnią perspektywę prezentacji kosztów i korzyści w czasie w celu podkreślenia wzrostu korzyści z tytułu inteligentnego opomiarowania po zakończeniu procesu wdrożenia w 2028 roku
3. Z uwagi na fakt, że proponowane zmiany systemu legalizacji urządzeń odczytowych (zarówno statycznych jak i zdalnego odczytu) są na bardzo wstępnym etapie, w modelu analizy kosztów i korzyści przyjęto obowiązujące zasady legislacji (ośmioletnią długość cykli legalizacyjnych). Jednocześnie, biorąc pod uwagę znaczny postęp technologiczny na rynku liczników zdalnego odczytu oraz względy ekonomiczne (średni czas eksploatacji urządzeń telekomunikacyjnych), uwzględniono konieczność wymiany urządzeń instalowanych w pierwszych latach obowiązywania programu wdrożenia inteligentnego opomiarowania na nowsze (odpowiednio od 2030 roku. Założono również, że nowi odbiorcy, uzyskujący dostęp do sieci elektroenergetycznej, będą automatycznie zaopatrywani przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (zwanego dalej „OSD”) w liczniki zdalnego odczytu.
4. W związku z zakładanym wejściem w życie w połowie 2019 roku projektowanej ustawy dotyczącej wdrożenia w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania, zaktualizowano harmonogram wymian. Nowa ścieżka instalacji liczników zdalnego odczytu została przedstawiona w tabeli 1.

Tabela 1. Zakładany obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu

Lata	do 2023	2024	2025	2026	2027	2028
Scenariusz procesu instalacji liczników zdalnego odczytu (rok po roku)	15%	10%	10%	15%	15%	15%
szt.	2 544 226	1 731 502	7 759 906	2 657 728	2 698 615	2 723 195
Scenariusz procesu instalacji liczników zdalnego odczytu (narastająco)	15%	25%	35%	50%	65%	80%
szt.	2 544 226	4 275 728	6 035 634	8 693 362	11 391 976	14 115 171

Źródło: opracowanie własne

5. W ramach prowadzonej analizy kosztów i korzyści wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania wzięto pod uwagę wpływ powołania umocowanego ustawowo oraz niezależnego od OSD Operatora Informacji Rynku Energii (zwanego dalej „OIRE”). Założono, że OIRE odpowiedzialny za utworzenie centralnego systemu informacji rynku energii umożliwi wyzwolenie możliwie największych korzyści wynikających z instalacji liczników zdalnego odczytu. Zapewni jednocześnie, poprzez zestandaryzowany i scentralizowany system teleinformatyczny, dostęp do informacji pomiarowych w odpowiednim zakresie każdemu uprawnionemu podmiotowi związanemu z dostarczaniem, sprzedażą, bilansowaniem energii elektrycznej oraz odbiorcy końcowemu poprzez dedykowany portal uczestnika. W związku z fundamentalnym znaczeniem dostępu do informacji, w ramach prowadzonej analizy przyjęto, że możliwość osiągania korzyści przez poszczególnych uczestników rynku energii zostanie zainicjowana wraz z funkcjonalnym uruchomieniem OIRE.

6. Wskaźniki ekonomiczne przyjęte w modelu.

Tabela 2. Prognozowane stopy dyskonta (proces wdrożenia inteligentnego opomiarowania - lata 2020-2028)

Lata	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Stopa dyskonta (%)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Skumulowana stopa dyskonta (%)	104,86	107,48	110,17	112,92	115,74	118,64	121,60	124,64	127,76

Źródło: Dane MRF

Tabela 3. Podstawowe założenia odnośnie OIRE

wyszczególnienie	wartość
Rozmiar rocznych danych dotyczących 1 licznika w bazie OIP	329 KB
Koszt serwera (1 szt.)	100 000 zł
Koszt macierzy (1 GB danych)	6,88 zł

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z PSE S.A.

Tabela 4. Podstawowe założenia kosztowe procesu instalacji liczników zdalnego odczytu (w przeliczeniu na punkt pomiarowy)

wyszczególnienie	wartość
Koszt jednostkowy licznika zdalnego odczytu	193,62 zł
Koszt jednostkowy koncentratora (na 1 licznik)	9,42 zł
Koszt instalacji na 1 licznik	54,82 zł
Dostosowanie infrastruktury energetycznej i infrastruktura telekomunikacyjna, koszty oprogramowania	102,32 zł
RAZEM	360,18 zł

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z trzech największych OSD

Tabela 5. Dodatkowe założenia – liczniki tradycyjne/statyczne

wyszczególnienie	wartość
Koszt licznika	67,72 zł
Koszt odczytu licznika (jednostkowy; średni)	4,68 zł
Liczba planowych odczytów w roku/szt. (średnia)	3,66
Koszt odczytu licznika (jednostkowy; nieplanowany; średni)	19,91 zł
Liczba nieplanowych odczytów w roku/szt.	0,058 szt.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z OSD

7. Pozostałe założenia:

- a) Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorców z grupy G (uwzględniająca świadczenie usługi dystrybucji i zawierająca podatek akcyzowy) – 498,70 zł/MWh (wg danych URE za rok 2016). Dodatkowo, w latach 2018 i 2019 ceny energii pozostawiono na stałym poziomie (uwzględniono jedynie wskaźnik inflacji) z uwagi na wprowadzone regulacje prawne (Ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw). W kolejnych latach przyjęto średni roczny wzrost cen energii na poziomie 2%¹.
- b) Średnia cena energii elektrycznej dla odbiorców z wyodrębnionej grupy C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW (uwzględniająca świadczenie usługi dystrybucji i zawierająca podatek akcyzowy) – 575,50 zł/MWh (wg ARE „Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Energetycznego. IV kwartały 2016.”) Dodatkowo, w latach 2018 i 2019 ceny energii elektrycznej pozostawiono na stałym poziomie (uwzględniono jedynie wskaźnik inflacji) z uwagi na wprowadzone regulacje prawne (Ustawa o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw). W kolejnych latach przyjęto średni roczny wzrost cen energii na poziomie 2%².
- c) Zużycie energii elektrycznej (wspólne dla odbiorców końcowych z grupy taryfowej G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW) w 2016 – 37 040 219 MWh³. Jako dodatkowe założenie przyjęto wzrost zużycia energii elektrycznej o 2% rocznie w skali całej 15-letniej perspektywy prezentowanej w modelu korzyści i kosztów wdrożenia inteligentnego opomiarowania (wg Prognoz do Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku)

¹ Na podstawie publikacji „Scenariusz średnich kosztów energii elektrycznej do roku 2050 oraz cen w taryfach za energię elektryczną dla wybranych grup odbiorców do roku 2030” G. Wiśniewski, A. Curkowski, B. Pejas, 2017

² Jak wyżej

³ Obliczenia własne na podstawie danych z biuletynu ARE „Sytuacja w Elektroenergetyce za 2016” oraz prezentacji PTPIREE przedstawionej Zespołowi ds. Inteligentnego Opomiarowania, styczeń – kwiecień 2019 r.

- d) Średnie roczne zużycie energii elektrycznej w 2016 roku wśród odbiorców końcowych z grupy taryfowej G przyjęto na poziomie 1,96 MWh (wg danych ARE) zaś z wyodrębnionej grupy C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW – 5,02 MWh⁴ z szacowanym średnim rocznym wzrostem na poziomie 2% (wg *Prognoz do Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku*)
- e) Stopa zwrotu z zaangażowanego kapitału – 6,015%, wartość przyjęta na podstawie wytycznych Urzędu Regulacji Energetyki „Metoda określania wskaźnika zwrotu kosztu zaangażowanego kapitału dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2016-2020”;
- f) Stawkę amortyzacji dla instalowanych liczników zdalnego odczytu oraz infrastruktury teleinformatycznej, zgodnie z załącznikiem nr 1 do ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych ustalono na poziomie 12,5% zaś dla budowanego systemu inteligentnego opomiarowania przyjęto na średnim poziomie 33%.
- g) Koszt licznika zdalnego odczytu w przeliczeniu na jeden punkt pomiarowy ustalono na poziomie 360,18 zł netto (jako składowe tej wartości uwzględniono koszty: licznika zdalnego odczytu – 193,62 zł, koncentratora – 9,42 zł, instalacji – 54,82 zł oraz dostosowania infrastruktury energetycznej, telekomunikacyjnej i oprogramowania – 102,32 zł). Przyjęto ponadto założenie, że zasadniczy wpływ na cenę licznika zdalnego odczytu oraz koncentratora będzie miał wolumen kupowanych urządzeń, wskutek czego ich wartość będzie malała o ok. 2% w skali roku. Założono także, że jeden koncentrator, przy wykorzystaniu technologii PLC, będzie mógł skomunikować się średnio ze 150 licznikami zdalnego odczytu (*na podstawie danych przekazanych przez trzech największych OSD z prowadzonych przez nich postępowań przetargowych na zakup, instalację i komunikację liczników zdalnego odczytu w ramach wdrożeń pilotażowych*);
- h) Prezentowane dane liczbowe odnoszące się do cen z 2016 roku dla potrzeb analizy (o ile nie zaznaczono inaczej) zaktualizowano o wskaźnik inflacji a następnie zdyskontowano na dzień 1 stycznia 2019 roku.

III. Szczegółowe założenia do analizy kosztów i korzyści

Dla obliczenia:

1. Świadomego zużycia energii – przyjęto współczynnik ograniczenia zużycia równy 2,5%⁵ wynikający bezpośrednio z zachowań odbiorców, m.in. z bieżącej kontroli wskazań licznika, porównania aktualnego zużycia ze zużyciem w okresach poprzednich oraz weryfikacji kosztów pracy poszczególnych urządzeń (na podstawie testów rynkowych przeprowadzonych we Włoszech w ramach pełnego wdrożenia inteligentnego opomiarowania – u 57% konsumentów, których domy wyposażone zostały w liczniki zdalnego odczytu zmianie uległy zachowania związane ze zużyciem energii elektrycznej (23,3% odbiorców przesunęło korzystanie z urządzeń domowych na wieczór, 11,9 % unikało jednoczesnego korzystania z wielu urządzeń, 6,6% zredukowało korzystanie z urządzeń AGD)⁶; prognoz opracowanych przez projekt GAD w Hiszpanii (GAD Demand Side Management Project) – odbiorca końcowy może zredukować nawet

⁴ Obliczenia własne na podstawie prezentacji PTPiREE przedstawionej Zespołowi ds. Inteligentnego Opomiarowania, styczeń – kwiecień 2019 r.

⁵ Na podstawie założeń zawartych w tekście z 2013 r. „Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania”

⁶ Na podstawie „Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments” European Commission JRC-IE, 2011

o 15% całkowite zużycie energii elektrycznej⁷ oraz na podstawie kompleksowej analizy zakładanych korzyści i kosztów wdrożenia inteligentnego opomiarowania w krajach członkowskich wspólnoty europejskiej „*Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in EU-27*” 2014, w ramach której rozpiętość zakładanej redukcji zużycia energii elektrycznej wśród odbiorców końcowych w wyniku wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania wahała się między 0% (Czechy) a 5% (Grecja, Malta) (kraje przed wdrożeniem lub te które nie zdecydowały się na pełne wdrożenie lub wdrożenie w ogóle) oraz między 2,6% a 3% (z odchyleniem $\pm 1,4\%$ (w krajach będących w trakcie lub po wdrożeniu) (Irlandia, Austria)).

2. Możliwości zmiany sprzedawcy - przyjęto, że wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania usprawni proces zmiany sprzedawcy, zarówno ze względu na ułatwienia techniczne (praktyczna możliwość zmiany sprzedawcy przy wykorzystaniu funkcjonalności licznika zdalnego odczytu: odczyt licznika, zmiana taryfy) jak i możliwość otrzymania od sprzedawcy oferty na nowe, bardziej dopasowane do potrzeb odbiorcy końcowego cenniki energii elektrycznej, na których konsument będzie mógł zaoszczędzić nawet 5% kosztów energii elektrycznej. Dodatkowo założono, że rocznie 5%⁸ spośród wszystkich odbiorców skorzysta z możliwości zmiany sprzedawcy. Wg raportu „*Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in EU-27*” 2014, zwiększenie elastyczności procesu zmiany sprzedawcy jako jedną z kluczowych korzyści wdrożenia SM wskazała m.in. Austria. W całej strukturze korzyści stanowiła ona 19%.
3. Skrócenia czasu do wystawienia faktury – założono, że czas od odczytu do wystawienia faktury zostanie skrócony o 7* dni roboczych. Jako bezpośrednią przyczynę redukcji (z 10 do 3 dni) wskazano zmniejszenie liczby czynności towarzyszących procesowi rozliczania należności odbiorców o konieczność zebrania danych w terenie, przygotowanie danych bilingowych i przesłanie danych do sprzedawcy;
4. Zarządzania popytem – przyjęto, że wolumen liczników SM reagujących na impuls cenowy sprzedawcy wyniesie 7,5%. Założono, że korzyściami płynącymi bezpośrednio z zarządzania popytem przez sprzedawców będzie możliwość określenia oszczędności ze stymulowania zachowań klientów oraz zarządzania portfelem. Sprzedawca występujący w roli aktywnego uczestnika rynku będzie kierował konkretną ofertą do uczestników poszczególnych segmentów rynku, pozyskując w ten sposób nowych klientów, pozostając jednocześnie ukierunkowanym na obecnych klientów i w odpowiedzi na ich potrzeby zwiększać elastyczność oferowanych cenników i taryf energetycznych (założenie przyjęto w sposób ostrożnościowy w stosunku do wyników testów konsumenckich prowadzonych przez Energa-Operator na wybranej populacji liczników AMI (na terenie Kalisza) oraz pilotażowego wdrożenia innowacyjnych programów redukcyjnych przez TAURON Dystrybucja S.A. i TAURON Sprzedaż S.A. we współpracy z PSE S.A. Zgodnie z danymi przedstawionymi w raporcie końcowym z rocznego Projektu SMART prowadzonego przez TAURON w IV okresach redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną uczestniczyło od 40% do 50% ($\pm 10\%$) odbiorców końcowych zaangażowanych w projekt.)
5. Dopasowania portfela zakupów (ograniczenia niezbilansowania) – założono poprawę prognozowania zużycia energii przy wykorzystaniu systemu inteligentnego opomiarowania o 30%* w stosunku do prognozowania przy użyciu tradycyjnych układów pomiarowych. Przyjęto, że poprawa jakości prognozowania zużycia energii nastąpi dzięki większej granulacji pomiarów oraz szybkiej, bieżącej analizie

⁷ Na podstawie „*Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments*” European Commission JRC-IE, 2011

⁸ Na podstawie założeń zawartych w tekście z 2013 r. „*Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania*”

rzeczywistych zachowań odbiorców i w efekcie przyczyni się do zwiększenia dostosowania podaży do popytu;

6. Redukcji wsparcia finansowego w budowie i utrzymaniu źródeł szczytowych – założono 20% potencjał redukcji szczytowego zapotrzebowania na moc (realizowany m.in. poprzez uczestnictwo odbiorców w programach DSR (przy zaangażowaniu agregatorów), reakcji na sygnały cenowe, świadome ograniczenie zużycia energii oraz przesunięcie zużycia poza godziny szczytowego zapotrzebowania) wśród odbiorców z wyodrębnionych grup G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW.

Wartość powyższą oszacowano w sposób ostrożnościowy na podstawie wyników testów konsumenckich prowadzonych przez Energa-Operator S.A. na wybranej populacji liczników AMI (na terenie Kalisza) oraz pilotażowego wdrożenia innowacyjnych programów redukcyjnych przez TAURON Dystrybucja S.A. i TAURON Sprzedaż S.A. we współpracy z PSE S.A..

Przyjęto, że korzystanie przez odbiorców z rozwiązań systemu inteligentnego opomiarowania, wsparte odpowiednio zróżnicowanym systemem taryf, sprzyjającym redukcji korzystania z energii elektrycznej pozwoli na odłożenie w czasie budowy nowych źródeł mocy, mających na celu zbilansowanie szczytowego zapotrzebowania na moc (tutaj należy nadmienić, że w projekcie SMART⁹ uczestnicy podprojektu Wirtualny Cennik, przewidującego finansową gratyfikację w zamian za przesunięcie zużycia energii elektrycznej w strefach szczytowych na strefy pozaszczytowe dokonywali jedynie nieznacznych przesunięć pomiędzy strefami czasowymi. Jako potencjalną przyczynę ww. sytuacji wskazano jednak to, że uczestnicy projektu nie byli poddawani negatywnym bodźcom związanym z wysokimi cenami energii w strefie szczytowego zużycia energii elektrycznej).

7. Redukcji strat handlowych i technicznych - założono, że w wyniku wdrożenia inteligentnego opomiarowania straty handlowe (których udział w ogólnej puli strat w przesyle i dystrybucji przyjęto na poziomie 20%) wynikające z nielegalnego poboru zostaną ograniczone o 60%*. Przyjęto, że ww. redukcja będzie możliwa dzięki uzyskaniu narzędzi do bardziej precyzyjnego prognozowania zapotrzebowania, bieżącego monitorowania zmian w poborze energii elektrycznej oraz znaczącego zmniejszenia rozmiaru zjawiska nielegalnego poboru energii. Jako czynniki sprzyjające z kolei zmniejszeniu strat technicznych wskazano spłaszczenie poboru energii w szczytach zapotrzebowania oraz dokładniejszy pomiar (dzięki niższemu progowi zadziałania liczników zdalnego odczytu);
8. Redukcji kosztów odczytu – przyjęto stałą średnioroczną liczbę odczytów realizowanych w trybie inkasenckim wynoszącą 3,66 w całym okresie wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania (równa obecnej średniej liczbie odczytów liczników statycznych w roku na podstawie danych przekazanych przez OSD).

Korzyści dla odbiorców energii elektrycznej

Wśród najważniejszych korzyści możliwych do osiągnięcia przez odbiorców energii elektrycznej wymienić można:

- 1.1 bieżący dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej, który z kolei umożliwi:

⁹ „Projekt SMART. Pilotażowe wdrożenie innowacyjnych programów redukcyjnych. Raport końcowy.” Wrocław, Gliwice 2014 r.

- likwidację rozliczeń w oparciu o prognozy zużycia i przejście na rozliczanie odbiorców wg rzeczywistego zużycia na podstawie danych pozyskanych z układów pomiarowo – rozliczeniowych;
 - bardziej efektywne wykorzystanie energii elektrycznej – mniejsze przedziały czasu między wystawianymi fakturami oraz naliczanie należności na podstawie faktycznego zużycia zwiększą motywację do oszczędzania energii, a w rezultacie przełożą się na obniżenie kwot na rachunkach;
 - bezpośrednie zarządzanie zużyciem energii, m.in. poprzez modyfikację i dywersyfikację taryf pozwalającą na dopasowanie się do potrzeb odbiorców;
- 1.2 zarządzanie poborem energii - poprzez umożliwienie sterowania instalacją – załączania i wyłączania urządzeń w zależności od pory doby i roku oraz bieżącej ceny energii, skutkujące redukcją kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej;
 - 1.3 dostosowanie taryf do indywidualnych potrzeb klienta poprzez wykorzystywanie systemów rejestracji danych godzinowych, dzięki którym można budować taryfy zróżnicowane dla każdej godziny na podstawie kosztów ponoszonych przez prowadzących system elektroenergetyczny. Powyższe umożliwi odbiorcy wybór taryfy najbardziej odpowiadającej potrzebom odbiorcy i jego indywidualnej charakterystyce poboru energii elektrycznej;
 - 1.4 poprawę parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej przez dostawcę z korzyścią dla konsumenta poprzez skrócenie przerw w dostawach energii w wyniku szybszego uzyskiwania przez OSD informacji o wystąpieniu awarii;
 - 1.5 ułatwienie procedury zmiany sprzedawcy – poprzez zmianę obowiązującej ścieżki, która wiąże się z koniecznością dokonania odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w trybie inkasenckim w celu rozliczenia dotychczasowego sprzedawcy i określenia stanu początkowego dla nowego sprzedawcy – odczyt taki w systemach inteligentnego opomiarowania umożliwia realizację takiej zmiany z dnia na dzień. Zmniejszenie wymagań dotyczących procedury zmiany sprzedawcy może wpłynąć na wzrost zainteresowania odbiorców rynkiem energii elektrycznej (zwłaszcza w obszarze dostępnych planów taryfowych) w rezultacie przyczyniając się korzystniejszego kształtowania przez odbiorców cen energii elektrycznej;
 - 1.6 osiągnięcie przychodów z udziału w programach zarządzania popytem (DSR) – dzięki systemowi inteligentnego opomiarowania umożliwiającemu wyznaczenie wielkości redukcji zużycia energii;
 - 1.7 stworzenie potencjału do rozwoju mikro-generacji oraz podłączania do sieci dodatkowych urządzeń poprzez możliwość automatycznego przełączania źródła zasilania (sieć – własna mikro-generacja) w zależności od aktualnej ceny energii elektrycznej oraz możliwość sprzedaży energii „do sieci”;
 - 1.8 ograniczenie wydatków związanych z finansowaniem utrzymania istniejących i budowy nowych źródeł wytwórczych – dzięki systemowi inteligentnego opomiarowania zwiększy się potencjał do redukcji zapotrzebowania na moc szczytową wśród odbiorców końcowych. Mniejsze zapotrzebowanie na moc będzie stanowiło bezpośrednią przyczynę do redukcji tempa budowy nowych szczytowych źródeł wytwórczych, co w rezultacie wygeneruje oszczędność w obszarze nakładów inwestycyjnych, które - zgodnie z procesem taryfowania - uwzględniane są przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (zwanego dalej „Prezesem URE”) w cenach energii elektrycznej;

1.9 ograniczenie wydatków związane z korzyściami finansowymi operatorów systemów dystrybucyjnych wynikającymi z redukcji strat handlowych.

IV. Wpływ kosztów i korzyści na obciążenia odbiorców końcowych – założenia

Zgodnie z adnotacją na wstępie niniejszego dokumentu, dotyczącą procesu instalacji liczników zdalnego odczytu, do opracowania kalkulacji przyjęto rozłożenie kosztów i korzyści na odbiorców z grupy G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW. Zgodnie z uzyskanymi danymi odbiorcy z dwóch tych grup taryfowych w 2016 roku zużyli łącznie 37 040 GWh energii elektrycznej.

Utrzymano założony w poprzednich opracowaniach ośmioletni okres amortyzacji inwestycji, jako zsynchronizowany z procesem instalacji liczników zdalnego odczytu. W ramach przyjętej metodologii ustalono, że amortyzacja będzie naliczana od wartości początkowej środka trwałego od następnego roku, w którym miało miejsce wydatkowanie.

Do analizy przyjęto średnią długość okresu umorzenia środków trwałych oraz infrastruktury telekomunikacyjnej na poziomie ośmiu lat (12,5%) oraz 3 lat (średnio 33%) dla systemów teleinformatycznych.

Stopę zwrotu z zaangażowanego kapitału przyjęto na poziomie 6,015% jako wartość ustaloną na podstawie wytycznych Prezesa URE do założeń procesu ustalania wysokości taryfy.

W odniesieniu do Jednostek Samorządu terytorialnego (dalej JST) przyjęto, że jednostki te będą partycypować w trzech z pięciu kluczowych korzyści wynikających z wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Znajdą się wśród nich: ograniczenie odczytów w trybie inkasenckim (w 90% przeniesione na odbiorcę końcowego), redukcja strat handlowych i technicznych (w 50% przeniesiona na odbiorcę) oraz zmniejszenie udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych. Założono jednocześnie, że korzyści wynikające z modyfikacji zachowań w zakresie zużycia energii elektrycznej (obniżenie zużycia) oraz czynnego uczestnictwa w rynku energii (zwiększenie dynamiki w zakresie możliwości zmiany sprzedawcy) będą dla JST nieosiągalne z uwagi na charakter prowadzonej przez nie działalności.

W tabeli 7 przedstawiono saldo ponoszonych kosztów i osiąganonych korzyści na podstawie przyjętych założeń.

Tabela 7. Podsumowanie korzyści i kosztów w latach 2020-2034, dane w mln złotych, w cenach zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r. r.

KORZYŚCI 2019-2034		Wartość [mln zł]
Odbiorca	Świadome zużycie energii	4 756
Odbiorca	Możliwość zmiany sprzedawcy	475
Odbiorca	Zmniejszenie udziału we wsparciu utrzymania i budowy nowych źródeł wytwórczych	3 233
Odbiorca	razem	8 464
Sprzedawca	Skrócenie czasu do wystawienia faktury	91
Sprzedawca	Dopasowanie portfela zakupów (ograniczenie niezbilansowania)	538
Sprzedawca	Zarządzanie popytem	24
Sprzedawca	razem	653
OSD E	Redukcja strat handlowych i technicznych	1 407
OSD E	Oszczędności na odczytach	2 411
OSD E	razem	3 818
	RAZEM KORZYŚCI	12 935
KOSZTY 2019-2034		Wartość [mln zł]

OSD E	Nakłady inwestycyjne	6 895
OSD E	Koszty operacyjne bez amortyzacji	746
OSD E	RAZEM KOSZTY OSD E	7 640
OIRE	Nakłady inwestycyjne	102
OIRE	Koszty operacyjne bez amortyzacji	167
	RAZEM KOSZTY OIRE	269
	RZEM KOSZTY	7 909
	SALDO (KORZYŚCI - KOSZTY)	5 026

Źródło: Obliczenia własne na podstawie danych z OSD oraz PSE S.A.

V. Analiza wpływu inwestycji OSD na obciążenia odbiorców końcowych

Zgodnie z obowiązującym podziałem obszarów kompetencji na rynku energii elektrycznej założono, że OSD będą odpowiedzialni za zakup i budowę infrastruktury związanej z systemem inteligentnego opomiarowania. W ujęciu globalnym, w skali badanego (piętnastoletniego) okresu ustalono, że przyrost kosztu energii elektrycznej w przeliczeniu na jej średnie zużycie przez odbiorców końcowych z obu wyodrębnionych grup taryfowych G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW osiągnie wartość 109,85 zł (Tabela 8).

Tabela 8. Wpływ kosztów wdrożenia inteligentnego opomiarowania na wysokość opłaty za energię elektryczną (zł/rok/odbiorca końcowy) (dane w w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r.)

Lata	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2030	2034	Łącznie (2020-2034)
wpływ kosztów wynikających z wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania na wysokość opłaty za energię elektryczną	0,74	2,30	3,96	6,46	8,73	10,99	13,20	12,09	109,85

Źródło: Obliczenia własne

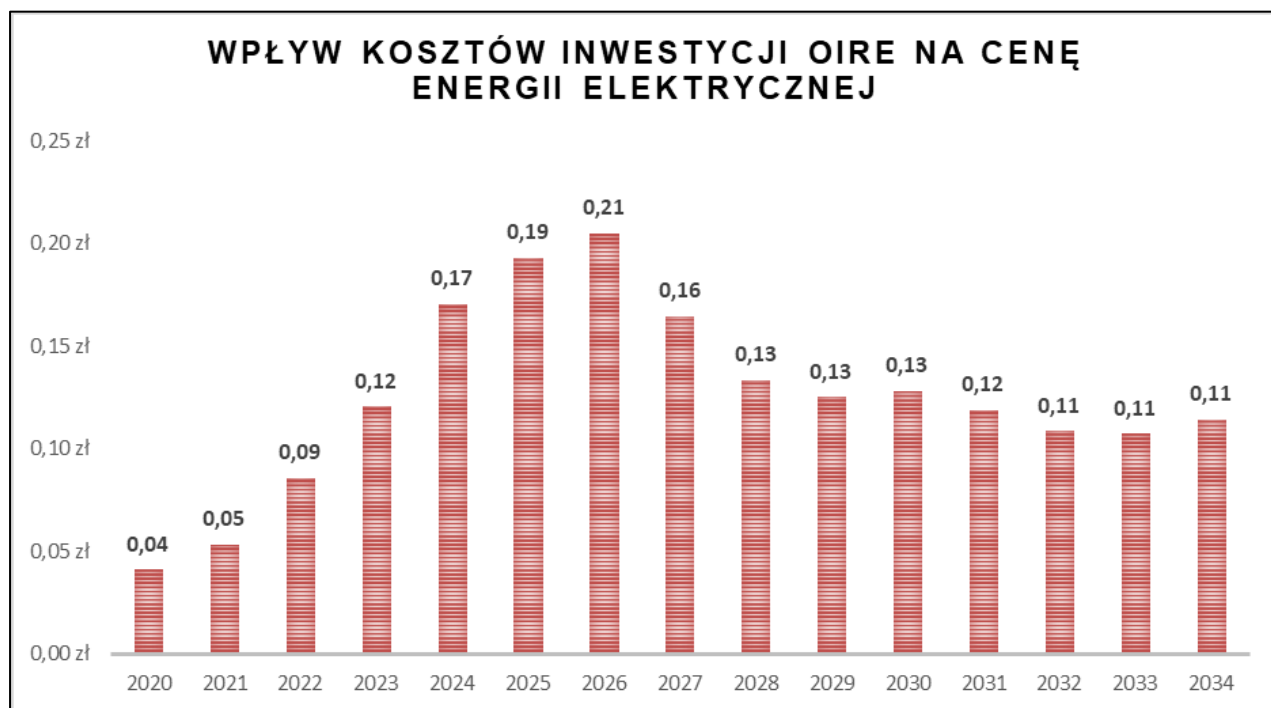
VI. Analiza wpływu inwestycji OIP na obciążenia odbiorców końcowych

Zapisy projektu ustawy, mającej na celu określenie zasad funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym, przewidują utworzenie niezależnego Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE), którego zadaniem będzie zarządzanie danymi pomiarowymi ze wszystkich liczników zdalnego odczytu w kraju. Wprowadzenie i uregulowanie funkcji OIRE spowoduje, że rozliczenia zużycia energii elektrycznej, poboru mocy oraz osiągania oszczędności w aspekcie efektywności energetycznej będą przeprowadzane na jednorodnych, uporządkowanych zbiorach danych. Powyższe umożliwi odbiorcom końcowym dostęp do bieżących oraz historycznych danych dotyczących zużycia (lub produkcji i zużycia) energii elektrycznej.

W ramach przedmiotowego opracowania przeanalizowano potencjalny wpływ kosztów związanych z utworzeniem OIRE na kształtowanie się cen energii elektrycznej w analizowanej, piętnastoletniej perspektywie czasowej. Podkreślić należy, że niezbędnych obliczeń dokonano literalnie na podstawie wytycznych Prezesa URE do procesu taryfowania. W rezultacie ustalono, że w latach 2020 – 2034 nakłady

związane z inwestycją OIRE zostaną uwidocznione w taryfie (w przeliczeniu na nośnik opłaty jakościowej) w maksymalnej wysokości 0,21 zł/MWh/rok dla wszystkich uczestników rynku. Jednocześnie dokonano przeliczeń w zakresie wpływu kosztów OIRE na ceny energii elektrycznej z perspektywy odbiorców z wyodrębnionych grup taryfowych G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW. Ich wyniki przedstawiono na Wykresie 2.

Wykres 2. Prognozowana wysokość kosztów uwzględnianych w cenie całkowitej energii elektrycznej (w zł/MWh/rok) z tytułu realizacji inwestycji OIRE



Źródło: Obliczenia własne

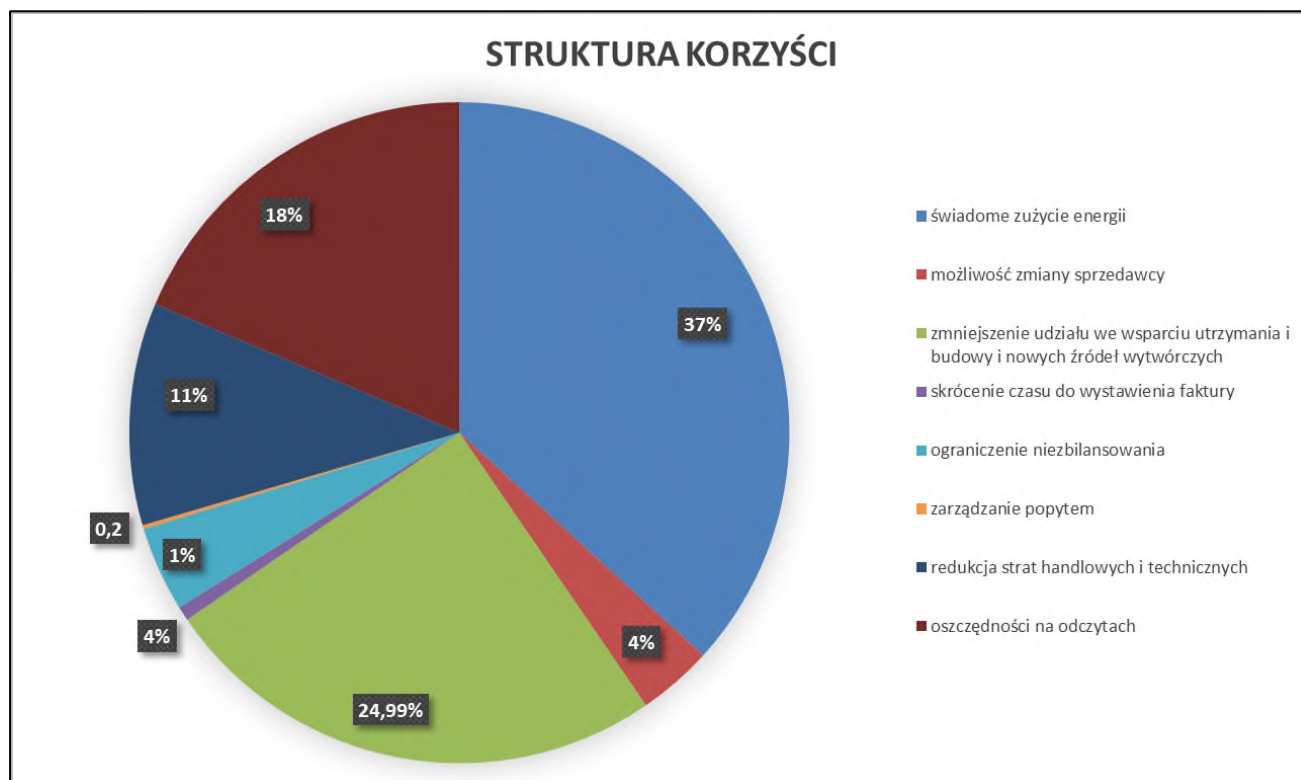
VII. Wpływ korzyści na ceny energii elektrycznej – założenia

Zgodnie z przyjętymi założeniami osiągnięcie korzyści przez sprzedawców oraz odbiorców końcowych zsynchronizowano z funkcjonalnym uruchomieniem OIRE w 2023 roku (36 miesięcy od wejścia w życie projektowanej nowelizacji ustawy). Wskazano w ten sposób na decydujące znaczenie centralnej bazy informacji pomiarowych dla procesu kształtowania się konkurencyjnego rynku detalicznego energii elektrycznej (w aspekcie korzyści sprzedawców) oraz wyzwalania zachowań na rzecz świadomego wykorzystania energii elektrycznej (w aspekcie korzyści odbiorców końcowych).

1. Struktura korzyści możliwych do osiągnięcia w wyniku wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania

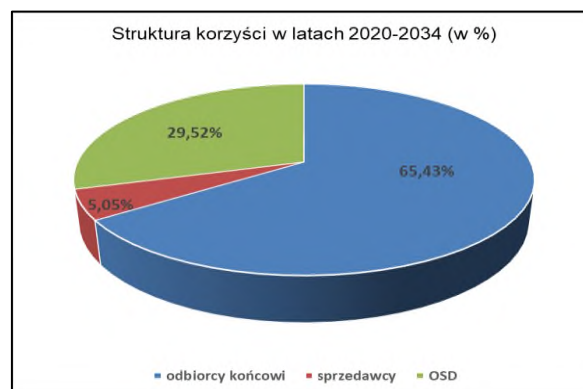
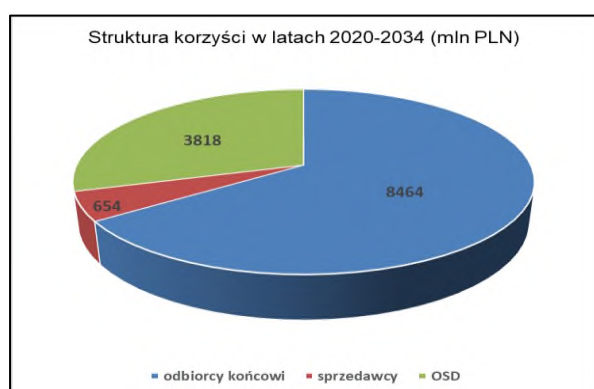
Na podstawie zaktualizowanych danych wolumen korzyści możliwych do osiągnięcia dla wszystkich uczestników rynku w okresie 2020 - 2034 oszacowano na kwotę ok. 12 935 mln zł. Szczegóły dotyczące ich struktury przedstawiono na wykresach poniżej.

Wykres 3. Udział poszczególnych korzyści w całej strukturze korzyści możliwych do osiągnięcia w wyniku wdrożenia w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania



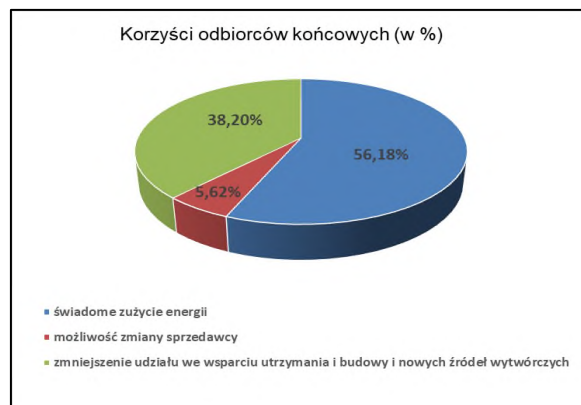
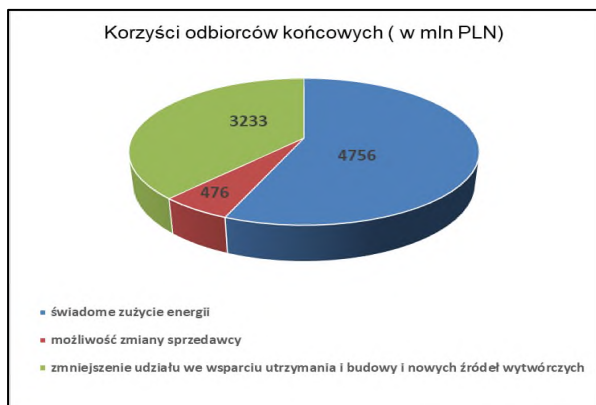
Źródło: Obliczenia własne

Wykresy 4 i 5. Struktura korzyści z udziałem wyodrębnionych grup uczestników rynku detalicznego energii elektrycznej



Źródło: Obliczenia własne

Wykresy 6 i 7. Struktura korzyści odbiorców końcowych energii elektrycznej (grupy taryfowe G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW)



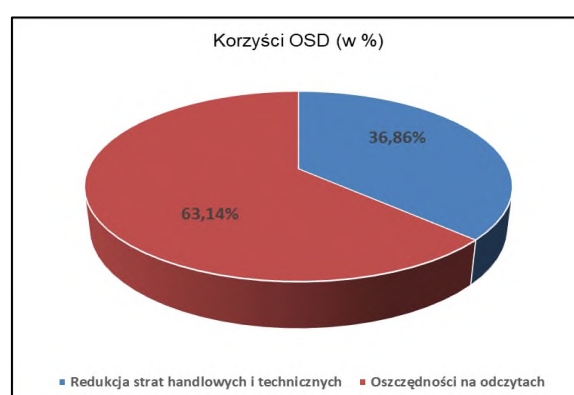
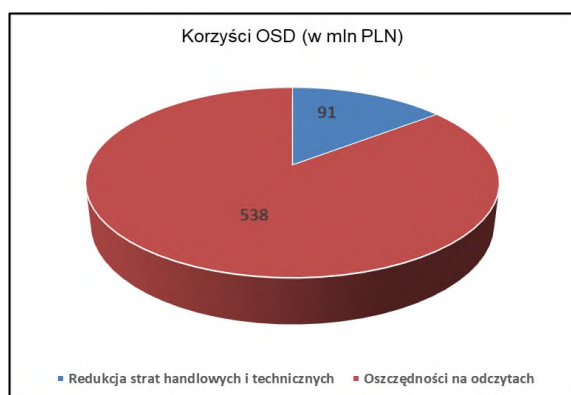
Źródło: Obliczenia własne

Wykresy 8 i 9. Struktura korzyści sprzedawców energii elektrycznej



Źródło: Obliczenia własne

Wykresy 10 i 11. Struktura korzyści operatorów systemów dystrybucyjnych

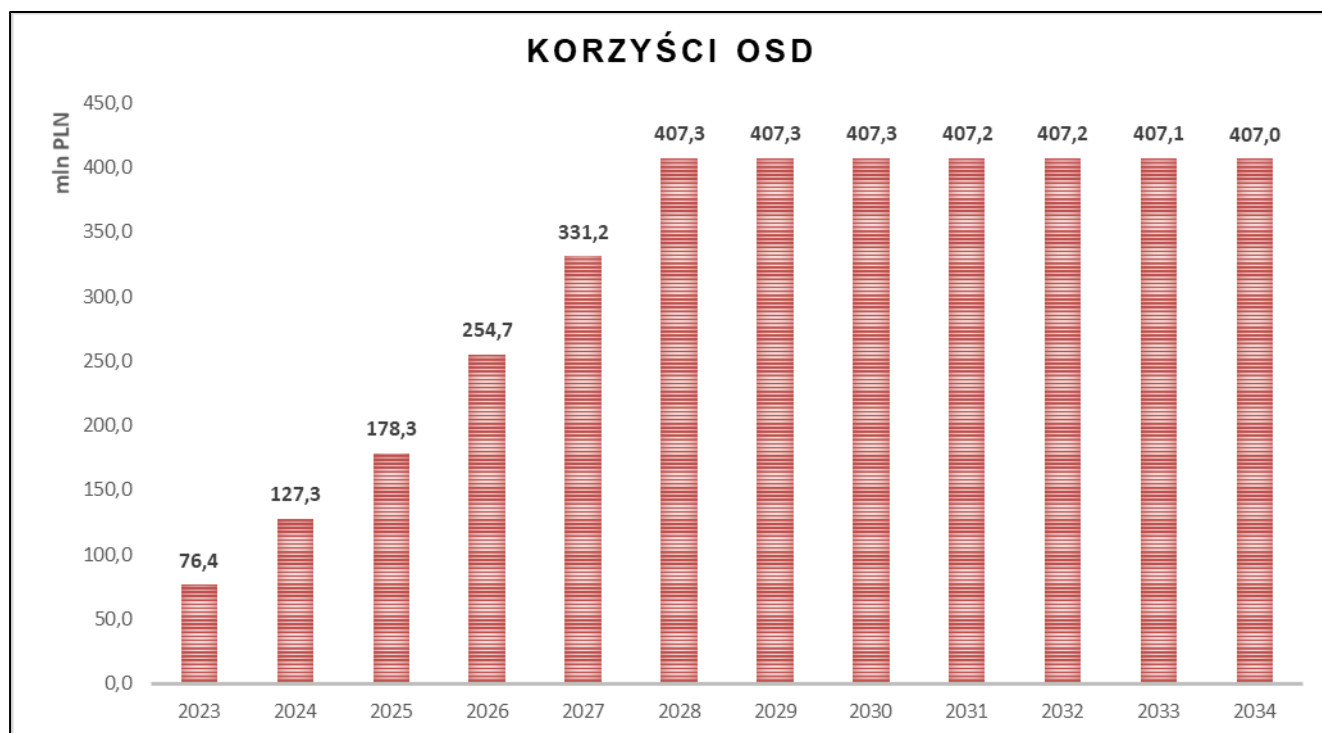


Źródło: Obliczenia własne

2. Korzyści OSD

W ramach przedmiotowej analizy założono, że wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania w sposób znaczący zredukuje straty handlowe wynikające z nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz przyczyni się do wygenerowania oszczędności związanych ze stopniowym odchodzeniem od prowadzenia przez OSD odczytów w trybie inkasenckim. W efekcie ustalono, że korzyści OSD wynikające z wyżej wymienionych założeń będą widoczne już w trzecim roku procesu wdrożenia i wraz z jego zaawansowaniem będą rosły.

Wykres 12. Szacowane korzyści OSD w mln zł w latach 2023 – 2034 (w cenach z 2016 zdyskontowanych na 1 stycznia 2019)



Źródło: Obliczenia własne

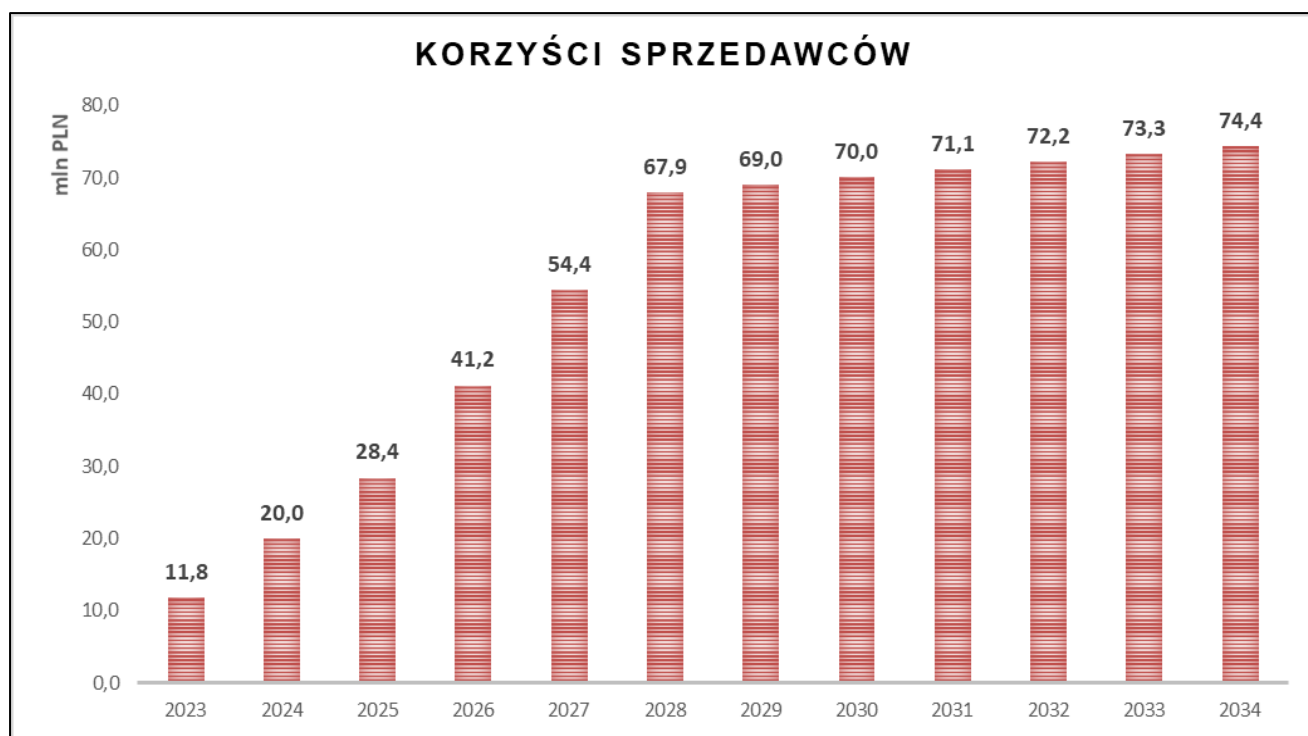
Przyjęto również, że bezpośredniego przełożenia na rachunki odbiorców końcowych można oczekiwać w zakresie korzyści przenoszonych przez stawki opłat dystrybucyjnych na taryfę. Założono, że Prezes URE w procesie zatwierdzania i kontrolowania taryf może zabiegać o uwzględnianie w proponowanych stawkach dla odbiorców oszczędności osiągniętych przez OSD.

3. Korzyści sprzedawców

W założeniach do prognozowania efektów wdrożenia inteligentnego opomiarowania przyjęto, że korzyści sprzedawców energii elektrycznej wynikać będą bezpośrednio ze skrócenia czasu do wystawienia faktury oraz dopasowania portfela zakupów i związanej nim optymalizacji procesu zarządzania popytem (Wykresy 8 i 9). Jak wspomniano we wstępie osiągnięcie korzyści przez sprzedawców skorelowano z funkcjonalnym uruchomieniem centralnej bazy danych pomiarowych, jako źródła informacji umożliwiającego niezbędną analitykę w obszarach popytu i podaży energii elektrycznej.

Założono ponadto, że oczekiwane korzyści sprzedawców energii elektrycznej będą mogły zostać przeniesione na odbiorców końcowych poprzez ceny energii elektrycznej, a rozwijająca się równoległe z rozwojem systemu inteligentnego opomiarowania konkurencja rynkowa powinna to wymusić. Oszacowano, że korzyści sprzedawców związane z wprowadzanymi zmianami mogą w latach 2020-2034 wynieść łącznie nawet 654 mln zł (Wykres 6).

Wykres 6. Szacowane korzyści sprzedawców w mln zł w latach 2023-2034 (w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r.)

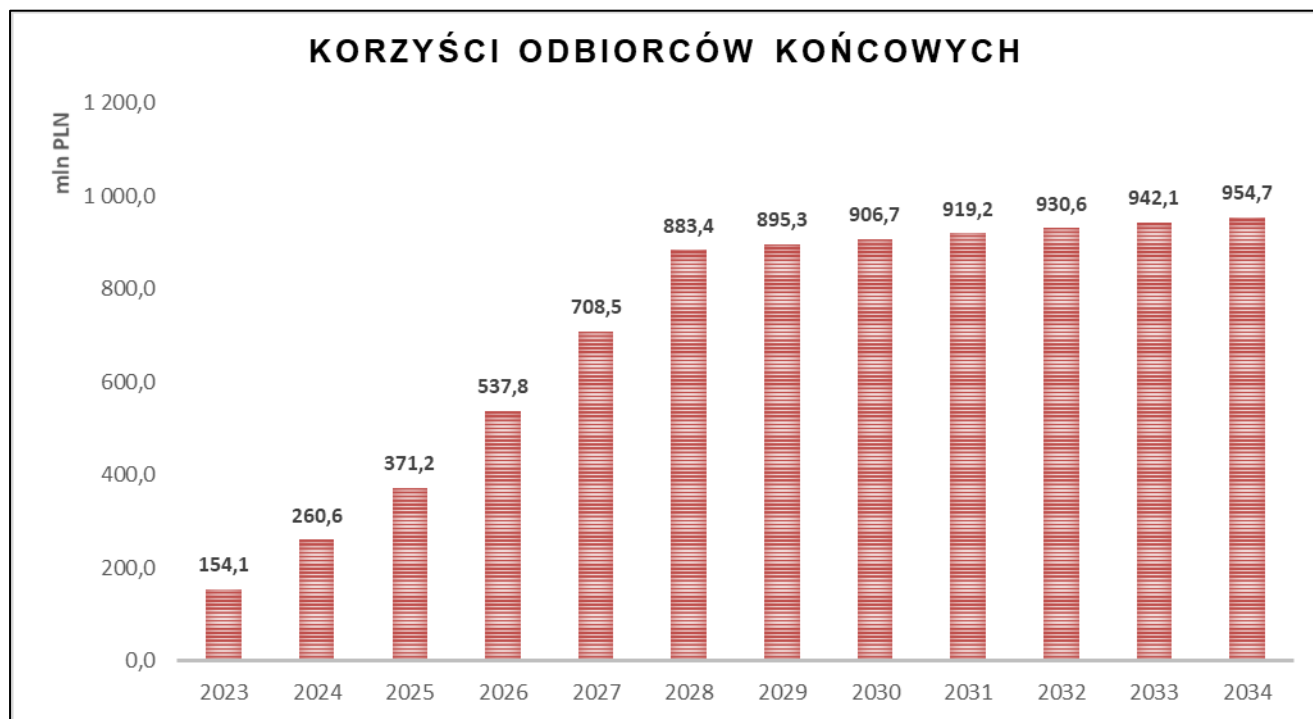


Źródło: Obliczenia własne

4. Korzyści odbiorców

W ramach analizy założono, że korzyści bezpośrednie dla odbiorców końcowych uwidaczniać się będą przez uniknięte wydatki, które nie będą mieć wpływu na samą cenę energii elektrycznej czy stawki usług sieciowych. W efekcie, mając na uwadze trzy istotne zmienne (obniżenie zużycia energii, możliwość zmiany sprzedawcy oraz zmniejszenie udziału we wsparciu finansowania utrzymania i budowy nowych źródeł szczytowych) łącznie dla okresu 2020-2034 korzyści w obszarze odbiorców grupy taryfowej G oraz C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW oszacowano łącznie na 8 464 mln zł (w cenach z 2016 roku zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2019 r.).

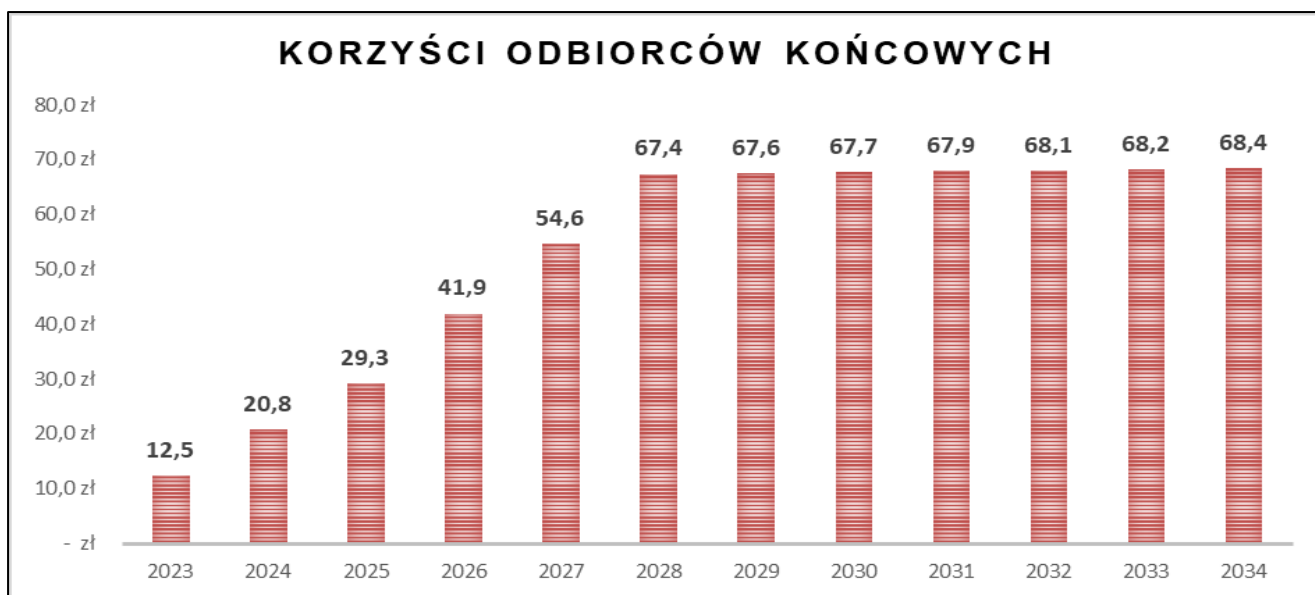
Wykres 8. Szacowane korzyści odbiorców końcowych w mln zł w latach 2023-2034 (w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r.)



Źródło danych: Obliczenia własne

Uzyskane dane uszczegółowiono przez przeliczenie wzrostu korzyści odbiorców w ustalonej perspektywie czasowej (2020-2034) na 1 odbiorcę energii elektrycznej w obu wyodrębnionych grupach taryfowych (G i C1x o mocy umownej mniejszej lub równej 16 kW). W efekcie wskazano, że rozwiązania związane z systemem inteligentnego opomiarowania mogą w latach 2020-2034 pozwolić na wygenerowanie przez odbiorców końcowych oszczędności rzędu nawet ok. 635 zł na jednego odbiorcę końcowego energii elektrycznej.

Wykres 9. Korzyści odbiorców końcowych (w zł/odbiorcę końcowego) w latach 2023-2034 (w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r.)



Źródło danych: Obliczenia własne

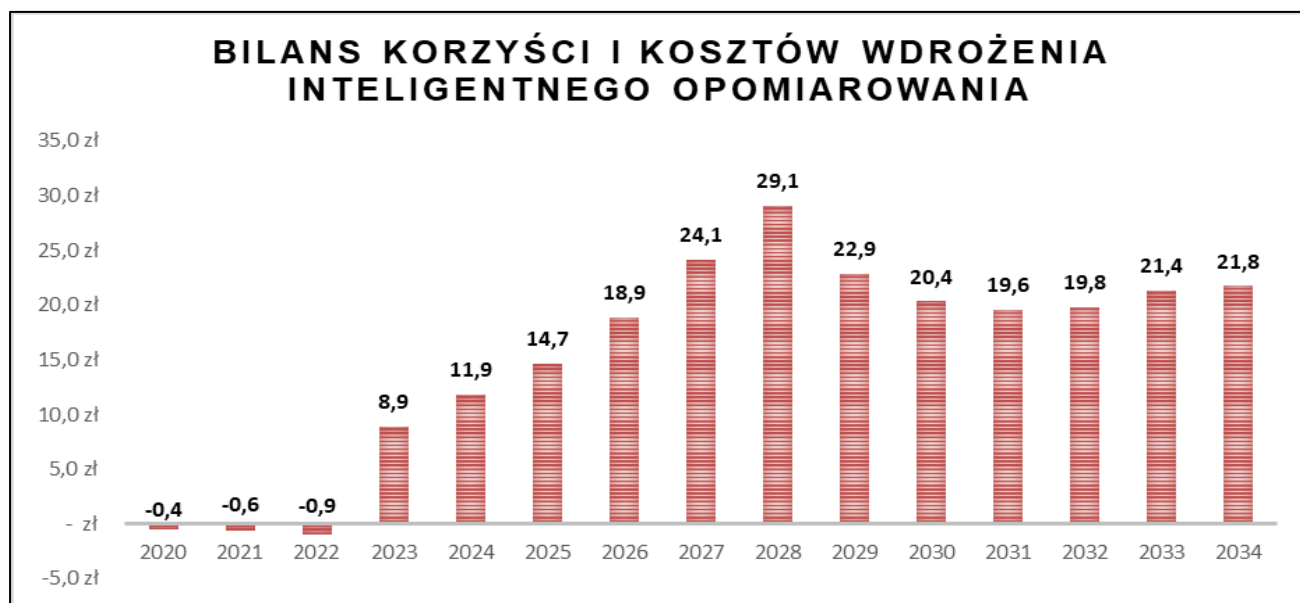
VIII. Saldo kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania z perspektywy odbiorcy końcowego

W ramach przedmiotowego opracowania przeanalizowano również wpływ kosztów i korzyści związanych z wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania na odbiorcę końcowego.

Przyjęto, że korzyści osiąmane przez OSD w związku z ograniczeniem liczby odczytów (realizowanych w trybie inkasenckim) zostaną przeniesione na odbiorców w postaci zmniejszenia wysokości opłaty dystrybucyjnej, będącej jedną ze składowych rachunku za energię elektryczną. Założono jednocześnie, że podobna sytuacja będzie miała miejsce w odniesieniu do części oszczędności wygenerowanych przez OSD w związku z ograniczeniem strat handlowych i technicznych.

Na wykresie 10 przedstawiono prognozowany wpływ bilansu kosztów i korzyści na ceny energii elektrycznej przy założeniu, że 90% korzyści z tytułu redukcji liczby odczytów oraz 50% korzyści z tytułu ograniczenia strat handlowych i technicznych zostanie przeniesionych na odbiorców końcowych.

Wykres 10. Bilans korzyści i kosztów inteligentnego opomiarowania w zł/rok/odbiorcę końcowego w latach 2020-2034 (w cenach z 2016 r. zdyskontowanych na 1 stycznia 2019 r. z uwzględnieniem podatku VAT)



Źródło danych: Obliczenia własne

Przedstawione dane pozwalają na wnioskowanie, że wpływ netto (korzyści minus koszty) na wysokość opłat za energię elektryczną przy przytoczonych założeniach (model ostrożnościowy) będzie z perspektywy odbiorcy końcowego pozytywny. Po początkowej fazie inwestycyjnej oraz związanym z tym przesunięciem w czasie procesu osiągania korzyści, wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania będzie czynnikiem stymulującym do spadku kosztów związanych z codziennym korzystaniem z energii elektrycznej (sumarycznie w latach 2020-2034 spadek ten może osiągnąć nawet 306,80 zł/MWh).

IX. Materiały źródłowe:

1. *Analiza skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania*, Warszawa, kwiecień 2013 r.;
2. *Commission Staff Working Document. Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27. Report from the Commision. Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a Focus on eletricity. Brussels 17.6.2014. SWD(2014) 189 final.*
<https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-metering-deployment-european-union>
3. *Ocena skutków regulacji do rządowego projektu Ustawy o rynku mocy z dnia 23.06.2017 r.*;
4. *Odpowiedź popytu na taryfy wielostrefowe. Raport z testu konsumenckiego*, Energa Operator S.A., Gdańsk, październik 2014 r.;
5. *Podsumowanie pierwszego etapu wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania*, Energa Operator S.A., Gdańsk, październik 2014 r.;
6. *Projekt SMART. Pilotażowe wdrożenie innowacyjnych programów redukcyjnych. Raport końcowy.* TAURON Dystrybucja S.A. i TAURON Sprzedaż S.A. we współpracy z PSE S.A., Wrocław, Gliwice, 2014 r.;
7. *Scenariusz średnich kosztów energii elektrycznej do roku 2050 oraz cen w taryfach za energię elektryczną dla wybranych grup odbiorców do roku 2030.* Grzegorz Wiśniewski, Andrzej Curkowski, Bartłomiej Pejas, *Energetyka – Społeczeństwo – Polityka*, 2017, Numer 2 (6)
<http://www.ejournals.eu/ESP/2017/Numer-2/>
8. *Smart Grid Projects in Europe: lessons learned and current developments.* European Commision, Joint Research Centre, Institute of Energy, 2011
https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/publications/smart_grid_projects_in_europe_lessons_learned_and_current_developments.pdf
9. *Sytuacja w elektroenergetyce. Biuletyn kwartalny. IV kwartały 2016.* Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2017 r.;
10. *Sytuacja Techniczno – Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego. IV kwartały 2016.* Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, marzec 2017 r.;
11. *Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy*, Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa dnia 3 stycznia 2018 r.;



POLSKIE TOWARZYSTWO PRZESYŁU I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

UL. WOŁYŃSKA 22
60-637 POZNAŃ
www.ptpiree.pl

TEL. (0-61) 846-02-00
FAX (0-61) 846-02-09
ptpiree@ptpiree.pl

NIP 777-00-04-090 Regon 004845964 Nr konta: BZ WBK SA 6 O/Poznań 30 1090 1362 0000 0000 3601 8167

Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce

Zamawiający

Ministerstwo Gospodarki

Wykonawca

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii
Elektrycznej

Poznań, 20 sierpnia 2012 r.

SPIS TREŚCI

1. Wprowadzenie	5
2. Cel i potrzeba wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce	8
2.1. Faktyczne przesłanki wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych	9
2.1.1. Poprawa efektywności energetycznej, redukcja emisji gazów, wzrost wytwarzania w źródłach odnawialnych	10
2.1.2. Zarządzanie stroną popytową (Demand Side Management)	11
2.1.3. Kształtowanie rynku energii elektrycznej	13
2.1.4. Poprawa konkurencji	14
2.2. Przesłanki formalne wdrożenia smart meteringu	14
2.2.1. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG	15
2.2.2. Dyrektywa 2009/72/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE	17
2.2.3. Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej oraz uchylający dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE	19
2.2.4. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia oraz Stanowisko Rządu RP do Komunikatu	22
2.2.5. Stanowisko Rządu RP do komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno- Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia oraz Stanowisko Rządu RP do Komunikatu	24
2.2.6. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku	25
3. Materiały źródłowe wykorzystane do opracowania niniejszego dokumentu	27
3.1. Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce	28

3.2.	Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce	36
3.3.	Analiza wykonana dla Urzędu Regulacji Energetyki w ramach projektu Transition Facility - „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii”	38
3.4.	Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku	41
3.5.	Stanowisko Prezesa URE w sprawie operatora informacji pomiarowej	43
3.6.	Program wdrożeniowy ENERGA-OPERATOR S.A.	44
4.	Koncepcja krajowego systemu inteligentnego opomiarowania	46
4.1.	Ogólna charakterystyka rynku danych pomiarowych	46
4.2.	Cel wprowadzenia nowej koncepcji rynku opomiarowania	49
4.3.	Opis proponowanych koncepcji rynku opomiarowania	50
4.4.	Rola podmiotów w preferowanej koncepcji rynku opomiarowania	54
5.	Prawny aspekt wdrożenia smart meteringu w Polsce	56
5.1.	Analiza obecnie obowiązujących przepisów prawnych RP pod kątem możliwości wdrożenia inteligentnego opomiarowania	56
5.2.	Konieczne zmiany w prawie, które umożliwią wprowadzenie inteligentnego opomiarowania	58
6.	Wymagania techniczne dla systemów inteligentnego opomiarowania, w tym specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej, specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu	61
6.1.	Specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej	61
6.1.1.	Układy pomiarowe	61
6.1.1.1.	Wymagania funkcjonalne wobec liczników 1- i 3-fazowych..	61
6.1.1.2.	Wymagania funkcjonalne wobec liczników bilansujących	71
6.1.2.	Infrastruktura telekomunikacyjna	77
6.2.	Specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu	81
6.2.1.	Specyfikacja informacji wymienianych z urządzeniem pomiarowym	81

6.2.2.	Specyfikacja informacji wymienianych pomiędzy systemem odczytowym a systemem centralnym w OSD	82
6.2.3.	Specyfikacja informacji wymienianych przez system centralny z innymi systemami zewnętrznymi	84
7.	Korzyści i beneficjenci wdrożenia inteligentnego pomiaru	85
7.1.	Specyfikacja korzyści z punktu widzenia grup podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej	86
7.1.1.	Korzyści dla odbiorców energii elektrycznej	86
7.1.2.	Korzyści dla sprzedawców energii elektrycznej (sprzedaż detaliczna)	88
7.1.3.	Korzyści dla wytwórców energii elektrycznej	89
7.1.4.	Korzyści dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych	90
7.1.5.	Korzyści dla Operatora Systemu Przesyłowego	93
7.2.	Specyfikacja korzyści z punktu widzenia korzyści ogólnospołecznych	93
8.	Nakłady na wdrożenie inteligentnego opomiarowania w Polsce	95
8.1.	Szacunek nakładów inwestycyjnych do wdrożenia inteligentnego pomiaru w Polsce i propozycja ich alokacji	95
8.2.	Zestawienie pozycji uwzględnionych przy określeniu wysokości nakładów na wdrożenie systemu AMI	97
8.3.	Zestawienie oszacowanych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania	99
8.3.1.	Redukcja kosztów odczytów	99
8.3.2.	Oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej	100
8.3.3.	Odłożenie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej	101
8.3.4.	Odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej	101
8.3.5.	Redukcja różnic bilansowych obejmująca straty techniczne i handlowe	102
8.3.6.	Zmniejszenie kosztów obsługi klienta	103
9.	Harmonogram wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych	103
10.	Wnioski	105
10.1	Wnioski o charakterze ekonomicznym	106
10.2	Wnioski o charakterze regulacyjnym	107

1. Wprowadzenie

Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE (dalej jako: Dyrektywa), Państwa członkowskie Unii Europejskiej zapewniają wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii elektrycznej. Jednakże zgodnie z Załącznikiem nr 1 pkt 2 do Dyrektywy, wdrożenie tych systemów może zostać uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna. Ocena taka zgodnie z Dyrektywą powinna zostać dokonana przez Państwo członkowskie UE w terminie do dnia 3 września 2012 r.

W związku z powyższym, Ministerstwo Gospodarki - dostrzegając potrzebę dokładnego przeanalizowania problemu związanego z wdrożeniem inteligentnych systemów pomiarowych - powołało w dniu 6 grudnia 2010 roku zespół ekspertów pod nazwą Zespół Doradczy do spraw związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci elektroenergetycznych w Polsce, w skład którego weszli przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, Urzędu Regulacji, PSE Operator S.A., Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz Towarzystwa Obrotu Energią. Głównym zadaniem tego Zespołu było przeanalizowanie i próba udzielenia odpowiedzi na pytanie, czy w Polsce istnieje potrzeba wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych. Zdaniem ekspertów Zespołu, wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych z uwagi na wyzwania, jakie stoją w najbliższym czasie przed polską energetyką, jest koniecznością. Potwierdzenie stanowiska ekspertów znalazło się w krótkim podsumowaniu tego zagadnienia pt. *„Wnioski i rekomendacje dotyczące zasadności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce”*. Opisano w nim cel i potrzebę wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz wskazano korzyści płynące z wdrożenia tego typu systemów. Wobec powyższego Ministerstwo Gospodarki zleciło Zespołowi podjęcie dalszych działań, które będą prowadziły do wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych.

Jednocześnie mając na uwadze konieczność przedstawienia Komisji Europejskiej informacji na temat zasadności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce,

Ministerstwo Gospodarki postanowiło zlecić przygotowanie dokumentu, który w sposób kompleksowy podsumuje dotychczas przeprowadzone w Polsce analizy w tym zakresie oraz wszelkie powstałe w ostatnim czasie dokumenty, które przedstawiały opłacalność oraz zasadność wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce w zakresie elektroenergetyki.

Zatem celem niniejszej analizy jest omówienie następujących zagadnień:

- cel i potrzeba wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania,
 - koncepcja krajowego systemu inteligentnego opomiarowania,
 - wymagania techniczne dla systemów inteligentnego opomiarowania, w tym specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej, specyfikację zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu,
 - korzyści i beneficjenci wdrożenia inteligentnego pomiaru,
 - ekonomiczna opłacalność wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce,
 - szacunek nakładów inwestycyjnych do wdrożenia inteligentnego pomiaru w Polsce i propozycja ich alokacji,
 - harmonogram wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych,
- na podstawie następujących dokumentów:
- opracowania „Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce” wykonanego dla PSE Operator S.A.¹⁾,
 - opracowania „Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce” wykonanego dla PTPiREE²⁾,
 - Stanowiska Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku z dnia 30 maja 2011 roku,
 - „Koncepcji dotyczącej modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Niezależnego Operatora Pomiarów” przygotowanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki,
 - Komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia,

¹⁾ źródło: www.piio.pl

²⁾ Materiał własny PTPiREE

- Stanowiska Rządu w sprawie Komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia.

Opracowanie dotyczy jedynie zagadnień związanych z elektroenergetyką, wobec czego zwroty: przedsiębiorstwo energetyczne, operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, sprzedawca, inteligentny system pomiarowy itp. używane są w odniesieniu do energii elektrycznej, chyba że w treści opracowania wskazano inaczej.

2. Cel i potrzeba wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce

We Wprowadzeniu wskazano, że jest ono wykonywane z uwagi na potrzebę dokonania przez Państwa członkowskie analizy opłacalności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (dalej: KSE). Jednak zanim taka analiza zostanie przedstawiona, w pierwszej kolejności trzeba odpowiedzieć na pytanie jakiemu celowi ma służyć wdrożenie tych systemów pomiarowych. Wśród przesłanek wdrożenia można wyróżnić przyczyny formalne (twarde) czyli wymagane pośrednio lub bezpośrednio na podstawie aktów prawnych Unii Europejskiej, takich jak dyrektywy oraz przyczyny nieformalne (miękkie), rozumiane jako te, które stanowią przejaw ogólnej polityki UE oraz Państw członkowskich. Do pierwszej z wymienionych grup zaliczyć należy Dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. *w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającą dyrektywę Rady 93/76/EWG* oraz Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. *dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE*. Natomiast do nieformalnych przesłanek faktycznych w szczególności należą: konieczność zwiększenia efektywności energetycznej, redukcja emisji gazów cieplarnianych, wzrost konkurencji na rynku energii elektrycznej, wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, czy wreszcie - jak ma to miejsce w przypadku Polski - potrzeba wdrożenia rozwiązań sprzyjających zbilansowaniu KSE w sytuacji powstających w najbliższych kilku latach zagrożeń związanych z planowanymi ubytkami mocy wytwórczych.

Jednak wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych ma również znacznie szerszy wymiar, także z punktu widzenia gospodarczego UE. Zgodnie z podejściem prezentowanym przez Komisję Europejską między innymi w *Komunikacie Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia* (dalej Komunikat KE w sprawie inteligentnych sieci), czy *Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Europejska Agenda Cyfrowa* wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, stanowi nieodzowny element inteligentnej sieci i przyczyni się w znacznym stopniu do

przyspieszenia rozwoju i unowocześnienia gospodarki Państw wchodzących w skład Unii Europejskiej. Z prezentowanego przez Komisję Europejską (KE) stanowiska wynika, iż przyszły rozwój gospodarczy UE musi w coraz większym stopniu pochodzić z innowacyjnych produktów i usług przeznaczonych dla obywateli i przedsiębiorstw z UE. W funkcjach jakie będą posiadały inteligentne systemy pomiarowe, w szczególności tych umożliwiających bieżący dostęp do aktualnego stanu zużycia energii elektrycznej, dwustronną komunikację między konsumentami, gospodarstwami domowymi lub przedsiębiorstwami oraz innymi użytkownikami sieci i dostawcami energii, KE widzi możliwość znacznej redukcji zużycia energii przez tych odbiorców, co znacznie poprawi konkurencyjność gospodarki Państw członkowskich UE. Ponadto KE w Komunikacie KE w sprawie inteligentnych sieci podkreśla, iż w europejskim badaniu Bio Intelligence stwierdzono, że inteligentne sieci mogłyby ograniczyć roczne zużycie energii pierwotnej w sektorze energetycznym UE o prawie 9% do 2020 r. Ponadto KE oczekuje również, iż inteligentne sieci, w tym inteligentne systemy pomiarowe przyczynią się do stworzenia nowych miejsc pracy i dodatkowego wzrostu gospodarczego. Przewiduje się także, że wartość światowego rynku inteligentnych urządzeń gospodarstwa domowego wzrośnie z 3,06 mld USD w 2011 r. do 15,12 mld USD w 2015 r.. Szacuje się także, że ok. 15% spodziewanych inwestycji przeznaczonych zostanie na wprowadzanie inteligentnych systemów pomiarowych, natomiast 85% na modernizację pozostałej części systemu³.

2.1. Faktyczne przesłanki wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych

Jak wspomniano powyżej, potrzeba wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych wynika z przesłanek formalnych i nieformalnych. Formalne to głównie unijne akty prawne, nieformalne natomiast to te, które stanowią obiektywną potrzebę wprowadzenia takich systemów pomiarowych i *de facto* leżą u podstaw stworzenia wymogów prawnych w tym zakresie. Do nieformalnych przyczyn konieczności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych zaliczyć można przede wszystkim konieczność spełnienia celów wynikających z tzw. Pakietu klimatycznego, czyli ograniczenie do 2020 roku emisji gazów cieplarnianych o 20%, zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym do 20% oraz

³ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia

podniesienie o 20% efektywności energetycznej. Ponadto na te trzy wymienione wyżej okoliczności nakłada się jeszcze czwarta, która jest związana ze specyfiką polskiego systemu elektroenergetycznego, a mianowicie zagrożenie związane z niebilansowaniem mocy w KSE w perspektywie najbliższych kilku lat, związane z koniecznością wyłączenia starych, nieefektywnych i emitujących dużą ilość gazów i pyłów źródeł wytwórczych energii elektrycznej.

2.1.1. Poprawa efektywności energetycznej, redukcja emisji gazów, wzrost wytwarzania w źródłach odnawialnych

W Pakiecie klimatycznym na Państwa członkowskie Unii Europejskiej nałożono obowiązek realizacji do 2020 roku trzech celów: ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 20%, zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym do 20% oraz podniesienie o 20% efektywności energetycznej. Przedmiotowe cele nie będą z punktu widzenia polskiej gospodarki łatwe do zrealizowania. Szczególnie należy obawiać się o realizację pierwszego z nich, biorąc pod uwagę fakt, iż ok. 87% produkowanej w Polsce energii elektrycznej pochodzi z węgla kamiennego i brunatnego. Zatem poprawa efektywności energetycznej, jak również wzrost wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, są jednym z podstawowych elementów, które mają przyczynić się do redukcji emisji pyłów do atmosfery.

Jednak poprawa efektywności energetycznej wynika nie tylko z konieczności redukcji emisji pyłów do atmosfery – oczekuje się, iż umożliwi ona również wykorzystanie potencjalnych oszczędności energii w sposób ekonomicznie efektywny. Środki pochodzące z poprawy efektywnego wykorzystania energii mogą posłużyć Państwom członkowskim UE oraz całej Wspólnocie Europejskiej do zmniejszania jej uzależnienia od importu energii. Ponadto ukierunkowanie na technologie efektywniej wykorzystujące energię również pozytywnie wpłynie na innowacyjność i konkurencyjność gospodarki europejskiej. Inwestowanie w efektywność energetyczną pozwoli także zaoszczędzić środki finansowe na budowę nowych mocy wytwórczych.

Działania w poprawę efektywności energetycznej są działaniami charakteryzującymi się znaczną złożonością i długofalowością. Wśród środków poprawy efektywności energetycznej możemy wyróżnić te najbardziej popularne, jak docieplenie budynków, wymiana okien itp., ale także bardziej złożone, związane z promowaniem wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji czy też sięgnięcie do działań, które nie są jeszcze dzisiaj w

praktyce wykorzystywane, czyli do zarządzania popytem poprzez wymuszania na odbiorcach pewnego rodzaju zachowań mających wpływ na zużycie energii elektrycznej. Należy również podkreślić, iż poprawa efektywności energetycznej będzie możliwa do udokumentowania tylko wtedy, kiedy będzie istniała możliwość zmierzenia skutków działań ukierunkowanych na poprawę efektywności. W tym celu potrzebna jest instalacja urządzeń, które nie tylko zmierzają wartość zaoszczędzonej energii, ale również posłużą jako narzędzie, które przyczyni się do jej oszczędzania. Takimi urządzeniami będą inteligentne systemy pomiarowe, które poza funkcją licznika, który mierzy stan zużycia energii elektrycznej, będzie również służył jako przekaznik informacji o np. programach DSR (ang. Demand Side Response) dla odbiorcy.

Nowe rozwiązania techniczne - zwłaszcza w zakresie wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych - w znacznym stopniu ułatwią również rozwój odnawialnych źródeł energii, w szczególności generacji rozproszonej. Rozwój tego typu generacji wiąże się z wprowadzeniem pojęcia „prosumenta” czyli podmiotu, który zarówno produkuje i wprowadza energię do sieci, jak również ją z sieci pobiera. W kwestii wyjaśnienia należy zaznaczyć, iż źródła prosumenckie to nie tylko źródła produkujące tzw. zieloną energię elektryczną, lecz również te, które mogą wykorzystywać konwencjonalne źródła, jak np. ropę naftową itp. Jednak wydaje się obecnie, iż dzięki wsparciu, jakie ma produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, jak również planowane ułatwienia spowodują, że większość energii produkowanej przez prosumentów będzie pochodziła z małych źródeł odnawialnych, takich jak źródła fotowoltaiczne czy źródła wiatrowe.

Zatem, dzięki inteligentnym systemom pomiarowym, znacznie łatwiej będzie można zmierzyć produkowaną w tych źródłach energię, co przyczyni się do wzrostu w ogólnym bilansie energetycznym energii wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych, jak również wpłynie na spadek emisji pyłów i gazów do atmosfery.

2.1.2. Zarządzanie stroną popytową (*Demand Side Management*)

Kolejne zamierzenie, które będzie można zrealizować dzięki wprowadzeniu inteligentnych systemów pomiarowych, to wprowadzenie do polskiego systemu elektroenergetycznego mechanizmów umożliwiających zarządzanie stroną popytową *Demand Side Management* (DSM). Umożliwić mają one efektywne gospodarowanie energią elektryczną poprzez wpłynięcie na zmniejszenie jej zużycia przez odbiorców energii elektrycznej, tym samym służąc spłaszczeniu tzw. krzywej popytu i przyczyniając się do

redukcji produkcji energii elektrycznej w momentach, gdy jest na nią największe zapotrzebowanie. Pojęcie DSM jest najczęściej definiowane podobnie, jak przedstawia to Urząd Regulacji Energetyki - jako zarządzanie lub sterowanie popytem, służące do identyfikowania, oceny i wykorzystania źródeł (zasobów) po stronie popytu, na energię elektryczną przez jej końcowych użytkowników. URE podkreśla, iż DSM jest jednym z instrumentów realizacji zintegrowanego planowania zasobów energetycznych po stronie popytowej. Jako cel podstawowy DSM URE wymienia efektywne wykorzystanie energii, czyli zmniejszenie zużycia energii elektrycznej oraz sterowanie obciążeniem, czyli zmniejszenie obciążenia lub przesunięcie obciążenia na okres poza szczytem⁴. Zwłaszcza ten drugi element, jakim jest sterowanie popytem, ogranicza negatywne skutki nierównomiernego i niejednokrotnie nadmiernego popytu na energię elektryczną. Dzięki temu wzrasta efektywność na poziomie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej. Element ten zwany jest również reakcją strony popytowej (ang. Demand Side Response, w skrócie DSR). Jak podkreślają autorzy opracowania „Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce” wykonanego dla PSE Operator S.A., głównymi celami mechanizmów DSR jest redukcja maksymalnych obciążeń szczytowych, zwiększenie obciążenia w okresach dolin, dopasowanie obciążenia do aktualnych warunków pracy systemu elektroenergetycznego oraz przesunięcie obciążeń pomiędzy różnymi porami dnia lub roku. Z przedmiotowej analizy PSE Operator S.A. wynika, iż reakcja strony popytowej w horyzoncie krótkookresowym może mieć wpływ na bilans mocy w systemie i może być widziana jako ekonomiczna optymalizacja zapotrzebowania na energię, a nie działanie prowadzące do oszczędzania energii. Z kolei w horyzoncie długookresowym, DSR może wpływać na bilans energii oraz mobilizować zachowania odbiorców skutkujące oszczędnością energii. Spowodować to mają sygnały rynkowe, oparte przede wszystkim na cenie energii. Sygnały te mogą pochodzić ze wszystkich rynków ustalających cenę mocy lub energii, czyli rynku transakcji natychmiastowych, rynku bilansującego, oraz rynku usług systemowych⁵. Aby wdrożenie mechanizmów DSR było jednak możliwe, konieczna jest rejestracja pobieranej przez odbiorców energii elektrycznej w sposób zdecydowanie częstszy niż ma to miejsce dzisiaj.

Obecny system opomiarowania, oparty przede wszystkim na licznikach indukcyjnych, nie daje możliwości uzyskania takich informacji. W praktyce uniemożliwia to wdrożenie programów DSR. Dlatego też, aby można było rozpocząć prace nad mechanizmami, które umożliwią zarządzanie stroną popytową, należy wprowadzić rozwiązania techniczne, które

⁴ http://www.ure.gov.pl/portal/pl/37/1022/Dsm_zarzadzanie_lub_sterowanie_popytem.html

⁵ http://www.piio.pl/dok/DSR_Etap_I_przegląd_mechanizmów_DSR.pdf

pozwoła na pozyskanie odpowiednich danych pozwalających we właściwy sposób określić jakie mechanizmy można zastosować. Temu celowi ma służyć właśnie wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych, których funkcja dwustronnej komunikacji z jednej strony pozwoli na szybkie i sprawne pozyskiwanie informacji o aktualnym zużyciu energii, a z drugiej pozwoli na przesyłanie odpowiednich informacji do odbiorcy, umożliwiających mu aktywne uczestnictwo w rynku energii.

2.1.3. Zagrożenie niezbilansowania polskiego systemu elektroenergetycznego

Do przedstawionych powyżej przesłanek zasadności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce należy dołączyć jeszcze jedną, która jest wynikiem prowadzonej przez Unię Europejską polityki ograniczającej redukcję emisji oraz stawiającej na odnawialne źródła energii, a mianowicie zagrożenie niezbilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w perspektywie najbliższych lat. Jest to związane z procesem wyłączenia z eksploatacji najstarszych bloków wytwórczych, charakteryzujących się wysoką emisją pyłów i gazów oraz brakiem aktywności w zakresie budowy nowych źródeł wytwórczych. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest wygaśnięcie okresu derogacji w związku z zapisami Dyrektywy 2010/75/WE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych. Wyłączanie istniejących źródeł oraz brak budowy nowych, w ciągu kilku najbliższych lat może doprowadzić do sytuacji, w której okresowo mogą wystąpić problemy ze zbilansowaniem mocy w KSE. Sytuacja taka może mieć miejsce przede wszystkim w okresach, gdy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest największe, czyli w tzw. okresach szczytowych.

Sposobami, które w znacznym stopniu sytuację tę mogą poprawić, są środki wymienione w poprzednich punktach tego rozdziału, czyli poprawa efektywności energetycznej, rozwój generacji rozproszonej, wprowadzenie mechanizmów zarządzania popytem. Jednak realizacja tych celów wymaga zmiany podejścia do systemu energetycznego poprzez wprowadzenie nowych rozwiązań technicznych i organizacyjnych, w tym umożliwiających stworzenie inteligentnej sieci, w której kluczową rolę będą odgrywały inteligentne systemy pomiarowe.

2.1.4. Poprawa konkurencji

Przewiduje się, iż wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych w znacznym stopniu wpłynie pozytywnie na wzrost konkurencji na rynku energii elektrycznej. Zainstalowanie takich systemów przyczyni się do zaprzestania rozliczania odbiorców energii w oparciu o prognozy i umożliwi rozliczanie według bieżącego zużycia. Pozwoli także na zaoferowanie odbiorcom zróżnicowanych taryf oraz ewentualnie innych produktów, które staną się elementem konkurencji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi. Dzięki większej ilości danych pochodzących z inteligentnych systemów pomiarowych oraz łatwiejszemu do nich dostępowi, znacznie łatwiej na rynek energii elektrycznej będzie wejść nowym podmiotom, które będą mogły konkurować z obecnymi tzw. zasiedziałyymi sprzedawcami energii elektrycznej, co wpłynie na poprawę konkurencji na rynku energii elektrycznej oraz być może i spadek jej cen.

2.2. Przesłanki formalne wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych

Analizując przesłanki formalne wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych należy podkreślić, iż w chwili obecnej żaden z dokumentów zarówno krajowych, jak i unijnych, nie wprowadza bezwzględnego obowiązku wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych. Dokumenty unijne takie jak Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG, czy Dyrektywa 2009/72/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE wskazują wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych jako pożądaną drogę rozwoju systemu elektroenergetycznego, która ułatwi realizację celów pakietu klimatycznego, jak również przyczyni się do rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. W Polsce jedynym oficjalnym dokumentem rządowym, który wprost wspomina o potrzebie wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, jest Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. O inteligentnych systemach pomiarowych mówi się obecnie przy pracach nad projektem nowej ustawy prawo energetyczne, w której planuje się przebudowę rynku danych pomiarowych i proponuje obligatoryjne wprowadzenie systemów inteligentnego opomiarowania do powszechnego obrotu.

2.2.1. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG

Przedmiotowa Dyrektywa wskazuje na potrzebę wzrostu efektywności energetycznej. Jej celem jest opłacalna ekonomicznie poprawa efektywności końcowego wykorzystania energii w Państwach członkowskich UE poprzez określenie celów oraz stworzenie mechanizmów, zachęt i ram instytucjonalnych, finansowych i prawnych, niezbędnych do usunięcia istniejących barier rynkowych i niedoskonałości rynku utrudniających efektywne końcowe wykorzystanie energii oraz stworzenie warunków dla rozwoju i promowania rynku usług energetycznych oraz dla dostarczania odbiorcom końcowym innych środków poprawy efektywności energetycznej. Dyrektywa ta nakłada również na Państwa członkowskie obowiązek w postaci poprawy efektywności energetycznej w wymiarze 9% w dziewiątym roku jej stosowania (tzw. cel indykatywny), który Państwa te winny zrealizować za pomocą usług energetycznych i innych środków poprawy efektywności energetycznej. Państwa członkowskie UE są zobowiązane do podjęcia efektywnych kosztowo, wykonalnych i rozsądnych środków służących osiągnięciu tego celu.

Dyrektywa – poza postawieniem celów – określa także mechanizmy, które mają służyć poprawie efektywności energetycznej, wskazując w załączniku nr 3 szeroką listę przykładów kwalifikujących się jako środki poprawy efektywności energetycznej, jednocześnie dzieląc je na następujące sektory:

- sektor budynków wielorodzinnych i użyteczności publicznej - zaliczając do niego wszelkie działania związane z termomodernizacją, produkcją energii ze źródeł odnawialnych, czy promowanie wszelkiego rodzaju urządzeń wpływających na zmniejszenie zużycia energii,
- sektor przemysłowy – zaliczając do niego między innymi wzrost produkcji energii w wysokosprawnej kogeneracji czy zarządzanie aktywnym reagowaniem na popyt, a ponadto dążenie do stosowania maksymalnie oszczędnych i wydajnych urządzeń,
- sektor transportu – w ramach którego promowane jest stosowanie efektywnych energetycznie środków transportu, zmiany sposobu podróży przykładowo poprzez promocję akcji polegających na wprowadzeniu dni bez samochodu itp.,

- środki horyzontalne – przede wszystkim akcje promocyjne, regulacje prawne wpływające na zmniejszenia zużycia energii,
- środki wielosektorowe – do których należy zaliczyć między innymi oznakowania efektywności energetycznej, szkolenia i edukację, pomiar, inteligentne systemy pomiarowe, takie jak indywidualne urządzenia pomiarowe wyposażone w zdalne sterowanie oraz rachunki zawierające zrozumiałe informacje.

Jak wynika z powyższego, Dyrektywa przewiduje, że wprowadzenie inteligentnych liczników pomiarowych jest jednym ze sposobów na poprawę efektywności energetycznej. Wskazuje jednak, że instalacja takich liczników powinna być wprowadzona w przypadku, gdy jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnych oszczędności energii. Nowe układy pomiarowe powinny dokładnie oddawać rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego i informować go o rzeczywistym czasie korzystania z energii.

Dyrektywa przewiduje również, że rachunki, które otrzymują odbiorcy energii powinny być oparte na rzeczywistym zużyciu. Ponadto odbiorcom wraz z rachunkami, umowami, transakcjami lub pokwitowaniami powinny być udostępniane następujące informacje, sformułowane w jasny i zrozumiały sposób:

- rzeczywiste aktualne ceny i rzeczywiste zużycie energii,
- porównanie obecnego zużycia energii przez odbiorcę końcowego ze zużyciem za ten sam okres w roku poprzednim, najlepiej w formie graficznej,
- porównanie z przeciętnym znormalizowanym lub przykładowym użytkownikiem energii z tej samej kategorii użytkowników,
- informacje kontaktowe dotyczące organizacji konsumenckich, agencji energetycznych i podobnych podmiotów, łącznie ze stronami internetowymi, gdzie możliwe jest uzyskanie informacji o dostępnych środkach poprawy efektywności energetycznej, porównaniach profili odbiorców końcowych lub obiektywnych specyfikacjach technicznych urządzeń zużywających energię.

Spełnienie powyższych warunków i dostarczenie odpowiednich informacji wydaje się obecnie niemożliwe bez zastosowania odpowiednich urządzeń, jakimi są inteligentne systemy pomiarowe.

Dyrektywa, wymieniając zestaw informacji, jakie powinien otrzymać odbiorca, określa pośrednio funkcjonalności, które powinien taki licznik posiadać. Należy jednak wyraźnie podkreślić, iż wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych jest traktowane

przez Dyrektywę jako środek fakultatywny, o czym świadczą choćby zwroty „Państwa Członkowskie zapewniają, by na tyle, na ile jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnych oszczędności energii” czy „w odpowiednich przypadkach”. Jednak kolejne dokumenty Unijne już znacznie więcej uwagi poświęcają temu zagadnieniu i mocniej akcentują potrzebę i znaczenie wprowadzenia tego typu urządzeń do powszechnego obrotu.

2.2.2. Dyrektywa 2009/72/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE

Dyrektywa 2009/72/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE jest jednym z podstawowych elementów wchodzących w skład tzw. trzeciego pakietu liberalizacyjnego rynku energii w Unii Europejskiej. Dyrektywa ta wprowadza szereg zmian w porównaniu z obecnie funkcjonującymi przepisami. Do najistotniejszych z nich można zaliczyć:

- wzmocnienie roli i niezależności krajowego regulatora (URE),
- silniejszy rozdział działalności obrotowej i wytwórczej od przesyłowej,
- zaostrzenie kryteriów unbundlingu,
- certyfikację operatora systemu przesyłowego,
- obowiązek zapewnienia tzw. usługi powszechnej,
- wzmocnienie praw konsumenta i ochronę najbardziej wrażliwych odbiorców,
- upowszechnienie stosowania inteligentnych systemów pomiarowych oraz budowę inteligentnej sieci.

Na szczególną uwagę z punktu widzenia tego opracowania zasługują postulaty wzmocnienia praw konsumenta oraz upowszechnienie stosowania inteligentnych systemów pomiarowych. W zakresie realizacji postulatu wzmocnienia praw konsumenta, Państwa członkowskie UE zapewniają przynajmniej wszystkim odbiorcom będącym gospodarstwami domowymi dostęp do energii elektrycznej oraz mają zapewnić go w sposób ciągły, przy udziale instytucji sprzedawcy z urzędu. Państwa członkowskie powinny również zapewnić wszystkim odbiorcom prawo do zakupu energii elektrycznej od dostawcy, niezależnie od tego, w jakim Państwie członkowskim dostawca jest zarejestrowany, tak długo, jak dostawca ten stosuje się do mających zastosowanie zasad dotyczących handlu i bilansowania. W związku z tym Państwa członkowskie przyjmują wszelkie środki niezbędne do

zapewnienia, aby procedury administracyjne nie stanowiły dyskryminacji przedsiębiorstw dostarczających energię elektryczną zarejestrowanych już w innym Państwie członkowskim UE. Ponadto Państwa członkowskie UE zapewniają odbiorcom aby w przypadku, gdy ten zechce zmienić sprzedawcę, przestrzegając przy tym warunków umowy, dany operator dokonał tej zmiany w terminie trzech tygodni. Dyrektywa 2009/72/WE kładzie również szczególny nacisk na podjęcie przez Państwa członkowskie niezbędnych środków w celu ochrony odbiorców wrażliwych, poprzez zapewnienie im w każdym przypadku dostaw energii. W tym celu przewiduje, że Państwa członkowskie UE mogłyby zastosować środki podobne do stosowanych w ramach polityki socjalnej, obejmujące poprawę polityk socjalnych lub efektywności energetycznej w mieszkalnictwie. Dodatkowo Dyrektywa 2009/72/WE w załączniku II pkt 1 ppkt h nakłada na Państwa członkowskie UE obowiązek zapewnienia odbiorcom dostępu do swoich danych dotyczących zużycia energii oraz możliwość, za wyraźną zgodą i nieodpłatnie, udzielenia dostępu do swoich danych pomiarowych każdemu zarejestrowanemu przedsiębiorstwu dostarczającemu energię elektryczną. Strona odpowiedzialna za zarządzanie danymi ma obowiązek przekazania tych danych temu przedsiębiorstwu. Państwa członkowskie powinny również określić format danych oraz procedurę udostępniania ich dostawcom i konsumentom. Co istotne, konsumentów nie powinno obciążać się żadnymi dodatkowymi kosztami za wykonanie tej usługi. Takie działanie odniesie nie tylko skutek w postaci wzrostu konkurencji wśród sprzedawców energii elektrycznej, którzy - posiadając szczegółowe dane o zużyciu - będą mogli łatwiej dopasować swoją ofertę do potrzeb klienta. Częste przekazywane odbiorcom informacji na temat kosztów energii, będzie również stwarzać zachętę do oszczędzania energii, gdyż dzięki nim odbiorcy uzyskają bezpośrednie informacje zwrotne dotyczące skutków inwestycji w energooszczędne rozwiązania oraz skutków zmiany przyzwyczajeń.

Z powyższymi działaniami, które mają wpłynąć na poprawę sytuacji odbiorcy na rynku energii, nieodzownie wiąże się wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych, które w znacznym stopniu ułatwią realizację ww. zadań, a w większości tych przypadków będą stanowić warunek ich wykonania. Dlatego dyrektywa 2009/72/WE promuje także wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, stanowiąc między innymi w art. 3 ust. 11, że inteligentne systemy pomiarowe mogą służyć do celu promowania efektywności energetycznej oraz do optymalizacji wykorzystania energii elektrycznej.

Dyrektywa 2009/72/WE nie nakłada jednak wprost obowiązku wdrożenia do krajowych systemów energetycznych inteligentnych systemów pomiarowych. Zdając sobie natomiast sprawę, że spełnienie przewidzianych w niniejszej dyrektywie środków poprawy

sytuacji odbiorcy na rynku energii elektrycznej, jak również wzrost efektywności energetycznej mogą wymagać wdrożenia tego typu rozwiązań, dyrektywa dała Państwom członkowskim UE czas na podjęcie decyzji o wdrożeniu tego typu układów pomiarowych. Załącznik II pkt 2 niniejszej dyrektywy stanowi, że wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.

Zgodnie z założeniem zawartym w tejże dyrektywie, ocena taka powinna być przeprowadzona w terminie do dnia 3 września 2012 r. Ponadto Państwa członkowskie UE powinny przygotować harmonogram wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych, wyznaczając termin docelowy wynoszący do 10 lat. Jeżeli z ww. analizy będzie wynikało, iż rozpowszechnianie inteligentnych systemów pomiarowych jest ekonomicznie uzasadnione, wówczas w inteligentne systemy pomiarowe powinno wyposażać się do 2020 r. przynajmniej 80% konsumentów. Dyrektywa przewiduje również, iż jeżeli Państwa członkowskie UE zdecydują się na wdrożenie tych systemów pomiarowych, to muszą one zapewnić ich interoperacyjność na swym terytorium oraz stosowanie odpowiednich standardów, najlepszych praktyk oraz znaczenie rozwoju rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

2.2.3. Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej oraz uchylający dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE

Pod koniec czerwca 2012 roku do Parlamentu Europejskiego został przekazany projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej oraz uchylający dyrektywy 2004/8/WE i 2006/32/WE⁶. Projekt ten jest kontynuacją wcześniejszej Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającej dyrektywę Rady 93/76/EWG omówioną w pkt 2.2.1 oraz Dyrektywy 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. Jak podkreślają projektodawcy, projekt tej dyrektywy powstał ponieważ UE przyjęła za cel osiągnięcie 20% oszczędności energii

⁶ Projekt z dnia 22 czerwca 2012 r.

pierwotnej w 2020 r. i uczyniła go jednym z pięciu głównych celów strategii „Europa 2020” na rzecz inteligentnego, trwałego wzrostu gospodarczego sprzyjającego włączeniu społecznemu. Jednak Komisja Europejska podkreśla, że z jej obecných szacunków wynika, że w 2020 r. Unia Europejska osiągnie tylko połowę z docelowych 20%. Zatem zaistniała potrzeba podjęcia prac nad nową strategią w zakresie wsparcia efektywności energetycznej, której perspektywa będzie wybiegała również poza ramy 2020 roku.

Projekt tej dyrektywy połączył dwa dotychczas osobno ujęte tematy, a mianowicie efektywność energetyczną oraz wytwarzanie energii i ciepła w kogeneracji. W poprzedniej dyrektywie 2006/32/WE kogeneracja została wymieniona jedynie jako jeden ze środków mających wpływ na poprawę efektywności energetycznej. W projekcie element ten został potraktowany dużo szerzej, w zasadzie jako jeden z podstawowych środków służących poprawie efektywności energetycznej. Projekt ten nakłada również szereg dodatkowych obowiązków na Państwa członkowskie w zakresie promowania efektywności energetycznej, jak również określa rolę sektora publicznego jako tego, który powinien pełnić przodującą rolę w zakresie prowadzenia prac poprawiających efektywność energetyczną.

Jednym z ważniejszych elementów służących poprawie efektywności energetycznej jest umożliwienie odbiorcom szybkiego dostępu do danych o ich bieżącym zużyciu energii elektrycznej, gazu, ciepła i wody. Jednak zdając sobie sprawę, że cel ten nie będzie łatwy do zrealizowania, projektodawca dał Państwom członkowskim UE kilka możliwości służących jego realizacji. Jedną z nich jest instalowanie indywidualnych liczników, które umożliwią dostęp do takiej informacji. Instalacja takich urządzeń powinna odbyć się wówczas, gdy jest to technicznie możliwe i opłacalne ekonomicznie oraz racjonalne z punktu widzenia osiągnięcia celów efektywności ekonomicznej. Projekt Dyrektywy zastrzega jednak, że takie liczniki muszą być instalowane w nowo powstających budynkach. Ponadto jeżeli już Państwa członkowskie UE zdecydują się na wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych, to:

- powinny one dostarczać do odbiorcy końcowego informacje o rzeczywistym zużyciu,
- powinno zostać zachowane odpowiednie bezpieczeństwo danych pomiarowych i zapewnione bezpieczne systemy komunikacji,
- powinno umożliwiać się rozliczenie energii oddanej do sieci przez odbiorcę, czyli powinien być to licznik tzw. prosumencki,
- dane pomiarowe o ilości energii oddanej, jak i pobranej z sieci powinny być dostępne w jasnej i zrozumiałej formie, umożliwiającą porównywanie zużycia,

- powinny wprowadzić wymóg przekazywania odbiorcom porad i informacji w momencie montażu inteligentnych liczników; porady i informacje dotyczą w szczególności pełnych możliwości liczników, jeżeli chodzi o zarządzanie odczytem liczników oraz monitorowanie zużycia energii.

Projekt Dyrektywy wskazuje również, że instalowane systemy powinny posiadać funkcję dostępu do historycznych danych o zużyciu energii. Zgodnie z treścią przedmiotowego projektu, Państwa członkowskie UE powinny zapewnić odbiorcy łatwy dostęp do kompletnych informacji o historycznym zużyciu, w szczególności do sumarycznych danych za co najmniej trzy poprzedzające lata lub za okres od rozpoczęcia umowy na dostawę, jeżeli jest on krótszy, jak również informacje uzupełniające dotyczące zużycia w przeszłości, obejmujące również szczegółowe dane według czasu użytkowania dla dowolnego dnia, tygodnia, miesiąca i roku. Dane te powinny być dostępne dla odbiorcy końcowego poprzez internet lub wyświetlacz w liczniku i powinny zawierać dane za co najmniej dwa ostatnie lata.

Projekt przewiduje jednak, że wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych powinno być dokonane zgodnie z Dyrektywą 2009/72/WE, a w przypadku gazu zgodnie z Dyrektywą 2009/73/WE, czyli powinno być poprzedzone analizą opłacalności ekonomicznej wdrożenia tych systemów. Z drugiej jednak strony projekt stanowi, że nawet jeżeli odbiorcy nie będą mieli zainstalowanych liczników z uwagi na przeprowadzoną analizę z Dyrektywy 2009/72/WE I 2009/73/WE to Państwa członkowskie UE muszą zapewnić odbiorcom nie później niż do 1 stycznia 2015 roku, możliwość otrzymywania rachunków opartych na aktualnym zużyciu. I tylko w przypadkach szczególnych będzie można oprzeć rozliczenie na szacunkach. Jednocześnie projekt dyrektywy przewiduje, że odbiorca powinien mieć darmowy dostęp do tych danych.

Powyższe pokazuje, iż w kolejnych dyrektywach Unii Europejskiej coraz wyraźniej dąży się do tego, ażeby Państwa członkowskie UE wprowadziły inteligentne systemy pomiarowe. Omawiana w niniejszym podrozdziale Dyrektywa nie nakłada może wprost obowiązku instalowania inteligentnych systemów pomiarowych, ale daje do zrozumienia, że należy zmodyfikować podejście zarówno przedsiębiorców sprzedających energię elektryczną, jak również dystrybutorów do sposobu zbierania oraz przetwarzania danych pomiarowych.

2.2.4. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia oraz Stanowisko Rządu RP do Komunikatu

Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – *Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia* oraz Stanowisko Rządu RP do tego Komunikatu odnosi się kompleksowo do potrzeby wdrożenia szeroko rozumianej inteligentnej sieci, której podstawowym elementem są inteligentne systemy pomiarowe. W dokumencie Komisja Europejska wskazuje, jakie korzyści może odnieść cała UE z wdrożenia technologii inteligentnych sieci. Komisja Europejska w przedmiotowym komunikacie podkreśla, że wprowadzenie inteligentnych sieci pozwoli zarządzać bezpośrednimi interakcjami i komunikacją między konsumentami, gospodarstwami domowymi lub przedsiębiorstwami, innymi użytkownikami sieci i dostawcami energii. Dzięki temu konsumenci będą mieli możliwość bezpośredniej kontroli wzorców zużycia i zarządzania nimi, co z kolei stanowi silną zachętę do oszczędniejszego korzystania z energii, jeżeli ich wprowadzeniu towarzyszyć będzie wdrożenie cen energii elektrycznej uzależnionych od czasu. Pozwoli to również na lepsze zarządzanie siecią, co oznacza jej większe bezpieczeństwo i tańszą eksploatację. Inteligentne sieci umożliwią integrację znacznych ilości energii ze źródeł odnawialnych wytwarzanej na morzu i na lądzie, a także pojazdów elektrycznych, przy jednoczesnym zachowaniu dostępności dla wytwarzania energii konwencjonalnej. Ponadto wprowadzenie inteligentnych sieci jest okazją do poprawy przyszłej konkurencyjności oraz wiodącej pozycji dostawców technologii z UE, takich jak sektor inżynierii elektrycznej i elektronicznej. Inteligentne sieci stanowią wreszcie platformę, na której tradycyjne przedsiębiorstwa energetyczne lub nowe podmioty na rynku, takie jak przedsiębiorstwa TIK (przedsiębiorstwa sektora technologii informacyjno-komunikacyjnych) mogą opracowywać nowe, innowacyjne usługi energetyczne z właściwym uwzględnieniem wyzwań w zakresie ochrony danych lub bezpieczeństwa cybernetycznego. Dynamika taka powinna zwiększyć konkurencję na rynku detalicznym, zachęcać do ograniczania emisji gazów cieplarnianych oraz umożliwiać wzrost gospodarczy. Inteligentne sieci są również sposobem na spełnienie przez Państwa członkowskie UE wymogów w zakresie promowania efektywności energetycznej. W celu realizacji ww. celów konieczne staje się szybkie i sprawne wdrożenie przez kraje UE

inteligentnych systemów pomiarowych, gdyż bez nich większość wymienionych zadań - zwłaszcza w zakresie wzmocnienia aktywności odbiorców na rynku energii elektrycznej - wydaje się niemożliwa do realizacji.

Komisja wskazuje również na fakt, że aby wdrożenie inteligentnych sieci było możliwe w niezbyt długim i przewidywalnym czasie oraz żeby sieci te spełniały swoje zadania, niezbędne jest skoncentrowanie się na kilku najistotniejszych zadaniach, takich jak:

- opracowaniu norm technicznych; w celu realizacji tego zadania Komisja będzie monitorować wdrożenie programu prac ustanowionego w mandacie w celu zapewnienia terminowego przyjęcia norm oraz będzie śledzić rozwój norm w zakresie TIK na szczeblu europejskim i międzynarodowym w celu ułatwienia wdrażania inteligentnych sieci,
- zapewnieniu ochrony danych konsumentów; podkreślając szczególne znaczenie tego zadania, Komisja będzie monitorować przepisy krajowego prawodawstwa, które mogą mieć zastosowanie, w celu uwzględnienia specyfiki ochrony danych w inteligentnych sieciach. Ponadto Komisja zleci europejskim organom normalizacyjnym opracowanie norm technicznych dla inteligentnych sieci zgodnie z podejściem uwzględniającym ochronę prywatności,
- ustanowieniu ram regulacyjnych dla oferowania zachęt w zakresie stosowania inteligentnych sieci; w tym celu Komisja opracuje zachęty regulacyjne dla wprowadzenia inteligentnych sieci, wytyczne w celu określenia metodyki planów realizacji inteligentnych systemów pomiarowych stworzonych przez Państwa członkowskie oraz ich analizy kosztów i korzyści, jak również będzie zachęcać do prowadzenia skoordynowanych działań mających na celu wprowadzenie inteligentnych sieci na szczeblu europejskim i regionalnym oraz będzie promować takie działania,
- zagwarantowaniu otwartego i konkurencyjnego rynku detalicznego w interesie konsumentów; w ramach tego działania Komisja wprowadzi minimalne wymagania dotyczące formy i treści informacji przekazywanych klientom oraz dostępu do usług informacyjnych i zarządzania popytem oraz będzie monitorować realizację wymogów trzeciego pakietu niezbędnych dla utworzenia przejrzystego i konkurencyjnego rynku detalicznego usług w oparciu o inteligentne sieci i inteligentne systemy pomiarowe,
- zapewnieniu ciągłego wsparcia dla innowacji w zakresie technologii i systemów; w tym celu Komisja proponuje dodatkowe inicjatywy demonstracyjne na dużą skalę w zakresie szybkiego wprowadzenia inteligentnych sieci, biorąc pod uwagę potrzeby

określone w ramach europejskiej inicjatywy przemysłowej na rzecz sieci elektroenergetycznej. Obejmą one nowe sposoby i środki pobudzenia finansowania zgodnie z pakietem dotyczącym infrastruktury energetycznej oraz uruchomienie inicjatywy Inteligentne miasta i wspólnoty.

2.2.5. Stanowisko Rządu RP do komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia oraz Stanowisko Rządu RP do Komunikatu

Stanowisko Rządu Rzeczypospolitej Polskiej pozytywnie odnosi się do przedstawionej w dokumencie Komisji wizji rozwoju sieci elektroenergetycznej. Zdaniem Rządu wdrożenie rozwiązań dotyczących inteligentnych sieci elektroenergetycznych jest koniecznością, która wynika ze zmian jakie zachodzą obecnie w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, związanych z rozwojem generacji rozproszonej i systemów magazynowania energii elektrycznej, jak i w związku z rozwojem nowych technologii, w szczególności wykorzystujących energię elektryczną. Zdaniem Rządu RP rozwój inteligentnych sieci pozytywnie wpłynie na poprawę efektywności wykorzystania energii i w konsekwencji na obniżenie poziomu emisji CO₂ do atmosfery oraz na rozwój wewnętrznego rynku energii, jak również na poprawę konkurencyjności gospodarczej UE. Za pozytywny aspekt zostało tu również uznane postulowanie przez Komisję opracowania wspólnych europejskich norm w zakresie inteligentnych sieci, dzięki którym Państwa członkowskie UE będą mogły przystąpić do budowy zintegrowanych inteligentnych sieci. Rząd RP podkreśla, że bez opracowania takich jednolitych norm dla Państw członkowskich trudno jest sobie wyobrazić tworzenie jednolitego kompatybilnego systemu energetycznego w UE. Rząd RP podkreśla, że kwestią dla niego priorytetową jest ochrona danych osobowych oraz danych pomiarowych. W związku z tym wszelkie powstające procedury postępowania z danymi pomiarowymi powinny zapewniać najwyższy standard ich ochrony oraz umożliwiać ich bezpieczną wymianę. Rząd RP dostrzega również, że co do zasady wprowadzenie inteligentnych sieci zachęci odbiorców energii elektrycznej do zmiany dotychczasowych zachowań, większej aktywności i dostosowania się do nowych wzorców zużycia energii elektrycznej. Będzie się tak działo dzięki wyposażeniu odbiorców w inteligentne systemy pomiarowe. Systemy te pozwolą odbiorcom na uzyskanie danych o rzeczywistym zużyciu i kosztach energii z dużo

większą częstotliwością niż ma to miejsce obecnie, dzięki czemu będą oni bardziej świadomi swoich potrzeb i częściej będą zwracać się do sprzedawców o dopasowanie oferty do ich zużycia. Takie podejście wymaga jednak ścisłej współpracy pomiędzy działaniami sprzedawców energii elektrycznej a zachowaniem się odbiorców oraz stosowania cen energii elektrycznej uzależnionych od rzeczywistego jej zużycia w określonym czasie. Dzięki temu odbiorca będzie również zużywał mniej energii co poprawi wskaźniki efektywności energetycznej.

2.2.6. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku

Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późn. zm.) Rada Ministrów uchwała Politykę energetyczną państwa. Polityka energetyczna to podstawowy dokument rządowy, który przedstawia priorytetowe kierunki w jakich powinna zmierzać krajowa energetyka. Wśród priorytetów obecnie obowiązującej Polityki energetycznej Polski do 2030 r. można wyróżnić:

- poprawę efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- dywersyfikację struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Zgodnie z programem działań wykonawczych do Polityki energetycznej na lata 2009-2012 w celu poprawy efektywności energetycznej należy zastosować techniki zarządzania popytem (Demand Side Management) stymulowane poprzez zróżnicowanie dobowe cen energii elektrycznej na skutek wprowadzenia rynku dnia bieżącego oraz przekazanie sygnałów cenowych odbiorcom za pomocą zdalnej dwustronnej komunikacji z licznikami elektronicznymi. Realizacja tego zadania powinna być wykonana poprzez:

- wdrożenie nowego modelu rynku energii elektrycznej, w tym wprowadzenie rynku dnia bieżącego,
- wprowadzenie obowiązku stosowania liczników elektronicznych umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii,

- zastosowanie technik zarządzania popytem (DSM) umożliwiających podwyższenie współczynnika czasu użytkowania największego obciążenia energii elektrycznej,
- stworzenie możliwości zastosowania systemu bodźców do racjonalizacji zużycia energii elektrycznej poprzez taryfy dystrybucyjne (np. wprowadzenie strefowości w taryfach).

Natomiast w celu poprawy rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii Polityka energetyczna Polski do 2030 r. przewiduje w programie działań wykonawczych szereg rozwiązań, które sytuację tą mają poprawić. Do działań tych należy zaliczyć w szczególności ułatwienie zmiany sprzedawcy energii, m.in. poprzez wprowadzenie ogólnopolskich standardów, dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu elektronicznych liczników energii elektrycznej, które może być zrealizowane między innymi poprzez:

- upowszechnienie stosowania elektronicznych liczników energii elektrycznej, z wprowadzeniem ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu tych liczników,
- wprowadzenie zasady, że operator sieci jest właścicielem liczników dla wszystkich odbiorców.

Wobec powyższego, z Polityki energetycznej Polski do 2030 r. nie można wprost wyciągnąć wniosku, że wprowadza ona obowiązek instalowania inteligentnych systemów pomiarowych, jednak pośrednio z programu działań wykonawczych wynika, iż Państwo powinno dążyć do instalowania takich liczników, które będą posiadały cechy takich systemów. Widać również z powyższego, że zdaniem polskiego rządu wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych może pozytywnie wpłynąć na poprawę funkcjonowania polskiego sektora energetycznego, w szczególności na poprawę efektywności energetycznej, wzrostu konkurencji na rynku energii elektrycznej, jak również pomoże wprowadzić mechanizmy zarządzania popytem.

3. Materiały źródłowe wykorzystane do opracowania niniejszego dokumentu

Wprowadzenie do niniejszego opracowania wskazuje, że nie jest ono analizą w rozumieniu załącznika 2 pkt 2 Dyrektywy 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE i stanowi jedynie podsumowanie dotychczas sporządzonych analiz, opracowań i dokumentów, które odnoszą się zarówno do opłacalności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarów, jak również prezentują korzyści, jakie z ich wdrożenia będą wynikały. Od ukazania się dyrektywy 2009/72/WE w Polsce powstało kilka znaczących dokumentów na temat potrzeb i zasadności wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych do polskiego systemu elektroenergetycznego. Do najistotniejszych z nich należy dokument przygotowany przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej pt. *„Studium Wdrożenia Inteligentnego Pomiaru Energii Elektrycznej w Polsce”*. Drugim projektem, który w kompleksowy sposób ujmuje problematykę wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce jest *„Budowa systemu zarządzania popytem na rynku energii elektrycznej”* przygotowana dla PSE Operator S.A. Wskazane dokumenty są kluczowe z punktu widzenia oceny opłacalności wdrożenia do polskiego systemu elektroenergetycznego inteligentnych systemów pomiarowych. Pozostałe dokumenty, który zostaną w niniejszym dokumencie przedstawione, choć nie pozwalają ocenić opłacalności ekonomicznej wdrożenia takich systemów pomiarowych, umożliwiają udzielenie odpowiedzi na pytanie dlaczego w Polsce potrzebne jest wprowadzenie tych systemów oraz jak powinien wyglądać system elektroenergetyczny po wdrożeniu tych rozwiązań, a w szczególności jak powinien zostać skonstruowany nowy model rynku opomiarowania. Dlatego przygotowując niniejsze opracowanie prócz ww. dokumentów zostały jeszcze wzięte pod uwagę: Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku oraz Stanowisko Prezesa URE pt. *„Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej”*.

Ponadto warto podkreślić, iż swoją analizę opłacalności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych przeprowadziło również jedno z największych w Polsce

przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, a mianowicie ENERGA Operator S.A. Spółka ta po przeprowadzeniu analizy zdecydowała się na rozpoczęcie wdrażania tego typu urządzeń na obszarze swojej działalności. Z uwagi na brak dostępu do całości przedmiotowego dokumentu, nie będzie on szczegółowo omawiany w niniejszym opracowaniu. Z uwagi jednak na doniosłe znaczenie faktu, iż ww. przedsiębiorstwo zdecydowało się na wdrożenie takich systemów pomiarowych, krótko przedstawione zostaną jego główne założenia i cele.

Należy również zaznaczyć, iż już w 2008 roku na zlecenie Urzędu Regulacji Energetyki został przygotowany raport w ramach projektu Transition Facility - *Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii*, który między innymi analizował potrzebę wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych do KSE. Opracowanie powstało jednak w innym celu, niż przygotowanie wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, a mianowicie dotyczyło przede wszystkim wzmocnienia roli krajowego regulatora. Ponadto dokument powstał przed ustanowieniem Dyrektywy 2009/72/WE, zaś jego autorzy zawarli w nim pewną wizję, a nie konkretne propozycje rozwiązań. Zatem przedmiotowy dokument nie będzie służył ocenie zasadności ekonomicznej wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych. Niemniej jednak z uwagi na wagę przedmiotowej analizy i zawartych w niej rozwiązań dotyczących między innymi ewentualnego modelu rynku danych pomiarowych, jej poszczególne elementy były brane pod uwagę przy przygotowaniu niniejszej analizy.

3.1. Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce

Zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2030 roku, jedną z możliwości wpłynięcia na poprawę efektywności energetycznej jest zastosowanie technik zarządzania popytem (Demand Side Management) stymulowane poprzez zróżnicowanie dobowe cen energii elektrycznej na skutek wprowadzenia rynku dnia bieżącego oraz przekazanie sygnałów cenowych odbiorcom za pomocą zdalnej dwustronnej komunikacji z licznikami elektronicznymi. W celu realizacji tego zadania, przedsiębiorstwo PSE Operator S.A. zleciło wykonanie opracowania „*Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce*”⁷. W ramach projektu zrealizowane zostały podprojekty dotyczące:

⁷ http://www.piio.pl/bszpre_produkty.php

- zbudowania i uzgodnienia modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych,
- opracowania modelu stosowania mechanizmów DSR,
- opracowania standardów dla rynku opomiarowania,
- kształtowania środowiska prawnego i budowy akceptacji społecznej i środowiskowej.

Za główny cel przedmiotowej analizy PSE Operator S.A. postawił sobie poprawę konkurencyjności rynku i efektywności użytkowania energii elektrycznej dzięki wdrożeniu mechanizmów zarządzania popytem. Ponadto analiza miała odpowiedzieć na pytanie, jak ograniczyć szczytowe zapotrzebowanie na energię elektryczną i zapewnić zbilansowanie KSE w sytuacji ograniczeń mocy wytwórczych związanych z emisjami, jakie są możliwości rozwoju konkurencyjnego rynku energii dzięki wprowadzeniu rozliczeń według rzeczywistego zużycia i ułatwieniach w zmianie sprzedawcy oraz jak ograniczyć wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego dzięki wdrożeniu nowych mechanizmów konkurencyjnych na rynku energii elektrycznej, jak również na pytanie o możliwość zapewnienia informacji o bieżącym zużyciu energii elektrycznej w celu umożliwienia jej oszczędności i zwiększenia efektywności jej wykorzystania. Celem opracowania było również zbadanie możliwości utworzenia centralnego repozytorium danych pomiarowych (zwanego w tym opracowaniu Niezależnym Operatorem Pomiarów lub określanego skrótem NOP) i zapewnienia jego neutralności rynkowej. Spółka PSE Operator S.A. chciała również uzyskać odpowiedź na pytanie o możliwość poprawy bezpieczeństwa pracy KSE poprzez zapewnienie rezerwy mocy w szczytach zapotrzebowania dobowego i obniżenie kosztów bilansowania systemu elektroenergetycznego w wyniku ograniczenia siły rynkowej wytwarzania i wprowadzenia mechanizmów zarządzania popytem⁸.

W ramach przedmiotowego opracowania, w związku z postawionymi przez PSE Operator S.A. założeniami, powstały następujące produkty:

- Opracowanie przeglądu aktualnie stosowanych mechanizmów DSR,
- Opracowanie koncepcji mechanizmów DSR dla krajowego rynku energii elektrycznej,
- Opracowanie szczegółowego rozwiązania mechanizmów DSR dla KSE,
- Opracowanie raportu z realizacji zadania szczegółowego,
- Analiza,
- Ogólny model rynku opomiarowania,
- Skonsolidowane podsumowanie.

⁸ http://www.piio.pl/bszpre_cele_projektu.php

Pierwsze cztery opracowania stanowią element zadania pt. *„Opracowanie modelu stosowania mechanizmów DSR na rynku energii w Polsce”*, natomiast trzy ostatnie są wynikiem realizacji zadania pt. *„Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych”*.

Wydaje się, że z punktu widzenia niniejszej analizy, warto krótkiego omówienia są wszystkie dokumenty wchodzące w skład tych dwóch zadań. Omówienie dokumentów wchodzących w skład zadania pierwszego pozwoli określić, dlaczego potrzebne jest wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, natomiast dokumenty będące wynikiem drugiego zadania pokazują co należy zrobić, żeby można było wdrożyć w polskich warunkach mechanizmy DSR tak, żeby ich działanie było najskuteczniejsze.

Pierwsze z przedmiotowych opracowań opisuje przegląd aktualnie stosowanych mechanizmów reakcji strony popytowej⁹. W dokumencie tym autorzy podjęli próbę zdefiniowania strony popytowej oraz oszacowania korzyści, jakie może nieść ze sobą zarządzanie stroną popytową. W tym celu analizie poddane zostały mechanizmy zarządzania popytem w innych krajach Unii Europejskiej, jak i z poza UE. I tak z przedstawionej analizy wynika, iż w USA funkcjonuje Energy Policy Act z 2005 roku oraz Energy Independence and Security Act z 2007 roku, które jako jedno z podstawowych działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej jak i zarządzanie energią wymieniają działania DSR. Prace nad mechanizmami DSR prowadzone są zarówno przez Unię Europejską, jak i przez poszczególne Państwa członkowskie UE takie jak, Irlandia, w której w 2008 roku zdecydowano się na instalowanie inteligentnych urządzeń w każdym mieszkaniu, Szkocja, Wielka Brytania, czy Niemcy. W dokumencie tym przedstawiono również różne mechanizmy funkcjonowania DSR, przedstawiono zasadę ich działania, różne przykłady programów DSR funkcjonujących na świecie oraz wskazano, jakie wymagania muszą być spełnione aby te mechanizmy mogły zadziałać, przy czym w szczególności analizie poddano kwestię wymagań dla inteligentnych systemów pomiarowych. Przedmiotowy dokument zawiera również omówienie roli programów DSR w sterowaniu systemem elektroenergetycznym oraz ocenę efektów wprowadzenia mechanizmów DSR na funkcjonowanie rynków energii i systemów elektroenergetycznych.

Drugie z przedmiotowych opracowań przygotowane w ramach przedmiotowej analizy nosi tytuł *„Opracowanie koncepcji mechanizmów DSR dla krajowego rynku energii*

⁹ Całość informacji prezentowanych w tym rozdziale o przedmiotowym dokumencie jest zaczerpnięta z dokumentu znajdującego się na stronie internetowej http://www.piio.pl/dok/DSR_Etap_I_przegląd_mechanizmow_DSR.pdf

elektrycznej”¹⁰ i przedstawia uwarunkowania formalno prawne dla wdrożenia mechanizmów DSR na rynku polskim. W tej części opracowania znajduje się również analiza obecnych uwarunkowań formalno prawnych wspierających mechanizmy DSR w Unii Europejskiej i w Polsce. Z przedmiotowych analiz wynika, iż UE nie wymusza na Państwach członkowskich stosowania mechanizmów zarządzania popytem w stosunku do odbiorców. Z przygotowanych przez UE dokumentów wynika jedynie konieczność wspierania mechanizmów, które pomogą wdrożyć takie systemy – jak choćby wprowadzanie do powszechnego obrotu inteligentnych systemów pomiarowych. Na operatorów UE nakłada jedynie obowiązki budowania infrastruktury technicznej, która będzie umożliwiała odbiorcom dostęp do informacji o bieżącej konsumpcji energii elektrycznej w celu ewentualnej zmiany swoich zachowań ukierunkowanych na zwiększenie efektywności zużycia energii elektrycznej. Natomiast jeżeli chodzi o mechanizmy DSR w Polsce to nie można na podstawie obecnie obowiązujących aktów prawnych i dokumentów rządowych określić jasnych reguł ich funkcjonowania. Generalnie można stwierdzić, iż rozwiązania zawarte w Polsce są odzwierciedleniem polityki UE w tym zakresie.

Przeprowadzona w ramach tego etapu analiza pozwoliła również zidentyfikować problemy, które wpływają na brak możliwości wdrożenia programów DSR w Polsce. Podstawowym ograniczeniem jest obecny system opomiarowania, który w przeważającej mierze oparty jest na licznikach indukcyjnych uniemożliwiających wdrożenie programów DSR - zwłaszcza tych, które opierają się na taryfach wielostrefowych oraz programach bodźcowych. Inną znaczącą barierą we wprowadzeniu programów DSR jest również obecna regulacja cen dla odbiorców z grupy taryfowej G, która uniemożliwia wdrożenie taryfowych programów DSR dla gospodarstw domowych. W przedmiotowym dokumencie została również podjęta próba zdefiniowania potencjału reakcji strony popytowej w KSE, z której wynika, iż w Polsce istnieją potencjalne możliwości wprowadzenia mechanizmów DSR w szczególności opartych na programach taryfowych, polegających nie tylko na poziomie cen, ale także na zróżnicowaniu cen między okresami wysokich i niskich cen, jak np. w przypadku tradycyjnych taryf dobowo-strefowych. W dokumencie przedstawiono również rekomendowane koncepcje mechanizmów DSR dla krajowego rynku energii elektrycznej wraz z opisaniem zasad ich działania oraz przedstawiono oczekiwane efekty wprowadzenia tych mechanizmów.

¹⁰ Całość informacji prezentowanych w tym rozdziale o przedmiotowym dokumencie jest zaczerpnięta z dokumentu znajdującego się na stronie internetowej http://www.piio.pl/dok/DSR_etap_II_03032010.pdf

Kolejny dokument „*Opracowanie szczegółowego rozwiązania mechanizmów DSR dla KSE¹¹*” jest w zasadzie kontynuacją poprzedniego (tj. drugiego), z tym że tutaj wskazano już konkretne mechanizmy DSR, których zastosowanie byłoby najskuteczniejsze w polskich realiach. Spośród różnych programów DSR, zdaniem autorów opracowania najskuteczniejsze byłyby dwa rodzaje mechanizmów. Pierwszy, którego właścicielem będzie PSE Operator S.A. jako Operator Systemu Przesyłowego i miałby charakter przedawaryjny:

- program przeciawaryjnej odpowiedzi strony popytowej (EDRP),
- taryfy z wyłączeniem (ICR),
- bezpośrednie sterowanie odbiorem (DLC).

Drugim natomiast jest program DSR, który zwiększałby bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego w aspekcie długoterminowym i polegałby na wpłynięciu na zachowania odbiorców energii w zakresie zużycia energii elektrycznej. Mechanizmy DSR powinny być ukierunkowane na zwiększenie efektywności zużywanej przez odbiorców energii elektrycznej, prowadzącej w konsekwencji do dobowego wyrównania krzywej zużycia. Zdaniem autorów przedmiotowego opracowania, najskuteczniejszym narzędziem do osiągnięcia tego typu celów byłyby programy DSR oparte na taryfach wielostrefowych. W ramach tego typu mechanizmów zarekomendowano wdrożenie następujących programów DSR, których właścicielami będą sprzedawcy energii elektrycznej:

- taryfy wielostrefowe (TOU),
- taryfy z krytyczną stawką cenową (CPP).

W opracowaniu tym przedstawiono także szczegółowe zasady funkcjonowania tych mechanizmów, jak również zarekomendowano zmiany legislacyjne jakich należałoby dokonać, żeby mechanizmy te musiały zafunkcjonować.

Jednocześnie podkreślono, że aby te programy mogły funkcjonować, potrzebna jest komunikacja dwustronna pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym, który jest odpowiedzialny za dany program a odbiorcami energii poprzez układ pomiarowy, a co za tym idzie, niezbędna jest instalacja inteligentnych systemów pomiarowych.

W dokumencie „*Opracowanie raportu z realizacji zadania szczegółowego*”¹² przedstawiono wybrane elementy wyników prac wcześniejszych etapów, w tym definicję i charakterystykę mechanizmów DSR oraz rolę tych mechanizmów w sterowaniu systemem elektroenergetycznym, a także uwarunkowania prawne dotyczące wdrożenia mechanizmów DSR w warunkach krajowych, w tym uwarunkowania wynikające z prawa Unii Europejskiej i

¹¹ http://www.piio.pl/dok/opracowanie_szczegolowego_rozwiazania_mechanizmow_DSR_dla_KSE.pdf

¹² j.w.

z prawa krajowego. Przedstawiono również koncepcję mechanizmów DSR dla krajowego rynku energii elektrycznej uwzględniającą występujące uwarunkowania formalno-prawne, organizacyjne, wynikające z modelu rynku energii elektrycznej i techniczne. Zaproponowano także działania mające na celu wdrożenie proponowanej koncepcji funkcjonowania mechanizmów DSR w warunkach krajowych.¹³

Kolejne dokumenty pt. „Analiza”, „Ogólny model rynku opomiarowania” oraz „Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowanych mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych” wchodzi w skład drugiego zadania dotyczącego modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmu zarządzania popytem i przygotowane zostały dla PSE Operator SA przez firmę Hewlett Packard Polska Sp. z o.o.

Pierwszy z tych dokumentów, zatytułowany „Analiza”,¹⁴ stanowi przegląd uwarunkowań wpływających na perspektywę wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania w Polsce. Zatem w przedmiotowym opracowaniu została przeprowadzana analiza uwarunkowań prawnych w odniesieniu do inteligentnych systemów pomiarowych oraz oddziałujących na kształt rynku pomiarów w Polsce. Przedstawiono w nim szereg aktów prawnych UE oraz dokumentów, które w sposób bezpośredni lub pośredni odnoszą się do możliwości i potrzeby instalowania inteligentnych systemów pomiarowych. Z przedmiotowej analizy zostały wysunięte wnioski, iż zaprezentowane dokumenty zwracają uwagę na potrzebę zastosowania inteligentnego opomiarowania w celu racjonalizacji zużycia energii elektrycznej, ułatwienia zbilansowania produkcji energii oraz wpłyną na poprawę konkurencji na rynku energii elektrycznej. Przedstawione tam dokumenty zdaniem autorów opracowania nie określają struktury rynku opomiarowania, oddając to do gestii Państw członkowskich UE.

W dalszej części opracowania przeprowadzono szczegółową identyfikację aktualnych uwarunkowań prawnych w Polsce w zakresie możliwości wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, jak również stworzenia rynku danych pomiarowych. W tym celu przeanalizowano szereg ustaw, takich jak ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), ustawa z dnia 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. z 2002 r. Nr 101, poz. 926, z późn. zm.), ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. *o ochronie konkurencji i konsumentów* (Dz. U. Nr 50, poz. 331, z późn. zm.), ustawa z dnia 11 maja 2001 r. *Prawo o miarach* (Dz. U. z 2004 r. Nr 243, poz. 2441, z późn. zm.), ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny

¹³ http://www.piio.pl/bszpre_produkty.php

¹⁴ http://www.piio.pl/dok/produkt_analiza.pdf

zgodności (Dz.U. z 20010 r. Nr 138, poz. 935, z późn. zm.), ponadto wzięto również pod uwagę Politykę energetyczną Polski do 2030 r. Z analizy powyższych dokumentów wyciągnięto wnioski, iż brak jest mechanizmów, które w wystarczający sposób wpływałyby na poprawę konkurencji na rynku energii elektrycznej w Polsce. Dzieje się tak przede wszystkim z uwagi na kształt polskiego rynku energii elektrycznej, w skład którego wchodzi duże grupy kapitałowe, które wykorzystując swoją monopolistyczną pozycję blokują nowym podmiotom wejście na rynek. Zaobserwowano również brak jasnych reguł w zakresie dostępu do danych pomiarowych, jak również zasygnalizowano, że wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych, które może w znacznym stopniu przyczynić się do rozwiązania powyższych problemów, będzie oznaczało poniesienie dodatkowych kosztów oraz będzie wymagało zmian w obecnie obowiązujących przepisach.

W przedmiotowym dokumencie bardzo szeroko została również przedstawiona analiza sytuacji na rynku polskim w aspekcie budowy rynku opomiarowania. Przeprowadzono analizę otoczenia biznesowego, uwzględniając analizę rynku energii elektrycznej w Polsce, poprzez opisanie jego struktury, zdefiniowanie podmiotów oraz problemów z jakim boryka się rynek energii elektrycznej w Polsce, jak również opisano stan opomiarowania i istniejące modele biznesowe oraz ich potencjał. Autorzy opracowania przygotowując przedmiotową analizę kierowali się zasadą, że inteligentne opomiarowanie stanie się częścią szerszego systemu stanowiącego inteligentną sieć oraz, że jedynie dokładny pomiar z rejestracją profili zużycia oraz możliwością sterowania zużyciem pozwoli na budowanie inteligentnych sieci, a podmiotami, które z tej sieci będą korzystać będą nie tylko profesjonalne podmioty, ale także prosumenci, którzy z biernego podmiotu staną się czynnym uczestnikiem rynku.

W analizie przedstawiono również bariery i ograniczenia związane z rynkiem opomiarowania, które występują nie w samym rynku ale w jego otoczeniu. Do najistotniejszych barier rozwoju tego rynku autorzy zaliczyli barierę rozwoju zasady TPA, która wynika z funkcjonowania rynku hurtowego oraz braku korzystnych ofert dla odbiorców indywidualnych, które mogłyby zachęcić odbiorców do zmiany sprzedawcy¹⁵, brak wiedzy przez odbiorców na temat ich praw, ograniczoną konkurencję sprzedawców, brak presji na warunki świadczenia usług, które wymusiłyby na OSD poprawę jakości świadczonych usług, duże koszty przekazywania odbiorcom informacji „on-line” na temat bieżącego zużycia, zbyt krótki okres legalizacji liczników oraz szereg innych wymienionych w przedmiotowym dokumencie. Szanse rozwoju rynku opomiarowania autorzy opracowania widzą przede wszystkim w zmieniającym się pod tym kątem ustawodawstwie unijnym, we wzroście cen

¹⁵ „Analiza”

nośników energii, pojawieniu się faktycznej konkurencji na rynku energii, utworzeniu jednolitego rynku energii oraz konieczności podniesienia efektywności energetycznej.

Dokument zawiera również krótkie omówienie warunków koniecznych do wdrożenia nowego modelu rynku opomiarowania, do których należy zaliczyć konieczność wprowadzenia zmian legislacyjnych, opracowanie wspólnego jednolitego modelu rynku opomiarowania, zdefiniowanie standardu funkcjonalności liczników, przechowywania danych pomiarowych, zakresu tych danych oraz standardu komunikacji.

Dokument ten przedstawia również analizę dostępnych technologii inteligentnych systemów pomiarowych, technologii telekomunikacyjnych oraz próbę zdefiniowania minimalnych funkcji dla tych urządzeń. Ponadto opracowanie zawiera przedstawienie rozwiązań w zakresie inteligentnych systemów pomiarowych w innych krajach oraz analizę pilotażowych projektów wdrażania tych systemów w Polsce.

Kolejny z dokumentów „*Ogólny model rynku opomiarowania*”¹⁶ definiuje cele, jakie powinno spełnić wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych oraz proponowany model rynku opomiarowania w Polsce. Ponadto dokument ten zawiera analizę zysków i strat płynących z wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz z budowy proponowanego modelu rynku opomiarowania, jak również określenie warunków formalnych organizacyjnych i prawnych warunkujących wprowadzenie nowych rozwiązań do systemu elektroenergetycznego. Szczegółowe omówienie elementów tego dokumentu znajdzie się w dalszej części niniejszego opracowania

Kolejny dokument stanowiący już ostatni element opracowania wykonanego na zlecenie PSE Operator S.A. mającego na celu zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych to „*Skonsolidowane podsumowanie*”¹⁷, które stanowi jak sama nazwa wskazuje podsumowanie Projektu "Budowa systemu zarządzania popytem na rynku energetycznym." W ramach podsumowania sformułowano między innymi cele dla których powstało opracowanie, sposób jego realizacji, podstawowe założenia dla realizacji projektów inteligentnego opomiarowania, proponowany model rynku danych pomiarowych wraz z jego wariantami oraz elementy infrastruktury inteligentnego opomiarowania.

¹⁶ http://www.piio.pl/dok/omr002_29042010_v6_8.pdf

¹⁷ http://www.piio.pl/dok/skonsolidowane%20podsumowanie_HP_5.pdf

3.2. Studium Wdrożenia Inteligentnego Pomiaru Energii Elektrycznej w Polsce

„*Studium Wdrożenia Inteligentnego Pomiaru Energii Elektrycznej w Polsce*”¹⁸ powstało na zlecenie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, a jego wykonawcą był Instytut Energetyki Jednostka Badawczo Rozwojowa, Oddział Gdańsk oraz Ernst&Young Business Advisory sp. z o.o i Wspólnicy sp. k. - jako podwykonawca Instytutu Energetyki. Jako główną ideę powstania przedmiotowego studium przyjęto, że podstawowym celem wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce jest spełnienie wymagań dyrektyw Unii Europejskiej przy najmniejszym koszcie społecznym, przez które rozumieć należy sumę kosztów netto, jakie będą musieli ponieść odbiorcy końcowi energii elektrycznej zarówno na sfinansowanie inwestycji, jak i późniejsze koszty eksploatacyjne¹⁹.

Wobec powyższego, w przedmiotowym studium zostały omówione następujące kwestie związane z wprowadzeniem inteligentnych systemów pomiarowych:

- opracowanie jednolitych definicji, którymi posługujemy się mówiąc o inteligentnych systemach pomiarowych. Obecnie nie ukształtowała się jeszcze jednolita terminologia w zakresie nowoczesnego pomiaru. Zatem aby tą terminologię ujednolicić, zdecydowano się na określenie niektórych terminów w słowniku. Do najistotniejszych z nich można zaliczyć definicję inteligentnego systemu pomiarowego (Advance Metering Infrastructure, w skrócie AMI) , sieci inteligentnej czy transmisji danych z wykorzystaniem sieci rozdzielczej niskiego napięcia PLC, sieci WAN, sieci domowej HAN (ta ostatnia jednak będzie zweryfikowana z uwagi na trwające obecnie w Urzędzie Regulacji Energetyki prace nad opracowaniami mającymi wdrożyć sieć HAN),
- identyfikacja beneficjentów i korzyści z wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz przedstawienie ich charakterystyki,
- zdefiniowanie standardów technicznych związanych z wdrożeniem inteligentnych systemów pomiarowych. W tym miejscu przedstawiono także przegląd reprezentatywnych wdrożeń systemów inteligentnego pomiaru w takich krajach UE jak Francja, Włochy, Hiszpania, Holandia. Ponadto przedstawiono również przegląd ofert reprezentatywnych dostawców systemów inteligentnego opomiarowania,

¹⁸ http://www.piio.pl/dok/2010-05-06_raport_koncowy_AMI.pdf

¹⁹ Opracowanie PTPiREE str. 14

- zdefiniowanie wymagań prawnych i rekomendacji odnośnie koniecznych zmian w prawie, czyli określenie jaka jest podstawa prawna wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz przedstawienie zmian prawnych, których trzeba dokonać, aby można było szybko i efektywnie wprowadzić takie systemy,
- przedstawienie propozycji rozwiązań problemu kosztów osieroconych, które powstaną w wyniku wdrażania inteligentnego pomiaru,
- zaproponowanie rozwiązań w okresie przejściowym, czyli w okresie instalowania inteligentnych systemów pomiarowych. Pojawia się tutaj problemy związane z faktem, iż w okresie instalowania takich systemów część odbiorców będzie posiadała już nowe liczniki, a pozostali odbiorcy będą posiadali jeszcze stare układy pomiarowe, co wiąże się z problem sposobu kalkulacji taryf dla tych dwóch przypadków. Problem ten dotyczy w głównej mierze pytania, którzy odbiorcy będą ponosić w swoich stawkach taryfowych, koszty wymiany tych systemów – czy będą to wszyscy odbiorcy czy tylko ci, którzy posiadają te systemy,
- oszacowanie nakładów inwestycyjnych i rekomendacje odnośnie sposobu ich wpisania w plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- wytyczne do przygotowania przez poszczególnych OSD szczegółowych analiz ekonomicznych wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych – opracowanie narzędzia informatycznego do symulacji wariantów kosztowych (modeli) wdrożenia.

Rozwiązania przedstawione w przedmiotowym opracowaniu dotyczą odbiorców należących do grupy taryfowej G i C1, przyłączonych do sieci niskiego napięcia.

Przedmiotowe opracowanie było również koordynowane z pracami, które toczyły się w PSE Operator S.A. w ramach realizacji zadania pt. *„Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych”*, a które zostało omówione w poprzednim punkcie niniejszego opracowania, z tym że w analizie wykonanej dla PTPiREE zostały przedstawione zagadnienia dotyczące inteligentnych systemów pomiarowych planowanych do wdrożenia przez OSD, natomiast w projekcie realizowanym dla PSE Operator został przedstawiony sposób i organizacja wymiany danych pomiarowych na szczeblu krajowym.

Szczegółowe przedstawienie wyników przedmiotowego studium znajdzie się w kolejnych rozdziałach niniejszego opracowania.

3.3. Analiza wykonana dla Urzędu Regulacji Energetyki w ramach projektu Transition Facility - Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w ramach w ramach projektu *Transition Facility* - „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii” zlecił przygotowanie analizy pt. „Przygotowanie, na podstawie badań przeprowadzonych przez Wykonawcę, studium wykonalności składającego się z 4 raportów oraz analizy końcowej stanowiącej podsumowanie całości prac”. Projekt został zrealizowany przez konsorcjum utworzone przez Doradztwo Gospodarcze DGA S.A. i Instytut Sobieskiego. W ramach projektu sporządzono 5 raportów:

- raport techniczny,
- raport kosztowy,
- raport prawny,
- raport społeczno-ekonomiczny,
- analizę końcową²⁰.

Pierwszy z raportów skupił się przede wszystkim na opisaniu stanu obecnego w zakresie charakterystyki zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, jak również przedstawił charakterystykę zainstalowanych u odbiorców liczników energii elektrycznej wraz z zakresem danych otrzymanych od Operatorów Systemów Dystrybucyjnych oraz podziałem i klasyfikacją urządzeń pomiarowych ze względu na ich cechy i parametry techniczne, w ramach których określono, iż obecnie mamy do czynienia z dwoma grupami liczników: indukcyjnymi i elektronicznymi. Ponadto opisano również systemy zdalnej akwizycji, przetwarzania oraz zarządzania danymi pomiarowymi, wraz z dostępnymi rodzajami komunikacji wykorzystywanymi w systemach zdalnej akwizycji danych pomiarowych oraz opisem i wymaganiami dotyczącymi rekomendowanego do zainstalowania systemu typu AMM (*Advance Meter Management*). Przedstawiono również doświadczenia w zakresie wdrażania systemów zdalnej akwizycji danych pomiarowych w takich krajach europejskich, jak Wielka Brytania, Włochy, Norwegia, Holandia, Szwecja, Dania i Finlandia oraz przedstawiono szczegółowy opis dostępnych rozwiązań technologicznych w zakresie systemów pomiaru, zdalnej akwizycji oraz zarządzania danymi pomiarowymi, urządzeniami pomiarowymi oraz infrastrukturą komunikacyjną.

²⁰ http://www.ure.gov.pl/portal/odb/505/3179/URE_o_inteligentnych_licznikach_energii.html

Przedmiotowy dokument zawiera również analizę organizacyjną procesu wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego, w szczególności opis działań przygotowawczych oraz opis etapów wdrażania inteligentnego systemu pomiarowego, do których można zaliczyć cztery etapy:

- przygotowawczy,
- testowy,
- projektowo-decyzyjny,
- wdrożeniowy.

Przedstawiono również wstępny harmonogram realizacji inteligentnych systemów pomiarowych wraz z opisem kryteriów technicznych wymiany tych urządzeń przez OSD oraz szacunkowe koszty wdrożenia inteligentnego systemu pomiarowego.

Drugi z raportów, który wchodzi w skład opracowania „*Raport kosztowy*” obejmuje analizę całkowitych kosztów wymiany urządzeń pomiarowych, ich możliwego podziału między operatorów systemów dystrybucyjnych, sprzedawców energii i odbiorców, sposób sfinansowania tego przedsięwzięcia oraz opracowanie szczegółowego harmonogramu wymiany urządzeń pomiarowych i oszacowania jego wpływu na realizację celów poprawy efektywności energetycznej. W dokumencie tym przedstawiono również analizę opłacalności inwestycji w inteligentne systemy pomiarowe, która zawierała podział na opłacalność dla linii wysokich i średnich napięć. Zawiera również projekcję nakładów i kosztów wymiany urządzeń pomiarowych, w tym w rozbiciu na poszczególne przedsiębiorstwa, sposób sfinansowania oraz oszacowanie wpływu proponowanego harmonogramu na realizację celów poprawy efektywności energetycznej

Kolejna część analizy to „*Raport prawny*” zawierający prawne aspekty wykonalności przedsięwzięcia z uwzględnieniem prawa własności urządzeń pomiarowych, ewentualnego wprowadzenia operatora informacji pomiarowej oraz możliwych do zastosowania programów taryfowych. Celem tej części raportu było pokazanie polskich uwarunkowań prawnych w kontekście uwarunkowań UE. Zatem w tej części opracowania przedstawiono unijne i polskie przepisy dotyczące opomiarowania oraz aspekt prawny wymiany układów pomiarowych w kontekście proponowanego modelu rynku opomiarowania. Pokazano także różne możliwości wprowadzania proponowanych rozwiązań tj. model przymusowej wymiany oraz model współregulacji i samoregulacji. Wskazano również jakich zmian należy dokonać w otoczeniu prawnym ażeby wprowadzić na polski rynek energii elektrycznej niezależny podmiot odpowiedzialny za obsługę urządzeń pomiarowych, w tym odczyt danych. Ponadto

wskazano jego umiejscowienie oraz pokazano jego możliwe formy funkcjonowania, takie jak model scentralizowany, zdecentralizowany i funkcjonalny.

Raport „*Spółeczno-ekonomiczny*” zawiera ocenę wpływu, obejmującą potencjalną poprawę efektywności zużycia energii w wyniku wyposażenia odbiorców w elektroniczne liczniki z rejestracją zużycia i wdrożenia interaktywnych metod zarządzania zużyciem energii. Raport ten zawiera szczegółowy opis obecnych grup odbiorców energii elektrycznej, dzieląc ich na grupy ze względu na podłączenie, umiejscowienie, grupy przyłączeniowe, wymagania dla układów pomiarowych oraz kwalifikacji do grup taryfowych, zaproponowano również podział odbiorców na potrzeby przedmiotowej analizy na przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe. Wskazano również możliwe zasady funkcjonowania opomiarowania, tzn:

- liczniki bez rejestracji godzinowej i transmisji danych (stan obecny),
- liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii bez transmisji danych pomiarowych,
- liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii z transmisją danych pomiarowych,
- liczniki elektroniczne z rejestracją dobowego profilu zużycia energii z transmisją danych pomiarowych i sterowaniem elementami wykonawczymi (wyłączniki, styczniki).

Opisano również standardowe charakterystyki zużycia energii elektrycznej dla różnych grup odbiorców na średnim i niskim napięciu, prognozowane zmiany charakterystyk zużycia energii elektrycznej po zainstalowaniu nowych urządzeń pomiarowych oraz ocenę skutków przedsięwzięcia dla uczestników rynku, czynniki wpływające na zmiany zachowań odbiorców oraz analizę zachowań konsumentów w Polsce na podstawie przeprowadzonych badań statystycznych.

Ostatni element opracowania stanowi „*Analiza końcowa*” obejmująca ogólne rekomendacje dotyczące całego przedsięwzięcia, poparte analizą SWOT (słabych i mocnych stron oraz szans i zagrożeń), wskazując przy tym czynniki zewnętrzne mające wpływ na powodzenie przedsięwzięcia, a także czynniki wewnętrzne i ich wrażliwość na zmiany otoczenia (czynników zewnętrznych).

3.4. Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku

Dokument ten jest pierwszym z serii dokumentów opublikowanych jako stanowisko Prezesa URE, opisujących możliwy wygląd systemu inteligentnej sieci i inteligentnego opomiarowania w Polsce (Smart Metering Smart Grid Ready) oraz wymagania wobec jego elementów z punktu widzenia Prezesa URE. Dokument ten jest przeznaczony dla operatorów Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych oraz Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego, a także sprzedawców energii elektrycznej. Celem dokumentu jest przygotowanie procesu wdrożenia w Polsce systemu zdalnego pomiaru energii elektrycznej w formule „działania na rzecz budowy inteligentnej sieci” (Smart Metering Smart Grid Ready), dedykowanego przede wszystkim odbiorcom rozproszonym w grupach G i C1X oraz ewentualnie odbiorcom z pozostałych grup, z opcją wykorzystania go przez operatorów i sprzedawców innych mediów a nawet usług nie energetycznych²¹. Stanowisko składa się z sześciu części opisujących przesłanki przygotowania dokumentu, postulowaną architekturę systemu, podział zadań i odpowiedzialności, mechanizmy redystrybucji korzyści, wymagania wobec sprzętu i wdrożenia, kierunkowe reguły regulacyjne w zakresie stymulacji i kontroli wykonania oraz definicje.

W pierwszej części dokumentu zostały opisane przesłanki, dla których on powstał, do których należy zaliczyć potrzebę zbilansowania systemu elektroenergetycznego, poprawę efektywności energetycznej oraz wzrost produkcji energii elektrycznej z generacji rozproszonej. W drugiej części dokumentu została opisana postulowana architektura rynku, której głównym założeniem jest fakt, że dysponentem danych pomiarowych jest ich właściciel. Ponadto zdaniem autorów stworzony system powinien zapewniać niedyskryminacyjny dostęp wszystkich sprzedawców do odbiorcy oraz każde przedsiębiorstwo obrotu powinno posiadać w tym samym czasie taki sam dostęp do takiego samego zakresu danych. Zdaniem autorów jedynym rozwiązaniem spełniającym te wymogi wydaje się być nadanie w trybie ustawowym uprawnienia do bieżącego pozyskiwania danych

²¹ Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych..., str. 1 i 2

pomiarowych i kwalifikowanego udostępniania ich uczestnikom rynku podmiotowi niezależnemu pod względem właścicielskim od OSD E i od wytwórców²².

W kolejnej części Stanowiska opisano mechanizmy redystrybucji korzyści wynikających z wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz rynku danych pomiarowych. Z omówienia wynika, że rozkład kosztów i korzyści z wdrożenia tych systemów rozkłada się asymetrycznie pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku energii elektrycznej oraz (ewentualnie) innych mediów i usług. Z tego względu według URE właściwym rozwiązaniem wydaje się zniesienie opłaty abonamentowej i zastąpienie jej inną opłatą umożliwiającą pokrycie wydatków na pozyskanie i przetwarzanie danych pomiarowych. Podkreślono również, że w okresie przejściowym, w którym funkcjonować będą zwykłe układy pomiarowe oraz inteligentne systemy pomiarowe mogą wystąpić kłopoty związane określeniem podmiotów, które będą ponosiły koszty instalowania inteligentnych systemów pomiarowych. Ponadto wskazano jeszcze szereg problemów związanych z wprowadzeniem nowych zasad związanych z rynkiem pomiaru w Polsce, które trzeba będzie uregulować w trakcie wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych.

W części dotyczącej wymagań wobec sprzętu i wdrożenia w bardzo szczegółowy sposób omówiono wymagania techniczne, jakie powinny spełniać inteligentne urządzenia pomiarowe, co jest szczególnie istotne z punktu widzenia budowy jednolitego systemu inteligentnego opomiarowania w Polsce.

W części piątej Stanowiska przedstawiono kierunkowe reguły regulacyjne w zakresie stymulacji i kontroli wykonania, które przedstawiają politykę Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w zakresie przenoszenia inwestycji w inteligentne systemy pomiarowe do taryf przedsiębiorstw wdrażających takie systemy.

W części szóstej przedstawiono natomiast wyjaśnienie wszelkich definicji i skrótów użytych w dokumencie.

²² Stanowisko..., str 12

3.5. Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej

„Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej” jest kolejnym dokumentem, opublikowanym przez Prezesa URE i dotyczącym tematyki wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz rynku danych pomiarowych w Polsce. Dokument ten jest powiązany ze Stanowiskiem Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku. Przedmiotowy dokument przedstawia analizę kształtu rynku danych pomiarowych, której podstawy zostały zaprezentowane w pierwszym stanowisku Prezesa URE i określa strukturę rynku danych pomiarowych oraz prezentuje postulowany model rynku tych danych, jak również określa rolę i funkcje nowego podmiotu na tym rynku, który nazwany został w tym dokumencie jako Operator Informacji Pomiarowej (OIP). Celem omawianego dokumentu jest stworzenie takiego mechanizmu, który pozwoli w najlepszy, najefektywniejszy i najbezpieczniejszy sposób wykorzystać potencjał, jaki niesie ze sobą wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych. Dlatego w powyższym dokumencie znalazły się informacje o funkcjach, jakie ma spełniać rynek danych pomiarowych, do których należy zaliczyć:

- poprawę bezpieczeństwa pracy KSE,
- poprawę konkurencyjności rynku energii,
- stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii,
- upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej.

W dalszej części dokumentu przedstawiono ogólną charakterystykę rynku danych pomiarowych, która pozwala zrozumieć, jak obecnie funkcjonuje przepływ danych pomiarowych i pozwoli zdefiniować postulowane zmiany na tym rynku. W kolejnych rozdziałach omówiono możliwy kształt rynku pomiarów w Polsce, z których wyciągnięto wniosek, że najlepszym rozwiązaniem jest utworzenie jednego operatora, który będzie tymi

danymi zarządzał. Zatem w dalszej części opracowania opisano sposób powołania i funkcjonowania takiego operatora wraz ze sposobem jego finansowania.

W analizie tej znalazło się również miejsce dla określenia sposobu postępowania z danymi pomiarowymi przez operatora tych danych, w szczególności przedstawiono zasady bezpieczeństwa informacji i infrastruktury pozyskiwania, transmisji i przechowywania takich danych pomiarowych. Określono również zasady własności i przetwarzania danych pomiarowych i ich ochrony, katalog informacji redystrybuowanych przez operatora informacji pomiarowych oraz ogólne zasady dostępu do nich i ich wymiany, harmonogram archiwizowania danych pomiarowych, określenie wpływu funkcjonowania operatora informacji pomiarowej na koszty zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną oraz katalog podmiotów uprawnionych do dostępu do danych przetwarzanych przez operatora informacji pomiarowej. Szczegółowe omówienie tego dokumentu znajdzie się w dalszej części niniejszego opracowania.

3.6. Program wdrożeniowy ENERGA-OPERATOR S.A.

W tym miejscu należy również wspomnieć o projekcie wdrożeniowym ENERGA-OPERATOR S.A., który jako jedyny spośród operatorów systemu dystrybucyjnego zdecydował się na wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych na całym obszarze swojej działalności. Z uwagi na brak dostępu do szczegółowych analiz, jakie były podstawą rozpoczęcia wdrażania tych systemów w ww. przedsiębiorstwie, przedstawione tutaj zostaną jedynie krótkie informacje na temat celów i zakresu wdrożenia projektu. Nadrzędnym celem projektu, zdaniem jego realizatorów, jest poprawienie jakości dostaw energii elektrycznej i zwiększenie efektywności realizacji procesów obsługi danych pomiarowych poprzez budowę infrastruktury inteligentnego opomiarowania (AMI), jako pierwszego kroku w kierunku budowy sieci inteligentnej na obszarze ENERGA-OPERATOR S.A.²³.

Zdaniem projektodawców przedmiotowy projekt powinien mieć maksymalnie szeroki zakres, co zapewni mu wysoki priorytet oraz osiągnięcie znacznego efektu biznesowego. Zatem projekt ten ma następujący zakres:

- zakłada przeprowadzenie prac analitycznych, w tym:
 - opracowanie wymagań dla wszystkich elementów docelowej architektury systemu,

²³ http://www.piio.pl/ami_cele_projektu.php

- wypracowanie przy współudziale Urzędu Regulacji Energetyki mechanizmów taryfowych zapewniających finansowanie inwestycji związanych z wdrożeniem systemu AMI,
- zakłada instalację u wszystkich odbiorców komunalnych i przemysłowych inteligentnych systemów pomiarowych umożliwiających dwukierunkową komunikację z odbiorcami energii (ok. 3 mln liczników odbiorców komunalnych i 17 tys. liczników odbiorców przemysłowych),
- zakłada zbudowanie infrastruktury telekomunikacyjnej, która zapewni funkcjonowanie systemu inteligentnego opomiarowania i dalszy rozwój systemu w kierunku rozwiązań sieci inteligentnej,
- zakłada budowę centralnego systemu informatycznego, którego zadaniem będzie między innymi: sterowanie licznikami, automatyzacja procesu odczytów i udostępniania danych pomiarowych.²⁴

Ze względu na złożoność całego procesu, zakres został podzielony na cztery zadania:

- przygotowanie organizacji ENERGA-OPERATOR SA do realizacji projektu,
- przeprowadzenie prac analitycznych określających zakres techniczny realizacji,
- wybór dostawców poszczególnych komponentów systemu w postępowaniach przetargowych,
- budowę i uruchomienie systemu AMI.

²⁴ http://www.piio.pl/ami_zakres_projektu.php

4. Koncepcja krajowego systemu inteligentnego opomiarowania

W tym rozdziale zostanie omówiona obecna charakterystyka rynku opomiarowania w Polsce, oraz potrzeba i cel wprowadzenia nowej koncepcji rynku danych pomiarowych. Ponadto zostaną zaprezentowane różne rozważane modele rynku danych pomiarowych w Polsce oraz preferowana koncepcja nowego modelu rynku tych danych.

4.1. Ogólna charakterystyka rynku danych pomiarowych

Na aktualnie funkcjonującym rynku energii elektrycznej (od 1 lipca 2007 r.) można było zaobserwować poniższe procesy:

- a) realizacja fizycznej dostawy energii czynnej - w określonej ilości i w określonym czasie, z określoną mocą dopuszczalną,
- b) pobranie i dostarczenie do sprzedawcy informacji dotyczącej:
 - ilości dostarczonej energii elektrycznej czynnej w określonych interwałach czasowych;
 - ewentualnego przekroczenia poziomu dopuszczalnego mocy czynnej lub biernej i wielkości tego przekroczenia w okresie rozliczeniowym;
 - ewentualnego niedotrzymania standardów jakościowych energii, określonych w prawie,
- c) wystawienie przez sprzedawcę faktury na podstawie pozyskanych informacji,
- b) dokonanie przez odbiorcę płatności na podstawie otrzymanej faktury.

Zmiany wprowadzone przez dyrektywę 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 96/92/WE, wprowadzające obowiązek rozdzielania działalności sieciowej od obrotu energią elektryczną i bezpośrednio związane z tym prawo odbiorcy do zmiany sprzedawcy, napotkały na opór w obszarze obiektywnych problemów organizacyjno-technicznych, związanych z potrzebą przekazywania informacji o danych pomiarowych pomiędzy przedsiębiorstwami i koniecznością dokonywania dodatkowych odczytów na dzień zmiany sprzedawcy, celem dokonania rozliczenia końcowego ze sprzedawcą dotychczasowym. Powyższe uwarunkowania, połączone z obawą co do zakresu

odpowiedzialności z tytułu dostarczanej energii oraz oporem przedsiębiorstw działających w dotychczasowej strukturze przed otwarciem się na konkurencję, skutkowały utrudnieniami w działaniu rynku, pomimo jego formalnego otwarcia.

W związku z powyższym pojawia się na horyzoncie konieczność umożliwienia wszystkim odbiorcom odczytów rozliczeniowych w cyklu miesięcznym, z wykluczeniem dotychczasowej możliwości stosowania prognoz w rozliczeniach energii elektrycznej. Dodatkowo projekt nowej dyrektywy dotyczącej efektywności energetycznej zakłada wprowadzenie w zakresie energii elektrycznej obowiązku comiesięcznych rozliczeń według rzeczywistego zużycia już od 1 stycznia 2015 r. Comiesięczny odczyt do celów rozliczeń powinien funkcjonować równolegle z odczytami umożliwiającymi optymalizację zachowań odbiorców i prosumentów (aktywnych odbiorców). W szczególności mogą to być odczyty piętnastominutowych profili zużycia energii elektrycznej. Koniecznym wydaje się zatem dokonanie rozróżnienia funkcji odczytów na potrzeby rozliczeniowe i odczytów dokonywanych do celów bieżącego zarządzania zapotrzebowaniem na energię elektryczną, jak również uzupełnienie systemu o możliwość dostarczania do odbiorcy informacji zwrotnych, pozwalających na bieżące optymalizowanie jego zachowań ze względu na koszt dostarczania energii elektrycznej. Istotnym uzupełnieniem, z punktu widzenia bilansowania KSE, jest wprowadzenie możliwości dostarczania do odbiorców sygnałów i komend umożliwiających realizację programów DSM oraz zarządzanie z poziomu operatorów sieci źródłami rozproszonymi w warunkach przed i awaryjnych.

Jako kolejny problem związany z rynkiem energii jawi się skokowy wzrost liczby podmiotów posiadających wszystkie kompetencje, w tym również OSD oraz pojawienie się nowego typu odbiorcy - prosumenta.

Docelowo liczba OSD może sięgnąć ok. 200 podmiotów, co niesie ze sobą niebezpieczeństwo całkowicie nieefektywnego powielania relacji pomiędzy OSD a przedsiębiorstwami obrotu.

Obok ulegającym zmianom relacjom pomiędzy uczestnikami rynku, ulega również zmianie także katalog funkcjonujących na nim towarów i usług. Obok podstawowego towaru w postaci energii elektrycznej o określonych parametrach (moc, standardy jakości) dostarczanej odbiorcom, pojawiają się równolegle informacje i sygnały przekazywane zarówno do, jak i od odbiorcy. Powstaje zatem nowa funkcjonalność, czyli możliwość przekazywania tych informacji.

W takiej sytuacji szczególnego znaczenia nabiera potrzeba zapewnienia skutecznej ochrony interesu odbiorców energii elektrycznej w aspekcie ewentualnego nieuprawnionego

dostępu do informacji przetwarzanych w systemie, a także nieuprawnionego wykorzystania samej infrastruktury komunikacyjnej i pomiarowej do celów innych niż założone.

Należy zwrócić szczególną uwagę na fakt, że dane pomiarowe, nawet bez wyraźnego powiązania z danymi osobowymi odbiorcy, mają charakter danych wrażliwych i z tego względu wymagają szczególnej ochrony.

W związku z powyższym zasadniczym czynnikiem warunkującym rozwój rynku energii elektrycznej jest sposób, w jaki zorganizowany zostanie rynek danych pomiarowych. W szczególności dotyczy to następujących jego funkcjonalności:

- przetwarzanie, agregowanie i archiwizacja zgromadzonych danych, w tym danych niezbędnych do celów reklamacyjnych i danych historycznych (repozytorium danych pomiarowych),
- usługi udostępniania danych i raportowania,
- komunikacja z licznikami,
- komunikacja pomiędzy uczestnikami rynku,
- ochrona danych pomiarowych przed niepowołanym dostępem i utratą, niezależnie od ustawowego obowiązku ochrony danych osobowych,
- ochrona infrastruktury przed nieuprawnionym wykorzystaniem.

Przedstawione powyżej ramy postępowania na rynku danych pomiarowych muszą dotyczyć wszystkich danych, niezależnie od trybu ich pozyskania (z wykorzystaniem liczników inteligentnych, czy też w drodze tradycyjnego odczytu) i grupy taryfowej, czy poziomu napięcia.

W Polsce istnieją istotne bariery utrudniające wdrażanie systemów inteligentnego opomiarowania. Brak jasnych uregulowań w zakresie dostępu do danych pomiarowych dla wszystkich uczestników rynku, w połączeniu z silnym wpływem istniejących grup energetycznych (kapitałowych) na zachowania będących w ich składzie OSD i sprzedawców energii elektrycznej, jest znaczącą barierą rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej. Inne bariery dotyczą m. in. braku przyjętych standardów i regulacji w sferze rozwiązań technologicznych oraz niewystarczające regulacje tworzące podstawy do finansowania projektów.

Biorąc pod uwagę analizę polskiego rynku oraz bazując na doświadczeniach z innych krajów, w aspekcie budowy rynku opomiarowania w Polsce należy również uwzględnić zjawiska mikrogeneracji oraz dynamiczny rozwój inicjatyw proekologicznych (np.

e-mobility). Dodatkowym ważnym elementem wymagającym uwzględnienia jest konieczność monitorowania i poprawy jakości dostaw energii elektrycznej.

4.2 Cel wprowadzenia nowej koncepcji rynku danych pomiarowych

Fundamentalne cele wprowadzenia AMI określone zostały w *Stanowisku Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku oraz w Koncepcji dotyczącej modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*, i są to:

- poprawa bezpieczeństwa funkcjonowania KSE,
- rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej,
- stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii,
- upodmiotowienie odbiorcy w relacji ze sprzedawcą energii i OSD oraz stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej.

Powyższe cele mogą i powinny być realizowane poprzez:

- a) ujawnienie faktycznej elastyczności cenowej popytu,
- b) otwarcie KSE na generację rozproszoną, ale funkcjonującą w sposób wzajemnie skoordynowany, pozwalający pogodzić jej żywiołowy rozwój z wymaganiami zachowania równowagi systemowej,
- c) włączenie odbioru rozproszonego, aktualnie odpowiedzialnego za kształtowanie szczytów obciążenia, do mechanizmów DSM,
- d) uruchomienie naturalnych (ekonomicznych, a nie administracyjnych) mechanizmów poszukiwania poprawy efektywności wykorzystania energii, zarówno w jej strumieniu użytkowym, jak i już wykorzystanym (rekuperacja i recykling),
- e) wzmocnienie mechanizmów poprawy efektywności działalności energetycznej (wytwórczej i sieciowej, w obszarze inwestycji oraz kosztów operacyjnych i kosztów potrzeb własnych i różnic bilansowych).

Dodatkowo wdrożenie inteligentnego opomiarowania powinno:

- umożliwić wykorzystanie synergii z innymi sektorami gospodarki, prowadząc do optymalizacji kosztów rozwiązań zapewniających korzyści dla wszystkich sektorów regulowanych (energia elektryczna, gaz, ciepło, woda) a nawet dla usług nieenergetycznych (medycznych, bankowych, itp.),
- zapewnić możliwość rozwoju nowych usług okołenergetycznych, świadczonych przez firmy spoza branży (w szczególności tzw. firm ESCO (*Energy Service Company*), wspierających odbiorcę końcowego w optymalizowaniu jego potrzeb energetycznych),
- umożliwić uzyskanie korzyści w skali całej gospodarki, a nie tylko wybranych segmentów sektora elektroenergetycznego,
- zapewnić odbiorcom informacje o bieżącym zużyciu energii elektrycznej i innych mediów,
- ograniczyć podwyżki cen energii elektrycznej,
- przyczynić się do zwiększenia efektywności wykorzystania infrastruktury przesyłowej poprzez poprawę dynamiki przepływów w sieci,
- obniżyć koszty bilansowania, dzięki mechanizmom reakcji strony popytowej na sygnały cenowe.

4.3. Opis proponowanych koncepcji rynku danych pomiarowych

Omawiając przedmiotowy punkt pod uwagę wzięte zostały następujące dokumenty: *Ogólny model rynku opomiarowania*, dokumenty przygotowane w ramach opracowania *Budowa systemu zarządzania popytem w Polsce*, *Studium Wdrożenia Inteligentnego Opomiarowania Energii Elektrycznej w Polsce*, analiza Prezesa URE pt. *Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku oraz Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*. Zakres wszystkich z ww. dokumentów został już ogólnie omówiony w rozdziale 3 niniejszego opracowania. Zatem w tym miejscu zostaną one szczegółowo omówione pod kątem zaprezentowanych w nich modeli rynku opomiarowania.

Dokumentem, który najpełniej przedstawia koncepcję modelu rynku opomiarowania, jest przygotowana przez Prezesa URE *Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce*. Opracowanie to stanowi niejako podsumowanie pozostałych dokumentów i prezentuje kilka możliwych wariantów kształtu rynku pomiarów w Polsce.

Wskazane powyżej opracowania podają kilka możliwych wariantów kształtu rynku danych pomiarowych w Polsce. Jednym z nich jest model, w którym operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego będzie posiadał dotychczasowe kompetencje w zakresie organizacji całego procesu pozyskiwania i udostępniania danych pomiarowych. Jediną modyfikacją w tym przypadku byłaby zmiana technologii sposobu pobierania danych pomiarowych, która nie odbywałaby się jak dotychczas, ale poprzez inteligentny układ pomiarowy, zatem zmianie uległaby wyłącznie warstwa technologiczna. Zmianie nie uległaby natomiast struktura podmiotu przechowującego dane pomiarowe, gdyż tak jak dotychczas pozostałyby one w gestii OSD, którzy byłiby ich dysponentami w stosunku do sprzedawców energii. Jednak z uwagi na fakt, iż przedsiębiorstwa dystrybucyjne wchodzi w skład zintegrowanych pionowo przedsiębiorstw energetycznych, rozwiązanie to w niewielkim jedynie stopniu może wpłynąć na poprawę konkurencji tj. zmianę sprzedawców przez odbiorców. Ponadto rozwiązanie to nie zagwarantuje jednolitego standardu komunikacyjnego, co może grozić koniecznością budowania interfejsów komunikacyjnych pomiędzy Sprzedawcami i OSD na zasadzie „każdy z każdym”²⁵. Wprowadzenie takiego kształtu rynku wiąże się również z wysokimi kosztami integracji baz danych oraz trudnościami w zbieraniu danych dotyczących całego kraju ze względu na różnice w definiowaniu i przechowywaniu analogicznych informacji przez różnych uczestników rynku, a także utrudniony rozwój systemu wymiany danych ze względu na trudności w uzgodnieniu wspólnych harmonogramów wdrażania zmian. Do mocnych stron tego rozwiązania można zaliczyć brak konieczności tworzenia nowego podmiotu działającego na rynku energii i obniżenie kosztów wdrożenia oraz minimalizację ryzyka braku dostatecznej ochrony prywatności klienta bowiem te same podmioty i w takim samym zakresie posiadają dostęp do danych, jak ma to miejsce obecnie.

Drugi z proponowanych wariantów to taki, w którym całość kompetencji dotyczących organizacji rynku danych pomiarowych wraz z własnością liczników i zarządzania nimi oraz pobieraniem, gromadzeniem i udostępnianiem danych pomiarowych, przejmują podmioty (lub podmiot) spoza sektora elektroenergetycznego, na zasadach wolnorynkowych lub

²⁵ Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce

częściowo regulowanych. Za główną zaletę tego rozwiązania można uznać szybkość wdrożenia tego rynku, ze względu na niezależność od oporów wewnątrz rynku energetycznego oraz obniżenie kosztów wdrożenia ze względu na standaryzację wymiany informacji na rynku danych pomiarowych. Rozwiązanie to posiada jednak wady, do których należy zaliczyć pozbawienie kompetencji OSD do bezpośredniej obserwacji odbiorców przyłączonych do ich sieci, konieczność ingerencji podmiotu niezależnego od OSD w obszar pozostający w dotychczasowej kompetencji OSD oraz ryzyko monopolizacji procesu. Ponadto duża liczba podmiotów uprawnionych do zarządzania danymi znacznie komplikuje system relacji i przesyłu danych pomiarowych – przewiduje się iż obserwowane będą zróżnicowane standardy jakości usług u różnych podmiotów odpowiedzialnych za zarządzanie danymi pomiarowymi, iż będą występowały problemy ze standaryzacją formatu danych pomiarowych oraz protokołu komunikacyjnego, z uwagi na fakt, iż będą to odrębne podmioty zajdzie konieczność stworzenia odrębnych procedur zmiany operatora danych pomiarowych (tak jak dla procesu zmiany sprzedawcy energii), jak również będą ograniczone możliwości wdrożenia systemu zarządzania popytem przez OSP.

Innym wariantem byłaby sytuacja, w której OSD zachowuje własność liczników i wiążącą się z tym kompetencję w zakresie ich zbierania i zarządzania nimi, z tym że kompetencje udostępniania danych posiadałyby niezależne podmioty - kilku operatorów informacji pomiarowej niezależnych od OSD. Wariant ten daje szansę na rynkową wycenę świadczonej w ten sposób usługi, daje również możliwość na obniżenie kosztów, jak również wprowadza swego rodzaju benchmark cenowy. Jednak z wariantem tym wiąże się stosunkowo dużo ryzyk, do których zaliczyć można blokadę rozwoju systemu z powodu braku rynku – brak zainteresowania ze strony odbiorców nowym rodzajem aktywności oraz możliwy brak zainteresowania w tworzeniu nowych podmiotów przez potencjalnych inwestorów. Możliwym i nieefektywnym wariantem może być także utworzenie tylu operatorów danych pomiarowych, ilu jest dużych OSD (w ramach grup energetycznych), co może wiązać się również z ryzykiem kapitałowego przejmowania rozproszonych tych operatorów wtórnego zmonopolizowania rynku pomiarów, w tym także przez grupy kapitałowe, w skład których wchodzi OSD. Ponadto zarysuje się znaczne rozproszenie takich podmiotów i powstaną wysokie koszty integracji rozproszonych baz danych, jak również ryzyko bankructwa tak działających operatorów²⁶.

²⁶ Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce

Kolejne dwa warianty prezentują koncepcję rynku opomiarowania, w której tworzy się centralne repozytorium danych pomiarowych, czyli bazę danych, w której w jednym miejscu gromadzić się będzie dane pomiarowe. Taka baza danych miałaby być zarządzana przez jeden podmiot zwany operatorem informacji pomiarowej.

Pierwszy z tych wariantów zakłada, że to jeden wyznaczony operator niezależny od OSD i nie podlegający regulacji przez Prezesa URE będzie zarządzał danymi pomiarowymi. Dzięki takiemu rozwiązaniu unika się ryzyka rozproszenia podmiotów, jak również pojawia się szansa na rynkową wycenę świadczonej w ten sposób usługi. Do głównych wad przedmiotowej koncepcji należy zaliczyć monopolizację usługi udostępniania danych nieregulowanej przez żaden państwowy organ oraz ryzyko przejęcia kontroli nad tym podmiotem przez duże grupy kapitałowe, co negatywnie wpłynie na rozwój tego rynku.

Innym jeszcze wariantem jest ten, w którym nowo powołany operator będzie niezależny od OSD i będzie podlegał ścisłej regulacji przez Prezesa URE. W tej propozycji unika się ryzyk związanych z rozproszeniem podmiotowym oraz potencjalną nietrwałością rozwiązania (przejęciem kontroli przez duże grupy kapitałowe). Zagwarantowany jest jednak trwały, równoprawny dostęp do danych pomiarowych dla wszystkich uprawnionych uczestników rynku, jak również rozwiązanie to daje możliwość otwarcia infrastruktury na inne media bez ryzyka zagrożenia ze strony wzajemnej konkurencji, umożliwi ono obniżenie kosztów wdrożenia ze względu na standaryzację wymiany informacji na rynku danych pomiarowych oraz zmniejszy obciążenia przedsiębiorstw energetycznych w zakresie obowiązku informacyjnego (sprawozdawczość). Z kolei do głównych wad tego systemu zaliczyć można brak rynkowej wyceny świadczonych w ten sposób usług spowodowany brakiem konkurencji na rynku danych pomiarowych. Ponadto można zaobserwować ryzyko związane z trudnościami pozyskania kapitału początkowego przez właściciela OIP oraz politycznego wpływu na obsadę władz tego podmiotu i ewentualnego nacisku na ograniczanie aktywności poprzez regulacje prawne.

Wariantem rekomendowanym przez autorów ww. opracowań jest ten, w którym powołuje się centralne repozytorium danych obsługiwane przez jeden regulowany przez państwo (*de facto* przez URE) podmiot, który autorzy opracowań nazywają centralnym repozytorium danych, niezależnym operatorem pomiarów lub operatorem informacji pomiarowej. Do głównych zalet tego rozwiązania należy zaliczyć przede wszystkim niedyskryminujący dostęp do danych pomiarowych poprzez jeden kanał komunikacyjny dla wszystkich podmiotów rynku, co znacznie przyczyni się również do zwiększenia konkurencji na rynku energii elektrycznej, między innymi poprzez ułatwienie startu nowym sprzedawcom.

Rozwiązanie to pomoże również w przesyłaniu sygnałów cenowych do klientów oraz monitorowanie ich reakcji. Wpłynie na poprawę bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, także dzięki stworzeniu warunków do aktywnego uczestnictwa w rynku energii²⁷. Należy również podkreślić, iż wariant z centralnym repozytorium danych jest preferowany przez Prezesa URE, który również opowiada się za stworzeniem jednego centralnego operatora informacji pomiarowej, który będzie działał w formule przedmiotu regulowanego przez ten organ. Zdaniem Prezesa URE rozwiązanie to ma najwięcej zalet i generuje najmniej ryzyk oraz posiada największy potencjał rozwojowy oraz gwarantujący największą stabilność.

4.4. Rola podmiotów w preferowanej koncepcji rynku opomiarowania

W rekomendowanym modelu rynku opomiarowania, który został omówiony w poprzednim punkcie, zmieni się nieco rola niektórych podmiotów, które dotychczas na tym rynku funkcjonowały jak również niezbędne będzie wprowadzenie kolejnej instytucji – centralnego repozytorium danych dla ułatwienia nazywanego operatorem informacji pomiarowej (OIP). Proponowany model nie przewiduje jednak zasadniczej zmiany funkcji dotychczasowych podmiotów, które na tym rynku funkcjonują. Zaproponowana modyfikacja *de facto* ogranicza się do zmian, jakie wymusza wprowadzenie OIP na rynek energii elektrycznej.

Wobec powyższego największe zmiany zajdą na linii OSD – sprzedawca. Zasadniczą modyfikacją dla tych podmiotów będzie fakt uzyskiwania danych pomiarowych przez sprzedawców nie od OSD ale od OIP. Ponadto OSD będą zobowiązane do przekazywania danych pomiarowych do OIP zamiast do sprzedawców, natomiast do PSE Operator S.A. będą przekazywać dane dot. bilansowania systemu. OSD pozostanie operatorem systemu pomiarowego na swoim terenie i nadal będzie samodzielnie dokonywał wyboru technologii gwarantujących określone wymagania zewnętrzne – takie jak częstotliwość odczytów, zakres informacyjny od i do licznika, także w zakresie programów DSR, chyba, że kwestia ta inaczej zostanie zdefiniowana w prawie i na OSD zostaną wymuszone pewne zachowania w tym zakresie. Zatem kwestia ta pozostaje jeszcze otwarta. Wprowadzenie nowego modelu rynku

²⁷ PSE Operator SA „Skonsolidowane podsumowanie projektu”

oraz inteligentnych systemów pomiarowych może oznaczać dla OSD zwiększone inwestycje w zarządzanie siecią niskich napięć.

W przypadku sprzedawców to - podobnie jak w przypadku OSD - rola ich nie ulegnie zasadniczej zmianie, podlegać jej będzie w zasadzie tylko źródło pozyskiwania informacji o danych pomiarowych. Dzięki wprowadzeniu nowego podmiotu na rynek energii, jakim będzie OIP, a przede wszystkim wdrożeniu inteligentnych układów pomiarowych, pojawią się dla sprzedawców możliwości poszerzenia działalności o nowe usługi i nowe produkty. Dzięki wdrożeniu nowego modelu rynku będzie możliwe aktywne oddziaływanie sprzedawców na swoich odbiorców w programach zarządzania popytem oraz optymalizacja kosztowej działalności operacyjnej poprzez uelastycznienie zachowań popytowych klientów, umożliwiając optymalizowanie portfela zakupu energii sprzedawcy. Dzięki temu, że OIP będzie zarządzał danymi pomiarowymi, przewidywany jest wzrost aktywności sprzedawców energii elektrycznej, z uwagi na łatwiejszy dostęp do danych pomiarowych udostępnianych przez OIP²⁸.

Nie zmieni się również rola Operatora Systemu Przesyłowego. Dzięki wprowadzeniu inteligentnych systemów pomiarowych będzie mógł on jednak realizować nowe zadania polegające między innymi na wpływaniu na zachowania odbiorców energii poprzez mechanizmy DSR. OSP będzie zobowiązany również do przekazywania do OIP danych z urządzeń pomiarowych u klientów podłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej. Dzięki nowemu modelowi rynku OSP będzie miał możliwość pozyskiwania od OIP dużo dokładniejszych danych o pracy sieci²⁹.

Na rynku zacznie działać również nowy podmiot, jakim będzie operator informacji pomiarowej. Będzie to podmiot, który nie tylko przechowuje informacje, ale również pilnuje przestrzegania standardów technologicznych i jakościowych dostarczanych informacji. Zalety, wady oraz kompetencje tego podmiotu zostały już omówione w poprzednim rozdziale.

²⁸ Ogólny model rynku opomiarowania

²⁹ PSE Operator S.A. „Model rynku opomiarowania”

5. Prawny aspekt wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz rynku danych pomiarowych w Polsce

Żeby można było wprowadzić inteligentne systemy pomiarowe oraz nadać nowy kształt całemu rynkowi pomiarów w Polsce należy poddać analizie obecne uwarunkowania prawne - czy pozwalają tego dokonać, czy też należy wprowadzić zmiany, które dopiero to umożliwią. Z analiz, które stanowią podstawę merytoryczną niniejszego opracowania wynika, iż samo wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych w obecnym kształcie prawodawstwa nie stanowiłoby większego problemu. Trudności pojawiają się jednak, gdy będziemy chcieli wykorzystać funkcjonalności nowych urządzeń oraz zrobić z nich użytek. Zatem prawidłowe zdefiniowanie kwestii prawnych związanych z wdrożeniem inteligentnych urządzeń pomiarowych oraz utworzeniem nowego rynku danych pomiarowych stanowi oprócz kwestii technicznych kluczowe zagadnienie do prawidłowej implementacji ww. rozwiązań do polskiego systemu elektroenergetycznego. W niniejszym rozdziale zostanie omówiony aspekt prawny wdrożenia nowych rozwiązań w zakresie opomiarowania w Polsce.

5.1. Analiza obecnie obowiązujących przepisów prawnych RP pod kątem możliwości wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych

Podstawowym aktem prawnym regulującym rynek energii elektrycznej w Polsce jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne. Ustawa ta wraz z wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi określa zachowanie się podmiotów działających na tym rynku względem siebie oraz względem odbiorców energii elektrycznej. To ona zawiera podstawowe rozwiązania związane z regulacją rynku danych pomiarowych w Polsce. Ustawa - Prawo energetyczne reguluje między innymi kwestie dostarczania energii elektrycznej do odbiorców, stanowiąc, iż dostarczanie energii odbywa się po uprzednim przyłączeniu do sieci. Przyłączenie do sieci odbywa się natomiast na podstawie umowy o przyłączenie. Jednym z postanowień, które ta umowa powinna zawierać są wymagania odnośnie lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów. Ponadto podmiot przyłączany obowiązany jest m. in. do udostępnienia pomieszczenia lub miejsca na zainstalowanie układów pomiarowych, na warunkach określonych w umowie o świadczenie usługi przyłączenia do

sieci. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w *sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* (Dz.U. Nr 93, poz. 623) – dalej jako Rozporządzenie systemowe, stanowi, iż w warunkach przyłączenia określa się miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego oraz wymagania w zakresie przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych³⁰. Samo przyłączenie do sieci nie wystarcza jednak żeby energia była dostarczana do odbiorcy, w tym celu potrzebna jest jeszcze umowa sprzedaży i umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa. *Prawo energetyczne* określa niektóre postanowienia umów sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji oraz umowy kompleksowej. Ustawa ta stanowi między innymi, że rozliczenie za energię następuje za pomocą układu pomiarowego, który zdefiniowany został w Rozporządzeniu systemowym i oznacza licznik i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię. *Prawo energetyczne* określa również warunki kontroli układów pomiarowych, która dokonywana jest przez upoważnionych przedstawicieli przedsiębiorstwa energetycznego³¹.

Ww. akty prawne regulują także własność urządzeń pomiarowych- zgodnie z §13 ust. 4 Rozporządzenia systemowego przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej zobowiązane są do instalowania, na własny koszt, układu pomiarowo-rozliczeniowego w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, jedynie w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców. Obowiązek ten nie znajduje zastosowania wobec przypadku pozostałych grup przyłączeniowych tzn. I-III, a także wobec wytwórców, co oznacza, że koszt ich instalacji ponoszą odbiorcy te podmioty, chyba że inaczej stanowi umowa zawarta pomiędzy nim a przedsiębiorstwem energetycznym.

Do bardzo ważnych aktów prawnych z punktu widzenia wdrażania nowych rozwiązań technicznych w zakresie opomiarowania należy zaliczyć również ustawę *Prawo o miarach*, która wraz z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 r., w *sprawie*

³⁰ URE analiza prawna, str. 24

³¹ URE analiza prawna, str. 24-26

prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych (Dz.U. Nr 5, poz. 29) stanowi o prawnej kontroli przyrządów metrologicznych, takich jak m.in. liczniki energii elektrycznej.

Kwestią szczególnie istotną z punktu widzenia instalowania nowych układów pomiarowych oraz budowania nowego rynku danych pomiarowych jest ochrona danych osobowych, która jest uregulowana w ustawie z dnia 29 sierpnia 1997 r. o *ochronie danych osobowych*. Zgodnie z ustawą za dane osobowe uważa się wszelkie informacje, które pozwalają na zidentyfikowanie osoby fizycznej, a osoba możliwa do zidentyfikowania to taka, której tożsamość można określić bezpośrednio lub pośrednio, w szczególności przy powołaniu się na numer identyfikacyjny albo jeden lub kilka specyficznych czynników określających jej cechy fizyczne, fizjologiczne, ekonomiczne, kulturowe, umysłowe lub społeczne. Ustawa reguluje również kwestię przetwarzania danych pomiarowych, które jest dopuszczalne jedynie w przypadkach określonych w tej ustawie. Obejmuje sytuacje, w których dane są przetwarzane wówczas, gdy osoba, której dane dotyczą wyrazi na to zgodę, gdy jest to konieczne do realizacji umowy, gdy osoba, której dane dotyczą, jest stroną lub gdy jest to niezbędne do podjęcia działań przed zawarciem umowy na żądanie osoby, której dane te dotyczą albo gdy jest to niezbędne do wykonania określonych prawem zadań realizowanych dla dobra publicznego. W przypadku wprowadzenia nowego kształtu rynku danych pomiarowych mogą się pojawić problemy z przetwarzaniem tych danych. Dlatego też sposobem, który mógłby rozwiązać problemy z gromadzeniem i przetwarzaniem danych mogłaby być agregacja lub anonimizacja danych osobowych z opomiarowaniem.³²

5.2. Konieczne zmiany w prawie, które umożliwią wprowadzenie inteligentnego opomiarowania

W poprzednim punkcie zostały przedstawione podstawowe akty prawne regulujące tematykę opomiarowania. W tym natomiast zostaną omówione konieczne zmiany w obecnym ustawodawstwie, które należy wprowadzić aby w pełni skorzystać z możliwości, które przyniesie nam i których oczekujemy w związku z wprowadzeniem inteligentnych układów pomiarowych oraz rynku danych pomiarowych.

W przypadku *Prawa energetycznego* wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych będzie wymagało uzupełnienia obecnej regulacji m.in. o postanowienia

³² PSE Operator S.A. „Analiza”, str. 42

dotyczące wymiany liczników na liczniki inteligentne, harmonogramu wdrożenia tych liczników, zapewnienia dostępu do nieruchomości w związku z wymianą liczników, wprowadzenie obowiązku budowy przez OSD infrastruktury umożliwiającej działanie liczników inteligentnych oraz rozszerzenia systemu sankcji za uchybienie tym obowiązkom. W przypadku, gdy nowy model rynku danych pomiarowych będzie opierał się na OIP, konieczne będzie wprowadzenie do ustawy przepisów określających ramy prawne działalności tego operatora, w szczególności jego ustrój tj. formę prawną, przedmiot działalności, strukturę własnościową, sposób powoływania i odwoływanie organów. Niezbędne będzie również wskazanie relacji pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku. Zmianie będzie musiała ulec także regulacja dotycząca pozyskiwania, przechowywania, przetwarzania, udostępniania i zarządzania danymi pomiarowymi, a także kompetencje Prezesa URE dotyczące wykonywania nadzoru regulacyjnego nad nowo powstałym podmiotem³³. Zmiana przedmiotowej ustawy może wiązać się ze zmianą niektórych delegacji do wydania aktów wykonawczych jak np. do Rozporządzenia systemowego lub Rozporządzenia z dnia z dnia 18 sierpnia 2011 r. w *sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną* (Dz. U. Nr 189, poz. 1126 i Nr 535) – dalej jako Rozporządzenie taryfowe oraz przyjęcia nowych rozporządzeń regulujących postępowanie z danymi pomiarowymi.

W związku z powyższym, w Rozporządzeniu systemowym weryfikacji ulec może definicja systemu pomiarowo-rozliczeniowego oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego. Zmian wymagać będzie również szczegółowy opis wymagań technicznych w zakresie przyłączania do sieci układów pomiarowych energii elektrycznej, odpowiednio z podziałem na I-II oraz III-VI grupę przyłączeniową, stanowiący Załącznik nr 1 do Rozporządzenia systemowego³⁴. Ponadto Rozporządzenie to powinno uwzględniać kwestię powołania operatora informacji pomiarowej, w szczególności w zakresie przekazywania danych pomiarowych, umożliwienia wglądu do wskazań układu pomiarowo rozliczeniowego oraz dokumentów niezbędnych do rozliczeń itp. W rozporządzeniu systemowym powinno się również wprowadzić zmiany w kwalifikacji przerw w dostawach energii spowodowanych zastosowaniem programów DSR, w taki sposób, aby dobrowolne redukcje zapotrzebowania lub wyłączenia, na które odbiorca wyraził zgodę i za które otrzymał wynagrodzenie nie były kwalifikowane do przerw w dostawach za które odbiorcy przysługuje bonifikata lub odszkodowanie.

³³ PTPiREE Studium wdrożenia smart meteringu w Polsce, str. 118

³⁴ PTPiREE Studium wdrożenia smart meteringu w Polsce, str. 122

Weryfikacji powinno zostać poddane również Rozporządzenie taryfowe, w szczególności w zakresie związanym z kalkulacją taryfy dystrybucyjnej po wdrożeniu inteligentnego opomiarowania, w tym odnośnie likwidacji opłaty abonamentowej i uwzględnienia kosztów związanych z odczytem i kontrolą inteligentnych układów pomiarowych przy kalkulacji stawki stałej sieciowej oraz ustalenia, w jakim zakresie koszt zakupu i instalacji inteligentnych układów pomiarowych powinien być uwzględniony w kalkulacji opłat za przyłączenie odbiorców.

Pewnej modyfikacji powinny również ulec przepisy rozporządzeń wydanych na podstawie ustawy *Prawo o miarach*, w szczególności przywołanego już wcześniej Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 r. w *sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych*. Jednym z możliwych do zrealizowania elementów ograniczenia kosztów związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania może być jednorazowe przedłużenie okresów ważności legalizacji pierwotnej i ponownej dla liczników energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego typu indukcyjnego o mocy nominalnej nie większej niż 30 kW. Jest to uzasadnione względami ograniczenia przyszłych kosztów osieroconych związanych z ryzykiem wymiany spowodowanej względami legalizacyjnymi (konieczność dokonania legalizacji ponownej) obecnie użytkowanych liczników na liczniki niespełniające wymagań.

6. Wymagania techniczne dla systemów inteligentnego opomiarowania, w tym specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej, specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu

Rozdział został poświęcony zagadnieniom z obszaru wymagań technicznych dla systemów inteligentnego opomiarowania. Obok syntetycznych charakterystyk specyfikacji wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych oraz infrastruktury telekomunikacyjnej, zawarta została w nim również specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu.

Zakłada się przyjęcie przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD) jednolitych wymagań wobec elementów systemu AMI (Advanced Metering Infrastructure). Przyjęcie wspólnego rozwiązania powinno bowiem przyczynić się do:

- zapewnienia zgodności wykorzystywanych urządzeń z założonymi wymaganiami funkcjonalnymi, określonymi z uwzględnieniem zdefiniowanych w Stanowisku Prezesa URE z dnia 31 maja 2011 roku,
- obniżenia cen urządzeń poprzez zapewnienie efektu skali,
- ograniczenia ryzyka dostawców związanego z kontraktowaniem urządzeń,
- skrócenia czasu dostaw urządzeń,
- zapewnienia wysokiej jakości urządzeń.

Do realizacji zadania polegającego na wypracowaniu wspólnego standardu wymagań technicznych urządzeń działających w ramach systemów klasy AMI, wdrażanych w Polsce przez poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, w ramach Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej powołano zespół zadaniowy, w skład którego weszli przedstawiciele OSD związanych z PTPiREE. W okresie od października 2011 r. do marca 2012 r. Zespół Zadaniowy PTPiREE przygotował i zestawiał propozycję wstępną wersję wymagań technicznych dotyczącą liczników komunalnych, liczników bilansujących i koncentratorów danych, która została poddana konsultacji. I choć aktualizacja wymagań nadal jest prowadzona można przyjąć, że sporządzona i przedstawiona niżej wersja

wymagań odzwierciedla bieżącą wiedzę i doświadczenie w zakresie wdrażania systemów AMI. Należy również zaznaczyć, iż wymagania będą podlegały okresowej weryfikacji.

6.1. Specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej

6.1.1. Układy pomiarowe

6.1.1.1. Wymagania funkcjonalne wobec liczników 1- i 3-fazowych

1. Pomiar wielkości fizycznych

- 1.1. Licznik powinien dokonywać pomiaru i rejestracji energii czynnej i biernej w obu kierunkach (pobór i oddanie).
- 1.2. Zmierzone wartości energii czynnej powinny być rejestrowane w kWh z precyzją co najmniej trzech miejsc po przecinku.
- 1.3. Zmierzone wartości energii biernej powinny być rejestrowane w kvarh z precyzją co najmniej trzech miejsc po przecinku.
- 1.4. Profil obciążenia powinien być domyślnie zapisywany jako stany liczydła.
- 1.5. Licznik powinien dokonywać pomiaru skutecznych napięć i prądów fazowych.
- 1.6. Licznik powinien dokonywać pomiaru mocy chwilowych.

2. Sterowanie

- 2.1. Licznik powinien mieć możliwość ograniczenia mocy poprzez zdalne oraz lokalne wprowadzenie nastaw:
 - 2.1.1. wartości progowej pobieranej mocy 15 minutowej, z dokładnością nie gorszą niż 0,1 kW;
 - 2.1.2. czasu automatycznego zazbrojenia licznika (rozumianego jako gotowość licznika do załączenia napięcia na instalacji odbiorcy) po wystąpieniu ograniczenia. Czas ten powinien być konfigurowalny w przedziale od 1 do 60 minut.
- 2.2. Licznik powinien mieć możliwość zdalnego i lokalnego odłączania / załączenia / zazbrojenia odbiorcy poprzez zmianę stanu elementu wykonawczego (np. stycznika). Licznik domyślnie jest skonfigurowany na realizację zdalnego zazbrajania.
 - 2.2.1. Element wykonawczy w stanie beznapięciowym licznika powinien być w położeniu wyłącz.

2.2.2. Licznik powinien mieć możliwość lokalnego i zdalnego sprawdzenia stanu elementu wykonawczego.

2.2.3. Po przerwie w zasilaniu spowodowanej zakłóceniem pracy sieci element wykonawczy powinien być w takim samym stanie, jak przed zdarzeniem.

2.3. Licznik powinien mieć możliwość załączenia napięcia na instalację odbiorcy w sposób lokalny przez odbiorcę po wcześniejszym zazbrojeniu.

3. Konfiguracja licznika

3.1. Licznik powinien mieć możliwość zdalnego i lokalnego ustawiania okresów uśredniania w zakresie od 15 minut do 60 minut, dla następujących wartości: 15, 20, 30, 60 minut, dla rejestracji profili zużycia energii czynnej i biernej (cztery profile energetyczne).

3.2. W przypadku przerywania procesu parametryzacji (lokalnej lub zdalnej) licznik powinien kontynuować pracę zgodnie z dotychczasową parametryzacją. Do czasu potwierdzenia prawidłowości parametryzacji w sesji połączenia lokalnego lub zdalnego licznik powinien pozostać w ustawieniach sprzed przeprowadzanej zmiany.

3.3. Licznik powinien umożliwiać definiowanie co najmniej 1 progu przekroczenia i co najmniej 3 progów obniżenia napięcia jako wartości procentowej odchylenia od napięcia znamionowego. Licznik powinien mieć predefiniowane co najmniej następujące progi:

- dla przekroczenia napięcia: 10%
- dla obniżenia napięcia: 10%, 20%, 50%

Licznik powinien rozpocząć pomiar czasu trwania przekroczenia / obniżenia napięcia, w okresie programowanym przez operatora (nie krótszym niż 1s), jeżeli jego głębokość przekracza zadany próg.

Licznik powinien zakończyć pomiar czasu trwania zdarzenia, jeżeli wartość napięcia jest:

- przy obniżeniu wyższa od deklarowanego progu o 1%;
- dla przekroczenia jeżeli jest niższa o 1%.

3.4. Licznik powinien umożliwiać zdalną i lokalną zmianę listy wielkości wyświetlanych na wyświetlaczu w zakresie dowolnych wielkości licznikowych.

4. Wykrywanie i rejestracja zdarzeń

- 4.1. Licznik powinien zapisywać stan liczydła energii czynnej skumulowanej w momencie wystąpienia dowolnie ustawionego zdarzenia rejestrowanego przez licznik (np. zanik napięcia, zdjęcie pokrywy listwy zaciskowej itp.).
- 4.2. Licznik powinien umożliwiać konfigurowanie trybu przesyłania komunikatów dla zdarzeń rejestrowanych przez licznik. Dla każdego rodzaju zdarzenia może zostać określony jeden z trybów:
 - 4.2.1. tryb przesyłania automatycznego (natychmiastowego);
 - 4.2.2. tryb odczytu sesyjnego (przy realizacji harmonogramu).
- 4.3. Licznik powinien rejestrować co najmniej następujące zdarzenia:
 - 4.3.1. wyłączenie / zazbrojenie / załączenie odbiorcy;
 - 4.3.2. aktywację / deaktywację funkcji ograniczania mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę;
 - 4.3.3. obniżenie / przekroczenie napięcia znamionowego;
 - 4.3.4. zdarzenia związane z kradzieżą energii: działanie polem magnetycznym (próg nieczułości do 400 mT), wykrycie obejścia (np. zastosowanie wbudowanego przekładnika Ferrantiego), wykrycie zamiany fazy i zera, zdjęcie pokrywy listwy zaciskowej, zdjęcie obudowy licznika;
 - 4.3.5. błędy wewnętrzne licznika (wektor flag bitowych).
- 4.4. Licznik powinien rejestrować i przysyłać w trybie odczytu sesyjnego zdarzenia związane ze zmianą konfiguracji (parametryzacją licznika).
- 4.5. Każde zdarzenie zarejestrowane przez liczniki powinno być opisane następującymi atrybutami:
 - 4.5.1. data i czas wystąpienia zdarzenia;
 - 4.5.2. kod zdarzenia.

5. Prezentacja danych na wyświetlaczu

- 5.1. Licznik powinien posiadać wyświetlacz (zgodnie z odpowiednimi obowiązującymi przepisami i regulacjami) z możliwością wyświetlenia co najmniej:
 - 5.1.1. 8 znaków dla rejestrów;
 - 5.1.2. znacznika grupy taryfowej;
 - 5.1.3. znacznika bieżącej strefy;
 - 5.1.4. stanu elementu wykonawczego;
 - 5.1.5. daty i czasu zegara wbudowanego.
- 5.2. Wielkości wyświetlane na wyświetlaczu powinny być opisane przy użyciu kodów OBIS.

5.3. Objaśnienia najważniejszych używanych kodów rejestrów, umieszczone w sposób trwały na obudowie licznika lub tabliczce znamionowej, lub pokrywie listwy zaciskowej, muszą być zgodne z kodem OBIS i opisem jak w SIWZ, w następujących pozycjach:

Kod OBIS	OPIS
C.1.0	Nr. identyfikacyjny licznika
1.8.0	E:Pobrana-czynna.Energia.Suma
1.8.1	E:Pobrana-czynna.Energia.1-strefa
1.8.2	E:Pobrana-czynna.Energia.2-strefa
1.8.3	E:Pobrana-czynna.Energia.3-strefa
1.6.0	E:Pobrana-czynna.Pmax.całodobowo
2.8.0	Energia czynna oddana do sieci (suma)
5.8.0	Energia bierna indukcyjna (suma)
8.8.0	Energia bierna pojemnościowa (suma)
0.9.1	Aktualny czas
0.9.2	Aktualna data
0.2.2.	Taryfa

5.4. Licznik powinien mieć możliwość automatycznego i ręcznego przewijania komunikatów na wyświetlaczu. Po 60 sekundach od zakończenia ręcznego przewijania komunikatów licznik powinien powrócić do wyświetlania w trybie automatycznym. Interwał automatycznego przewijania komunikatów powinien być konfigurowalny. Powinny być co najmniej dwie listy wyświetlacza:

5.4.1. lista sekwencyjna;

5.4.2. lista przewijania ręcznego;

Listy te powinny być dowolnie konfigurowalne.

5.5. Podświetlanie wyświetlacza jest dopuszczalne wyłącznie w trybie ręcznego przewijania komunikatów. W stanie beznapięciowym powinno być możliwe odczytanie z wyświetlacza przez co najmniej 4 miesiące:

- 5.5.1. stanów liczydeł;
- 5.5.2. znacznika grupy taryfowej;
- 5.5.3. daty i czasu.

6. Komunikacja

- 6.1. Licznik powinien posiadać co najmniej następujące interfejsy komunikacyjne:
 - 6.1.1. Optozłącze do komunikacji lokalnej zgodne z IEC 62056-21;
 - 6.1.2. Port USB typu A do przyłączenia modułu pośredniczącego w komunikacji z licznikami innych mediów lub infrastrukturą sieci HAN; port USB zdefiniowano w punkcie 7.
- 6.2. Licznik powinien być wyposażony w wbudowany moduł komunikacji z siecią rozległą w PLC zgodnie ze specyfikacją PRIME w wersji 1.3.6 lub nowszej oraz standardem komunikacji. Moduł komunikacyjny do sieci rozległej powinien spełniać dodatkowo następujące cechy:
 - 6.2.1. Powinien wspierać automatyczne wykrywanie i identyfikację licznika przez System Centralny i koncentrator w jego obszarze działania. Licznik powinien rozpocząć komunikację z urządzeniem nadrzędnym lub Systemem Centralnym bezpośrednio po podłączeniu zasilania. Status nawiązywania i nawiązania komunikacji powinien być sygnalizowany;
 - 6.2.2. Powinien wspierać dynamiczne tworzenie sieci połączeń transmisyjnych (dynamiczne tworzenie alternatywnych dróg routingu) niezależnie od podziałów sieci elektroenergetycznej;
 - 6.2.3. Zasilanie modułu odbywa się za pośrednictwem zasilacza wewnętrznego licznika;
 - 6.2.4. Komunikacja powinna być szyfrowana algorytmem AES o długości klucza minimum 128 bitów.
- 6.3. Interfejsy elektryczne licznika nie powinny być dostępne dla użytkownika bez naruszenia plomby monterskiej.

7. Port USB

- 7.1. Licznik powinien być wyposażony w USB Host Controller zgodny co najmniej ze standardem USB 1.1 (Full Speed).
- 7.2. USB Host Controller w liczniku powinien być zintegrowany z Root Hub wyposażonym w co najmniej jeden port USB zgodny ze standardem USB 1.1.
- 7.3. Port USB pod względem mechanicznym powinien być zrealizowany w postaci gniazda typu A odpornego na działanie czynników zewnętrznych.

- 7.4. Port USB w liczniku powinien pozwalać na pobór prądu do 500 mA.
- 7.5. Port USB w liczniku ma służyć do podłączenia do licznika urządzenia służącego do komunikacji z siecią HAN („moduł HAN”). Model komunikacji powinien być oparty o realizację połączenia typu Virtual Serial Port:
- 7.5.1. oprogramowanie licznika powinno obsługiwać Host Controller i Root Hub oraz urządzenia podłączone do portu USB służące do komunikacji z HAN;
- 7.5.2. urządzenia podłączone do portu USB służące do komunikacji z HAN powinny być klasy CDC – Communication Device Class (02h) oraz implementować model urządzenia Abstract Control Model z trybem emulacji portu szeregowego (Serial Emulation).
- 7.6. Urządzenie podłączone do portu USB służące do komunikacji z HAN powinno implementować co najmniej dwa interfejsy:
- 7.6.1. kontrolny (02h – do sterowania komunikacją);
- 7.6.2. danych (0Ah – do przesyłania danych).
- 7.7. Komunikacja z / do sieci WAN przychodząca do / z sieci HAN powinna być z punktu widzenia strony WAN przetransportowana protokołem DLMS adresującym specjalne rejestry o kodach OBIS specyficznych dla producenta.
- 7.8. Moduł HAN powinien obsługiwać komunikację z siecią HAN w sposób autonomiczny, zgodny ze specyfikacją danego rozwiązania sieci HAN. Moduł HAN dokonuje translacji protokołu aplikacyjnego między licznikiem a modułem HAN na protokół sieci HAN (pełni funkcję gateway’a między licznikiem a siecią HAN).
- 7.9. Komunikacja licznika z modułem HAN powinna być w pełni dwukierunkowa, szyfrowana algorytmem AES o długości klucza minimum 128 bitów, oferując tryby „push” i „pull”. W trybie „push” licznik powinien udostępniać obsługę portu USB w dwóch opcjach:
- 7.9.1. „autonomicznej” – licznik autonomicznie z zadany interwałem (domyślnie co 10s) wysyła komunikaty na port USB do propagacji w sieci HAN (zakres przesyłanych danych mógłby bazować na zakresie analogicznym do zdefiniowanego w trybie D protokołu IEC 62056-21 i powinien zawierać co najmniej rejestry zużycia energii i statusy licznika). Licznik powinien fabrycznie mieć wyłączoną tę opcję nadawania komunikatów. Włączenie opcji powinno być możliwe programowo, zarówno zdalnie, jak i lokalnie;
- 7.9.2. „systemowej” – licznik powinien obsłużyć przekazanie komunikatu (o rozmiarze do 4096B) z Systemu Centralnego poprzez moduł WAN do modułu HAN, przy

czym przekazanie komunikatu z modułu WAN do modułu HAN powinno trwać nie dłużej niż 2s.

7.10. Dostawca licznika powinien udostępnić pełną dokumentację:

7.10.1. Host Controller i Root Hub interfejsu USB zaimplementowanego w liczniku;

7.10.2. oczekiwanych implementacji interfejsów USB w module HAN;

7.10.3. protokołu aplikacyjnego między licznikiem a modułem HAN;

7.10.4. protokołu komunikacji z siecią HAN;

7.10.5. oczekiwanych rozszerzeń kodów OBIS służących do komunikacji z siecią HAN poprzez sieć WAN.

8. Wymagania ogólne

8.1. Licznik powinien przechowywać kalendarz gregoriański wraz ze świętami stałymi, ruchomymi, latami przestępnymi oraz datami zmiany stref czasowych na co najmniej 16 lat z automatycznym przełączaniem lato / zima.

8.2. Licznik powinien umożliwiać zdalną aktualizację kalendarza.

8.3. Licznik powinien przechowywać w pamięci nieulotnej dane pomiarowe (profilowe i rozliczeniowe) oraz dane niepomiarowe (zdarzenia i alarmy).

8.4. Rozmiar pamięci powinien pozwolić na przechowywanie danych profilowych za okres co najmniej 63 ostatnich dni przy okresie uśredniania 15 minut (dla rejestru energii czynnej i biernej w obu kierunkach).

8.5. Licznik powinien przechowywać zarejestrowane zdarzenia w cyklicznych buforach zdarzeń:

8.5.1. sieciowych (zaniki napięcia, podwyższenia napięcia) - co najmniej 120 pozycji;

8.5.2. pozostałych - co najmniej 120 pozycji.

8.6. Wszystkie urządzenia powinny być fabrycznie nowe (nie eksploatowane produkcyjnie).

8.7. Licznik powinien być wyprodukowany w roku dostawy.

8.8. Oznaczenie typu i numeru identyfikacyjnego licznika musi być trwałe, niepowtarzalne i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego licznika w stanie braku zasilania. Numer fabryczny licznika powinien być wyświetlany na wyświetlaczu licznika. Parametry identyfikacyjne powinny być możliwe do odczytania drogą elektroniczną w sposób zdalny i lokalny.

8.9. Określenie wersji oprogramowania urządzenia i modułów komunikacyjnych powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu drogą elektroniczną w sposób zdalny i lokalny.

- 8.10. Licznik powinien posiadać dodatkowe oznaczenie kodem kreskowym wraz z dołączeniem trzech naklejek zawierających oznaczenie licznika oraz jego kod kreskowy w standardzie uzgodnionym z zamawiającym.
- 8.11. Licznik powinien odbierać plik taryfowy z datą aktywacji.
- 8.12. Licznik powinien mieć możliwość ustawienia przynajmniej 4 stref czasowych.
- 8.13. Licznik powinien mieć możliwość automatycznego dobowego zatrzymywania stanów liczydeł energii. Dobowe stany powinny być przechowywane przez okres co najmniej 1 miesiąca.
- 8.14. Suma pomiarów wynikająca z przyrostów w okresie dobowym musi być tożsama z różnicą stanu liczydeł w tym samym okresie.

9. Parametry techniczne i jakościowe

- 9.1. Licznik powinien mieć klasę pomiaru energii czynnej co najmniej B (zgodnie z MID).
- 9.2. Licznik powinien mieć klasę pomiaru energii biernej co najmniej 3, zgodnie z systemem badania określonym normami PN-EN 62053-21 i 23 (IEC 62053-21 i 23).
- 9.3. Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -40°C / $+70^{\circ}\text{C}$.
- 9.4. Obudowa powinna zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 51.
- 9.5. Licznik powinien być odporny na działanie pola magnetycznego do 400 mT.
- 9.6. Częstotliwość nominalna licznika to 50 Hz.
- 9.7. Napięcie nominalne licznika jednofazowego wynosi 230V, a dla licznika trójfazowego wynosi $3 \times 230\text{V}$ / 400V.
- 9.8. Prąd nominalny dla licznika wynosi 5A.
- 9.9. Prąd maksymalny dla liczników 1-fazowych $I_{\text{max}} \geq 60\text{A}$, dla liczników 3-fazowych $I_{\text{max}} \geq 80\text{A}$.
- 9.10. Licznik powinien spełniać wymagania ochrony przed przepięciami atmosferycznymi i sieciowymi o napięciu co najmniej 4 kV.
- 9.11. Pobór własny mocy układu pomiarowego dla licznika jednofazowego nie powinien przekraczać 2W, a dla licznika trójfazowego 4W.
- 9.12. Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego podtrzymywanego przez co najmniej 8 lat.
- 9.13. Dokładność zegara wbudowanego licznika powinna być nie gorsza niż 1 sekunda na dobę.
- 9.14. Źródłem czasu dla licznika jest koncentrator.

- 9.15. Licznik powinien znakować dane oznaczone czasem flagą informującą o statusie synchronizacji czasu. Flaga (czas uwierzytelniony / czas niewierzytelniony) informująca o statusie synchronizacji będzie ustawiana w przypadku:
- 9.15.1. włączenia (inicjalizacji) licznika / wznowienia zasilania licznika;
 - 9.15.2. utraty możliwości synchronizacji czasu przez 7 kolejnych dni kalendarzowych. Licznik udostępni dane oznaczone flagą przy każdej transmisji danych oznaczonych czasem.
- 9.16. Licznik powinien pozwalać na lokalną i zdalną zmianę firmware (w granicach zapewniających zachowanie zgodności z MID).
- 9.17. Obudowa i zaciski licznika w zakresie rozstawu wieszaków / otworów montażowych i zacisków skrzynki zaciskowej licznika powinny być zgodne ze standardem DIN 43857.

10. Obsługa licznika

- 10.1. Dane wyświetlane na wyświetlaczu i dane identyfikacyjne licznika powinny być widoczne po zainstalowaniu licznika.
- 10.2. Licznik powinien umożliwiać zmianę konfiguracji w sposób lokalny poprzez optozłącze oraz zdalny poprzez moduł do komunikacji z siecią rozległą.

11. Oprogramowanie

- 11.1. Wykonawca dostarczy oprogramowanie do lokalnej obsługi, diagnostyki i raportowania stanu pracy liczników, umożliwiające pełną konfigurację, parametryzację, diagnostykę oraz odczyt danych pomiarowych i zdarzeń z licznika.
- 11.2. Oprogramowanie do lokalnej obsługi (konfiguracji i odczytu) liczników powinno zapewnić trzy poziomy dostęp:
 - 11.2.1. tylko odczyt danych pomiarowych i parametrów z licznika (tryb inkasencki);
 - 11.2.2. odczyt i parametryzacja licznika za pomocą gotowych plików parametryzacyjnych, ustawienie zegara (tryb monterski);
 - 11.2.3. odczyt i parametryzacja licznika w pełnym zakresie (tryb administracyjny).

Dostęp do trybu inkasenckiego powinien być zabezpieczony co najmniej zabezpieczeniem programowym. Dostęp do trybów: monterskiego i administracyjnego powinien być ograniczony kluczem sprzętowym zabezpieczającym aplikację testowo-diagnostyczną.

- 11.3. Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno umożliwiać przygotowanie plików konfiguracyjnych (na potrzeby trybu monterskiego). Pliki konfiguracyjne ze starszej wersji programu powinny być możliwe do obsłużenia w wersjach nowszych.
- 11.4. Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno umożliwiać eksport danych pomiarowych, zdarzeń i konfiguracji z liczników do plików tekstowych (TXT, CSV, XML) o udokumentowanej strukturze zapewniającej kolekcję danych w Systemie Centralnym.
- 11.5. Wykonawca zapewni przynajmniej przez czas trwania gwarancji, w ramach wynagrodzenia za przedmiot zamówienia, dostęp do aktualnych wersji oprogramowania do lokalnej obsługi liczników, modułów komunikacyjnych i systemów odczytu lokalnego w przypadku pojawienia się nowych wersji oprogramowania. Nowe wersje oprogramowania powinny obsługiwać urządzenia wcześniej zakupione przez zamawiającego od dostawcy.
Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno być przystosowane do współpracy z systemem operacyjnym uzgodnionym z zamawiającym.
- 11.6. Dokumentacja techniczna protokołów konfiguracyjnego i komunikacyjnego zostanie przekazana w ramach kontraktu w celu implementacji obsługi tych protokołów w systemach informatycznych zamawiającego.

6.1.1.2. Wymagania funkcjonalne wobec liczników bilansujących

1. Pomiar i rejestracja wielkości fizycznych

- 1.1. Licznik powinien pracować w układzie półpośrednim w pełnym układzie gwiazdowym.
- 1.2. Licznik powinien dokonywać pomiaru energii czynnej w obu kierunkach (pobór i oddanie).
- 1.3. Zmierzone wartości energii czynnej powinny być wyrażone w kWh z precyzją do trzech miejsc po przecinku.
- 1.4. Licznik powinien rejestrować 2 profile dla energii czynnej oraz 4 profile dla energii biernej (cztery kwadranty), jak również napięcia i prądy fazowe.
- 1.5. Zmierzone wartości energii biernej powinny być wyrażone w kvarh z precyzją do trzech miejsc po przecinku.

- 1.6. Licznik powinien dokonywać pomiaru energii pozornej w obu kierunkach (pobór i oddanie).
- 1.7. Zmierzone wartości energii pozornej powinny być wyrażone w kVAh z precyzją do trzech miejsc po przecinku.
- 1.8. Profil obciążenia powinien być domyślnie zapisywany jako stany liczydła.
- 1.9. Licznik powinien dokonywać pomiaru wartości chwilowych:
 - 1.9.1. napięć i prądów fazowych oraz prądu w przewodzie neutralnym;
 - 1.9.2. kątów napięć i prądów (φ odniesione do napięcia fazy 1);
 - 1.9.3. mocy czynnej, biernej i pozornej sumarycznej oraz dla każdej z faz;
 - 1.9.4. współczynnika THD w prądzie i napięciu.
- 1.10. Licznik powinien mieć możliwość automatycznego dobowego zatrzekiwania stanów liczydeł energii. Dobowe stany powinny być przechowywane przez okres co najmniej 1 miesiąca.
- 1.11. Suma energii wynikająca z przyrostów w okresie dobowym musi być tożsama z różnicą stanu liczydeł energii w tym samym okresie.
- 1.12. Licznik powinien umożliwiać zapis profilu wartości chwilowych minimalnych i maksymalnych napięć zmierzonych w okresie uśredniania. Dla każdej zarejestrowanej wartości napięcia licznik powinien zapisać odpowiadającą jej wartość prądu.

2. Konfiguracja licznika

- 2.1. Licznik powinien umożliwić zdalny i lokalny dostęp do wszystkich wielkości pomiarowych i funkcji oferowanych przez licznik.
- 2.2. Licznik powinien mieć możliwość zdalnego i lokalnego ustawiania okresów uśredniania w zakresie od 15 minut do 60 minut, dla następujących wartości: 15, 20, 30, 60 minut, dla rejestracji profili zużycia energii czynnej i biernej.
- 2.3. W przypadku przerwania procesu parametryzacji (lokalnej lub zdalnej) licznik powinien kontynuować pracę zgodnie z dotychczasową parametryzacją. Do czasu potwierdzenia prawidłowości parametryzacji w sesji połączenia lokalnego lub zdalnego licznik powinien pozostać w ustawieniach sprzed przeprowadzanej zmiany.

Licznik powinien umożliwiać definiowanie co najmniej 1 progu przekroczenia i co najmniej 3 progów obniżenia napięcia jako wartości procentowej odchylenia od napięcia znamionowego. Licznik powinien mieć predefiniowane co najmniej następujące progi:

- dla przekroczenia napięcia: 10%
- dla obniżenia napięcia: 10%, 20%, 50%

Licznik powinien rozpocząć pomiar czasu trwania przekroczenia / obniżenia napięcia, w okresie programowanym przez operatora (nie krótszym niż 1s), jeżeli jego głębokość przekracza zadany próg.

Licznik powinien zakończyć pomiar czasu trwania zdarzenia, jeżeli wartość napięcia jest:

- przy obniżeniu wyższa od deklarowanego progu o 1%;
- dla przekroczenia jeżeli jest niższa o 1%.

3. Wykrywanie i rejestracja zdarzeń

3.1. Licznik powinien umożliwiać konfigurowanie trybu przesyłania komunikatów dla zdarzeń rejestrowanych przez licznik. Dla każdego rodzaju zdarzenia może zostać określony jeden z trybów:

- 3.1.1. tryb przesyłania automatycznego (natychmiastowego);
- 3.1.2. tryb odczytu sesyjnego (przy realizacji harmonogramu).

3.2. Każde zdarzenie zarejestrowane przez licznik powinno być opisane następującymi atrybutami:

- 3.2.1. data i czas wystąpienia zdarzenia;
- 3.2.2. kod zdarzenia.

3.3. Dla zdarzeń wskazanych przez operatora, licznik powinien zapisywać stan liczydła energii czynnej skumulowanej w momencie ich wystąpienia.

4. Komunikacja

4.1. Licznik bilansujący może stanowić samodzielne urządzenie lub urządzenie zintegrowane z koncentratorem danych.

4.2. Komunikacja lokalna z licznikiem stanowiącym samodzielne urządzenie powinna być możliwa przez optozłącze lub Ethernet/RJ45 lub USB, z wykorzystaniem IEC 62056-21 lub DLMS.

4.3. Komunikacja lokalna z modułem licznikowym wchodzącym w skład urządzenia łączącego w sobie funkcje licznika i koncentratora danych powinna być możliwa w przynajmniej jeden z następujących sposobów:

- 4.3.1. przez optozłącze lub Ethernet/RJ45 lub USB, z wykorzystaniem IEC 62056-21 lub DLMS;

- 4.3.2.przez Ethernet/RJ45 z wykorzystaniem interfejsu osiągalnego lokalnie przez przeglądarkę WWW, do którego dostęp jest autoryzowany.
- 4.4. Interfejsy licznika (lub urządzenia łączącego w sobie funkcje licznika i koncentratora danych) powinny umożliwiać przyłączenie modułu komunikacji 3GPP.
- 4.5. W przypadku licznika działającego jako samodzielne urządzenie, licznik powinien umożliwiać komunikację z koncentratorem przynajmniej za pomocą następujących rozwiązań:
- 4.5.1.moduł komunikacji z siecią rozległą w PLC zgodnie ze specyfikacją PRIME w wersji 1.3.6 lub nowszej (specyfikacja znajduje się w Załączniku XXX) oraz standardem komunikacji, opisanym w Załączniku YYY;
- 4.5.2. interfejs RS485.
- 4.6. Komunikacja z koncentratorem powinna spełniać dodatkowo następujące cechy:
- 4.6.1.licznik (lub urządzenie łączące w sobie funkcje licznika i koncentratora) powinno wspierać automatyczne wykrywanie i identyfikację licznika (modułu licznika) przez System Centralny i koncentrator (moduł koncentratora danych) w jego obszarze działania. Licznik (moduł licznika) powinien rozpocząć komunikację z urządzeniem nadrzędnym lub Systemem Centralnym bezpośrednio po podłączeniu zasilania. Status nawiązywania i nawiązania tej komunikacji powinien być sygnalizowany;
- 4.6.2.zasilanie modułu komunikacji odbywa się za pośrednictwem zasilacza wewnętrznego licznika;
- 4.6.3.w przypadku zastosowania licznika działającego jako niezależne urządzenie, komunikacja powinna być szyfrowana algorytmem AES o długości klucza minimum 128 bitów.
- 4.7. W przypadku urządzenia łączącego w sobie funkcje licznika i koncentratora danych wymagane jest zapewnienie komunikacji pomiędzy modułami licznika i koncentratora danych.

5. Wymagania ogólne

- 5.1. Licznik powinien przechowywać w pamięci nieulotnej dane pomiarowe (profilowe i rozliczeniowe) oraz dane niepomiaryowe (zdarzenia i alarmy).
- 5.2. Wartości rejestrów energii czynnej powinny być wyrażone w kWh z możliwością parametryzacji precyzji pomiaru do trzech miejsc po przecinku.
- 5.3. Licznik powinien przechowywać zarejestrowane zdarzenia w cyklicznych buforach zdarzeń:

- 5.3.1. sieciowych (zaniki napięcia, podwyższenie napięcia) – co najmniej 120 pozycji;
- 5.3.2. pozostałych – co najmniej 120 pozycji.
- 5.4. Rozmiar pamięci powinien pozwolić na przechowywanie danych za okres co najmniej 63 ostatnich dni przy okresie uśredniania 15 minut dla rejestru energii czynnej w obu kierunkach.
- 5.5. Wszystkie urządzenia powinny być fabrycznie nowe (nie eksploatowane produkcyjnie).
- 5.6. Oznaczenie typu i numeru identyfikacyjnego licznika musi być trwałe, niepowtarzalne i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego licznika w stanie braku zasilania. W przypadku gdy licznik jest wyposażony w wyświetlacz, numer licznika musi być na nim wyświetlany. Przy braku wyświetlacza licznik powinien zgłaszać numer licznika pod kodem OBIS – C.1.0. Parametry identyfikacyjne powinny być możliwe do odczytania drogą elektroniczną w sposób zdalny i lokalny.
- 5.7. Określenie wersji oprogramowania urządzenia i modułów komunikacyjnych powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu drogą elektroniczną w sposób zdalny i lokalny.
- 5.8. Licznik powinien posiadać dodatkowe oznaczenie kodem kreskowym wraz z dołączeniem trzech naklejek zawierających oznaczenie licznika oraz jego kod kreskowy w standardzie uzgodnionym z zamawiającym.
- 5.9. Dane identyfikacyjne licznika powinny być widoczne po zainstalowaniu licznika.
- 5.10. Urządzenie powinno być przystosowane do założenia plomb monterskich uniemożliwiających dostęp do elementów wewnętrznych urządzenia.

6. Parametry techniczne i jakościowe

- 6.1. Licznik powinien mieć klasę pomiaru energii czynnej co najmniej C (według MID), lub klasę 0,5.
- 6.2. Liczniki powinien mieć klasę pomiaru energii biernej co najmniej 1.
- 6.3. Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -40°C / $+70^{\circ}\text{C}$.
- 6.4. Obudowa licznika powinna spełniać wymagania stopnia ochrony co najmniej IP 51.
- 6.5. Częstotliwość nominalna dla licznika wynosi 50 Hz.
- 6.6. Napięcie nominalne dla licznika wynosi $3 \times 230\text{V}$ / 400V .
- 6.7. Prąd maksymalny $I_{\text{max}} \geq 6\text{A}$.
- 6.8. Licznik powinien spełniać wymagania ochrony przed przepięciami atmosferycznymi i sieciowymi o napięciu 4 kV dla impulsu napięciowego 1.2/50 μs wg IEC 62052-11.

- 6.9. Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego podtrzymywanego przez co najmniej 8 lat.
- 6.10. Dokładność zegara wbudowanego licznika powinna być nie gorsza niż 1 sekunda na dobę.
- 6.11. Źródłem czasu dla licznika jest koncentrator a, w przypadku komunikacji pomijającej koncentrator, wskazany zewnętrzny system informatyczny.
- 6.12. Licznik powinien znakować dane pomiarowe statusem o niewiarygodnym czasie w przypadku:
- 6.12.1. włączenia licznika (do czasu synchronizacji zegara);
 - 6.12.2. utraty możliwości synchronizacji czasu przez 7 kolejnych dni kalendarzowych.
- 6.13. Licznik powinien pozwalać na lokalną i zdalną zmianę firmware.

7. Oprogramowanie

- 7.1. Wykonawca dostarczy oprogramowanie do lokalnej obsługi, diagnostyki i raportowania stanu pracy liczników, umożliwiające pełną konfigurację, parametryzację, diagnostykę oraz odczyt danych pomiarowych i zdarzeń z licznika.
- 7.2. Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno umożliwiać przygotowanie plików konfiguracyjnych. Pliki konfiguracyjne ze starszej wersji programu powinny być możliwe do obsłużenia w wersjach nowszych.
- 7.3. Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno umożliwiać eksport danych pomiarowych, zdarzeń i konfiguracji z liczników do plików tekstowych (TXT, CSV, XML) o udokumentowanej strukturze zapewniającej kolekcję danych w Systemie Centralnym.
- 7.4. Wykonawca zapewni przynajmniej przez czas trwania gwarancji, w ramach wynagrodzenia za przedmiot zamówienia, dostęp do aktualnych wersji oprogramowania do lokalnej obsługi liczników, modułów komunikacyjnych i systemów odczytu lokalnego w przypadku pojawienia się nowych wersji oprogramowania. Nowe wersje oprogramowania powinny obsługiwać urządzenia wcześniej zakupione przez zamawiającego od dostawcy.
- 7.5. Oprogramowanie do lokalnej obsługi liczników powinno być przystosowane do współpracy z systemem operacyjnym zamawiającego.
- 7.6. Dokumentacja techniczna protokołów konfiguracyjnego i komunikacyjnego zostanie przekazana w ramach kontraktu w celu implementacji obsługi tych protokołów w systemach informatycznych zamawiającego.

6.1.2. Infrastruktura telekomunikacyjna

Najważniejszym zadaniem infrastruktury komunikacyjnej jest zapewnienie transmisji danych pomiędzy urządzeniem pomiarowym (licznikiem) i systemem odczytowym. Podstawowym wymaganiem dla infrastruktury komunikacyjnej jest zapewnienie dwukierunkowej wymiany danych w sposób bezpieczny, poufny i niezawodny.

Aby zapewnić bezpieczeństwo i poufność transmitowanych danych, ich wymiana na wszystkich łączach komunikacyjnych powinna być objęta ochroną kryptograficzną, a zestawienie połączenia komunikacyjnego poprzedzone procedurą uwierzytelniania i autoryzacji elementów systemu AMI wymieniających dane.

- **Wymagania funkcjonalne wobec koncentratora danych**

Koncentrator danych pełni rolę elementu pośredniczącego w komunikacji pomiędzy licznikiem i systemem odczytowym, który komunikuje się z licznikiem i rejestruje dane odczytane z licznika, a następnie udostępnia je systemowi odczytowemu.

1. Obsługa liczników

- 1.1. Koncentrator powinien automatycznie wykrywać i adresować liczniki uruchomione w swoim obszarze działania w czasie poniżej 12 godzin od momentu zainstalowania nowego licznika.
- 1.2. Koncentrator powinien rejestrować co najmniej zdarzenia podłączenia i odłączenia licznika oraz aktualizacji oprogramowania (firmware) w liczniku. Każde zdarzenie powinno zawierać co najmniej:
 - 1.2.1. datę i czas operacji;
 - 1.2.2. typ operacji;
 - 1.2.3. numer fabryczny licznika.
- 1.3. Koncentrator powinien zapewniać dwukierunkową komunikację pomiędzy Systemem Centralnym oraz urządzeniami podłączonymi do koncentratora, co najmniej w następującym zakresie:
 - 1.3.1. żądania odczytu danych i zdarzeń z liczników;
 - 1.3.2. zmiany konfiguracji liczników;
 - 1.3.3. zmiany oprogramowania liczników, w tym ich modułów komunikacyjnych (firmware);
 - 1.3.4. komunikaty związane ze sterowaniem licznikiem (np. załącz / wyłącz, ograniczenia mocy);

- 1.3.5. komunikaty wysyłane do / z sieci HAN (komunikacja ze sterownikiem sieci HAN).
- 1.4. Koncentrator powinien umożliwiać odczyt na żądanie danych pomiarowych i informacji o zdarzeniach z obsługiwanych urządzeń:
 - 1.4.1. lokalnie poprzez interfejs koncentratora;
 - 1.4.2. zdalnie poprzez system nadrzędny.
- 1.5. Koncentrator powinien rozpocząć przekazywanie do systemu nadrzędnego wszystkich zdarzeń przesyłanych przez liczniki w trybie automatycznym (natychmiastowym) w okresie nie dłuższym niż 1 minuta.
- 1.6. Koncentrator powinien zapewnić synchronizację zegarów czasu rzeczywistego w licznikach.
- 1.7. Koncentrator powinien udostępniać statystyki dotyczące jakości komunikacji niezależnie dla każdego obsługiwanego urządzenia.
- 1.8. Koncentrator powinien umożliwiać inicjowanie transmisji do systemu centralnego danych profilowych i rozliczeniowych, wg zdefiniowanego harmonogramu.

2. Komunikacja

- 2.1. Koncentrator może stanowić samodzielne urządzenie lub urządzenie zintegrowane z licznikiem bilansującym.
- 2.2. Komunikacja lokalna z koncentratorem danych służąca do lokalnego odczytu danych z obsługiwanych urządzeń, konfiguracji i diagnostyki powinna być możliwa przez optozłącze lub Ethernet/RJ45 lub USB.
- 2.3. Koncentrator powinien wspierać automatyczne wykrywanie i identyfikację urządzenia przez System Centralny. Powinien rozpocząć komunikację bezpośrednio po podłączeniu zasilania. Status nawiązywania i nawiązania komunikacji powinien być sygnalizowany.
- 2.4. Koncentrator powinien być wyposażony w kartę sieciową w standardzie przynajmniej FastEthernet (gniazdo RJ-45) , umożliwiającą wykorzystanie protokołu TCP/IP do komunikacji z Systemem Centralnym (za pośrednictwem sieci transmisji danych).
- 2.5. Koncentrator powinien być wyposażony w interfejs RS485, który może służyć np. do komunikacji z zewnętrznym licznikiem bilansującym.
- 2.6. Koncentrator powinien komunikować się z urządzeniami niskiego napięcia w technice PLC zgodnie ze specyfikacją PRIME w wersji 1.3.6. lub nowszej.
- 2.7. Koncentrator powinien komunikować się z licznikami w sposób autonomiczny niezależnie od istnienia połączenia z Systemem Centralnym

3. Wymagania ogólne

- 3.1. Koncentrator powinien umożliwiać przechowywanie w nieulotnej pamięci wszystkich danych i zdarzeń, pozyskanych z co najmniej 500 odczytywanych urządzeń, dla profilu 15-min., przynajmniej za okres ostatnich 63 dni.
- 3.2. Oznaczenie typu i numeru identyfikacyjnego koncentratora musi być trwałe, niepowtarzalne i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego urządzenia. Parametry identyfikacyjne powinny być możliwe do odczytu elektronicznie w sposób zdalny i lokalny.
- 3.3. Określenie wersji oprogramowania urządzenia powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu elektronicznie w sposób zdalny i lokalny.
- 3.4. Koncentrator powinien posiadać dodatkowe oznaczenie kodem kreskowym wraz z dołączeniem trzech naklejek zawierających oznaczenie licznika oraz jego kod kreskowy w standardzie uzgodnionym z zamawiającym.

4. Parametry techniczne i jakościowe

- 4.1. Zakres temperatur pracy koncentratora powinien wynosić co najmniej: -40°C / +70°C.
- 4.2. Koncentrator nie powinien zawierać aktywnych elementów chłodzących.
- 4.3. Obudowa koncentratora powinna zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 51.
- 4.4. Źródłem czasu dla koncentratora jest System Centralny zarządzający infrastrukturą pomiarową.
- 4.5. Koncentrator powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego. Dokładność zegara wbudowanego powinna być nie gorsza niż 1 sekunda na dobę.
- 4.6. Koncentrator powinien umożliwiać lokalną i zdalną rekonfigurację i wymianę oprogramowania.
- 4.7. Powinna być możliwość zdalnego i lokalnego restartu koncentratora.

5. Oprogramowanie

- 5.1. Wykonawca dostarczy oprogramowanie do lokalnej obsługi i diagnostyki koncentratora, umożliwiające pełną konfigurację, diagnostykę oraz odczyt danych pomiarowych i zdarzeń z urządzenia.
- 5.2. Oprogramowanie do lokalnej obsługi koncentratora powinno umożliwiać eksport danych z pamięci koncentratora do plików o predefiniowanym formacie udokumentowanym przez Wykonawcę.
- 5.3. Oprogramowanie powinno umożliwiać tworzenie i przywracanie kopii zapasowych z bieżącej konfiguracji koncentratora.

5.4. Obsługa oprogramowania do lokalnej obsługi koncentratorów powinna wymagać autoryzacji.

5.5. Wykonawca zapewni przynajmniej przez czas trwania gwarancji, w ramach wynagrodzenia za przedmiot zamówienia, dostęp do aktualnych wersji oprogramowania do lokalnej obsługi koncentratora w przypadku pojawienia się nowych wersji oprogramowania. Nowe wersje oprogramowania powinny obsługiwać urządzenia wcześniej zakupione przez zamawiającego od dostawcy.

5.6. Oprogramowanie do lokalnej obsługi koncentratora powinno być przystosowane do współpracy z systemem operacyjnym uzgodnionym z zamawiającym.

- **Elementy pomocnicze.**

Do tej grupy urządzeń zalicza się elementy sprzęgające moduły komunikacyjne PLC z siecią SN (w rozwiązaniach systemów AMI wykorzystujących sieć SN jako medium do transmisji danych) oraz regeneratory sygnałów w sieciach radiowych i sieciach PLC. Zadaniem regeneratorów sygnałów jest zwiększenie zasięgu transmisji. Moduły komunikacyjne instalowane w licznikach często posiadają wbudowaną funkcjonalność regeneratorów sygnałów.

- **Sieć transmisyjna.**

Sieć transmisyjna jest odpowiedzialna za przesłanie informacji z licznika do elementu pośredniego, np. koncentratora lub *routera* oraz z elementu pośredniego do systemu odczytowego. Zadania te różnią się między sobą odległością, na którą transmitowane są dane, wymaganą minimalną przepływnością danych oraz częstotliwością transmisji. Ma to istotny wpływ na techniki łączności, które mogą znaleźć zastosowanie w realizacji tych relacji komunikacyjnych. Ze względu na powszechność rozwiązania oraz dużą niezawodność działania obecnie stosowanym rozwiązaniem w sieci niskiego napięcia do komunikacji z licznikami jest wąskopasmowa technika PLC, co nie ogranicza w żaden sposób stosowania innych technik łączności na odcinku koncentrator/router - licznik, takich jak komunikacja bezprzewodowa (np.: Wi-Fi), komunikacja przewodowa w technice PLC szerokopasmowa (np. HomePlug), czy komunikacja przewodowa dedykowana (np.: RS485; M-BUS, Ethernet 100BaseT).

Natomiast do komunikacji koncentratora/routera z systemem odczytowym może być wykorzystywana sieć telefoniczna PSTN, sieć GSM/GPRS, EDGE, UMTS, sieć trunkingowa,

sieć komputerowa LAN/WAN – przewodowa i bezprzewodowa (np. WiMax), jak również sieć energetyczna SN z wykorzystaniem wąskopasmowej techniki PLC.

6.2. Specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu

Informacje i dane pomiarowe wymieniane pomiędzy poszczególnymi elementami systemu muszą być kompletne i pełne w zakresie mierzonych wartości za dany okres oraz muszą mieć możliwość identyfikacji poszczególnych pomiarów.

6.2.1. Specyfikacja informacji wymienianych z urządzeniem pomiarowym

Minimalny zakres informacji wymienianych pomiędzy systemem odczytowym a licznikiem energii elektrycznej w zakresie funkcji podstawowych licznika obejmuje:

- dobowy profil obciążenia przekazywane z licznika do systemu według harmonogramu lub na żądanie,
- dobowe zużycie energii elektrycznej przekazywane z licznika do systemu według harmonogramu lub na żądanie,
- całkowite zużycie energii elektrycznej przekazywane z licznika do systemu według harmonogramu lub na żądanie,
- dobową moc maksymalną 15-minutową przekazywaną z licznika do systemu według harmonogramu lub na żądanie,
- zdarzenia klasy 1 i 2 przekazywane z licznika do systemu według harmonogramu lub na żądanie,
- zdarzenia klasy 2 przekazywane z licznika do systemu w chwili wystąpienia zdarzenia,
- zgłoszenie się licznika w systemie w chwili podłączenia licznika do infrastruktury komunikacyjnej,
- parametryzację licznika przekazywaną z systemu do licznika na żądanie,
- polecenie wyłączenia/załączenia napięcia u odbiorcy przekazywane z systemu do licznika na żądanie,
- polecenie wyłączenia/załączenia funkcji ograniczania mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę przekazywane z systemu do licznika na żądanie,

- wymianę oprogramowania licznika przekazywaną z systemu do licznika na żądanie,
- komunikat dla odbiorcy przekazywany z systemu do licznika na żądanie,
- synchronizację czasu w liczniku wykonywaną przez system do licznika minimum raz na dobę.

6.2.2. Specyfikacja informacji wymienianych pomiędzy systemem odczytowym a systemem centralnym w OSD

Minimalny zakres informacji wymienianych pomiędzy systemem odczytowym, a systemem centralnym w zakresie informacji pomiarowych i zdarzeń oraz informacji związanych z zarządzaniem licznikami i infrastrukturą komunikacyjną obejmuje:

- dobowy profil obciążenia przekazywany z systemu odczytowego do systemu centralnego według harmonogramu lub na żądanie,
- dobowe zużycie energii elektrycznej przekazywane z systemu odczytowego do systemu centralnego według harmonogramu lub na żądanie,
- całkowite zużycie energii elektrycznej przekazywane z systemu odczytowego do systemu centralnego według harmonogramu lub na żądanie,
- dobową moc maksymalną 15-minutową przekazywaną z systemu odczytowego do systemu centralnego według harmonogramu lub na żądanie,
- zdarzenia przekazywane z systemu odczytowego do systemu centralnego w chwili zarejestrowania lub według harmonogramu lub na żądanie,
- dane dotyczące punktu poboru energii przekazywane w kierunku zależnym od miejsca wprowadzania danych na temat tego punktu przy zdarzeniu i na żądanie,
- dane dotyczące parametrów układu pomiarowego przekazywane z systemu odczytowego do systemu centralnego przy zdarzeniu i na żądanie,
- dane związane z infrastrukturą komunikacyjną pomiarowego przekazywane z systemu odczytowego do systemu centralnego po wykryciu zdarzenia i na żądanie,
- polecenia sterowania odbiorem przekazywane z systemu centralnego do systemu odczytowego na żądanie,
- komunikaty dla odbiorcy przekazywane z systemu centralnego do systemu odczytowego na żądanie.

Wszystkie dane pomiarowe (profile, zużycie itp.) powinny być przesyłane wraz z następującymi informacjami: rodzaj mierzonej energii, jednostkę, numer licznika, numer punktu poboru energii, data i czas pomiaru lub początku serii pomiarów oraz znacznik jakości (związany z synchronizacją czasu, dokładnością pomiarów, integralnością danych itp.).

Danymi, które powinny być przesyłane do systemu centralnego, są informacje o następujących zdarzeniach: zanikach i powrotach zasilania, próbach ingerencji w układ pomiarowy (oddziaływanie polem magnetycznym, otwarcie klapy licznika itp.) i innych dodatkowych zdarzeniach rejestrowanych przez urządzenia i system odczytowy – konfigurowanych przez administratora systemu.

Natomiast dane dotyczące punktu poboru energii powinny być przesyłane w przypadku zajścia zdarzenia instalacji, deinstalacji lub zmiany danych punktu poboru. W skład zestawu danych dotyczących punktu poboru energii wchodzi m.in.: unikatowy kod punktu poboru energii, numer umowy, kod sprzedawcy, data rozpoczęcia sprzedaży, taryfa umowy dystrybucyjnej lub kompleksowej odnosząca się do tego punktu poboru energii, typ odbioru (np. gospodarstwo domowe, rolne, domek letniskowy, budowa itp.), moce umowne (wartości zamówionej mocy i czas obowiązywania danej wartości), moc przyłączeniowa, zabezpieczenie przedlicznikowe, informacje o miejscu instalacji w sieci (np. numer stacji zasilania, numer linii, numer słupa, numer złącza), rodzaj przyłącza (napowietrzne, kablowe), dane adresowe punktu poboru.

Z kolei dane dotyczące parametrów układu pomiarowego powinny być przesyłane w przypadku zajścia zdarzenia instalacji, deinstalacji lub zmiany parametrów układu pomiarowego. W skład zestawu danych dotyczących parametrów układu pomiarowego wchodzi: numer i model licznika, wersja modelu licznika, wersja oprogramowania, liczba faz, dane o plombowaniu, mnożnik licznika, data instalacji, status licznika (np. aktywny, zawieszony, zdjęty), rok legalizacji (rok produkcji dla liczników wprowadzanych do obrotu na podstawie deklaracji zgodności), numer plomby legalizacyjnej, informacje na temat rodzajów mierzonych wielkości, przedział czasu w mierzonych profilach obciążenia (np. 15 min., 1 godz.).

W ramach danych związanych z infrastrukturą komunikacyjną powinny być przesyłane m. in. informacje takie jak: status połączeń komunikacyjnych w relacjach koncentrator-licznik, system-koncentrator, system-licznik (jest łączność, brak łączności), data ostatniego prawidłowego połączenia, czy też informacje na temat wykrytych uszkodzeń kanałów komunikacyjnych. Natomiast w ramach sterowania odbiorem są przesyłane polecenia: grupowania liczników w celu wykonywania poleceń na zestawach liczników

(konfiguracja grup), załączanie/wyłączanie grupy lub pojedynczego licznika, sterowanie funkcjami ograniczania mocy (konfiguracja parametrów, aktywowanie/dezaktywowanie funkcji), sterowanie trybem przedpłatowym pracy licznika.

6.2.3. Specyfikacja informacji wymienianych przez system centralny z innymi systemami zewnętrznymi

OSD będą zobowiązani przekazywać sprzedawcy (lub centralnemu repozytorium danych) podzbiór danych pomiarowych i zdarzeń otrzymywanych z systemów odczytowych w zakresie niezbędnym do rozliczenia umowy i ewentualnego przedstawiania dedykowanych klientowi informacji handlowych, natomiast Operatorowi Systemu Przesyłowego zagregowanych danych pomiarowych do celów planowania. OSD będzie również zobowiązany do przekazania polecenia sterowania odbiorem od sprzedawcy i w ograniczonym zakresie (wyłączanie/załączanie grupy) od OSP do licznika oraz przekazywania komunikatów od sprzedawcy do odbiorcy (jeżeli liczniki będą posiadały funkcjonalność wyświetlania takich komunikatów, lub klient będzie posiadał odpowiedni terminal).

7. Korzyści i beneficjenci wdrożenia inteligentnego pomiaru

Analizując korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce należy na wstępie podkreślić, iż rzeczowe korzyści zaczną być osiągane po pełnej implementacji smart meteringu w założonym zakresie. Korzyści te należy określić przede wszystkim jako uwarunkowania realizacji celów strategicznych: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, czyli dostępności energii i pewności jej dostaw, poprawę efektywności jej wykorzystania oraz ochronę przed degradacją szeroko rozumianego środowiska naturalnego, w tym klimatu. W takim kontekście dokonano oceny racjonalności decyzji o poniesieniu nakładów na zastąpienie tradycyjnych układów rozliczeniowo-pomiarowych przez układy, w których możliwa jest dwustronna komunikacja centralnej aplikacji z licznikami energii elektrycznej, zwane potocznie systemami smart metering.

Ze względu na powyższe, ocena korzyści z wdrożenia smart meteringu w Polsce na potrzeby określenia opłacalności tego kroku została dokonana z uwzględnieniem długiego horyzontu czasowego. Nie należy się spodziewać natychmiastowego zwrotu zaangażowanego we wdrożenie kapitału bezpośrednio po częściowym lub nawet pełnym wdrożeniu systemu AMI. Rachunek daje wynik dodatni, gdy uwzględni się możliwość osiągnięcia celów makroekonomicznych w połączeniu ze zmianą nastawienia konsumentów. Dlatego nieodłączną i bardzo ważną częścią przedsięwzięcia jest realizacja programu informacyjno-edukacyjnego. „Smart metering potrzebuje inteligentnego odbiorcy” – bez zmiany nastawienia konsumentów energii polegającej na świadomym korzystaniu z jej walorów w ilości niezbędnej do zaspokojenia potrzeb, poniesione nakłady mogą zwracać się dłużej lub – w drastycznym przypadku – nie zwrócić się wcale.

Rozważając korzyści związane z wdrożeniem AMI w warunkach polskich należy odnotować, iż osiągnięcie zakładanych korzyści uwarunkowane jest nie tylko zainstalowaniem urządzeń technicznych wraz z wymaganym oprogramowaniem i ich uruchomieniem oraz uświadomieniem odbiorcom możliwości stwarzanych przez nową technikę. Towarzyszyć temu muszą zmiany liberalizujące rynek energii elektrycznej. Bez pełnego uwolnienia tego rynku (zniesienie stanowienia cen energii na niskim napięciu) oraz umożliwienia przedsiębiorstwom energetycznym samodzielnego kształtowania taryf energii elektrycznej (stosowanie taryf godzinowych z silnymi elementami stymulującymi zachowania

konsumentów) systemy smart meteringowe zostaną wykorzystane połowicznie, co może zagrozić osiągnięciu przewidywanego poziomu korzyści.

Na potrzeby niniejszej oceny dokonano identyfikacji korzyści z wdrożenia AMI w dwóch przekrojach z punktu widzenia:

- grup podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej oraz
- makro, korzyści ogólnospołecznych.

7.1. Specyfikacja korzyści z punktu widzenia grup podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej

Beneficjentami wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania obok samych OSD będą również sprzedawcy energii elektrycznej, odbiorcy końcowi, Operator Systemu Przesyłowego, wytwórcy energii elektrycznej oraz pośrednio Urząd Regulacji Energetyki, dostawcy technologii AMI, operatorzy telekomunikacyjni i ośrodki badawczo-rozwojowe.

W rozdziale tym ograniczono się do przedstawienia zestawienia potencjalnie najważniejszych beneficjentów wdrożenia AMI w Polsce oraz zidentyfikowano korzyści, jakie mogą poszczególni uczestnicy rynku osiągnąć z tytułu wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania.

7.1.1. Korzyści dla odbiorców energii elektrycznej

W zakresie korzyści, jakie mogą osiągnąć odbiorcy energii elektrycznej z wdrożenia inteligentnego opomiarowania, wskazać przede wszystkim należy:

1. Bieżący dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej, który z kolei umożliwi:

- likwidację rozliczeń w oparciu o prognozy zużycia, rozliczanie wszystkich odbiorców wg rzeczywistego zużycia opartego o dane z układów pomiarowo-rozliczeniowych, a ponadto bardziej efektywne wykorzystanie energii - faktury wystawiane w okresach krótszych i zgodne z faktycznym zużyciem zwiększą motywację do jej oszczędzania, informacje o profilu zużycia energii elektrycznej skłonią znaczącą część klientów do bardziej racjonalnego korzystania z energii elektrycznej, co przekłada się na obniżenie kwot należności za korzystanie z energii elektrycznej,

- bardziej optymalne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej, co przy zmodyfikowanych taryfach również spowoduje obniżenie kwot należności za korzystanie z energii elektrycznej,
- możliwość analizy danych o zużyciu energii przez klienta powodujących bardziej świadome korzystanie z energii.

2. Możliwość zarządzania poborem energii poprzez sterowanie instalacją - załączanie i wyłączanie urządzeń w zależności od pory doby i roku oraz ceny energii, dzięki czemu możliwa będzie redukcja kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej,

3. Dostosowanie taryf do indywidualnych potrzeb klienta poprzez:

- wykorzystywanie systemów rejestracji danych godzinowych, dzięki którym można budować taryfy zróżnicowane dla każdej godziny na podstawie kosztów ponoszonych przez prowadzących system elektroenergetyczny,
- umożliwienie odbiorcy wyboru taryfy najbardziej odpowiadającej jego potrzebom i charakterystyce poboru,
- w rezultacie - redukcji kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej u klientów.

4. Poprawę parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez dostawcę z korzyścią dla konsumenta:

- skrócenie przerw w dostawie energii w wyniku szybszego uzyskiwania przez OSD informacji o wystąpieniu awarii,
- zmniejszenie łącznego czasu przerw w dostawach energii elektrycznej, jako rezultat redukcji liczby awarii,
- poprawę stabilności parametrów energii elektrycznej, jako rezultat działania OSD, wynikający z uzyskiwania informacji o parametrach energii „na bieżąco”,
- zmniejszenie kosztów usuwania awarii, stanowiących w OSD czynnik kosztotwórczy przy określaniu stawek opłat dystrybucyjnych, a tym samym obniżenie tych stawek.

5. Ułatwienie procedury zmiany sprzedawcy:

- zmiana sprzedawcy wiąże się z koniecznością dokonania odczytu wskazań układu pomiarowego-rozliczeniowego w celu rozliczenia dotychczasowego sprzedawcy i określenia stanu początkowego dla nowego sprzedawcy – odczyt taki w systemach AMI umożliwia zmianę sprzedawcy z dnia na dzień,
- łatwość i krótki czas trwania procedury zmiany sprzedawcy zainteresuje konsumentów energią rynkiem energii elektrycznej, a tym samym przedkładanymi

im ofertami, co zwiększy konkurencję na rynku przyczyniając się do korzystniejszego dla konsumentów kształtowania cen.

6. Osiągnięcie przychodów z udziału w programach zarządzania popytem:

- poprzez system AMI może być realizowana odpłatna usługa świadczona przez odbiorców końcowych na rzecz OSD lub OSP, w oparciu o umowę, redukowania mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej.

7. Stworzenie potencjału do rozwoju mikro-generacji oraz podłączania do sieci dodatkowych urządzeń poprzez:

- możliwość automatycznego przełączania źródła zasilania (sieć - własna mikro-generacja) w zależności od aktualnej ceny energii elektrycznej,
- możliwość sprzedaży energii „do sieci”,
- zmianę zachowań konsumenckich odbiorców energii.

7.1.2. Korzyści dla sprzedawców energii elektrycznej (sprzedaż detaliczna)

Także z punktu widzenia przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej dostrzec można korzyści z wdrożenia systemów smart. Należą do nich w szczególności:

1. W zakresie redukcji trudno ściągalnych i nieściągalnych należności:

- możliwość monitorowania „trudnych” klientów,
- zmniejszenie okresu spłaty należności oraz redukcja salda należności trudno ściągalnych i nieściągalnych, co spowoduje redukcję kosztu utrzymywania wysokiego poziomu kapitału obrotowego,
- zastosowanie elementów umożliwiających zdalne wstrzymywanie dostaw energii elektrycznej przez OSD, jako narzędzie windykacyjne, umożliwi wstrzymanie energii tym klientom, którym obecnie odcięcie zasilania jest utrudnione lub nawet niemożliwe,
- możliwość szybkiego uruchomienia systemu przedpłatowego (niższy koszt takiego rozwiązania – przełączenie systemu następuje automatycznie bez konieczności wymiany układu pomiarowego),
- poprawa płynności finansowej i ograniczenie kosztów finansowych - na skutek redukcji trudno ściągalnych i nieściągalnych należności.

2. Dokładniejsze zbilansowanie portfela sprzedażowo-zakupowego dzięki temu, iż:

- bardziej szczegółowe dane pozwalają na lepsze prognozowanie, co prowadzi do niższych odchyleń, a co za tym idzie umożliwia obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej,
- następuje rejestracja indywidualnych profili zużycia energii elektrycznej klientów,
- następuje bardziej precyzyjne planowanie portfela sprzedażowo-zakupowego.

3. Skrócenie czasu trwania procedury zmiany sprzedawcy i zmniejszenie jej kosztów:

- redukcja czasu trwania procesu zmiany sprzedawcy - system AMI pozwala na zdalną zmianę sprzedawcy,
- redukcja kosztów administracyjnych wynikających z procesu zmiany sprzedawcy.

4. Możliwość łatwiejszego pozyskania nowych klientów przez wprowadzenie konkurencyjnej oferty sprzedażowej i dzięki temu:

- uzyskanie szansy na kształtowanie bardziej wszechstronnych, nowoczesnych taryf lepiej odzwierciedlających hurtowe ceny energii w poszczególnych godzinach, z bonusami za zmniejszanie konsumpcji w szczycie i zwiększanie poza szczytem,
- możliwość wzbogacenia wachlarza ofert i ich dostosowania do potrzeb klientów dzięki dostępowi do danych o zużyciu energii przez klientów.

5. Zmniejszenie kosztów obsługi klienta, w tym kosztów:

- reklamacji spowodowanych szacunkowym wyznaczeniem ilości zużytej energii i błędnych odczytów,
- przyjmowania informacji i ich rejestrowania wobec automatycznego rejestrowania zdarzeń w systemie AMI.

7.1.3. Korzyści dla wytwórców energii elektrycznej

Z punktu widzenia wytwórców energii elektrycznej oczekiwać można takich korzyści, jak:

1. Stabilizacja poziomu generacji, albowiem:

- wytwórcy systemowi nie są grupą, która w bezpośredni sposób skorzysta na wdrożeniu inteligentnego opomiarowania, niemniej jednak korzyści osiągane przez tą grupę będą miały charakter pośredni i będą uzależnione od sposobu postępowania innych grup beneficjentów,
- oczekiwaniem wytwórców jest wyrównanie profilu wytwarzania energii elektrycznej, co wpłynie na zmniejszenie konieczności odstawiania bloków w okresach pozaszczytowych oraz obniży koszty wytwarzania energii elektrycznej,

- z powodu zmniejszenia zapotrzebowania szczytowego i jego zwiększenia poza szczytem wytwórcy nie będą musieli odstawiać bloków w tak dużym stopniu, jak to ma miejsce w dniu dzisiejszym (odstawianie bloków konwencjonalnych jest niekorzystne dla wytwórców),
- spłaszczenie krzywych obciążenia dobowego umożliwi jednorazowe odłożenie inwestycji w budowę jednostek wytwórczych.

2. Umożliwienie rozwoju rozproszonych źródeł energii elektrycznej:

- częściowe zniwelowanie problemów z bilansowaniem sieci dystrybucyjnych związanych z podłączaniem małych, rozproszonych źródeł energii,
- uproszczenie procedury przyłączania wytwórców niezależnych (w tym OZE) do sieci elektroenergetycznej,
- stworzenie możliwości rozwoju generacji rozproszonej na skalę masową,
- możliwość sterowania przez operatora systemu małymi źródłami wytwórczymi w sposób najlepiej odpowiadający zapotrzebowaniu na energię w danym momencie.

7.1.4. Korzyści dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

Podmiotami najbardziej ekonomicznie i organizacyjnie zaangażowanymi we wdrożenie AMI w Polsce będą Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego, jednak także po ich stronie znajduje się szereg korzyści wynikających z tego wdrożenia. Jako najistotniejsze z nich można wskazać:

1. Obniżenie różnicy bilansowej:

a) przez obniżenie poziomu strat handlowych, dlatego iż:

- wprowadzenie inteligentnego pomiaru dostarczy danych umożliwiających szybsze i bardziej skuteczne wykrywanie nielegalnego poboru energii elektrycznej,
- mniejsza będzie podatność na manipulacje przy liczniku. Liczniki elektroniczne są bardziej odporne na działanie zewnętrznych pól magnetycznych i zniechęcają do manipulacji. Ważnym czynnikiem jest również świadomość klienta, że jakakolwiek manipulacja w układzie pomiarowym będzie natychmiast sygnalizowana do operatora,
- funkcjonalność liczników powinna zapewniać alarmowanie operatora o próbach manipulacji,
- konieczne jest wprowadzenie inteligentnego opomiarowania punktów zbiorczych (liczników bilansujących, grupujących indywidualne punkty dostawy) jako pomiaru

referencyjnego, skoordynowanego z aplikacją typującą punkty poboru energii, w których mogą występować przypadki nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

b) przez obniżenie poziomu strat technicznych dzięki temu, że:

- oczekuje się mniejszych strat energii w licznikach - liczniki indukcyjne pobierają bowiem większą moc niż liczniki elektroniczne (ok. 0,5W w przypadku licznika jednofazowego i ok. 1.5W w przypadku licznika trójfazowego),
- liczniki elektroniczne są w stanie rejestrować zużycie energii elektrycznej na niższym poziomie poboru od liczników indukcyjnych.

2. Obniżenie kosztów operacji na licznikach dokonywanych u klienta, a w tym:

- uniknięcie kosztów lokalnych odczytów liczników - nie będą ponoszone koszty lokalnie dokonywanych odczytów liczników. Dotyczy to zarówno odczytów planowanych związanych z rozliczaniem klientów, jak i nieplanowanych, związanych ze zmianą sprzedawcy energii czy reklamacjami klienta (odczyty lokalne wykonywane będą wyłącznie w sytuacji awarii systemu telekomunikacyjnego),
- obniżenie kosztów innych niż odczyty operacji na licznikach dokonywanych u klienta, m. in. wyłączeń i ponownych załączeń po spłacie należności oraz regulacji zegara sterującego taryfami. Czynności te będą mogły być dokonywane zdalnie (konieczność wyjazdu do klienta pozostanie jedynie w sytuacji awarii systemu telekomunikacyjnego).

3. Obniżenie kosztów legalizacji układów pomiarowych (pod warunkiem wdrożenia legalizacji statystycznej przy legalizacji ponownej),

- zmiany zasad legalizacji - legalizacja pełna, jaką prowadzi się obecnie, wymaga demontażu licznika u klienta i montażu zalegalizowanego, dostarczenia go do punktu legalizacji i przeprowadzenia procesu konserwacji i legalizacji ponownej. Koszt takiego procesu jest wyższy niż koszt nowego zalegalizowanego licznika, przewiduje się, iż legalizacja ponowna pozwoli na eksploatację licznika bez demontażu w miejscu poboru energii i jego jednostkowego sprawdzenia przez 15 lat, a nie jak dotychczas 8 lat; w wielu krajach stosuje się legalizację statystyczną. W Polsce, w tej chwili, nie jest ona możliwa. Dokonywana stopniowo wymiana liczników stworzy podstawy określenia standardów na potrzeby legalizacji statystycznej. Prace zostały podjęte, w ciągu 2-3 lat należy się spodziewać wyniku.

4. Redukcja kosztów analiz związanych z określaniem warunków przyłączenia do sieci. Oczekiwać w tym zakresie można, iż:

- zmniejszeniu ulegną koszty wykonania oraz analizy niezbędnych pomiarów w celu wydawania warunków przyłączeniowych (w szczególności dla źródeł wytwórczych oraz dużych odbiorców),
- system AMI pozwoli na zbieranie danych o rzeczywistych przepływach mocy w poszczególnych segmentach sieci i nie będzie konieczności przeprowadzania dodatkowych pomiarów w celu wydania warunków przyłączenia; dla tego celu konieczna będzie integracja AMI z innymi systemami IT,

5. Redukcja utraconych korzyści wynikających z braku dostaw energii elektrycznej, a to dlatego iż:

- w wyniku szybszego uzyskiwania informacji o wystąpieniu awarii, nastąpi skrócenie przerw w dostawie energii, a tym samym należy oczekiwać wzrostu wolumenu usług dystrybucyjnych,
- wzrost wolumenu usług dystrybucyjnych wystąpi również z powodu skrócenia okresu ponownego załączenia klienta po uregulowaniu przez niego zaległych należności.

6. Poprawa parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej, która wiąże się z:

- kontrolą niektórych parametrów energii elektrycznej w czasie rzeczywistym, co pozwoli na szybsze podjęcie działania naprawczego,
- redukcją liczby awarii, co wiąże się ze obniżeniem kosztów usuwania awarii.

7. Polepszenie skuteczności planowania zadań eksploatacyjnych, remontów i prac modernizacyjnych, w ramach czego należy wskazać, iż:

- informacje dostarczane przez inteligentne opomiarowanie pozwalają na bardziej precyzyjne niż dotąd śledzenie poziomów obciążenia odcinków sieci oraz poziomu zużycia energii w poszczególnych obwodach,
- Nastąpi – jak się przewiduje - ograniczenie liczby „chybionych” inwestycji sieciowych czyli takich, które nie przynoszą spodziewanych korzyści.

8. Uzyskanie przez OSD dodatkowego przychodu z tytułu:

- pobierania opłat (wg taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE) od Operatora Informacji Pomiarowych z tytułu zbierania, przetwarzania i przekazywania danych pomiarowych,
- udostępnienia systemu AMI sprzedawcom w celu wykorzystania danych z liczników jako kanału informacyjno-marketingowego (usługa „dostępu do licznika”),

- udostępnienia systemu AMI operatorom innych mediów (usługa „dostępu do licznika”),
- przekroczeń mocy oraz ponad umownego poboru energii biernej – system pozwala na objęcie monitoringiem przekroczeń mocy i poboru mocy biernej większej, niż dotąd, grupy odbiorców.

7.1.5. Korzyści dla Operatora Systemu Przesyłowego

Wdrożenie AMI po stronie Operatora Systemu Przesyłowego spowoduje przede wszystkim usprawnienie zarządzania popytem u odbiorców za sprawą:

- uzyskania dodatkowej możliwości w zakresie planowania pracy sieci przesyłowej oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego,
- zapewnienia kompatybilności systemów i protokołów komunikacji między OSD a OSP,
- uzyskania możliwości uzyskania umownej zgody na odłączanie/limitowanie mocy na prośbę OSP od większej liczby odbiorców końcowych (łatwiejsza kontrola realizacji),
- stworzenia możliwości zapewnienia kompatybilności systemów i protokołów komunikacji między OSD a OSP.

7.2. Specyfikacja korzyści z punktu widzenia korzyści ogólnospołecznych

Oczekuje się także, iż nie tylko poszczególni uczestnicy rynku osiągną korzyści z wdrożenia inteligentnego opomiarowania, lecz także w perspektywie długookresowej będzie można dostrzec korzyści z punktu widzenia ogólnospołecznego, takie jak:

1. Poprawa efektywności energetycznej gospodarki - ograniczenie globalnego zużycia energii elektrycznej, zmiana profilu jej konsumpcji, a także zwiększenie efektywności inwestycji w sieci spowoduje mniejsze zapotrzebowanie na energię pierwotną, a tym samym obniżenie emisji CO₂.
2. Zwiększenie bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego - korzyść związana z możliwością wdrożenia mechanizmów zarządzania popytem u odbiorców.

3. Poprawa jakości regulacji rynku energii elektrycznej, w tym ułatwienie Urzędowi Regulacji Energetyki przeprowadzania kontroli przedsiębiorstw w sektorze elektroenergetycznym poprzez:
 - możliwość rzeczywistego i wiarygodnego monitorowania jakości świadczonych usług, lepsze przygotowania URE do oceny efektywności inwestycji sieciowych realizowanych przez OSP i OSD,
 - możliwość wprowadzenia regulacji bodźcowej opartej o wskaźniki jakości dostaw energii elektrycznej.
4. Przesunięcie w czasie niezbędnych inwestycji w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej oraz zoptymalizowanie koniecznych inwestycji w sieć przesyłową - będzie to związane z oczekiwaną zmianą zachowań konsumenckich odbiorców energii elektrycznej prowadzących do redukcji różnicy pomiędzy obciążeniem KSE w szczycie zapotrzebowania i poza szczytem oraz w konsekwencji do zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną.
5. Spłaszczenie krzywych obciążenia dobowego, głównie redukcję obciążenia w szczycie wieczornym, która przełoży się na uniknięcie nakładów inwestycyjnych związanych z budową dodatkowych źródeł energii elektrycznej.
6. Redukcja różnic bilansowych.
7. Zmniejszenie tzw. strat handlowych w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej, wynikających z nielegalnego poboru energii elektrycznej.
8. Redukcja strat technicznych z tytułu spłaszczenia szczytów poboru energii.
9. Zmniejszenie poziomu przepływów mocy biernej.
10. Redukcja kosztów związanych z odczytami liczników.
11. Zmniejszenie liczby, a przede wszystkim kosztów reklamacji pochodnych odczytów związanych z fakturowaniem.
12. Skrócenie czasu reakcji na awarie w sieci elektroenergetycznej.

8. Nakłady na wdrożenie inteligentnego opomiarowania w Polsce

8.1. Szacunek nakładów inwestycyjnych do wdrożenia inteligentnego pomiaru w Polsce i propozycja ich alokacji

1. Mając na uwadze wyliczenia i szacunki dokonane w opracowaniach będących podstawą niniejszej analizy zważyć należy, iż w opracowaniu „Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce” wykonanym w I połowie 2010 roku przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk przy współudziale firmy Ernst&Young Business Advisory, nakłady na wdrożenie AMI w Polsce oszacowano (według cen z 2010 r.):
 - w wariantcie optymistycznym: na kwotę 7,8 mld zł,
 - w wariantcie pesymistycznym: na kwotę 10,2 mld zł.
2. Według szacunków ENERGA Operator S.A. przyjętych do założeń do wdrożenia pilotowego, wysokość nakładów do poniesienia przez wszystkich OSD określono na 6,5 mld zł. (przy czym przyjęto 398 zł jako koszt jednego punktu pomiarowego). Jednak w szacunku nakładów nie uwzględniono (przyjmując, że te przedsięwzięcia leżą poza operatorem):
 - przystosowania systemów bilingowych,
 - organizacji Operatora Informacji Pomiarowych (w tym przygotowania sprzętowego i programowego systemu),
 - przeprowadzenia akcji informacyjno-edukacyjnej.
3. Według opracowania „Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych” wykonanego na zlecenie PSE Operator S.A. w kwietniu 2010 r., potwierdzonych w I połowie 2012 r. komunikatami konferencyjnymi³⁵, na wdrożenie smart meteringu w Polsce niezbędne jest poniesienie nakładów w kwocie ok. 8,86 mld zł (w opracowaniu zdyskontowane koszty netto inwestycyjne i operacyjne w przypadku OSD oszacowano na 6,3 mld zł, które po przeliczeniu na ceny bieżące wyniosą 8,86 mld zł); jednocześnie na kwotę ok. 300 mln zł określono poziom nakładów niezbędnych do uruchomienia Operatora Informacji Pomiarowych.

³⁵ Prezentacja PSE Operator S.A. w trakcie konferencji w Ministerstwie Gospodarki 4 czerwca 2012 r.

4. W dniu 4 czerwca 2012 r., w trakcie konferencji³⁶ poświęconej przygotowaniom do wdrożenia AMI w Polsce, która miała miejsce w Warszawie, w siedzibie Ministerstwa Gospodarki przedstawiciele operatorów systemów dystrybucyjnych przedstawili roboczy szacunek niezbędnych nakładów. Został on przygotowany w oparciu o wiedzę uzyskaną w prowadzonych pracach, w tym ze zrealizowanych wdrożeń pilotowych oraz dokonanego rozeznania na rynku dostawców sprzętu i oprogramowania. Określono, iż na wdrożenie w Polsce inteligentnych liczników energii elektrycznej trzeba ponieść nakłady w wysokości ok. 9,5 mld zł.

Na potrzeby rachunku opłacalności wdrożenia w Polsce inteligentnego opomiarowania przyjęto kwotę nakładów 9 mld zł. Kwota taka jest oparta na przewidywaniach, a więc siłą rzeczy nie jest możliwa do precyzyjnego określenia. Wydaje się jednak bardzo prawdopodobna. Dwie z nich, wymienione w punktach 3 i 4, mieszczą się w przedziale określonym w opracowaniu z punktu 1. Wydaje się, że poziom nakładów określony w punkcie 2 został podany zbyt optymistycznie.

W szacunku kwot nakładów wymienionych wyżej nie uwzględniono kosztów przeprowadzenia niezbędnej dla powodzenia przedsięwzięcia - przebudowy świadomości konsumentów energii, w tym energii elektrycznej, określanej w przedstawionym opracowaniu akcją informacyjno-edukacyjną. Konieczne z tego tytułu wydatki, choć w porównaniu z nakładami inwestycyjnymi na wdrożenie smart meteringu niewysokie, nie są pomijalne. Ich wielkość jest trudna do określenia, gdyż trudno przewidzieć skuteczność takiej akcji. Nie jest wykluczone, że propagowanie racjonalnego korzystania z energii, w tym także z wykorzystaniem możliwości stwarzanych przez system AMI, trzeba będzie ponawiać.

W Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej zaplanowano przeprowadzenie akcji informacyjno-edukacyjnej, której koszt przewiduje się na poziomie 15 mln zł, a środki mają pochodzić z funduszy pomocowych Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Komisji Europejskiej. Jeśli złożone wnioski o dofinansowanie zostaną zaakceptowane, realizacji zadania planowana jest od października 2013 r.

³⁶ Prezentacja PSE Operator S.A. w trakcie konferencji w Ministerstwie Gospodarki 4 czerwca 2012 r.

8.2. Zestawienie pozycji uwzględnionych przy określeniu wysokości nakładów na wdrożenie systemu AMI

W przywołanych opracowaniach przy wyliczeniach określających poziom nakładów przewidywanych do poniesienia na wdrożenie smart meteringu w Polsce posługiwano się kwotami przypadającymi na punkt pomiarowy. Dla umożliwienia bardziej wnikliwej analizy i ewentualnych korekt podanej kwoty nakładów zestawiono pozycje uwzględnione w szacunkach. Należy jednak zaznaczyć, iż w poszczególnych opracowaniach waga pozycji przyjęta została różna, lecz nie wpłynęło to istotnie na różnice w ogólnej kwocie nakładów.

Uwzględnione pozycje przedstawiają się następująco:

1. Dostosowanie stacji

- 1.1. Koszt dostosowania stacji transformatorowych

2. Koszty osierocone

- 2.1. Koszty osierocone (niezamortyzowane układy pomiarowe i koszty ich utylizacji)

3. Liczniki bilansujące

- 3.1. Zakup liczników bilansujących

4. Warstwa aplikacji

- 4.1. Dostosowanie serwerowni
- 4.2. Koszty osobowe związane z utrzymaniem aplikacji
- 4.3. Sprzęt komputerowy w warstwie aplikacji
- 4.4. Utrzymanie aplikacji
- 4.5. Zakup licencji na użytkowanie oprogramowania
- 4.6. Zakup i instalacja sprzętu komputerowego
- 4.7. Zakup licencji aplikacji warstwy systemowej
- 4.8. Koszt wdrożenia i rozwoju aplikacji

5. Warstwa komunikacji

- 5.1. Koszty kupierów
- 5.2. Koszty modemów - przed GPZ
- 5.3. Koszty modemów - za koncentratorom
- 5.4. Usługi telekomunikacyjne - warstwa koncentratorów

6. Warstwa liczników

- 6.1. Koszty dostosowania tablic rozdzielczych
- 6.2. Koszty instalacji liczników i modułów komunikacji

- 6.3. Koszty osobowe związane z weryfikacją alarmów o zdarzeniach
- 6.4. Koszty usług legalizacyjnych liczników inteligentnych
- 6.5. Koszty wymian legalizacyjnych liczników
- 6.6. Koszty wymiany uszkodzonych liczników
- 6.7. Koszty wymiany uszkodzonych modułów komunikacji
- 6.8. Koszty zakupu liczników montowanych u odbiorców
- 6.9. Koszty zakupu liczników nie przechodzących powtórnej legalizacji
- 6.10. Koszty związane z „ręcznymi” odczytami liczników (przypadki awaryjne)
- 6.11. Koszty filtrów
- 6.12. Usługi telekomunikacyjne - warstwa liczników
- 6.13. Zakup modułów komunikacji do liczników

7. Warstwa pośrednia

- 7.1. Koszt energii zużytej przez warstwę pośrednią
- 7.2. Koszt instalacji koncentratorów
- 7.3. Koszty osobowe związane z utrzymaniem warstwy pośredniej
- 7.4. Koszty serwisowania i napraw koncentratorów
- 7.5. Koszty koncentratorów
- 7.6. Koszty repeaterów

8. Wydatki projektowe

9. Przygotowanie obsługi systemu

- 9.1. Koszty szkoleń związane z odbiorem aplikacji
- 9.2. Koszty szkoleń związanych z instalacją systemu
- 9.3. Koszty szkoleń związanych z użytkowaniem systemu

10. Przystosowanie systemów bilingowych

11. Zorganizowanie OIP oraz jego wyposażenie sprzętowe i programowe

12. Przeprowadzenie akcji informacyjno-edukacyjnej.

8.3. Zestawienie oszacowanych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania

Zestawienie oszacowanych korzyści w perspektywie ośmiu lat

l.p.	nazwa korzyści	wymiar finansowy korzyści [mln zł]
1	redukcja kosztów odczytu	2 300
2	oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej	2 400
3	odłożenie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej	1 500
4	odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej	600
5	redukcja różnic bilansowych obejmująca straty techniczne i handlowe	2 400
6	zmniejszenie kosztów obsługi klienta	280
RAZEM		9 480

Szacunki poszczególnych wartości przedstawiono poniżej.

8.3.1. Redukcja kosztów odczytów

Dzięki wdrożeniu inteligentnego opomiarowania nastąpi redukcja kosztów dokonywania odczytów, jednak przy następujących założeniach:

1. Odczyty stanu liczników będą dokonywane jeden raz w miesiącu (Dyrektywa 2006/32/WE – patrz strona 15 niniejszej Analizy)
2. Przy 16,5 mln odbiorców (punktów poboru energii elektrycznej z sieci) założono nie mniej niż 16 mln odczytów w miesiącu, czyli 192 mln odczytów w roku.
3. Jeden pracownik dokonuje ok. 45 000 odczytów rocznie (ok. 3 750 miesięcznie)

4. Roczny koszt utrzymania jednego pracownika (wynagrodzenie z dodatkami, wyposażenie miejsca pracy i osobiste, koszty nadzoru) wynosi ok. 70 000 zł (miesięcznie 5 833 zł)

Wyliczenia pomocnicze:

1. Liczba pracowników:

$192\,000\,000 \text{ odczytów/rok} : 45\,000 \text{ odczytów/rok/pracownika} = 4\,266,7 \text{ osób,}$
w zaokrągleniu 4200 pracowników

2. Koszt odczytów:

$4\,200 \text{ pracowników} \times 70\,000 \text{ zł/pracownika/rok} = 294 \text{ mln zł/rok}$

Korzyść w okresie 8 lat:

$294 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 2\,352 \text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 2 300 mln zł

8.3.2. Oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej

Szacuje się, iż wystąpi oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej, przy następujących założeniach:

1. Oszczędność odniesiono do energii sprzedanej odbiorcom końcowym – w roku 2010 sprzedano odbiorcom końcowym 118,046 TWh energii elektrycznej; do dalszych rozważań przyjęto wolumen energii sprzedanej 118 TWh.
2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej odnotowana w statystykach ARE SA w roku 2010 wynosi 256,8 zł/MWh.
3. Korzystanie przez odbiorców z udogodnień systemu AMI, wsparte systemem taryf sprzyjającym oszczędnemu korzystaniu z energii elektrycznej, przy skutecznej akcji informacyjno-edukacyjnej powinno pozwolić obniżyć roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną o ok. 1%.

Wyliczenia pomocnicze:

1. 1% oszczędzonej (niewyprodukowanej i sprzedanej)) energii elektrycznej w roku $118 \text{ TWh} \times 1\% = 1,18 \text{ TWh}$

2. Przeliczenie jednostek: $1,18 \text{ TWh} = 1\,180\,000 \text{ MWh}$

3. Wartość oszczędzonej energii w roku:

$1\,180\,000 \text{ MWh} \times 256,80 \text{ zł/MWh} = 303\,024\,000 \text{ zł} = 303,024 \text{ mln zł}$

Korzyść w okresie 8 lat:

$303,024 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 2\,424,192 \text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 2 400 mln zł

8.3.3. Odłożenie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej

Jak wspomniano we wcześniejszej części Analizy, dzięki wdrożeniu inteligentnego opomiarowania możliwe będzie odłożenie w czasie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej. U podstaw tego twierdzenia leży następujące założenie:

1. Szczyt poboru mocy (tzw. wieczorny) w roku 2010 odnotowano w dniu 26 stycznia – wyniósł 25 449 MW. Dla celów dalszego wnioskowania przyjęto wartość 25 000 MW.
2. Do obliczeń przyjęto, że w rezultacie wdrożenia AMI oraz pełnego uwolnienia rynku umożliwiającego zmianę taryf i związanej z tym zmiany zachowań konsumentów energii elektrycznej nastąpi obniżenie poboru energii elektrycznej w szczycie o 1%.
3. Poziom nakładów na budowę bloku ustalono w oparciu o plany budowy bloku o mocy 1000 MW w Kozienicach (6 200 mln zł/1000 MW).
4. Odłożenie inwestycji nastąpi jednorazowo.

Wyliczenia pomocnicze:

1. Moc, której budowę można odłożyć (opóźnić):
 $25\,000\text{ MW} \times 1\% = 250\text{ MW}$
2. Nakład na budowę bloku o mocy 250 MW (blok węglowy, na terenie istniejącej elektrowni)
 $6\,200\text{ mln zł} \times 250\text{ MW} / 1000\text{ MW} = 1\,550\text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 1 500 mln zł

8.3.4. Odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej

Podobnie, zakłada się iż będzie możliwe odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej, zakładając iż:

1. Zmniejszenie maksymalnej (szczytowej) wartości poboru energii elektrycznej (przyjęto 1%) spowoduje niższe maksymalne przepływy tej energii w sieci elektroenergetycznej. Założono, że nie wystąpi potrzeba zwiększenia zdolności przesyłowej sieci o 1/2 odłożonej mocy wytwórczej,
2. Nakład na budowę sieci, wg danych literaturowych, wznosi ok. 80% nakładów na budowę źródeł wytwórczych,

3. Odłożenie w czasie inwestycji wystąpi jednorazowo.

Wyliczenia pomocnicze:

1. Obniżenie poboru szczytowego wyniesie 250 MW, zatem można ograniczyć budowę sieci $250 \text{ MW} \times 1/2 = 125 \text{ MW}$
2. Nakład na budowę linii wykorzystywanych do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej o mocy 1 MW założono w wysokości $6,2 \text{ mln zł} \times 80\% = 4,96 \text{ mln zł}$

Wystąpi korzyść $125 \text{ MW} \times 4,96 \text{ mln zł} = 620 \text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 600 mln zł

8.3.5. Redukcja różnic bilansowych, obejmująca straty techniczne i handlowe

Analizując przewidywaną wraz z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania redukcję różnic bilansowych oparto się na następujących założeniach:

1. W rachunku korzyści z tytułu różnic bilansowych uwzględniono:

a) zmniejszenie strat handlowych:

- możliwe dzięki uzyskaniu narzędzi do bardziej precyzyjnego prognozowania zapotrzebowania i skrócenia czasu uzyskania informacji o zmianach w poborze energii elektrycznej,
- zmniejszenie rozmiaru procederu nielegalnego pobierania energii elektrycznej

b) redukcję strat technicznych:

- z tytułu spłaszczenia poboru energii w szczytach,
- przez lepsze skonfigurowanie sieci,
- dokładniejszy pomiar (rozpoczęcie pomiaru przez licznik przy mniejszej wartości pobieranej energii - niższy próg zadziałania licznika)

c) zmniejszenie poziomu przepływów mocy biernej.

2. W roku 2010 straty i różnice bilansowe wyniosły 11,851 TWh – do dalszych rozważań przyjęto wolumen strat i różnic bilansowych 11,85 TWh.

3. Przyjęto, że w wyniku wdrożenia systemu AMI nastąpi obniżenie różnic bilansowych o 10% w stosunku do stanu w roku 2010.

4. Cena energii elektrycznej przyjęta w obliczeniach (z 2010 roku) – 256,80 zł/MWh.

Wyliczenia pomocnicze:

1. Wolumen energii zmniejszającej straty

$$11,85 \text{ TWh} \times 10\% = 1,185 \text{ TWh}$$

2. Przeliczenie jednostek: $1,185 \text{ TWh} = 1\,185\,000 \text{ MWh}$

3. Wartość unikniętych strat w roku

$$1\,185\,000 \text{ MWh} \times 256,80 \text{ zł/MWh} = 304\,308\,000 \text{ zł} = 304,308 \text{ mln zł}$$

Korzyść w okresie 8 lat:

$$304,308 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 2\,434,464 \text{ mln zł}$$

Przyjęto w zaokrągleniu 2 400 mln zł

8.3.6. Zmniejszenie kosztów obsługi klienta

W celu przeanalizowania i oszacowania posłużono się danymi uzyskanymi ze spółek dystrybucyjnych. Przyjęto, iż wdrożenie inteligentnego opomiarowania zmniejszy koszty obsługi klienta przez:

- zmniejszenie liczby reklamacji, a przez to kosztów, będących pochodną odczytów liczników,
- zmniejszenie reklamacji, a przez to czasu ich rozpatrywania, związanych z niedotrzymywaniem parametrów jakościowych energii,
- praktyczne wyeliminowanie wyjazdów do wyłączeń windyacyjnych,
- zmniejszenie obsady obsługi w call centre poprzez znaczące zmniejszenie potrzeby odbierania informacji o stanach liczników oraz zgłoszeń o awariach.

Dokonany ogólny rachunek wskazuje, że pełne wdrożenie systemu AMI możliwi obniżenie kosztów łącznie o ok. 35 mln zł/rok.

1. Korzyść w okresie 8 lat:

$$35 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 280 \text{ mln zł}$$

Przyjęto 280 mln zł

9. Harmonogram wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych

Uwzględniając fakt konieczności przygotowania otoczenia, by decyzje o wdrożeniu systemu AMI były podejmowane przez podmioty do tego powołane w warunkach racjonalności, a więc z pełnym biznesowym uzasadnieniem, z przewidywalnym marginesem ryzyka i z uwagi na finansowy wymiar przedsięwzięcia przy ograniczonej do minimum

niepewności, należy w pierwszej kolejności przygotować otoczenie prawne. Postuluje się szybkie podjęcie i skuteczne rozwiązanie problemów wskazanych w poprzednim podrozdziale 8.3. Biorąc pod uwagę praktykę należy przewidywać, że rozwiązań przygotowujących prawną infrastrukturę wdrożenia AMI można spodziewać się do końca 2013 roku. Zatem do tego czasu wdrażanie smart meteringu będzie miało charakter doświadczalny i obejmować będzie instalacje pilotowe. Z punktu widzenia technicznego, a także biznesowego taki wstępny okres jest pożądany. Zebrane doświadczenia pozwolą lepiej przygotować rozwiązania techniczne i organizacyjne do zastosowania w większej skali.

Z handlowego punktu widzenia jest właściwym unikanie spiętrzeń w zakupach urządzeń, podobnie jak z punktu widzenia organizacyjnego pożądane jest instalowanie kolejnych punktów pomiarowych systematycznie, w sposób rozłożony w czasie. Proponuje się ośmioletni okres wdrażania, co po zainstalowaniu praktycznie u wszystkich liczników inteligentnych pozwoli, z niewielkimi odchyleniami ilościowymi, każdego roku wymieniać liczniki w ilości 1/8 ich populacji.

Wobec powyższego, przedkłada się następującą propozycję rozkładu instalacji inteligentnych liczników w poszczególnych latach:

rok	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
procent zainstalowanych liczników smart	1	3	6	10	12	12	12	12	12	11	9

10. Wnioski

Jak wynika z przeprowadzonych analiz, wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce jest nie tylko procesem koniecznym i opłacalnym, ale także wydaje się być nieuchronne, gdyż – oprócz ogólnych rozwojowych tendencji europejskich i światowych oraz czerpania wzorców z państw dynamicznie rozwijających się w zakresie wprowadzania nowych technologii – przemawiają za tym zarówno przesłanki faktyczne, jak i względy formalnoprawne.

W celu realizacji polityki klimatycznej i wzrostu efektywności zużycia energii konieczne będzie zastosowanie narzędzi, umożliwiających odbiorcom energii elektrycznej świadome z niej korzystanie, takich jak inteligentne opomiarowanie wraz z usługami mu towarzyszącymi. Umożliwiając odbiorcy stałe monitorowanie poziomu zużycia energii wraz z jednoczesnym wystawianiem rachunków według rzeczywistego zużycia, kształtować można w sposób najbardziej bezpośredni świadome, racjonalne i efektywne korzystanie z zasobów energetycznych państwa. Dodatkowym czynnikiem, szczególnie istotnym w Polsce, przemawiającym za zastosowaniem systemów smart, jest zmniejszenie zagrożenia niezbilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Naprzeciw tymże potrzebom wyszedł prawodawca unijny, ustanawiając akty prawne, które – choć nie w sposób imperatywny bezpośrednio w odniesieniu do inteligentnego opomiarowania – wskazują na konieczność zastosowania środków efektywności energetycznej i poprawy sytuacji odbiorcy, do których bez wątpienia należą systemy inteligentnego pomiaru. Na gruncie polskiego prawodawstwa brak jest obecnie aktu prawnego stanowiącego *expressis verbis* o obowiązku wdrożenia AMI, jednakże w związku z priorytetowymi kierunkami, w jakich winna zmierzać energetyka, określonymi w Polityce energetycznej Polski do roku 2030, jego uchwalenie – jak należy sądzić – jest tylko kwestią czasu. Tym bardziej należy oczekiwać zmian w tym zakresie, iż zarówno postawa Rady Ministrów, prezentowana w związku z wydaniem przez Komisję Europejską Komunikatu dotyczącego wdrożenia inteligentnych sieci energetycznych, jak i stanowiska Urzędu Regulacji Energetyki odnoszące się do koncepcji wprowadzenia AMI, są jednoznacznie aprobujące.

Co istotne, beneficjentami wdrożenia systemów inteligentnego pomiaru będzie ogół społeczeństwa, w tym odbiorcy energii elektrycznej, jednak aby tak się stało, konieczne jest uświadomienie odbiorcom możliwości stwarzanych przez nową technikę. Przeprowadzenie skutecznej akcji informacyjno-edukacyjnej jest dla osiągnięcia korzyści poniesionych na

wdrożenie smart meteringu niezbędne. Wzmocnienie działania bodźców stymulujących odbiorców do pobierania energii elektrycznej w godzinach pozaszczytowych jest możliwe również przez zmianę relacji konsument – sprzedawca – operator. Sprzedawca powinien sprzedawać energię elektryczną *loco* odbiorca wraz z usługą dystrybucyjną, co pozwoliłoby na scalenie ceny energii i stawki dystrybucyjnej, a tym samym większe zróżnicowanie w zależności od ceny energii w systemie. Scalenie ceny energii ze stawką dystrybucyjną, stosowane w innych krajach, upraszcza rachunki i czyni je dla konsumentów bardziej zrozumiałymi. W tym modelu operator jest dostawcą energii dla sprzedawcy (jest jego „kooperantem”).

Jednak – oprócz ogółu społeczeństwa – beneficjentami wdrożenia AMI będą także podmioty prowadzące działalność na rynku energii. Choć dla niektórych z nich – a w szczególności Operatorów Systemów Dystrybucyjnych – będzie to oznaczało zaangażowanie ekonomiczne i organizacyjne na szeroką skalę, to także w ramach ich działalności przewiduje się odnotowanie korzyści, takich jak m.in. obniżenie różnicy bilansowej, obniżenie poziomu strat technicznych, obniżenie kosztów operacji na licznikach czy też zwiększenie wykrywalności nielegalnego poboru energii. Podkreślenia wymaga jednak fakt, iż korzyści te nie przewyższą koniecznych do poniesienia nakładów. Niezbędne jest zatem przygotowanie systemu wsparcia przez pozostałych beneficjentów zastosowania systemu AMI.

10.1. Wnioski o charakterze ekonomicznym

Z przeprowadzonych obliczeń i szacunków ekonomicznych wynika nadwyżka korzyści związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania, rozumianych w szczególności jako uniknięcie dotychczas ponoszonych kosztów, a także kosztów związanych z wdrożeniem postanowień Dyrektywy, nad wysokością nakładów koniecznych do jego wprowadzenia. Do analiz wzięto pod uwagę takie koszty, jak: koszty odczytów, koszty obsługi klienta, koszty różnic bilansowych obejmujących straty techniczne i handlowe oraz koszty budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej oraz inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej. **Szacując wymierne korzyści związane z redukcją wyżej wymienionych kosztów na kwotę ok. 9,48 mld zł przy kosztach wdrożenia na poziomie ok. 9 mld zł uznać należy, iż wdrożenie w Polsce systemów inteligentnego pomiaru jest ekonomicznie opłacalne.**

Odczytując podane szacunki należy uwzględnić, iż przy określaniu nakładów na wdrożenie w Polsce systemu AMI oraz przy szacowaniu korzyści z jego eksploatacji przyjęto

do rozliczeń okres ośmioletni. Przyjęcie takiego właśnie okresu wynika z deklarowanego przez producentów liczników czasu bezawaryjnej pracy licznika. Takież jest również okres ważności cechy legalizacyjnej liczników statycznych (elektronicznych).

W niniejszym opracowaniu przyjęto, iż korzyści wystąpią w założonej wysokości po wdrożeniu smart meteringu w zakładanym, pełnym wymiarze i w skali całego kraju. Jednak powodzenie takiego przedsięwzięcia uwarunkowane jest również spełnieniem warunków leżących poza podmiotami gospodarczymi z branży energetycznej, w szczególności operatorów przesyłowego i dystrybucyjnych. Podstawowym warunkiem wdrożenia smart meteringu w Polsce jest rozwiązanie kwestii finansowania tego wdrożenia. Nakłady, z istoty rzeczy, przypisane są do przedsiębiorstw sieciowych (operatorów), a korzyści wystąpią w skali całej gospodarki narodowej

Z porównania nakładów wdrożenia smart meteringu w Polsce oszacowanych na kwotę ok 9 mld zł z korzyściami dla samych tylko przedsiębiorstw sieciowych, które oszacowano na kwotę 5,3 mld zł (w uproszczonym rachunku: redukcja kosztów odczytu - 2,3 mld, odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej - 0,6 mld, redukcja różnic bilansowych obejmująca straty techniczne i handlowe - 2,4 mld) wynika, że nakłady jakie poniosą te przedsiębiorstwa przewyższą oczekiwane przez nie korzyści.

Należy również podkreślić, że korzyści wynikające z wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych będą w skali całej gospodarki narodowej odczuwalne długofalowo, a nie tylko przez osiem kolejnych lat przyjętych do analizy opłacalności na potrzeby niniejszego opracowania.

10.2. Wnioski o charakterze regulacyjnym

Co jednak niezwykle ważne, ażeby przewidywane korzyści były możliwe do uzyskania i opłacalność wdrożenia AMI została urzeczywistniona, niezbędne są zmiany w prawodawstwie polskim w dwóch aspektach. Pierwszy z nich dotyczy wprowadzenia stosownych zapisów do ustawy - Prawo energetyczne, ustawy – Prawo o miarach oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych, a także ewentualnego wprowadzenia nowych aktów prawnych sankcjonujących funkcjonowanie systemów inteligentnego pomiaru oraz statusu podmiotów uczestniczących w użytkowaniu tego systemu, z wyraźnym naciskiem na spójne uregulowanie kwestii pozyskiwania i przetwarzania danych osobowych. W opisywanych modelach zakłada się bowiem, iż dane te będą przekazywane innym

podmiotom niż związanym z odbiorcą umową, w dodatku mają być przedmiotem obrotu handlowego. Według obowiązujących obecnie przepisów, bez zgody właściciela danych czyli odbiorcy, jest to działanie bezprawne.

Drugim – nie mniej istotnym aspektem – jest kwestia wprowadzenia mechanizmów regulacyjnych dotyczących finansowania inwestycji wdrożeniowych oraz pełnego uwolnienia rynku energii z możliwością kształtowania przez przedsiębiorstwa energetyczne taryf z elementami stymulującymi aktywne postawy odbiorców. Bez pełnego uwolnienia rynku energii elektrycznej, t.j. zniesienia stanowienia cen energii na niskim napięciu oraz umożliwienia przedsiębiorstwom energetycznym samodzielnego kształtowania taryf energii elektrycznej (stosowanie taryf godzinowych z silnymi elementami stymulującymi zachowania konsumentów), systemy smart meteringowe zostaną wykorzystane połowicznie, co może zagrozić osiągnięciu przewidywanego poziomu korzyści.

Według powyższych założeń, przewiduje się możliwość wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce do roku 2022, z rozłożeniem tego procesu głównie na lata 2014 – 2022, kiedy to – jak jest przewidywane – będą obowiązywały ramy prawne zarówno dla finansowania inwestycji, jak i dla wykorzystania nowych funkcjonalności systemu.

**Informacja dotycząca zasadności wprowadzenia
inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej
w Polsce**

1. Wprowadzenie

Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE (dalej jako: Dyrektywa), Państwa członkowskie Unii Europejskiej zapewniają wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii elektrycznej. Jednakże zgodnie z Załącznikiem nr 1 pkt 2 do Dyrektywy, wdrożenie tych systemów może zostać uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna. Ocena taka zgodnie z Dyrektywą powinna zostać dokonana przez Państwo członkowskie UE w terminie do dnia 3 września 2012 r.

Od ukazania się przedmiotowej dyrektywy w Polsce powstało kilka znaczących dokumentów na temat potrzeb i zasadności wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych do polskiego systemu elektroenergetycznego. Do najistotniejszych z nich należy dokument przygotowany przez jedno ze stowarzyszeń reprezentujących przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej pt. *„Studium Wdrożenia Inteligentnego Pomiaru Energii Elektrycznej w Polsce”*. Drugim projektem, który w kompleksowy sposób ujmuje problematykę wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce jest *„Budowa systemu zarządzania popytem na rynku energii elektrycznej”*, a w szczególności jeden z projektów realizowanych w ramach tej analizy tj. *„Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych”* przygotowane dla Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). Wskazane dokumenty są kluczowe z punktu widzenia oceny opłacalności wdrożenia do polskiego systemu elektroenergetycznego inteligentnych systemów pomiarowych. Ponadto powstało również szereg innych dokumentów, które odpowiadają na pytania odnośnie potrzeby wprowadzenia w Polsce inteligentnych systemów pomiarowych oraz wskazujące jak powinien wyglądać system elektroenergetyczny po wdrożeniu tych rozwiązań, a w szczególności jak powinien zostać skonstruowany model rynku opomiarowania. Do opracowań tych należy zaliczyć *„Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD elektroenergetycznych inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy*

postulowanym modelu rynku” oraz Stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki pt. „Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej”. Należy również podkreślić, iż swoją analizę opłacalności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych przeprowadziło jedno z największych w Polsce przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, a mianowicie ENERGA Operator S.A. Spółka ta po przeprowadzeniu analizy zdecydowała się na rozpoczęcie pełnego wdrażania tego typu urządzeń na obszarze swojej działalności. O zasadności wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych była już mowa w opracowanym w 2008 roku na zlecenie Urzędu Regulacji Energetyki (URE) raporcie w ramach projektu Transition Facility - *Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii*, który przeanalizował potrzebę wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych do polskiego systemu elektroenergetycznego.

Ponadto w Ministerstwie Gospodarki powstał zespół ekspertów pod nazwą Zespół Doradczy do spraw związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci elektroenergetycznych w Polsce, w skład którego weszli przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, Polskiego Regulatora (Urzędu Regulacji Energetyki) oraz sektora elektroenergetycznego. Głównym zadaniem tego Zespołu było przeanalizowanie i próba udzielenia odpowiedzi na pytanie, czy w Polsce istnieje potrzeba wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych. Zdaniem ekspertów Zespołu, wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych z uwagi na wyzwania, jakie stoją w najbliższym czasie przed polską energetyką, jest koniecznością.

2. Cel i potrzeba wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce

Wśród przesłanek wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych zdaniem strony Polskiej można wyróżnić przyczyny formalne czyli wymagane pośrednio lub bezpośrednio na podstawie aktów prawnych Unii Europejskiej, takich jak dyrektywy oraz przyczyny nieformalne, rozumiane jako te, które stanowią przejaw ogólnej polityki UE oraz Państw Członkowskich. Do pierwszej z wymienionych grup zaliczyć należy Dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. *w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającą dyrektywę Rady 93/76/EWG* oraz Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. *dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE*. Natomiast do nieformalnych przesłanek należą w szczególności:

konieczność zwiększenia efektywności energetycznej, redukcja emisji gazów cieplarnianych, wzrost konkurencji na rynku energii elektrycznej, wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, czy wreszcie potrzeba wdrożenia rozwiązań sprzyjających zbilansowaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w sytuacji powstających w najbliższych kilku latach zagrożeń związanych z planowanymi ubytkami mocy wytwórczych.

3. Korzyści i beneficjenci wdrożenia inteligentnego pomiaru

Analizując korzyści wynikające z wdrożenia inteligentnego opomiarowania (zwanego w tym opracowaniu również *smart meteringiem* oraz *Advance Meteringu Infrastructure*, w skrócie AMI) w Polsce należy na wstępie podkreślić, iż zaczną one być osiąmane po pełnej implementacji smart meteringu w założonym zakresie. Korzyści te należy określić przede wszystkim jako uwarunkowania realizacji celów strategicznych: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, czyli dostępności energii i pewności jej dostaw, poprawę efektywności jej wykorzystania oraz ochronę przed degradacją szeroko rozumianego środowiska naturalnego, w tym klimatu. W takim kontekście dokonano oceny racjonalności decyzji o poniesieniu nakładów na zastąpienie tradycyjnych układów rozliczeniowo-pomiarowych przez układy, w których możliwa jest dwustronna komunikacja centralnej aplikacji z licznikami energii elektrycznej, zwane potocznie systemami smart metering.

Ze względu na powyższe, ocena korzyści z wdrożenia smart meteringu w Polsce na potrzeby określenia opłacalności tego kroku została dokonana z uwzględnieniem długiego horyzontu czasowego. Nie należy się spodziewać natychmiastowego zwrotu zaangażowanego we wdrożenie kapitału bezpośrednio po częściowym lub nawet pełnym wdrożeniu systemu AMI. Rachunek daje wynik dodatni, gdy uwzględni się możliwość osiągnięcia celów makroekonomicznych w połączeniu ze zmianą nastawienia konsumentów. Dlatego nieodłączną i bardzo ważną częścią przedsięwzięcia jest realizacja programu informacyjno-edukacyjnego. „Smart metering potrzebuje inteligentnego odbiorcy” – bez zmiany nastawienia konsumentów energii polegającej na świadomym korzystaniu z jej walorów w ilości niezbędnej do zaspokojenia potrzeb, poniesione nakłady mogą zwracać się dłużej lub – w drastycznym przypadku – nie zwrócić się wcale.

Rozważając korzyści związane z wdrożeniem AMI w warunkach polskich należy odnotować, iż osiągnięcie zakładanych korzyści uwarunkowane jest nie tylko zainstalowaniem urządzeń technicznych wraz z wymaganym oprogramowaniem i ich uruchomieniem oraz uświadomieniem odbiorcom możliwości stwarzanych przez nową

technikę. Towarzyszyć temu muszą zmiany liberalizujące rynek energii elektrycznej. Bez pełnego uwolnienia tego rynku (zniesienie wobec gospodarstw domowych stanowienia cen energii na niskim napięciu) oraz umożliwienia przedsiębiorstwom energetycznym samodzielnego kształtowania taryf energii elektrycznej (stosowanie taryf godzinowych z silnymi elementami stymulującymi zachowania konsumentów) systemy smart meteringowe zostaną wykorzystane połowicznie, co może zagrozić osiągnięciu przewidywanego poziomu korzyści.

3.1. Specyfikacja korzyści z punktu widzenia grup podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej

Beneficjentami wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania obok samych OSD będą również sprzedawcy energii elektrycznej, odbiorcy końcowi, OSP, wytwórcy energii elektrycznej oraz pośrednio Urząd Regulacji Energetyki, dostawcy technologii AMI, operatorzy telekomunikacyjni i ośrodki badawczo-rozwojowe.

3.1.1. Korzyści dla odbiorców energii elektrycznej

W zakresie korzyści, jakie mogą osiągnąć odbiorcy energii elektrycznej z wdrożenia inteligentnego opomiarowania, wskazać przede wszystkim należy:

1. Bieżący dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej, który z kolei umożliwi:

- likwidację rozliczeń w oparciu o prognozy zużycia, rozliczanie wszystkich odbiorców wg rzeczywistego zużycia opartego o dane z układów pomiarowo-rozliczeniowych, a ponadto bardziej efektywne wykorzystanie energii - faktury wystawiane w okresach krótszych i zgodne z faktycznym zużyciem zwiększą motywację do jej oszczędzania, informacje o profilu zużycia energii elektrycznej skłonią znaczącą część klientów do bardziej racjonalnego korzystania z energii elektrycznej, co przekłada się na obniżenie kwot należności za korzystanie z energii elektrycznej,
- bardziej optymalne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej, co przy zmodyfikowanych taryfach również spowoduje obniżenie kwot należności za korzystanie z energii elektrycznej,
- możliwość analizy danych o zużyciu energii przez klienta powodujących bardziej świadome korzystanie z energii.

2. **Możliwość zarządzania poborem energii** poprzez sterowanie instalacją - załączanie i wyłączanie urządzeń w zależności od pory doby i roku oraz ceny energii, dzięki czemu możliwa będzie redukcja kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej,
3. **Dostosowanie taryf do indywidualnych potrzeb klienta poprzez:**
 - wykorzystywanie systemów rejestracji danych godzinowych, dzięki którym można budować taryfy zróżnicowane dla każdej godziny na podstawie kosztów ponoszonych przez prowadzących system elektroenergetyczny,
 - umożliwienie odbiorcy wyboru taryfy najbardziej odpowiadającej jego potrzebom i charakterystyce poboru,
 - w rezultacie - redukcji kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej u klientów.
4. **Poprawę parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez dostawcę z korzyścią dla konsumenta:**
 - skrócenie przerw w dostawie energii w wyniku szybszego uzyskiwania przez OSD informacji o wystąpieniu awarii,
 - zmniejszenie łącznego czasu przerw w dostawach energii elektrycznej, jako rezultat redukcji liczby awarii,
 - poprawę stabilności parametrów energii elektrycznej, jako rezultat działania OSD, wynikający z uzyskiwania informacji o parametrach energii „na bieżąco”,
 - zmniejszenie kosztów usuwania awarii, stanowiących w OSD czynnik kosztotwórczy przy określaniu stawek opłat dystrybucyjnych, a tym samym obniżenie tych stawek.
5. **Ułatwienie procedury zmiany sprzedawcy:**
 - zmiana sprzedawcy wiąże się z koniecznością dokonania odczytu wskazań układu pomiarowego-rozliczeniowego w celu rozliczenia dotychczasowego sprzedawcy i określenia stanu początkowego dla nowego sprzedawcy – odczyt taki w systemach AMI umożliwia zmianę sprzedawcy z dnia na dzień,
 - łatwość i krótki czas trwania procedury zmiany sprzedawcy zainteresuje konsumentów energią rynkiem energii elektrycznej, a tym samym przedkładanymi im ofertami, co zwiększy konkurencję na rynku przyczyniając się do korzystniejszego dla konsumentów kształtowania cen.
6. **Osiągnięcie przychodów z udziału w programach zarządzania popytem:**
 - poprzez system AMI może być realizowana odpłatna usługa świadczona przez odbiorców końcowych na rzecz OSD lub OSP, w oparciu o umowę, redukowania mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej.

7. Stworzenie potencjału do rozwoju mikro-generacji oraz podłączania do sieci dodatkowych urządzeń poprzez:

- możliwość automatycznego przełączania źródła zasilania (sieć - własna mikro-generacja) w zależności od aktualnej ceny energii elektrycznej,
- możliwość sprzedaży energii „do sieci”,
- zmianę zachowań konsumenckich odbiorców energii.

3.1.2. Korzyści dla sprzedawców energii elektrycznej (sprzedaż detaliczna)

Także z punktu widzenia przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej dostrzec można korzyści z wdrożenia systemów smart meteringu. Należą do nich w szczególności:

1. W zakresie redukcji trudno ściągalnych i nieściągalnych należności:

- możliwość monitorowania tzw. „trudnych klientów”,
- zmniejszenie okresu spłaty należności oraz redukcja salda należności trudno ściągalnych i nieściągalnych, co spowoduje redukcję kosztu utrzymywania wysokiego poziomu kapitału obrotowego,
- zastosowanie elementów umożliwiających zdalne wstrzymywanie dostaw energii elektrycznej przez OSD, jako narzędzie windykacyjne, umożliwi wstrzymanie energii tym klientom, którym obecnie odcięcie zasilania jest utrudnione lub nawet niemożliwe,
- możliwość szybkiego uruchomienia systemu przedpłatowego (niższy koszt takiego rozwiązania – przełączenie systemu następuje automatycznie bez konieczności wymiany układu pomiarowego),
- poprawa płynności finansowej i ograniczenie kosztów finansowych - na skutek redukcji trudno ściągalnych i nieściągalnych należności.

2. Dokładniejsze zbilansowanie portfela sprzedażowo-zakupowego dzięki temu, że:

- bardziej szczegółowe dane pozwalają na lepsze prognozowanie, co prowadzi do niższych odchyleń, a co za tym idzie umożliwia obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej,
- następuje rejestracja indywidualnych profili zużycia energii elektrycznej klientów,
- następuje bardziej precyzyjne planowanie portfela sprzedażowo-zakupowego.

3. Skrócenie czasu trwania procedury zmiany sprzedawcy i zmniejszenie jej kosztów:

- redukcja czasu trwania procesu zmiany sprzedawcy - system AMI pozwala na zdalną zmianę sprzedawcy,
- redukcja kosztów administracyjnych wynikających z procesu zmiany sprzedawcy.

4. Możliwość łatwiejszego pozyskania nowych klientów przez wprowadzenie konkurencyjnej oferty sprzedażowej i dzięki temu:

- uzyskanie szansy na kształtowanie bardziej wszechstronnych, nowoczesnych taryf lepiej odzwierciedlających hurtowe ceny energii w poszczególnych godzinach, z bonusami za zmniejszanie konsumpcji w szczycie i zwiększanie poza szczytem,
- możliwość wzbogacenia wachlarza ofert i ich dostosowania do potrzeb klientów dzięki dostępowi do danych o zużyciu energii przez klientów.

5. Zmniejszenie kosztów obsługi klienta, w tym kosztów:

- reklamacji spowodowanych szacunkowym wyznaczeniem ilości zużytej energii i błędnych odczytów,
- przyjmowania informacji i ich rejestrowania wobec automatycznego rejestrowania zdarzeń w systemie AMI.

3.1.3. Korzyści dla wytwórców energii elektrycznej

Z punktu widzenia wytwórców energii elektrycznej oczekiwać można takich korzyści, jak:

1. Stabilizacja poziomu generacji, albowiem:

- wytwórcy systemowi nie są grupą, która w bezpośredni sposób skorzysta na wdrożeniu inteligentnego opomiarowania, niemniej jednak korzyści osiągane przez tą grupę będą miały charakter pośredni i będą uzależnione od sposobu postępowania innych grup beneficjentów,
- oczekiwaniem wytwórców jest wyrównanie profilu wytwarzania energii elektrycznej, co wpłynie na zmniejszenie konieczności odstawiania bloków w okresach pozaszczytowych oraz obniży koszty wytwarzania energii elektrycznej,
- z powodu zmniejszenia zapotrzebowania szczytowego i jego zwiększenia poza szczytem wytwórcy nie będą musieli odstawiać bloków w tak dużym stopniu, jak to ma miejsce w dniu dzisiejszym (odstawianie bloków konwencjonalnych jest niekorzystne dla wytwórców),
- spłaszczenie krzywych obciążenia dobowego umożliwi jednorazowe odłożenie inwestycji w budowę jednostek wytwórczych.

2. Umożliwienie rozwoju rozproszonych źródeł energii elektrycznej:

- częściowe zniwelowanie problemów z bilansowaniem sieci dystrybucyjnych związanych z podłączaniem małych, rozproszonych źródeł energii,
- uproszczenie procedury przyłączania wytwórców niezależnych (w tym OZE) do sieci elektroenergetycznej,
- stworzenie możliwości rozwoju generacji rozproszonej na skalę masową,
- możliwość sterowania przez operatora systemu małymi źródłami wytwórczymi w sposób najlepiej odpowiadający zapotrzebowaniu na energię w danym momencie.

3.1.4. Korzyści dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

Podmiotami najbardziej ekonomicznie i organizacyjnie zaangażowanymi we wdrożenie AMI w Polsce będą Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego, jednak także po ich stronie znajduje się szereg korzyści wynikających z tego wdrożenia. Jako najistotniejsze z nich można wskazać:

1. Obniżenie różnicy bilansowej:

a) przez obniżenie poziomu strat handlowych, dlatego że:

- wprowadzenie inteligentnego pomiaru dostarczy danych umożliwiających szybsze i bardziej skuteczne wykrywanie nielegalnego poboru energii elektrycznej,
- mniejsza będzie podatność na manipulacje przy liczniku. Liczniki elektroniczne są bardziej odporne na działanie zewnętrznych pól magnetycznych i zniechęcają do manipulacji. Ważnym czynnikiem jest również świadomość klienta, że jakakolwiek manipulacja w układzie pomiarowym będzie natychmiast sygnalizowana do operatora,
- funkcjonalność liczników powinna zapewniać alarmowanie operatora o próbach manipulacji,
- konieczne jest wprowadzenie inteligentnego opomiarowania punktów zbiorczych (liczników bilansujących, grupujących indywidualne punkty dostawy) jako pomiaru referencyjnego, skoordynowanego z aplikacją typującą punkty poboru energii, w których mogą występować przypadki nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

b) przez obniżenie poziomu strat technicznych dzięki temu, że:

- oczekuje się mniejszych strat energii w licznikach - liczniki indukcyjne pobierają bowiem większą moc niż liczniki elektroniczne (ok. 0,5 W w przypadku licznika jednofazowego i ok. 1,5 W w przypadku licznika trójfazowego),
- liczniki elektroniczne są w stanie rejestrować zużycie energii elektrycznej na niższym poziomie poboru od liczników indukcyjnych.

2. Obniżenie kosztów operacji na licznikach dokonywanych u klienta, a w tym:

- uniknięcie kosztów lokalnych odczytów liczników - dotyczy to zarówno odczytów planowanych związanych z rozliczaniem klientów, jak i nieplanowanych, związanych ze zmianą sprzedawcy energii czy reklamacjami klienta (odczyty lokalne wykonywane będą wyłącznie w sytuacji awarii systemu telekomunikacyjnego),
- obniżenie kosztów innych niż odczyty operacji na licznikach dokonywanych u klienta, m. in. wyłączeń i ponownych załączeń po spłacie należności oraz regulacji zegara sterującego taryfami. Czynności te będą mogły być dokonywane zdalnie (konieczność wyjazdu do klienta pozostanie jedynie w sytuacji awarii systemu telekomunikacyjnego).

4. Redukcja kosztów analiz związanych z określaniem warunków przyłączenia do sieci. Oczekiwać w tym zakresie można, iż:

- zmniejszeniu ulegną koszty wykonania oraz analizy niezbędnych pomiarów w celu wydawania warunków przyłączeniowych (w szczególności dla źródeł wytwórczych oraz dużych odbiorców),
- system AMI pozwoli na zbieranie danych o rzeczywistych przepływach mocy w poszczególnych segmentach sieci i nie będzie konieczności przeprowadzania dodatkowych pomiarów w celu wydania warunków przyłączenia. Dla tego celu konieczna będzie integracja AMI z innymi systemami IT,

5. Redukcja utraconych korzyści wynikających z braku dostaw energii elektrycznej:

- w wyniku szybszego uzyskiwania informacji o wystąpieniu awarii, nastąpi skrócenie przerw w dostawie energii, a tym samym należy oczekiwać wzrostu wolumenu usług dystrybucyjnych,
- wzrost wolumenu usług dystrybucyjnych wystąpi również z powodu skrócenia okresu ponownego załączenia klienta po uregulowaniu przez niego zaległych należności.

6. Poprawa parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej, która wiąże się z:

- kontrolą niektórych parametrów energii elektrycznej w czasie rzeczywistym, co pozwoli na szybsze podjęcie działania naprawczego,
- redukcją liczby awarii, co wiąże się z obniżeniem kosztów usuwania awarii.

7. Polepszenie skuteczności planowania zadań eksploatacyjnych, remontów i prac modernizacyjnych, w ramach czego należy wskazać, iż:

- informacje dostarczane przez inteligentne opomiarowanie pozwalają na bardziej precyzyjne niż dotąd śledzenie poziomów obciążenia odcinków sieci oraz poziomu zużycia energii w poszczególnych obwodach,
- Nastąpi – jak się przewiduje - ograniczenie liczby „chybionych” inwestycji sieciowych czyli takich, które nie przynoszą spodziewanych korzyści.

8. Uzyskanie przez OSD dodatkowego przychodu z tytułu:

- pobierania opłat (wg taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE) od Operatora Informacji Pomiarowych (OIP) z tytułu zbierania, przetwarzania i przekazywania danych pomiarowych,
- udostępnienia systemu AMI sprzedawcom w celu wykorzystania danych z liczników jako kanału informacyjno-marketingowego (usługa „dostępu do licznika”),
- udostępnienia systemu AMI operatorom innych mediów (usługa „dostępu do licznika”),
- przekroczeń mocy oraz ponad umownego poboru energii biernej – system pozwala na objęcie monitoringiem przekroczeń mocy i poboru mocy biernej większej, niż dotąd, grupy odbiorców.

3.1.5. Korzyści dla Operatora Systemu Przesyłowego

Wdrożenie AMI po stronie Operatora Systemu Przesyłowego spowoduje przede wszystkim usprawnienie zarządzania popytem u odbiorców za sprawą:

- uzyskania dodatkowej możliwości w zakresie planowania pracy sieci przesyłowej oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego,
- zapewnienia kompatybilności systemów i protokołów komunikacji między OSD a OSP,
- uzyskania możliwości uzyskania umownej zgody na odłączanie/limitowanie mocy na prośbę OSP od większej liczby odbiorców końcowych (łatwiejsza kontrola realizacji),
- stworzenia możliwości zapewnienia kompatybilności systemów i protokołów komunikacji między OSD a OSP.

3.2. Specyfikacja korzyści z punktu widzenia korzyści ogólnospołecznych

Oczekuje się także, iż nie tylko poszczególni uczestnicy rynku osiągną korzyści z wdrożenia inteligentnego opomiarowania, lecz także w perspektywie długookresowej będzie można dostrzec korzyści z punktu widzenia ogólnospołecznego, takie jak:

1. Poprawa efektywności energetycznej gospodarki - ograniczenie globalnego zużycia energii elektrycznej, zmiana profilu jej konsumpcji, a także zwiększenie efektywności inwestycji w sieci spowoduje mniejsze zapotrzebowanie na energię pierwotną, a tym samym obniżenie emisji CO₂.
2. Zwiększenie bezpieczeństwa funkcjonowania KSE - korzyść związana z możliwością wdrożenia mechanizmów zarządzania popytem u odbiorców.
3. Poprawa jakości regulacji rynku energii elektrycznej, w tym ułatwienie URE przeprowadzania kontroli przedsiębiorstw w sektorze elektroenergetycznym poprzez:
 - możliwość rzeczywistego i wiarygodnego monitorowania jakości świadczonych usług, lepsze przygotowania URE do oceny efektywności inwestycji sieciowych realizowanych przez OSP i OSD,
 - możliwość wprowadzenia regulacji bodźcowej opartej o wskaźniki jakości dostaw energii elektrycznej.
4. Przesunięcie w czasie niezbędnych inwestycji w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej oraz zoptymalizowanie koniecznych inwestycji w sieć przesyłową - będzie to związane z oczekiwaną zmianą zachowań konsumenckich odbiorców energii elektrycznej prowadzących do redukcji różnicy pomiędzy obciążeniem KSE w szczycie zapotrzebowania i poza szczytem oraz w konsekwencji do zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną.
5. Spłaszczenie krzywych obciążenia dobowego, głównie redukcję obciążenia w szczycie wieczornym, która przełoży się na uniknięcie nakładów inwestycyjnych związanych z budową dodatkowych źródeł energii elektrycznej.
6. Redukcja różnic bilansowych.
7. Zmniejszenie tzw. strat handlowych w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej, wynikających z nielegalnego poboru energii elektrycznej.
8. Redukcja strat technicznych z tytułu spłaszczenia szczytów poboru energii.
9. Zmniejszenie poziomu przepływów mocy biernej.
10. Redukcja kosztów związanych z odczytami liczników.
11. Zmniejszenie liczby, a przede wszystkim kosztów reklamacji pochodnych odczytów związanych z fakturowaniem.
12. Skrócenie czasu reakcji na awarie w sieci elektroenergetycznej.

4. Nakłady na wdrożenie inteligentnego opomiarowania w Polsce

Przeprowadzone w Polsce analizy w zakresie opłacalności wdrożenia AMI są dosyć zróżnicowane i kształtują się w przedziale od 6,3 mld zł do 10,2 mld zł. Wysokość przewidzianych nakładów zależy od wielu czynników, między innymi od funkcjonalności jakie te liczniki będą posiadać. Jednak w najbardziej prawdopodobnym scenariuszu szacowane koszty nakładów na wdrożenia w Polsce inteligentnego opomiarowania wyniosą ok. 9 mld zł. Kwota taka jest oparta na przewidywaniach, a więc nie jest możliwa do precyzyjnego określenia.

4.1. Zestawienie pozycji uwzględnionych przy określeniu wysokości nakładów na wdrożenie systemu AMI

W przywołanych opracowaniach przy wyliczeniach określających poziom nakładów przewidywanych do poniesienia na wdrożenie AMI w Polsce posługiwano się kwotami przypadającymi na punkt pomiarowy. Dla umożliwienia bardziej wnikliwej analizy i ewentualnych korekt podanej kwoty nakładów zestawiono pozycje uwzględnione w szacunkach.

Uwzględnione pozycje przedstawiają się następująco:

1. Dostosowanie stacji

- Koszt dostosowania stacji transformatorowych

2. Koszty osierocone

- Koszty osierocone (niezamortyzowane układy pomiarowe i koszty ich utylizacji)

3. Liczniki bilansujące

- Zakup liczników bilansujących

4. Warstwa aplikacji

- Dostosowanie serwerowni
- Koszty osobowe związane z utrzymaniem aplikacji
- Sprzęt komputerowy w warstwie aplikacji
- Utrzymanie aplikacji
- Zakup licencji na użytkowanie oprogramowania
- Zakup i instalacja sprzętu komputerowego
- Zakup licencji aplikacji warstwy systemowej
- Koszt wdrożenia i rozwoju aplikacji

5. Warstwa komunikacji

- Koszty kuplerów
- Koszty modemów - przed GPZ
- Koszty modemów - za koncentratorom
- Usługi telekomunikacyjne - warstwa koncentratorów

6. Warstwa liczników

- Koszty dostosowania tablic rozdzielczych
- Koszty instalacji liczników i modułów komunikacji
- Koszty osobowe związane z weryfikacją alarmów o zdarzeniach
- Koszty usług legalizacyjnych liczników inteligentnych
- Koszty wymian legalizacyjnych liczników
- Koszty wymiany uszkodzonych liczników
- Koszty wymiany uszkodzonych modułów komunikacji
- Koszty zakupu liczników montowanych u odbiorców
- Koszty zakupu liczników nie przechodzących powtórnej legalizacji
- Koszty związane z „ręcznymi” odczytami liczników (przypadki awaryjne)
- Koszty filtrów
- Usługi telekomunikacyjne - warstwa liczników
- Zakup modułów komunikacji do liczników

7. Warstwa pośrednia

- Koszt energii zużytej przez warstwę pośrednią
- Koszt instalacji koncentratorów
- Koszty osobowe związane z utrzymaniem warstwy pośredniej
- Koszty serwisowania i napraw koncentratorów
- Koszty koncentratorów
- Koszty repeaterów

8. Wydatki projektowe

9. Przygotowanie obsługi systemu

- Koszty szkoleń związane z odbiorem aplikacji
- Koszty szkoleń związanych z instalacją systemu
- Koszty szkoleń związanych z użytkowaniem systemu

10. Przystosowanie systemów bilingowych

11. Zorganizowanie OIP oraz jego wyposażenie sprzętowe i programowe

12. Przeprowadzenie akcji informacyjno-edukacyjnej.

4.2. Zestawienie oszacowanych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania

4.2.1. Redukcja kosztów odczytów

Dzięki wdrożeniu inteligentnego opomiarowania nastąpi redukcja kosztów dokonywania odczytów, jednak przy następujących założeniach:

1. Odczyty stanu liczników będą dokonywane jeden raz w miesiącu
2. Przy 16,5 mln odbiorców (punktów poboru energii elektrycznej z sieci) założono nie mniej niż 16 mln odczytów w miesiącu, czyli 192 mln odczytów w roku.
3. Jeden pracownik dokonuje ok. 45 000 odczytów rocznie (ok. 3 750 miesięcznie)
4. Roczny koszt utrzymania jednego pracownika (wynagrodzenie z dodatkami, wyposażenie miejsca pracy i osobiste, koszty nadzoru) wynosi ok. 70 000 zł (miesięcznie 5 833 zł)

Szacuje się, iż pełne wdrożenie AMI spowoduje redukcję kosztów odczytów zużycia energii w okresie 8 lat o ok. 2 300 mln zł.

4.2.2. Oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej

Szacuje się, iż wystąpi oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej, przy następujących założeniach:

1. Oszczędność odniesiono do energii sprzedanej odbiorcom końcowym – w 2010 r. sprzedano odbiorcom końcowym 118,046 TWh energii elektrycznej; do dalszych rozważań przyjęto wolumen energii sprzedanej 118 TWh.
2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej odnotowana w 2010 r. wynosi 256,8 zł/MWh.
3. Korzystanie przez odbiorców z udogodnień systemu AMI, wsparte systemem taryf sprzyjającym oszczędnemu korzystaniu z energii elektrycznej, przy skutecznej akcji informacyjno-edukacyjnej powinno pozwolić obniżyć roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną o ok. 1 %.

Z przeprowadzonych analiz wynika, iż przy powyższych założeniach koszty z tego tytułu uda się zredukować w okresie 8 lat o ok. 2 400 mln zł.

4.2.3. Odłożenie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej

Jak wspomniano już wcześniej, dzięki wdrożeniu inteligentnego opomiarowania możliwe będzie odłożenie w czasie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej. U podstaw tego twierdzenia legły następujące założenia:

1. Szczyt poboru mocy (tzw. wieczorny) w 2010 r. odnotowano w dniu 26 stycznia – wyniósł 25 449 MW. Dla celów dalszego wnioskowania przyjęto wartość 25 000 MW.
2. Do obliczeń przyjęto, że w rezultacie wdrożenia AMI oraz pełnego uwolnienia rynku umożliwiającego zmianę taryf i związanej z tym zmiany zachowań konsumentów energii elektrycznej nastąpi obniżenie poboru energii elektrycznej w szczycie o 1 %.
3. Poziom nakładów na budowę bloku ustalono na ok. 6 200 mln zł/1000 MW.

Zatem biorąc pod uwagę, że maksymalne zapotrzebowanie na moc wynosi ok. 25 000 MW, a dzięki wdrożeniu AMI uda się je obniżyć o 1% czyli ok. 250 MW to oszczędności na budowie bloku energetycznego o takiej mocy wyniosą ok. 1 500 mln zł.

4.2.4. Odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej

Podobnie, zakłada się iż będzie możliwe odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej, zakładając iż:

1. Zmniejszenie maksymalnej (szczytowej) wartości poboru energii elektrycznej (przyjęto 1 %) spowoduje niższe maksymalne przepływy tej energii w sieci elektroenergetycznej. Założono, że nie wystąpi potrzeba zwiększenia zdolności przesyłowej sieci o połowę odłożonej mocy wytwórczej,
2. Nakład na budowę sieci, wg danych literaturowych, wynosi ok. 80 % nakładów na budowę źródeł wytwórczych,
3. Odłożenie w czasie inwestycji wystąpi jednorazowo.

Zatem, zdaniem Strony polskiej, oszczędności z tego tytułu wyniosą ok. 600 mln zł.

4.2.5. Redukcja różnic bilansowych, obejmująca straty techniczne i handlowe

Analizując przewidywaną wraz z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania redukcję różnic bilansowych oparto się na następujących założeniach:

1. W rachunku korzyści z tytułu różnic bilansowych uwzględniono:
 - a) zmniejszenie strat handlowych:
 - b) redukcję strat technicznych:

- c) zmniejszenie poziomu przepływów mocy biernej.
2. W roku 2010 straty i różnice bilansowe wyniosły 11,851 TWh – do dalszych rozważań przyjęto wolumen strat i różnic bilansowych 11,85 TWh.
 3. Przyjęto, że w wyniku wdrożenia systemu AMI nastąpi obniżenie różnic bilansowych o 10 % w stosunku do stanu w roku 2010.
 4. Cena energii elektrycznej przyjęta w obliczeniach (z 2010 r.) – 256,80 zł/MWh.

Strona polska szacuje, iż pozwoli to zaoszczędzić ok. 2 400 mln zł

4.2.6. Zmniejszenie kosztów obsługi klienta

Przyjęto, iż wdrożenie inteligentnego opomiarowania zmniejszy koszty obsługi klienta poprzez:

- zmniejszenie liczby reklamacji, a przez to kosztów, będących pochodną odczytów liczników,
- zmniejszenie reklamacji, a przez to czasu ich rozpatrywania, związanych z niedotrzymywaniem parametrów jakościowych energii,
- praktyczne wyeliminowanie wyjazdów do wyłączeń windyacyjnych,
- zmniejszenie obsady obsługi w *call centre* poprzez znaczące zmniejszenie potrzeby odbierania informacji o stanach liczników oraz zgłoszeń o awariach.

Dokonany ogólny rachunek wskazuje, że pełne wdrożenie systemu AMI pozwoli obniżyć koszty, w okresie 8 lat, łącznie o ok. 280 mln zł w ciągu ośmiu lat.

5. Harmonogram wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych

Z biznesowego punktu widzenia jest właściwym unikanie spiętrzeń w zakupach urządzeń, podobnie jak z punktu widzenia organizacyjnego pożądane jest instalowanie kolejnych punktów pomiarowych systematycznie, w sposób rozłożony w czasie. Proponuje się ośmioletni okres wdrażania, co po zainstalowaniu praktycznie u wszystkich liczników inteligentnych pozwoli, z niewielkimi odchyleniami ilościowymi, każdego roku wymieniać liczniki w ilości 1/8 ich populacji.

Wobec powyższego Strona polska prezentuje następującą propozycję rozkładu instalacji inteligentnych liczników w poszczególnych latach:

rok	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
procent zainstalowanych liczników smart	1	3	6	10	12	12	12	12	12	11	9

6. Koncepcja krajowego systemu inteligentnego opomiarowania

W związku z wdrożeniem inteligentnych systemów pomiarowych zmianie ulec będzie musiała również dotychczasowy model rynku danych pomiarowych.

Wariantem preferowanym przez Polskę jest ten, w którym powołuje się centralne repozytorium danych obsługiwane przez jeden regulowany przez państwo podmiot. Do głównych zalet tego rozwiązania należy zaliczyć przede wszystkim niedyskryminujący dostęp do danych pomiarowych poprzez jeden kanał komunikacyjny dla wszystkich podmiotów rynku, co znacznie przyczyni się do zwiększenia konkurencji na rynku energii elektrycznej, między innymi poprzez ułatwienie startu nowym sprzedawcom. Rozwiązanie to pomoże również w przesyłaniu sygnałów cenowych do klientów oraz monitorowanie ich reakcji. Wpłynie na poprawę bezpieczeństwa pracy KSE, także dzięki stworzeniu warunków do aktywnego uczestnictwa w rynku energii przez odbiorców końcowych.

W nowym modelu rynku opomiarowania zmieni się nieco rola niektórych podmiotów, które dotychczas na tym rynku funkcjonowały jak również niezbędne będzie wprowadzenie kolejnej instytucji – centralnego repozytorium danych dla ułatwienia nazywanego operatorem informacji pomiarowej (OIP). Proponowany model nie przewiduje jednak zasadniczej zmiany funkcji dotychczasowych podmiotów, które na tym rynku funkcjonują. Zaproponowana modyfikacja *de facto* ogranicza się do zmian, jakie wymusza wprowadzenie OIP na rynek energii elektrycznej.

Wobec powyższego największe zmiany zajdą na linii OSD – sprzedawca. Zasadniczą modyfikacją dla tych podmiotów będzie fakt uzyskiwania danych pomiarowych przez sprzedawców nie od OSD ale od OIP. Ponadto OSD będą zobowiązane do przekazywania danych pomiarowych do OIP zamiast do sprzedawców, natomiast do OSP będą przekazywane dane dot. bilansowania systemu. OSD pozostanie operatorem systemu pomiarowego na swoim terenie i nadal będzie samodzielnie dokonywał wyboru technologii gwarantujących określone wymagania zewnętrzne – takie jak częstotliwość odczytów, zakres informacyjny od i do licznika, także w zakresie programów *Demand Side Response* (DSR). Wprowadzenie nowego modelu rynku oraz inteligentnych systemów pomiarowych może oznaczać dla OSD zwiększone inwestycje w zarządzanie siecią niskich napięć.

W przypadku sprzedawców to, podobnie jak w przypadku OSD, rola ich nie ulegnie zasadniczej zmianie, podlegać jej będzie w zasadzie tylko źródło pozyskiwania informacji

o danych pomiarowych. Dzięki wprowadzeniu nowego podmiotu na rynek energii, jakim będzie OIP, a przede wszystkim wdrożeniu inteligentnych układów pomiarowych, pojawią się dla sprzedawców możliwości poszerzenia działalności o nowe usługi i nowe produkty. Dzięki wdrożeniu nowego modelu rynku będzie możliwe aktywne oddziaływanie sprzedawców na swoich odbiorców w programach zarządzania popytem oraz optymalizacja kosztowej działalności operacyjnej poprzez uelastycznienie zachowań popytowych klientów, umożliwiając optymalizowanie portfela zakupu energii sprzedawcy. Dzięki temu, że OIP będzie zarządzał danymi pomiarowymi, przewidywany jest wzrost aktywności sprzedawców energii elektrycznej, z uwagi na łatwiejszy dostęp do danych pomiarowych udostępnianych przez OIP.

Nie zmieni się również rola OSP. Dzięki wprowadzeniu inteligentnych systemów pomiarowych będzie mógł on jednak realizować nowe zadania polegające między innymi na wpływanie na zachowania odbiorców energii poprzez mechanizmy DSR. OSP będzie zobowiązany również do przekazywania do OIP danych z urządzeń pomiarowych u klientów podłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej. Dzięki nowemu modelowi rynku OSP będzie miał możliwość pozyskiwania od OIP dużo dokładniejszych danych o pracy sieci.

Na rynku zacznie działać również nowy podmiot, jakim będzie operator informacji pomiarowej (OIP). Będzie to podmiot, który nie tylko przechowuje informacje, ale również pilnuje przestrzegania standardów technologicznych i jakościowych dostarczanych informacji. Dzięki wprowadzeniu takiego podmiotu zagwarantowany będzie trwały, równoprawny dostęp do danych pomiarowych dla wszystkich uprawnionych uczestników rynku, jak również rozwiązanie to daje możliwość otwarcia infrastruktury na inne media bez ryzyka zagrożenia ze strony wzajemnej konkurencji, umożliwi ono obniżenie kosztów wdrożenia ze względu na standaryzację wymiany informacji na rynku danych pomiarowych.

7. Prawny aspekt wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych oraz rynku danych pomiarowych w Polsce

Żeby można było wprowadzić inteligentne systemy pomiarowe oraz nadać nowy kształt całemu rynkowi danych pomiarowych w Polsce należy przeprowadzić szereg zmian prawnych.

Podstawowym aktem prawnym regulującym rynek energii elektrycznej w Polsce jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*. Ustawa ta wraz z wydanymi na jej

podstawie aktami wykonawczymi określa zachowanie się podmiotów działających na tym rynku względem siebie oraz względem odbiorców energii elektrycznej.

W przypadku tej ustawy wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych oraz wprowadzenie nowego rynku danych pomiarowych będzie wymagało jej uzupełnienia m. in. o postanowienia dotyczące wymiany liczników na liczniki inteligentne, harmonogramu wdrożenia tych liczników, zapewnienia dostępu do nieruchomości w związku z wymianą liczników, wprowadzenie obowiązku budowy przez OSD infrastruktury umożliwiającej działanie liczników inteligentnych oraz rozszerzenia systemu sankcji za uchybienie tym obowiązkom. W przypadku, gdy nowy model rynku danych pomiarowych będzie opierał się na OIP, konieczne będzie wprowadzenie do ustawy przepisów określających ramy prawne działalności tego operatora, w szczególności jego ustrój tj. formę prawną, przedmiot działalności, strukturę własnościową, sposób powoływania i odwoływanie organów. Niezbędne będzie również wskazanie relacji pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku. Zmianie będzie musiała ulec także regulacja dotycząca pozyskiwania, przechowywania, przetwarzania, udostępniania i zarządzania danymi pomiarowymi, a także kompetencje regulatora dotyczące wykonywania nadzoru regulacyjnego nad nowo powstałym podmiotem.

Pewnej modyfikacji ulegną również przepisy o miarach. Jednym z możliwych do zrealizowania elementów ograniczenia kosztów związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania może być jednorazowe przedłużenie okresów ważności legalizacji pierwotnej i ponownej dla liczników energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego typu indukcyjnego o mocy nominalnej nie większej niż 30 kW. Jest to uzasadnione względami ograniczenia przyszłych kosztów osieroconych związanych z ryzykiem wymiany spowodowanej względami legalizacyjnymi (konieczność dokonania legalizacji ponownej) obecnie użytkowanych liczników na liczniki niespełniające wymagań.

Należy również podkreślić, iż kwestią szczególnie istotną z punktu widzenia instalowania nowych układów pomiarowych oraz budowania nowego rynku danych pomiarowych jest ochrona danych osobowych, która jest w Polsce uregulowana w ustawie *o ochronie danych osobowych*. Zgodnie z zapisami zawartymi w tej ustawie dane osobowe uważa się wszelkie informacje, które pozwalają na zidentyfikowanie osoby fizycznej, a osoba możliwa do zidentyfikowania to taka, której tożsamość można określić bezpośrednio lub pośrednio, w szczególności przy powołaniu się na numer identyfikacyjny albo jeden lub kilka specyficznych czynników określających jej cechy fizyczne, fizjologiczne, ekonomiczne, kulturowe, umysłowe lub społeczne. Ustawa reguluje również kwestię przetwarzania danych pomiarowych, które jest dopuszczalne jedynie w przypadkach określonych w tej ustawie.

W przypadku wprowadzenia nowego kształtu rynku danych pomiarowych mogą się pojawić problemy z przetwarzaniem tych danych. Jednak zdaniem Strony polskiej nie ma potrzeby zmiany przedmiotowej ustawy ponieważ sposobem, który będzie rozwiązywał problem z gromadzeniem i przetwarzaniem danych będzie odpowiednia agregacja lub anonimizacja danych osobowych z opomiarowaniem, a to wymaga jedynie odpowiedniego zapisania w wymienionej wyżej ustawie Prawo energetyczne.

8. Wymagania techniczne dla systemów inteligentnego opomiarowania, w tym specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych

Zakłada się przyjęcie przez OSD w Polsce jednolitych wymagań wobec elementów systemu AMI. Przyjęcie wspólnego rozwiązania powinno bowiem przyczynić się do:

- zapewnienia zgodności wykorzystywanych urządzeń z założonymi wymaganiami funkcjonalnymi,
- obniżenia cen urządzeń poprzez zapewnienie efektu skali,
- ograniczenia ryzyka dostawców związanego z kontraktowaniem urządzeń,
- skrócenia czasu dostaw urządzeń,
- zapewnienia wysokiej jakości urządzeń.

Zatem w Polsce zostały wypracowane pewne wymagania funkcjonalne dla inteligentnych systemów pomiarowych i choć ich aktualizacja nadal jest prowadzona to można przyjąć, że obecnie wypracowane wymagania odzwierciedlają bieżącą wiedzę i doświadczenie w zakresie wdrażania systemów AMI. Należy jednak zaznaczyć, że wymagania te będą podlegały okresowej weryfikacji.

9. Wnioski

Zadaniem Strony polskiej, wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych jest nie tylko procesem koniecznym i opłacalnym, ale także wydaje się być nieuchronne, gdyż oprócz ogólnych rozwojowych tendencji europejskich i światowych oraz czerpania wzorców z państw dynamiczniej rozwijających się w zakresie wprowadzania nowych technologii przemawiają za tym zarówno przesłanki faktyczne, jak i względy formalnoprawne.

W celu realizacji polityki klimatycznej i wzrostu efektywności zużycia energii konieczne będzie zastosowanie narzędzi, umożliwiających odbiorcom energii elektrycznej

świadome z niej korzystanie, takich jak inteligentne opomiarowanie wraz z usługami mu towarzyszącymi. Umożliwiając odbiorcy stałe monitorowanie poziomu zużycia energii wraz z jednoczesnym wystawianiem rachunków według rzeczywistego zużycia, kształtować można w sposób najbardziej bezpośredni świadome, racjonalne i efektywne korzystanie z zasobów energetycznych państwa. Dodatkowym czynnikiem, szczególnie istotnym w Polsce, przemawiającym za zastosowaniem systemów smart, jest zmniejszenie zagrożenia niebilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Naprzeciw tymże potrzebom wyszedł prawodawca unijny, ustanawiając akty prawne, które choć nie w sposób imperatywny bezpośrednio w odniesieniu do inteligentnego opomiarowania wskazują na konieczność zastosowania środków efektywności energetycznej i poprawy sytuacji odbiorcy, do których bez wątpienia należą systemy inteligentnego pomiaru.

Beneficjentami wdrożenia systemów inteligentnego pomiaru będzie ogół społeczeństwa, w tym odbiorcy energii elektrycznej, jednak aby tak się stało, konieczne jest uświadomienie odbiorcom możliwości stwarzanych przez nową technikę. Przeprowadzenie skutecznej akcji informacyjno-edukacyjnej jest dla osiągnięcia korzyści poniesionych na wdrożenie smart meteringu niezbędne. Wzmocnienie działania bodźców stymulujących odbiorców do pobierania energii elektrycznej w godzinach pozaszczytowych jest możliwe również przez zmianę relacji konsument – sprzedawca – operator. Sprzedawca powinien sprzedawać energię elektryczną *loco* odbiorca wraz z usługą dystrybucyjną, co pozwoliłoby na scalenie ceny energii i stawki dystrybucyjnej, a tym samym większe zróżnicowanie w zależności od ceny energii w systemie. Scalenie ceny energii ze stawką dystrybucyjną, stosowane w innych krajach, upraszcza rachunki i czyni je dla konsumentów bardziej zrozumiałymi. W tym modelu operator jest dostawcą energii dla sprzedawcy (jest jego „kooperantem”).

Jednak – oprócz ogółu społeczeństwa – beneficjentami wdrożenia AMI będą także podmioty prowadzące działalność na rynku energii. Choć dla niektórych z nich, a w szczególności OSD, będzie to oznaczało zaangażowanie ekonomiczne i organizacyjne na szeroką skalę, to także w ramach ich działalności przewiduje się odnotowanie korzyści, takich jak m.in. obniżenie różnicy bilansowej, obniżenie poziomu strat technicznych, obniżenie kosztów operacji na licznikach czy też zwiększenie wykrywalności nielegalnego poboru energii. Podkreślenia wymaga jednak fakt, iż korzyści te nie przewyższą koniecznych do poniesienia nakładów.

9.1. Wnioski o charakterze ekonomicznym

Z przeprowadzonych obliczeń i szacunków ekonomicznych wynika nadwyżka korzyści związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania, rozumianych w szczególności jako uniknięcie dotychczas ponoszonych kosztów, a także kosztów związanych z wdrożeniem postanowień Dyrektywy, nad wysokością nakładów koniecznych do jego wprowadzenia. Do analiz wzięto pod uwagę takie koszty, jak: koszty odczytów, koszty obsługi klienta, koszty różnic bilansowych obejmujących straty techniczne i handlowe oraz koszty budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej oraz inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej. Szacując wymierne korzyści związane z redukcją wyżej wymienionych kosztów na kwotę ok. 9,48 mld zł przy kosztach wdrożenia na poziomie ok. 9 mld zł uznać należy, iż wdrożenie w Polsce systemów inteligentnego pomiaru jest ekonomicznie opłacalne.

Odczytując podane szacunki należy uwzględnić, iż przy określaniu nakładów na wdrożenie w Polsce systemu AMI oraz przy szacowaniu korzyści z jego eksploatacji przyjęto do rozliczeń okres ośmioletni. Przyjęcie takiego właśnie okresu wynika z deklarowanego przez producentów liczników czasu bezawaryjnej pracy licznika. Takież jest również okres ważności cechy legalizacyjnej liczników statycznych (elektronicznych).

W niniejszym opracowaniu przyjęto, iż korzyści wystąpią w założonej wysokości po wdrożeniu smart meteringu w zakładanym, pełnym wymiarze i w skali całego kraju. Jednak powodzenie takiego przedsięwzięcia uwarunkowane jest również spełnieniem warunków leżących poza podmiotami gospodarczymi z branży energetycznej, w szczególności operatorów przesyłowego i dystrybucyjnych. Podstawowym warunkiem wdrożenia smart meteringu w Polsce jest rozwiązanie kwestii finansowania tego wdrożenia. Nakłady, z istoty rzeczy, przypisane są do przedsiębiorstw sieciowych (operatorów), a korzyści wystąpią w skali całej gospodarki narodowej

Z porównania nakładów wdrożenia smart meteringu w Polsce oszacowanych na kwotę ok 9 mld zł z korzyściami dla samych tylko przedsiębiorstw sieciowych, które oszacowano na kwotę 5,3 mld zł (w uproszczonym rachunku: redukcja kosztów odczytu - 2,3 mld, odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej - 0,6 mld, redukcja różnic bilansowych obejmująca straty techniczne i handlowe - 2,4 mld) wynika, że nakłady jakie poniosą te przedsiębiorstwa przewyższą oczekiwane przez nie korzyści.

Należy również podkreślić, że korzyści wynikające z wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych będą w skali całej gospodarki narodowej odczuwalne długofalowo,

a nie tylko przez osiem kolejnych lat przyjętych do analizy opłacalności na potrzeby niniejszego opracowania.



MINISTER GOSPODARKI

**ANALIZA SKUTKÓW SPOŁECZNO –
GOSPODARCZYCH WDROŻENIA INTELIGENTNEGO
OPOMIAROWANIA**

WARSZAWA, KWIECIEŃ 2013 R.

Spis treści

Podsumowanie	4
Wstęp.....	6
Rozwój inteligentnego opomiarowania i inteligentnych sieci elektroenergetycznych na świecie i w Unii Europejskiej.....	11
Globalne tendencje	11
Unia Europejska	12
Analizowany model wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce.....	15
Cel wprowadzenia koncepcji inteligentnego opomiarowania.....	15
Zakres analizowanej regulacji	16
Analiza przedmiotowa – wymiana informacji pomiarowych	18
Analiza podmiotowa	19
Wpływ na sektor energetyczny – OSD, Sprzedawcy, OSP, Wytwórcy.....	21
Analiza jakościowa korzyści	21
Analiza ilościowa korzyści.....	25
Analiza ilościowa wariant 2 - Zestawienie oszacowanych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania	28
Korzyści dla odbiorców energii elektrycznej.....	32
Analiza jakościowa	32
Analiza ilościowa	33
Szacunek nakładów inwestycyjnych do wdrożenia inteligentnego systemu opomiarowania .	35
Podsumowanie kosztów i korzyści - wpływ na gospodarkę	37
Zapewnienie prywatności odbiorców energii elektrycznej	40
Analiza wrażliwości czasowej wdrożenia inteligentnego opomiarowania.	43
Analiza akceptacji społecznej dla inteligentnego opomiarowania.....	44
Objaśnienie skrótów	47
Materiały źródłowe	48

Podsumowanie

- Przesłankami do podjęcia decyzji o wdrożeniu inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce są wymagania prawa unijnego oraz korzyści i potrzeby dla tego sektora gospodarki, odbiorców energii elektrycznej oraz środowiska naturalnego.
- W latach 2008-2013 przeprowadzono licznie analizy potwierdzające celowość wdrożenia inteligentnego opomiarowania oraz wynikające z niego korzyści dla gospodarki oraz indywidualnego konsumenta. Zasadność wdrożenia potwierdził również w szeroko konsultowanych społecznie Stanowiskach Prezes URE wskazując na optymalne sposoby wdrożenia tych rozwiązań.
- Rozwój technologii inteligentnego opomiarowania i inteligentnych sieci jest tendencją światową. Wiodącą rolę w tym obszarze stara się pełnić UE. Perspektywa dużych wdrożeń w UE i na świecie to 2020 r. W wielu krajach UE przyjęto model z centralnym repozytorium danych zarządzanym przez instytucję regulowaną przez krajowy organ regulacyjny (w Polsce Prezes URE).
- Celem wdrożeń inteligentnego opomiarowania jest dalsza liberalizacja rynku energii elektrycznej w tym dostęp odbiorców do danych o zużyciu energii elektrycznej, usprawnienie procesu zmiany sprzedawcy i ułatwienie dostępu do rynku prosumentom i małym wytwórcom energii.
- Analizowane polskie rozwiązania wpisują się w ogólnoświatowe i europejskie tendencje.
- Ze względu na wielość OSD i sprzedawców (54 tys. potencjalnych interakcji), w celu standaryzacji i uproszczenia relacji pomiędzy tymi podmiotami uzasadnione jest centralizowanie wymiany danych i informacji poprzez Centralny Zbiór Informacji Pomiarowych zarządzany przez podmiot powołany ustawowo, niezależny od OSD i regulowany przez Prezesa URE.
- Podstawowe relacje pomiędzy uczestnikami systemu inteligentnego opomiarowania określają przepisy powszechnie obowiązujące (ustawa, rozporządzenia). Wszystkie pozostałe relacje odbywają się na podstawie umowy lub upoważnienia
- Warianty kalkulacji oczekiwanych korzyści (w cenach stałych 2013 r.) pokazują przy różnych założeniach zbliżone kwoty w przedziale od 8,4 mld zł do 9,48 mld zł w perspektywie do 2026 r.
- Globalne korzyści tylko dla odbiorców energii elektrycznej (w cenach stałych 2013 r.) szacuje się na poziomie:
 - o 0,5 mld zł dla okresu 2013 – 2020,
 - o 1,7 mld zł dla okresu 2013 – 2026,
- Korzyści będą rosły w miarę funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania. Koszty zostaną poniesione głównie w latach 2014-2020. Po roku 2020 korzyści będą znacznie przewyższać poniesione nakłady. Wzrost liczby instalowanych w początkowym okresie liczników zdalnego odczytu i tempo instalacji tych liczników przekłada się na możliwy wzrost korzyści w pierwszych latach.

- W okresie budowy inteligentnego opomiarowania, czyli do 2020 r. prognozowane koszty mogą nieznacznie przekroczyć oczekiwane w tym okresie bezpośrednie korzyści. Jednakże przekroczenie to mieści się w granicy wrażliwości przyjętych założeń. Natomiast w dłuższej perspektywie niepodważalna jest przewaga oczekiwanych korzyści nad kosztami, szacowana na ok. 4,5 mld zł (w cenach stałych 2013 r.) w perspektywie do 2026 r.
- Z uwagi na stałe koszty wdrożenia systemu i rosnące wraz z upływem czasu korzyści, wdrożenie inteligentnego opomiarowania nie powinno być opóźniane.
- Istotną kwestią projektowanego prawa jest ochrona danych osobowych oraz danych pomiarowych odbiorców energii elektrycznej. Bardzo ważną dla bezpieczeństwa danych pomiarowych jest standaryzacja zasad ich przetwarzania i gromadzenia. Generalną zasadą obowiązującą przy wdrożeniu liczników jest zapewnienie szczególnej ochrony wszystkich danych i określenie zasad dostępu do tych danych.
- Umocowany w drodze ustawowej, nadzorowany i regulowany przez Prezesa URE jeden Operator Informacji Pomiarowych jest najlepszym gwarantem właściwej ochrony i bezpieczeństwa danych pomiarowych.
- Na podstawie przeprowadzonych badań opinii publicznej w wybranych obszarach widoczny jest pozytywny stosunek dla wdrażania liczników – ok. 24% badanych nie dostrzega żadnych wad związanych z wdrażanymi licznikami. Odbiorcy oczekują wdrożenia rozwiązań pozwalających na płacenie za faktyczne zużycie, a najważniejsze są przesłanki ekonomiczne. Odbiorcy oczekują również obiektywnej weryfikacji danych do rozliczeń.

Wstęp

Decyzja dotycząca wdrożenia tzw. inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce wynika zarówno z przesłanek formalno-prawnych jak i szeregu potrzeb oraz korzyści o charakterze faktycznym.

Do pierwszej z wymienionych grup przesłanek zaliczyć należy przede wszystkim zapewnienie realizacji celów wyznaczonych przez dyrektywę 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającą dyrektywę Rady 93/76/EWG, dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającą dyrektywę 2003/54/WE oraz dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchYLENIA dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE

Dyrektywa 2006/32/WE nakłada obowiązek zapewnienia odbiorcom informacji, które pozwolą im oceniać sposób zużywania energii i przyczynią się do poprawy efektywności energetycznej. Odbiorcom należy zapewnić możliwość rozliczenia w oparciu o rzeczywiste zużycie energii, przy czym informację na temat bieżących kosztów energii należy zapewnić odbiorcom na tyle często, aby umożliwić regulowanie jej zużycia w aspekcie kosztowym. Zgodnie z Dyrektywą, informacje dla odbiorców muszą być sformułowane w jasny i zrozumiały sposób, tak aby pozwalały im na poprawę efektywności energetycznej.

Dyrektywa 2009/72/WE jest elementem tzw. III pakietu liberalizacyjnego. Poza określeniem wymaganych działań wobec całego sektora elektroenergetycznego, dyrektywa ta wzmacnia pozycję odbiorcy energii elektrycznej, określając dodatkowe obowiązki przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego w zakresie relacji z odbiorcami, w tym w zakresie funkcji i zakresu odpowiedzialności uczestników rynku, zobowiązań względem odbiorców, zasad wymiany danych i rozliczeń, własności danych i odpowiedzialności za dokonywanie pomiarów zużycia. W szczególności Państwa Członkowskie mają zapewnić, aby w przypadku, gdy odbiorca chce zmienić sprzedawcę, przestrzegając przy tym warunków umowy, dany operator (lub operatorzy) dokonywał będzie tej zmiany w terminie trzech tygodni; oraz by odbiorcy mieli prawo do otrzymywania wszystkich stosownych danych dotyczących zużycia. W celu promowania efektywności energetycznej, Państwa Członkowskie, lub - w przypadku gdy Państwo Członkowskie tak postanowiło — organ regulacyjny, zdecydowanie zalecają przedsiębiorstwom energetycznym optymalizację wykorzystania energii elektrycznej, na przykład poprzez dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych lub poprzez wprowadzenie, w stosownych przypadkach, inteligentnych systemów pomiarowych lub inteligentnych sieci (art. 3 ust. 11 Dyrektywy). W szczególności zapisy dyrektywy stanowią, że „Państwa członkowskie zapewniają wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii elektrycznej. Wdrożenie tych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.” . Należy przy tym zauważyć, że w 2009 roku, kiedy dyrektywa została wydana, nie uwzględniała istotnych nowych wymagań związanych z rozwojem inteligentnej sieci (Smart Grid) i dodatkowymi funkcjonalnościami, które ona zapewnia. Dyrektywa w opublikowanym kształcie w zasadzie koncentrowała się jedynie na funkcjach ograniczonych do zdalnego odczytu, co jest tylko jednym z celów wdrożenia sieci inteligentnych. W szczególności

Komisja Europejska dostrzegając konieczność wsparcia rozwoju inteligentnych sieci, opublikowała w dniu 01.03.2011 roku Smart Grid Mandate M/490, którego celem jest opracowanie standardów dla sieci inteligentnych (Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment)¹.

Natomiast nowa dyrektywa o efektywności energetycznej 2012/27/UE wskazuje, że Państwa członkowskie zapewniają, by na tyle, na ile jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnej oszczędności energii, odbiorcy końcowi energii elektrycznej, gazu ziemnego, powinni mieć możliwość nabycia po indywidualnych licznikach, które dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego i podają informacje o rzeczywistym czasie korzystania z energii. Natomiast taka możliwość nabycia liczników indywidualnych jest zapewniana w przypadku, wymiany liczników, podłączania nowych liczników w nowych budynkach lub przy wykonaniu ważniejszych renowacji budynków, zgodnie z dyrektywą 2010/31/UE.

Również w komunikacie Komisji Europejskiej do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 12 kwietnia 2011 roku pt. „Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia”, Komisja Europejska zwróciła uwagę na sprawę wdrożenia inteligentnych sieci: *„Załącznik I pkt 2 do dyrektywy w sprawie energii elektrycznej zobowiązuje państwa członkowskie do określenia, nie później niż do dnia 3 września 2012 r., planu realizacji i harmonogramu wprowadzania inteligentnych systemów pomiarowych. Biorąc pod uwagę związek między inteligentnymi sieciami a inteligentnymi licznikami, takie plany realizacji wymagają również rozwoju inteligentnych sieci i powinny w związku z tym uwzględniać odpowiednie zachęty regulacyjne dla ich wprowadzenia. Komisja Europejska będzie aktywnie monitorowała postępy państw członkowskich, a do końca 2011 r. opracuje wytyczne dotyczące głównych wskaźników skuteczności. Jeżeli postęp w 2012 r. będzie niewystarczający, Komisja rozważy wprowadzenie bardziej rygorystycznych przepisów w zakresie wprowadzania inteligentnych sieci.”*

Jednak wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych ma również znacznie szerszy wymiar, także z punktu widzenia gospodarczego UE. Zgodnie z podejściem prezentowanym przez Komisję Europejską między innymi w ww. komunikacie czy *Komunikacie Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Europejska Agenda Cyfrowa*, wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, stanowi nieodzowny element inteligentnej sieci i przyczyni się w znacznym stopniu do przyspieszenia rozwoju i unowocześnienia gospodarki Państw wchodzących w skład Unii Europejskiej. Z prezentowanego przez Komisję Europejską (KE) stanowiska wynika, iż przyszły rozwój gospodarczy UE musi w coraz większym stopniu pochodzić z innowacyjnych produktów i usług przeznaczonych dla obywateli i przedsiębiorstw z UE. W funkcjach jakie będą posiadały inteligentne systemy pomiarowe, w szczególności tych umożliwiających bieżący dostęp do aktualnego stanu zużycia energii elektrycznej, dwustronną komunikację między konsumentami, gospodarstwami domowymi lub przedsiębiorstwami oraz innymi użytkownikami sieci i dostawcami energii, KE widzi możliwość znacznej redukcji zużycia energii przez tych odbiorców, co znacznie poprawi konkurencyjność gospodarki Państw członkowskich UE. Ponadto KE w Komunikacie KE w sprawie inteligentnych sieci podkreśla, iż w europejskim badaniu Bio Intelligence stwierdzono, że inteligentne sieci mogłyby ograniczyć roczne zużycie energii pierwotnej w sektorze energetycznym UE o prawie 9% do 2020 r.

¹ M490 w dniu 1 marca 2011 r., http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm.

Także w dokumencie „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku” w Programie Działań Wykonawczych określono działania, które będą realizowane poprzez proponowane zmiany prawne:

- stopniowe wprowadzenie obowiązku stosowania liczników elektronicznych umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii – od 2011 roku (Działanie 1.9, pkt. 2),
- zastosowanie technik zarządzania popytem (DSM) umożliwiających podwyższenie współczynnika czasu użytkowania największego obciążenia energii elektrycznej – praca ciągła (Działanie 1.9 pkt. 3),
- upowszechnienie stosowania elektronicznych liczników energii elektrycznej, z wprowadzeniem ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu tych liczników – 2012 r. (Działanie 5.2 pkt. 4).

W latach 2008-2012 podjęte zostały liczne działania, których celem było określenie możliwości organizacyjnych i technicznych wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce. Zrealizowane zostały m.in. następujące prace:

- W 2008 roku na zlecenie Urzędu Regulacji Energetyki i Fundacji Fundusz Współpracy został wykonany projekt pn. „Przygotowanie, na podstawie badań przeprowadzonych przez Wykonawcę, studium wykonalności składającego się z 4 raportów oraz analizy końcowej stanowiącej podsumowanie całości prac” w ramach projektu Transition Facility PL2005/017-488.02.04 „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii” - Nr ref. 2005/017-488.02.04.01”. Opracowania o których mowa wyżej dostępne są na stronie internetowej URE http://www.ure.gov.pl/portal/odb/505/3179/URE_o_inteligentnych_licznikach_energii.html
- W 2010 roku na zlecenie PSE S.A. został zrealizowany przez Hewlett-Packard Polska Sp. z o.o. projekt pt. „Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych”. Przedmiotem projektu było opracowanie dokumentów opisujących model funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce w obszarze opomiarowania, przy założeniu wprowadzenia rozwiązań technicznych z wykorzystaniem inteligentnych liczników (Smart Metering). Zamierzeniem projektu było opracowanie rozwiązań, które umożliwią wdrożenie inteligentnego opomiarowania w skali kraju w sposób, pozwalający na wdrożenie programów zarządzania popytem u odbiorców i jednocześnie stanowiący fundament sieci inteligentnej (smart grid). Skonsolidowane podsumowanie projektu jest dostępne na stronie: http://www.piio.pl/bszpre_produkty.php
- W 2010 roku na zlecenie Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej został zrealizowany przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk i Ernst & Young Business Advisory Sp. z o.o. i Wspólnicy Sp k. projekt pn. „Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce”. Przedmiotem projektu było określenie możliwości i opłacalności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w warunkach krajowych z perspektywy spółek dystrybucyjnych. Opracowanie zostało opublikowane na stronie: http://www.piio.pl/dok/2010-05-06_raport_koncowy_AMI.pdf oraz na www.ptpiree.pl
- W dniu 6 grudnia 2010 roku Minister Gospodarki powołał Zespół Doradczy ds. związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci w Polsce przy Międzyresortowym Zespole ds. Realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku. Zadaniem Zespołu Doradczego jest przygotowanie analizy możliwości i zakresu wprowadzenia w Polsce inteligentnych sieci elektroenergetycznych, wypracowanie jednolitego modelu inteligentnych sieci ze szczególnym uwzględnieniem jednolitego modelu inteligentnego

opomiarowania oraz przygotowanie założeń do aktów prawnych wprowadzających system inteligentnych sieci. W skład Zespołu Doradczego wchodzi stali przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, PSE S.A., Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz Towarzystwa Obrotu Energią.

- W dniu 23 lutego 2011 roku Prezes URE opublikował projekt dokumentu pt. „*Stanowisko w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku*” (zwane dalej Stanowiskiem). Urząd Regulacji Energetyki określił czas na przedłożenie uwag do Stanowiska do dnia 11.03.2011 roku. W dniu 20.04.2011r. Urząd Regulacji Energetyki przesłał do zainteresowanych, którzy zgłosili uprzednio uwagi, podsumowanie zgłoszonych uwag wraz z komentarzami Urzędu oraz nową wersję Stanowiska, uwzględniającą część zgłoszonych uwag. W dniu 13.05.2011r. w siedzibie URE odbyło się spotkanie konsultacyjne poświęcone omówieniu wszystkich uwag zgłoszonych przez zainteresowane strony. W dniu 2 czerwca 2011 roku Zespół Doradczy ds. związanych z wprowadzeniem inteligentnych sieci w Polsce pozytywnie zaopiniował opracowane Stanowisko, które w konsekwencji zostało opublikowane na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki.
- W 2012 r. z inicjatywy Prezesów URE i PSE S.A. powołano Warsztaty Rynku Energii. Warsztaty Rynku Energii są roboczą platformą gromadzenia i wymiany wiedzy związanej z budową inteligentnych sieci energetycznych. Prace Warsztatów koncentrują się na zagadnieniach określonych w Harmonogramie Prac Zespołu Doradczego do spraw wprowadzenia inteligentnych sieci w Polsce przy Międzyresortowym Zespole ds. Realizacji Polityki Energetycznej Polski do 2030. Zagadnienia te są rozpatrywane z uwzględnieniem zmian w prawie energetycznym, pracami nad nowym modelem rynku energii i Stanowiskami Prezesa URE wspierającymi proces budowy smart grid.
- W 2012 r. na zlecenie URE firma AT Kearney opracowała raport *Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) w ramach Inteligentnych Sieci / HAN within Smart Grids*². Raporty cząstkowe: rynkowo-społeczny, ekonomiczny, technologiczny i regulacyjny wskazują na postępujące w świecie odwrócenie porządku energetycznego z rozwiązań opartych na technologiach wielkoskalowych (z wyraźnie słabnącą tendencją rozwojową) na rozwiązania korzystające z rozproszonych źródeł energii (zdecydowanie z tendencją prorozwojową), które mają szanse być sprzężone ze sobą za pomocą wysokorozwiniętych struktur inteligentnych, efektywnie korzystających z rozwiązań innowacyjnych i zaawansowanych technologicznie. Jednym z najważniejszych elementów niejako będącym centrum możliwych rozwiązań jest Infrastruktura Sieci Domowej (ISD), która ostatecznie zmienia dotychczasowego biernego konsumenta w aktywnego uczestnika rynku elektroenergetycznego, który – zaspokajając własne potrzeby - przyczynia się do osiągania ważnych celów ogólnogospodarczych. W związku z faktem, że infrastruktura sieci domowej (HAN – Home Area Network) nie jest przedmiotem analizowanych zmian prawnych i będzie dalszym etapem wdrażania sieci inteligentnych leżącym po stronie odbiorcy, w sporządzanej analizie nie są uwzględniane koszty i korzyści rozbudowy sieci domowej.

Na podstawie już wykonanych analiz wspomniany wyżej Zespół Doradczy zarekomendował odstąpienie od sporządzenia analizy, o której mówi Dyrektywa 2009/72/WE, co w przypadku

² Raport dostępny na stronach Prezesa URE

http://ise.ure.gov.pl/porta/ise/530/5190/Raport_na_temat_Infrastruktury_Sieci_Domowej_juz_dostepny_na_stronie_www_URE.html

zaakceptowania tej rekomendacji jest równoznaczne z przyjęciem prawnego obowiązku zainstalowania inteligentnych liczników u co najmniej 80 % odbiorców do 2020 roku. Oceniając wnioski płynące ze sporządzonych opracowań, zwłaszcza opracowania PSE S.A., należy stwierdzić, że ogólna ocena zasadności wdrożenia inteligentnego opomiarowania została już w tych opracowaniach dokonana. Ocena ta objęła szacunek skutków dla całego sektora elektroenergetycznego i uwzględniła efekty takiego wdrożenia dla wszystkich interesariuszy, biorąc pod uwagę optymalny zakres funkcjonalności inteligentnego opomiarowania i stwarzając możliwości rozwoju nowych obszarów działalności nie związanych bezpośrednio z dotychczasowymi aktywnościami na rynku elektroenergetycznym. Konieczne jest również wzięcie pod uwagę projektu nowej dyrektywy efektywnościowej z dnia 22 czerwca 2011 r. (która obecnie jest już dyrektywą 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE). Określone tam propozycje wskazują, że w najbliższym czasie jest dość prawdopodobne wdrożenie bardziej zdecydowanych regulacji, nakładających obowiązek udostępniania odbiorcom rzeczywistych danych pomiarowych. Będzie to możliwe jedynie dzięki zainstalowaniu systemów inteligentnego opomiarowania. Oznacza to konieczność skoncentrowania się w Polsce na inicjatywach wspierających wdrożenie inteligentnego opomiarowania.

Przy piśmie z dnia 3 września 2012 r. przekazana została do KE *Informacja dotycząca zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce*. Informacja ta stanowiła wypełnienie zapisów Dyrektywy 2009/72/WE w zakresie przedstawienia KE informacji o korzyściach i kosztach wdrożenia inteligentnych liczników, którą kraj członkowski mógł sporządzić przed podjęciem formalnej decyzji o wdrożeniu zapisów Dyrektywy w zakresie inteligentnego opomiarowania.

Za wdrożeniem inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce przemawiają także inne korzyści i potrzeby faktyczne. Do najważniejszych przesłanek faktycznych wdrożenia inteligentnego opomiarowania w szczególności należą:

- konieczność zwiększenia efektywności energetycznej,
- redukcja emisji gazów cieplarnianych,
- wzrost konkurencji na rynku energii elektrycznej,
- wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych,

Pełny opis korzyści faktycznych z wdrożenia inteligentnego opomiarowania znajduje się w części szczegółowej niniejszego opracowania.

W latach 2008-2013 przeprowadzono licznie analizy potwierdzające celowość wdrożenia inteligentnego opomiarowania oraz wynikające z niego korzyści dla gospodarki oraz indywidualnego konsumenta.

Zasadność wdrożenia potwierdził w szeroko konsultowanych społecznie Stanowiskach Prezes URE wskazując na optymalne sposoby wdrożenia tych rozwiązań.

Przesłankami do podjęcia decyzji o wdrożeniu inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce są wymagania prawa unijnego oraz korzyści i potrzeby dla tego sektora gospodarki, odbiorców energii elektrycznej oraz środowiska naturalnego.

Rozwój inteligentnego opomiarowania i inteligentnych sieci elektroenergetycznych na świecie i w Unii Europejskiej

Globalne tendencje

Rozwój technologii inteligentnego opomiarowania i dalej inteligentnych sieci elektroenergetycznych jest w fazie intensywnego wzrostu. W poszczególnych krajach występuje różny stopień zaawansowania od prac projektowych i pilotażowych aż do zaawansowanych programów wdrożeniowych w tym zakresie.

Pionierami we wdrożeniach na dużą skalę inteligentnego opomiarowania są kraje Ameryki Północnej w tym największe przykłady to Smart Meeter Texas obejmujący Stan Teksas w USA (7 mln liczników) oraz Ontario Smart Grid w prowincji Ontario w Kanadzie (4,5 mln liczników).

Poza Ameryką Północną także w Azji, Australii oraz Ameryce Południowej realizowane są projekt badawcze związane z inteligentnym opomiarowaniem. Planowane są także na dużą skalę wdrożenia liczników zdalnego odczytu. Szczegóły przedstawia tabela nr 1.

Do 2020 r. można szacować na podstawie przedstawionych danych oczekiwany poziom wdrożenia liczników zdalnego odczytu na 519 mln szt., a do 2030 r. na ok. 879 mln szt.

Tabela nr 1. Inwestycje w sieci inteligentne w wybranych krajach

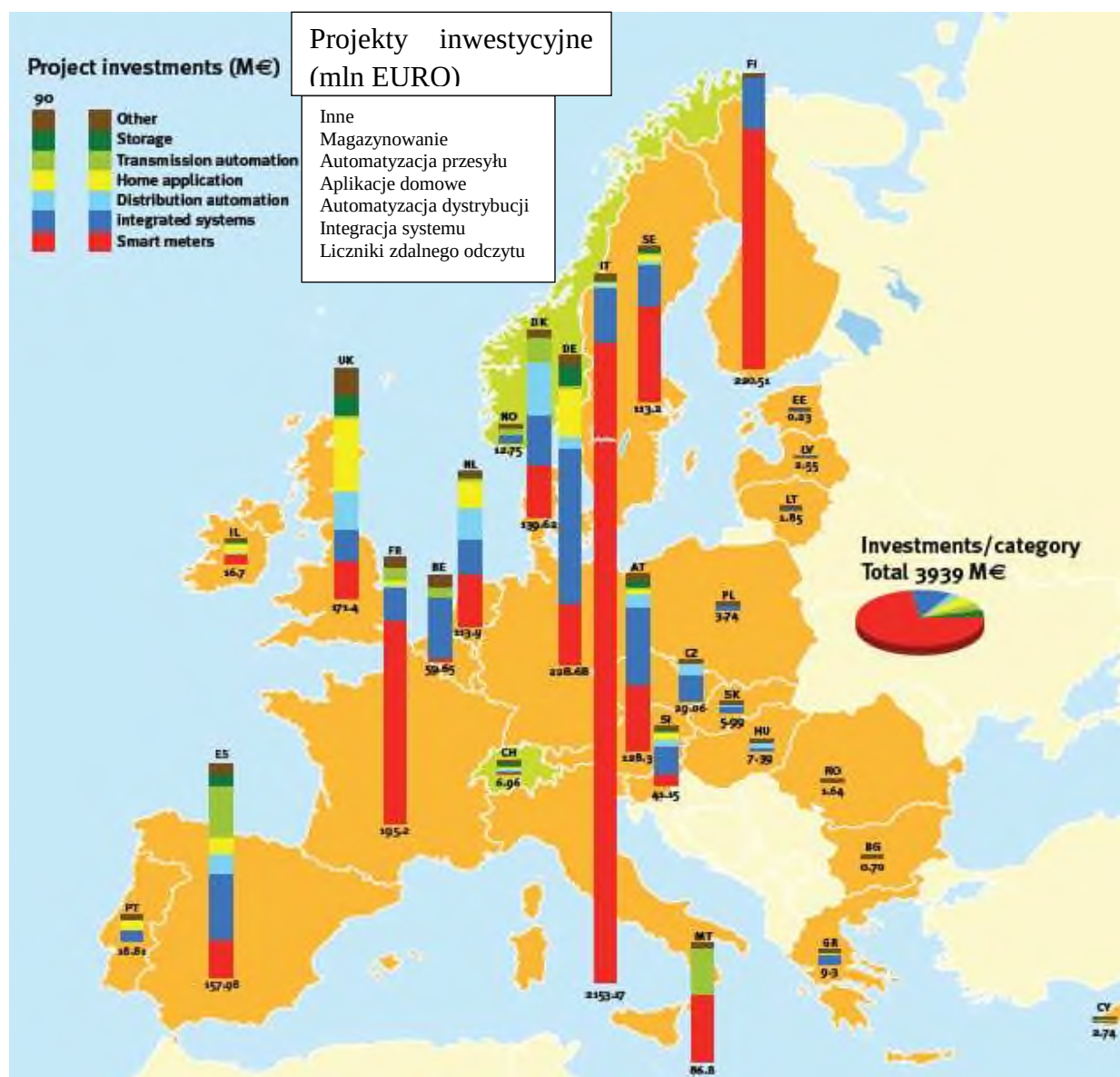
Kraj/Region	Przewidywane nakłady inwestycyjne na inteligentne sieci	Fundusze przeznaczone na rozwój inteligentnych sieci	Ilość zainstalowanych liczników zdalnego odczytu oraz planowane instalacje
Unia Europejska	56 mld EURO do 2020 r. (szacowane inwestycje w sieci inteligentne)	Środki europejskie – 384 mln EURO	45 mln zainstalowane 240 mln do 2020 r.
USA	238 – 334 mld EURO do 2030 r. (szacowane inwestycje na wdrożenie w pełni funkcjonalnej sieci inteligentnej)	4,9 mld EURO do 2009 r.	8 mln zainstalowane 60 mln do 2020 r.
Chiny	71 mld EURO (rozwój technologii sieci inteligentnych)	5,1 mld EURO do 2009 r.	360 mln do 2030 r.
Korea Południowa	16,8 mld EURO do 2030 r. (szacowane inwestycje w sieci inteligentne)	580 mln EURO do 2009 r.	750 tys zainstalowane 24 mln do 2020 r.
Australia	Brak danych	253 mln EURO do 2009 r.	2,4 mln do 2013 r. w Stanie Wiktoria
Indie	Brak danych	Brak danych	130 mln do 2020 r.
Brazylia	Brak danych	143,6 mln EURO do 2009 r.	63 mln do 2020 r.
Japonia	Brak danych	596 mln EURO do 2009 r.	Brak danych

Źródło: Smart Grid project in Europe: lessons learned and current developments, JRC European Commission, 2011 r.

Unia Europejska

W chwili obecnej kraje Unii Europejskiej mocno angażują się w rozwój technologii inteligentnego opomiarowania i sieci inteligentnych. Poza zaangażowaniem środków europejskich, wspomnianych w tabeli nr 1 w punkcie Globalne tendencje szereg projektów realizowanych jest w poszczególnych krajach UE. Szacowane według stanu na 2011 r. na prawie 4 mld EURO. Szczegóły znalazły się na rysunku nr 1.

Rysunek nr 1 Projekty inwestycyjne w UE.



Źródło: Smart Grid project in Europe: lessons learned and current developments, JRC European Commission, 2011 r.

Na tle pozostałych krajów europejskich należy zaznaczyć, że nakłady w Polsce na rozwój technologii inteligentnego opomiarowania i inteligentne sieci są na niskim poziomie. Nadążenie za tendencjami europejskimi wymaga w tym zakresie zwiększenia zaangażowania w realizację poszczególnych projektów pilotażowych i wdrożeniowych.

Obecnie wdrażane są w krajach europejskich systemy centralne wymiany danych pomiarowych – obejmujące cały kraj lub koncentrowane na obszarze działania jednego lub

kilku dużych OSD. Systemy takie stanowią albo platformę standaryzacji i wymiany samych danych albo w zaawansowanej formie także centralną bazę przechowywania danych i wymiany informacji przy procedurze zmiany sprzedawcy. Specyfika wdrożonego rozwiązania zależy od charakterystyki danego rynku energii elektrycznej, ilości podmiotów (OSD, sprzedawcy) oraz oczekiwanych funkcjonalności.

Polska charakteryzuje się na tle pozostałych krajów UE stosunkowo zdekoncentrowanym rynkiem energii elektrycznej, jest kilka znaczących podmiotów po stronie OSD i sprzedawców. W większości państw UE trzech największych sprzedawców kontroluje od 80 do 100% rynku³.

Funkcje zarządzających tymi bazami danych pełnią też spółki powiązane z Operatorami Systemu Przesyłowego (w większości krajów UE jest jeden OSP). Systemy centralne wymiany danych poddane są silnej regulacji i nadzorowi organów regulacyjnych. Powstanie centralnych baz danych skorelowane jest z wdrażaniem liczników zdalnego odczytu.

Tabela nr 2. Bazy danych w wybranych krajach europejskich

	Austria	Belgia	Czechy	Dania	Finlandia	Hiszpania	Holandia	Niemcy	Norwegia	Polska	Szwecja	Wielka Brytania	Włochy
Przepisy prawa/działania regulacyjne	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak		Tak		Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
Centralny dostęp do danych	Tak	Tak	Tak	Tak			Tak		Tak	Tak		Tak	Tak
Centralne przechowywanie danych			Tak	Tak					Tak	Tak			Tak
Zarządcy bazy danych	Spółka licencjonowana	Spółka 4 OSD	Spółka SP	OSP Spółka SP					OSP	Spółka z GK OSP		Udział licencji	Z GK Spółki SP
Odpowiedzialny za pomiar	OSD	OSD	OSD	OSD	OSD	OSD	OSD	OSD	OSD	OSD	OSD	Sprzedawca	OSD
Wprowadzanie inteligentnych liczników	Tak	Tak	Nie	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak

Źródło: opracowanie na podstawie *CEER Benchmarking Report on Meter Data Management Case Studies*, Rada Europejskich Regulatorów Energii (CEER) listopad 2012 r..

Model inteligentnego opomiarowania w skali kraju w formie zbliżonej do koncepcji analizowanej w Polsce wdraża w chwili obecnej Dania oraz Włochy. Zbliżony w swojej funkcjonalności oraz relacjach organizacyjnych model od 2001 r. funkcjonuje w Czechach (z centralną bazą firmy OTE), z tą różnicą że kraj ten nie podjął decyzji o wdrożeniu liczników zdalnego odczytu. Decyzja ta wynika ze specyfiki konsumpcji energii elektrycznej w tym kraju oraz funkcjonującego od wielu lat systemu centralnego sterowania poborem mocy przez urządzenia podgrzewania wody. W tym przypadku korzyści redukcji zapotrzebowania już są realizowane.

W Danii od 1 marca 2013 r. rozpoczął funkcjonowanie centralny zbiór danych zarządzany przez Operatora Systemu Przesyłowego (Energinet.dk). Finansowanie zapewnione jest w

³ Na podstawie *2009-2010 Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex*, Komisja Europejska, czerwiec 2011

ramach taryfy sieciowej OSP (koszty: uruchomienie ok. 19 mln EURO – ok. 80 mln zł, utrzymanie ok. 2,7 mln EURO – ok. 11 mln zł). Przewidziany zakres funkcjonalności to centralny zbiór danych z liczników – niezbędnych do rozliczeń i zmian sprzedawcy w celu uniknięcia potrzeby bezpośredniego kontaktu firm (w Danii jest 78 różnych przedsiębiorstw sieciowych i 58 sprzedawców, jeden OSP).

Poza przykładem Czech należy podkreślić, że wiele krajów europejskich już podjęło decyzje o wdrażaniu do 2020 r. co najmniej 80% liczników zdalnego odczytu, a część nad tym intensywnie pracuje. Stan planowanych wdrożeń przedstawia rysunek nr 2.

Rysunek nr 2. Plan wymiany liczników na liczniki zdalnego odczytu (decyzje o wdrożeniu co najmniej 80%)

Kraj	Decyzja o wdrożeniu	Harmonogram
Szwecja	Podjęta	2003 → 2009
Włochy	Podjęta	2008 → 2011
Finlandia	Podjęta	2009 → 2013
Malta	Podjęta	2010 → 2013
Hiszpania	Podjęta	2011 → 2018
Austria	Podjęta	2012 → 2019
Polska	W trakcie	2013 → 2020
Estonia	Podjęta	2013 → 2017
Francja	Podjęta	2013 → 2018
Luksemburg	Podjęta	? → 2018
Rumunia	W trakcie	2013 → 2020
Wielka Brytania	Podjęta	2014 → 2020
Holandia	W trakcie (formalna decyzja w 2013 r.)	2014 → 2020
Dania	W trakcie	? → 2020
Irlandia	Podjęta	2015 → 2020

Źródło: opracowano na podstawie prezentacji *Regulatory Recommendations for Privacy, Data Protection and Security in the Smart Grid Environment*, Valerie Lorge, Directorate General for Energy Komisja Europejska, Międzynarodowa Konferencja Operator Informacji Pomiarowych, Warszawa 26 marca 2013 r.

Rozwój technologii inteligentnego opomiarowania i inteligentnych sieci jest tendencją światową.

Wiodącą rolę w tym obszarze stara się pełnić UE. Perspektywa dużych wdrożeń w UE i na świecie to 2020 r.

Celem wdrożeń inteligentnego opomiarowania jest dalsza liberalizacja rynku energii elektrycznej w tym dostęp odbiorców do danych o zużyciu energii elektrycznej, usprawnienie procesu zmiany sprzedawcy i ułatwienie dostępu do rynku prosumentom i małym wytwórcom energii.

Analizowane polskie rozwiązania wpisują się w ogólnoświatowe i europejskie tendencje.

W wielu krajach UE przyjęto model z centralnym repozytorium danych zarządzane przez instytucję regulowaną przez krajowy organ regulacyjny (w Polsce Prezes URE).

Analizowany model wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce

Cel wprowadzenia koncepcji inteligentnego opomiarowania

Fundamentalne cele wprowadzenia AMI określone zostały w *Stanowisku Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku oraz w Koncepcji dotyczącej modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*, i są to:

- 1) poprawa bezpieczeństwa funkcjonowania KSE,
- 2) rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej,
- 3) stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii,
- 4) upodmiotowienie odbiorcy w relacji ze sprzedawcą energii i OSD oraz stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej.

Powyższe cele mogą i powinny być realizowane poprzez:

- a. ujawnienie faktycznej elastyczności cenowej popytu,
- b. otwarcie KSE na generację rozproszoną, ale funkcjonującą w sposób wzajemnie skoordynowany, pozwalający pogodzić jej żywiołowy rozwój z wymaganiami zachowania równowagi systemowej,
- c. włączenie odbioru rozproszonego, aktualnie odpowiedzialnego za kształtowanie szczytów obciążenia, do mechanizmów DSM,
- d. uruchomienie naturalnych (ekonomicznych, a nie administracyjnych) mechanizmów poszukiwania poprawy efektywności wykorzystania energii, zarówno w jej strumieniu użytkowym, jak i już wykorzystanym (rekuperacja i recykling),
- e. wzmocnienie mechanizmów poprawy efektywności działalności energetycznej (wytwórczej i sieciowej, w obszarze inwestycji oraz kosztów operacyjnych i kosztów potrzeb własnych i różnic bilansowych).

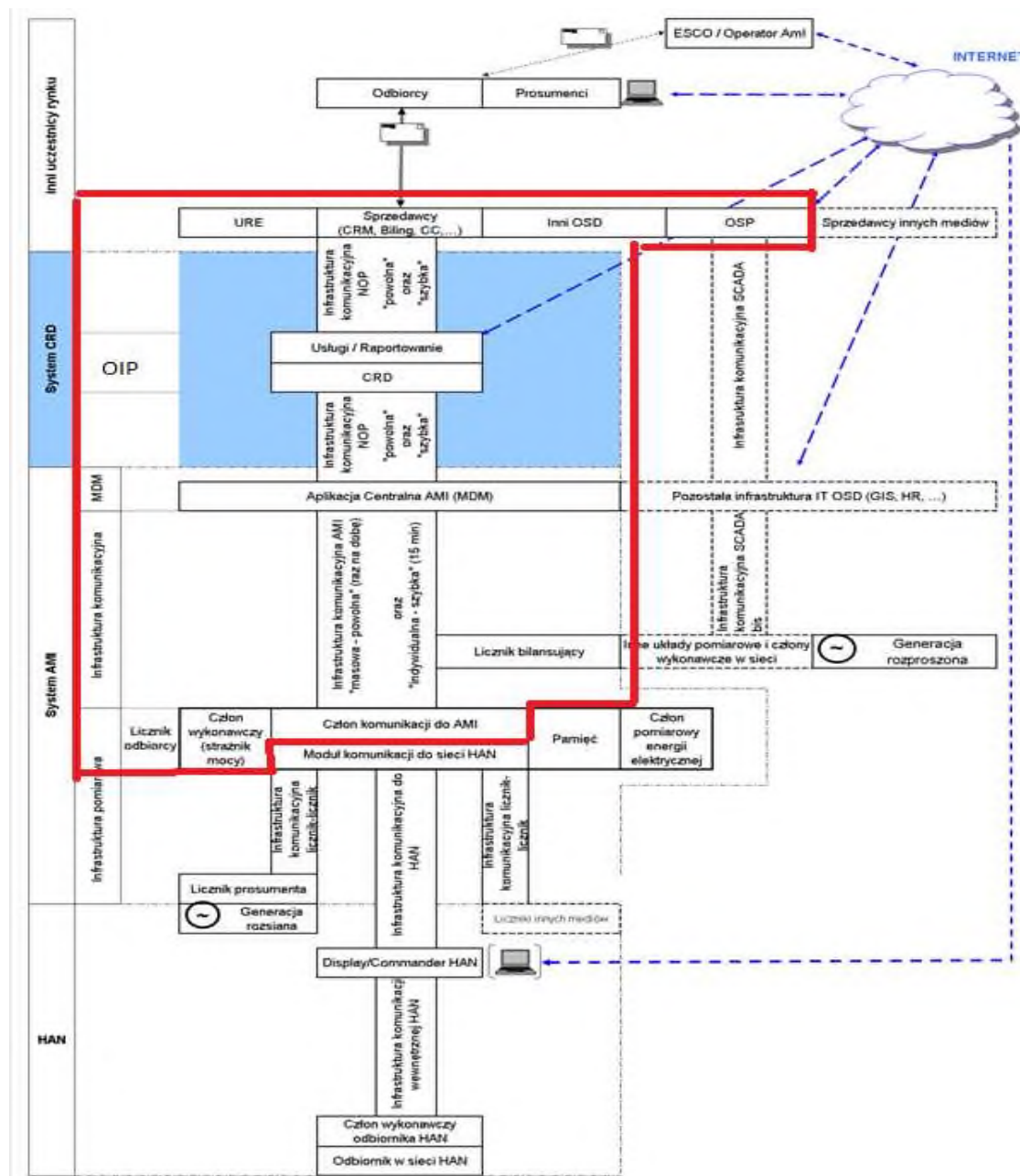
Dodatkowo wdrożenie inteligentnego opomiarowania powinno:

- umożliwić wykorzystanie synergii z innymi sektorami gospodarki, prowadząc do optymalizacji kosztów rozwiązań zapewniających korzyści dla wszystkich sektorów regulowanych (energia elektryczna, gaz, ciepło, woda) a nawet dla usług nieenergetycznych (medycznych, bankowych, itp.),
- zapewnić możliwość rozwoju nowych usług okołoenenergetycznych, świadczonych przez firmy spoza branży (w szczególności tzw. firm ESCO (*Energy Service Company*), wspierających odbiorcę końcowego w optymalizowaniu jego potrzeb energetycznych),
- umożliwić uzyskanie korzyści w skali całej gospodarki, a nie tylko wybranych segmentów sektora elektroenergetycznego,
- zapewnić odbiorcom informacje o bieżącym zużyciu energii elektrycznej i innych mediów,
- ograniczyć podwyżki cen energii elektrycznej,
- przyczynić się do zwiększenia efektywności wykorzystania infrastruktury przesyłowej poprzez poprawę dynamiki przepływów w sieci,
- obniżyć koszty bilansowania, dzięki mechanizmom reakcji strony popytowej na sygnały cenowe.

Zakres analizowanej regulacji

Analizie poddany został model inteligentnego opomiarowania określony na podstawie zapisów poselskiego projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (druk nr 946) – Sprawozdanie podkomisji nadzwyczajnej z dnia 5 marca 2013 r.

Rysunek nr 3. Obszar przewidzianej regulacji w odniesieniu do modelu inteligentnego opomiarowania



Źródło: opracowano na podstawie Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku

Całość schematu inteligentnego opomiarowania zaprezentowana na rysunku nr 3 obejmuje: obszar wyłącznej strefy odbiorcy w tym jego sieć domową, następnie strefę od licznika zdalnego odczytu poprzez łączność z aplikacją OSD (AMI). Dalsze relacje koncentrują się w ramach Centralnego Repozytorium Danych (CZIP – centralny zbiór informacji pomiarowych) prowadzonego przez Operatora Informacji Pomiarowych. Podmiot ten zapewnia punkt styku i dostęp do danych dla Sprzedawców energii elektrycznej oraz samych odbiorców.

Na rysunku 3 zaznaczono wybrany obszar, który regulują przepisy Prawa energetycznego. Jak widać regulacja nie ingeruje w wyłączne kompetencje odbiorców w zakresie ich sieci domowej.

Podstawowym założeniem wdrażania inteligentnego opomiarowania jest zgodny z Dyrektywą 2009/72/WE obowiązek instalacji do 2020 r. u 80% odbiorców liczników zdalnego odczytu.

Przedmiotem wymiany w ramach inteligentnego opomiarowania są informacje pomiarowe na które składają się:

1. Dane pomiarowe
2. Informacje o cenach energii elektrycznej lub stawkach opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obowiązujących w danym okresie czyli sygnały rynkowe
3. Komendy sterujące

W ramach analizy sytemu inteligentnego opomiarowania charakteryzować można prawa i obowiązki głównych interesariuszy którymi są:

1. Odbiorcy energii elektrycznej (16,6 mln)⁴;
2. Sprzedawcy energii elektrycznej (360)⁵;
3. Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego (150)⁶;
4. Operator Systemu Przesyłowego (1)⁷;
5. Operator Informacji Pomiarowych (1)⁸;
6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki;
7. Minister Gospodarki.

Ze względu na wielość OSD i sprzedawców (54 tys. potencjalnych interakcji), celem standaryzacji i uproszczenia relacji pomiędzy tymi podmiotami uzasadnione jest centralizowanie wymiany danych i informacji poprzez Centralny Zbiór Informacji Pomiarowych.

⁴ Dane ARE

⁵ Dane URE – liczba koncesji na obrót energią elektryczną

⁶ Dane URE – liczba wyznaczonych OSD

⁷ Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

⁸ wg projektu ustawy Zarządca Rozliczeń S.A.

Analiza przedmiotowa – wymiana informacji pomiarowych

Zgodnie z projektem ustawy informacje pomiarowe obejmują: dane pomiarowe, informacje o cenach energii elektrycznej lub stawkach opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obowiązujących w danym okresie oraz komendy sterujące.

Dane pomiarowe to dane rzeczywiste zawierające informacje o:

- a) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorcę końcowego lub grupę odbiorców końcowych,
- b) ilości energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci,
- c) wielkości mocy,
- d) niedotrzymaniu parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej, wpływających na rozliczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Podstawowy obieg danych pomiarowych opiera się na założeniu, że są to dane rejestrowane (postulowane jest rejestrowanie nie częściej niż raz na 15 minut) przez licznik zdalnego odczytu, następnie przesyłane (np. raz na dobę) poprzez wybrany przez OSD kanał komunikacji (np. PLC, GSM, GPRS itp.) do aplikacji OSD, który to podmiot przekazuje dalej dane do OIP.

Operator Informacji Pomiarowych przekazuje określone na podstawie ustawy i aktów wykonawczych dane do Sprzedawców, Odbiorców, OSD, OSP i organów państwa.

OSD może wykorzystywać dane do celów realizacji obowiązków nałożonych ustawą Prawo energetyczne.

Sygnały rynkowe czyli informacje o cenach energii elektrycznej lub stawkach opłat za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obowiązujących w danym okresie mogą być przesyłane przez kanał komunikacji do licznika zdalnego odczytu. W takim przypadku sygnał rynkowy docierałby do odbiorcy poprzez wyświetlacz licznika zdalnego odczytu lub poprzez łączność licznika do sieci domowej. Przesyłanie sygnałów rynkowych w ramach systemu inteligentnego opomiarowania jest fakultatywna i nie wyklucza wykorzystania innych kanałów dostarczenia takich informacji do odbiorców końcowych w tym np. Internetu, telefonów komórkowych itp.

Komendy sterujące polecenia kierowane do licznika zdalnego odczytu, wpływające na wielkość poboru energii elektrycznej, realizowane w szczególności poprzez zdalne wstrzymywanie i wznawianie dostaw energii elektrycznej, realizowanie funkcji przedpłatowej lub ograniczanie i zwiększanie mocy dostępnej dla odbiorcy końcowego.

Wykorzystanie komend sterujących związane jest z realizacją programów zarządzania popytem DSM, DSR, obsługą liczników i zarządzaniem siecią w przypadkach zagrożenia bezpieczeństwa jej pracy.

Generalną zasadą jest zapewnienie szczególnej ochrony i określenie zasad dostępu i wykorzystania danych pomiarowych, co powinno zapewnić również ochronę prywatności odbiorcy.

Analiza podmiotowa

a. Odbiorcy energii elektrycznej

Po zainstalowaniu licznika zdalnego odczytu przez OSD, odbiorca energii elektrycznej uzyskuje korzyści płynące z rozliczenia w oparciu o dane rzeczywistego zużycia. Dodatkowo odbiorca poprzez instalowane we własnym zakresie urządzenia sieci domowej może optymalizować swoje zachowania w zakresie zarządzania wykorzystaniem energii elektrycznej.

Dostęp do danych pomiarowych odbiorca końcowy uzyska także od OIP. Taki kanał dostępu do danych pozwoli odbiorcy zachować ciągłość informacji o własnym zużyciu energii elektrycznej niezależnie od dokonywanych zmian sprzedawcy.

Odpowiednie regulacje zapewniające ochronę danych pomiarowych dotyczących danego odbiorcy wynikają z projektu ustawy oraz będą wprowadzone w rozporządzeniu jakie ma wydać Minister Gospodarki.

b. Sprzedawcy energii elektrycznej

Są zobligowani do dokonywania rozliczeń na podstawie danych o rzeczywistym zużyciu, w tym przypadku dostęp do danych, dla celów obsługi rozliczeń odbiorców jest centralizowany poprzez OIP. Dodatkowo centralizacja obejmie także przepływ informacji przy procedurze zmiany sprzedawcy. Procedura ta powinna być przeprowadzana na podstawie formularzy elektronicznych.

Realizacja dodatkowych działań i związany z tym dostęp do danych pomiarowych, jak przygotowanie ofert dla potencjalnych odbiorców będzie wymagał wyraźnego upoważnienia ze strony tych odbiorców.

c. Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego i Operator Systemu Przesyłowego

OSD i OSP odpowiedzialny jest za instalacje u odbiorcy podłączonego do swojej sieci licznika zdalnego odczytu i obsługę tego licznika w zakresie pomiarów oraz przekazania danych pomiarowych do aplikacji OSD lub OSP oraz dalej do CZIP OIP.

Zbierane dane pomiarowe OSD lub OSP może wykorzystać na własne potrzeby wynikające z określonych prawem obowiązków operatora.

W przypadku gdy z analizy ekonomicznej wynika opłacalność takiego rozwiązania, OSD lub OSP może nie tworzyć własnej bazy archiwalnej danych pomiarowych lecz wykorzystać odpłatnie archiwum OIP.

Dodatkowo w odniesieniu do OSP to funkcje OIP ma pełnić spółka zależna od OSP – Zarządca Rozliczeń S.A.

d. Operator Informacji Pomiarowych

OIP jest odpowiedzialny za utworzenie, w systemie teleinformatycznym, centralnego zbioru informacji pomiarowych służącego odbieraniu, przechowywaniu, przetwarzaniu i przekazywaniu informacji pomiarowych oraz informacji dotyczących zmiany sprzedawcy

energii elektrycznej i zarządzanie tym zbiorem oraz nadawanie numerów punktów pomiarowych i prowadzenie ich ewidencji.

OIP zapewnia zestandaryzowany i scentralizowany dostęp dla OSD i sprzedawców do wymiany informacji pomiarowych i informacji przy procedurze zmiany sprzedawcy.

e. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

Prezes URE kontroluje działalność OSD, w tym poprzez zatwierdzanie taryf kontroluje koszty wdrożenia inteligentnego opomiarowania ponoszone przez OSD.

W odniesieniu do OIP kontroluje wykonywanie zadań przez tego operatora oraz zatwierdza i kontroluje stosowanie taryfy informacji pomiarowych, w tym analizuje i weryfikuje koszty przyjmowane przez operatora informacji pomiarowych jako uzasadnione koszty.

f. Minister Gospodarki

Minister właściwy do spraw gospodarki określi dwa istotne rozporządzenia:

- szczegółowe warunki funkcjonowania systemu opomiarowania oraz harmonogram instalowania liczników zdalnego odczytu;
- szczegółowe zasady kalkulacji taryfy za świadczenie usług przekazywania informacji pomiarowych oraz szczegółowy sposób rozliczeń za przekazywanie tych informacji.

Podstawowe relacje pomiędzy uczestnikami systemu inteligentnego opomiarowania określają przepisy powszechnie obowiązujące (ustawa, rozporządzenia).

Wszystkie pozostałe relacje odbywają się na podstawie umowy lub upoważnienia.

Wpływ na sektor energetyczny – OSD, Sprzedawcy, OSP, Wytwórcy

Analiza jakościowa korzyści⁹

Korzyści dla sprzedawców energii elektrycznej (sprzedaż detaliczna)

a. W zakresie redukcji trudno ściągalnych i nieściągalnych należności:

- możliwość monitorowania „trudnych” klientów,
- zmniejszenie okresu spłaty należności oraz redukcja salda należności trudno ściągalnych i nieściągalnych, co spowoduje redukcję kosztu utrzymywania wysokiego poziomu kapitału obrotowego,
- zastosowanie elementów umożliwiających zdalne wstrzymywanie dostaw energii elektrycznej przez OSD, jako narzędzie windykacyjne, umożliwi wstrzymanie energii tym klientom, którym obecnie odcięcie zasilania jest utrudnione lub nawet niemożliwe,
- możliwość szybkiego uruchomienia systemu przedpłatowego (niższy koszt takiego rozwiązania - przełączenie systemu następuje automatycznie bez konieczności wymiany układu pomiarowego),
- poprawa płynności finansowej i ograniczenie kosztów finansowych - na skutek redukcji trudno ściągalnych i nieściągalnych należności.

b. Dokładniejsze zbilansowanie portfela sprzedażowo-zakupowego dzięki temu, iż:

- bardziej szczegółowe dane pozwalają na lepsze prognozowanie, co prowadzi do niższych odchyleń, a co za tym idzie umożliwia obniżenia kosztów zakupu energii elektrycznej,
- następuje rejestracja indywidualnych profili zużycia energii elektrycznej klientów,
- następuje bardziej precyzyjne planowanie portfela sprzedażowo-zakupowego.

c. Skrócenie czasu trwania procedury zmiany sprzedawcy i zmniejszenie jej kosztów:

- redukcja czasu trwania procesu zmiany sprzedawcy - system AMI pozwala na zdalną zmianę sprzedawcy,
- redukcja kosztów administracyjnych wynikających z procesu zmiany sprzedawcy.

d. Możliwość łatwiejszego pozyskania nowych klientów przez wprowadzenie konkurencyjnej oferty sprzedażowej i dzięki temu:

- uzyskanie szansy na kształtowanie bardziej wszechstronnych, nowoczesnych taryf lepiej odzwierciedlających hurtowe ceny energii w poszczególnych godzinach, z bonusami za zmniejszania konsumpcji w szczycie i zwiększanie poza szczytem,
- możliwość wzbogacenia wachlarza ofert i ich dostosowania do potrzeb klientów dzięki dostępowi do danych o zużyciu energii przez klientów.

e. Zmniejszenie kosztów obsługi klienta, w tym kosztów:

- reklamacji spowodowanych szacunkowym wyznaczeniem ilości zużytej energii i błędnych odczytów,

⁹ Źródło: Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce, PTPIREE, Poznań, 20 sierpnia 2012 r.

- przyjmowania informacji i ich rejestrowania wobec automatycznego rejestrowania zdarzeń w systemie AMI.

Korzyści dla wytwórców energii elektrycznej

a. Stabilizacja poziomu generacji, albowiem:

- wytwórcy systemowi nie są grupą, która w bezpośredni sposób skorzysta na wdrożeniu inteligentnego opomiarowania, niemniej jednak korzyści osiągane przez tą grupę będą miały charakter pośredni i będą uzależnione od sposobu postępowania innych grup beneficjentów,
- oczekiwaniem wytwórców jest wyrównanie profilu wytwarzania energii elektrycznej, co wpłynie na zmniejszenie konieczności odstawiania bloków w okresach pozaszczytowych oraz obniży koszty wytwarzania energii elektrycznej,
- z powodu zmniejszenia zapotrzebowania szczytowego i jego zwiększenia poza szczytem wytwórcy nie będą musieli odstawiać bloków w tak dużym stopniu, jak to ma miejsce w dniu dzisiejszym (odstawianie bloków konwencjonalnych jest niekorzystne dla wytwórców),
- spłaszczenie krzywych obciążenia dobowego umożliwi jednorazowe odłożenie inwestycji w budowę jednostek wytwórczych.

b. Umożliwienie rozwoju rozproszonych źródeł energii elektrycznej:

- częściowe zniwelowanie problemów z bilansowaniem sieci dystrybucyjnych związanych z podłączaniem małych, rozproszonych źródeł energii,
- uproszczenie procedury przyłączania wytwórców niezależnych (w tym OZE) do sieci elektroenergetycznej,
- stworzenie możliwości rozwoju generacji rozproszonej na skalę masową,
- możliwość sterowania przez operatora systemu małymi źródłami wytwórczymi w sposób najlepiej odpowiadający zapotrzebowaniu na energię w danym momencie.

Korzyści dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

a. Obniżenie różnicy bilansowej:

a) przez obniżenie poziomu strat handlowych, dlatego iż:

- wprowadzenie inteligentnego pomiaru dostarczy danych umożliwiających szybsze i bardziej skuteczne wykrywanie nielegalnego poboru energii elektrycznej,
- mniejsza będzie podatność na manipulacje przy liczniku. Liczniki elektroniczne są bardziej odporne na działanie zewnętrznych pól magnetycznych i zniechęcają do manipulacji. Ważnym czynnikiem jest również świadomość klienta, że jakkolwiek manipulacja w układzie pomiarowym będzie natychmiast sygnalizowana do operatora,
- funkcjonalność liczników powinna zapewniać alarmowanie operatora o próbach manipulacji,
- konieczne jest wprowadzenie inteligentnego opomiarowania punktów zbiorczych (liczników bilansujących, grupujących indywidualne punkty dostawy) jako pomiaru referencyjnego, skoordynowanego z aplikacją typującą punkty poboru energii, w których mogą występować przypadki nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

b) przez obniżenie poziomu strat technicznych dzięki temu, że:

- oczekuje się mniejszych strat energii w licznikach - liczniki indukcyjne pobierają bowiem większą moc niż liczniki elektroniczne (ok. 0,5W w przypadku licznika jednofazowego i ok. 1.5W w przypadku licznika trójfazowego),
- liczniki elektroniczne są w stanie rejestrować zużycie energii elektrycznej na niższym poziomie poboru od liczników indukcyjnych.

b. Obniżenie kosztów operacji na licznikach dokonywanych u klienta, a w tym:

- uniknięcie kosztów lokalnych odczytów liczników - nie będą ponoszone koszty lokalnie dokonywanych odczytów liczników. Dotyczy to zarówno odczytów planowanych związanych z rozliczaniem klientów, jak i nieplanowanych, związanych ze zmianą sprzedawcy energii czy reklamacjami klienta (odczyty lokalne wykonywane będą wyłącznie w sytuacji awarii systemu telekomunikacyjnego),
- obniżenie kosztów innych niż odczyty operacji na licznikach dokonywanych u klienta, m. in. wyłączeń i ponownych załączeń po spłacie należności oraz regulacji zegara sterującego taryfami. Czynności te będą mogły być dokonywane zdalnie (konieczność wyjazdu do klienta pozostanie jedynie w sytuacji awarii systemu telekomunikacyjnego).

c. Obniżenie kosztów legalizacji układów pomiarowych (pod warunkiem wdrożenia legalizacji statystycznej przy legalizacji ponownej)

- zmiany zasad legalizacji - legalizacja pełna, jaką prowadzi się obecnie, wymaga demontażu licznika u klienta i montażu zalegalizowanego, dostarczenia go do punktu legalizacji i przeprowadzenia procesu konserwacji i legalizacji ponownej. Koszt takiego procesu jest wyższy niż koszt nowego zalegalizowanego licznika, przewiduje się, iż legalizacja ponowna pozwoli na eksploatację licznika bez demontażu w miejscu poboru energii i jego jednostkowego sprawdzenia przez 15 lat, a nie jak dotychczas 8 lat; w wielu krajach stosuje się legalizację statystyczną. W Polsce, w tej chwili, nie jest ona możliwa. Dokonywana stopniowo wymiana liczników stworzy podstawy określenia standardów na potrzeby legalizacji statystycznej. Prace zostały podjęte, w ciągu 2-3 lat należy się spodziewać wyniku.

d. Redukcja kosztów analiz związanych z określaniem warunków przyłączenia do sieci. Oczekiwać w tym zakresie można, iż:

- zmniejszeniu ulegną koszty wykonania oraz analizy niezbędnych pomiarów w celu wydawania warunków przyłączeniowych (w szczególności dla źródeł wytwórczych oraz dużych odbiorców),
- system AMI pozwoli na zbieranie danych o rzeczywistych przepływach mocy w poszczególnych segmentach sieci i nie będzie konieczności przeprowadzania dodatkowych pomiarów w celu wydania warunków przyłączenia; dla tego celu konieczna będzie integracja AMI z innymi systemami IT,

e. Redukcja utraconych korzyści wynikających z braku dostaw energii elektrycznej, a to dlatego iż:

- w wyniku szybszego uzyskiwania informacji o wystąpieniu awarii, nastąpi skrócenie przerw w dostawie energii, a tym samym należy oczekiwać wzrostu wolumenu usług dystrybucyjnych,
- wzrost wolumenu usług dystrybucyjnych wystąpi również z powodu skrócenia okresu ponownego załączenia klienta po uregulowaniu przez niego zaległych należności.

f. Poprawa parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej, która wiąże się z:

- kontrolą niektórych parametrów energii elektrycznej w czasie rzeczywistym, co pozwoli na szybsze podjęcie działania naprawczego,
- redukcją liczby awarii, co wiąże się ze obniżeniem kosztów usuwania awarii.

g. Polepszenie skuteczności planowania zadań eksploatacyjnych, remontów i prac modernizacyjnych, w ramach czego należy wskazać, iż:

- informacje dostarczane przez inteligentne opomiarowanie pozwalają na bardziej precyzyjne niż dotąd śledzenie poziomów obciążenia odcinków sieci oraz poziomu zużycia energii w poszczególnych obwodach,
- nastąpi - jak się przewiduje - ograniczenie liczby „chybionych” inwestycji sieciowych czyli takich, które nie przynoszą spodziewanych korzyści.

Korzyści dla Operatora Systemu Przesyłowego

Wdrożenie AMI po stronie Operatora Systemu Przesyłowego spowoduje przede wszystkim usprawnienie zarządzania popytem u odbiorców za sprawą:

- uzyskania dodatkowej możliwości w zakresie planowania pracy sieci przesyłowej oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego,
- zapewnienia kompatybilności systemów i protokołów komunikacji między OSD a OSP,
- uzyskania możliwości uzyskania umownej zgody na odłączanie/limitowanie mocy na prośbę OSP od większej liczby odbiorców końcowych (łatwiejsza kontrola realizacji),
- stworzenia możliwości zapewnienia kompatybilności systemów i protokołów komunikacji między OSD a OSP.

Analiza ilościowa korzyści¹⁰

Dotychczas sporządzane analizy korzyści (PTPiREE dla Ministerstwa Gospodarki oraz HP dla PSE S.A.) sporządzane były w oparciu o **założenie instalacji 100% liczników zdalnego odczytu w latach 2012 – 2020**.

Przy takich założeniach szacowane korzyści były na od 9,48 mld zł do 12,3 mld zł, w zależności od okresu na który były kalkulowane (8-14 lat).

Na potrzeby niniejszej *Analizy skutków społeczno – gospodarczych inteligentnego opomiarowania* przyjęto instalację **80% liczników zdalnego odczytu od 2014 r. do końca 2020 r.** według następującego scenariusza, przy ogólnej liczbie liczników – 16 584 tys. szt. (dane ARE S.A. za 2011 r.):

rok	% liczników narastająco	liczba liczników narastająco
2014	5	829 200
2015	10	1 658 400
2016	20	3 316 800
2017	35	5 804 400
2018	50	8 292 000
2019	65	10 779 600
2020	80	13 267 200

System inteligentnego opomiarowania wzmacnia konkurencyjność rynku energii – umacnia pozycję odbiorcy końcowego, ogranicza pozycję monopolistyczną przedsiębiorstw energetycznych i daje możliwości działania nowym podmiotom na rynku.

Wyliczona kwota 8,4 mld zł (wyliczenia własne na podstawie opracowań HP dla PSE S.A.) wynika z analizy korzyści czterech głównych grup interesu (interesariuszy bezpośrednio odnoszących korzyść z wdrożenia systemów AMI - Odbiorcy końcowi, Sprzedawcy, OSD i OSP) z predykcją wyników finansowych w perspektywie do roku 2026. Ze względu na bardzo szybki rozwój technologii skutkujący obniżaniem ich ceny, wyliczenia należy traktować jako dość konserwatywne. Podobnie konserwatywnie należy traktować ocenę korzyści – ze względu na prognozowane zmiany (głównie wzrost) cen energii oraz usług dystrybucyjnych – korzyści osiąmane przez poszczególnych interesariuszy będą prawdopodobnie wyższe.

¹⁰Obliczenia na podstawie Analizy HP dla PSE S.A. Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych

Przeprowadzone analizy wskazują na bardzo duży potencjał korzyści uzyskiwanych przez wszystkich głównych interesariuszy:

- 2,8 mld zł w przypadku OSP,
- 1,3 mld w przypadku sprzedawcy,
- 2,6 mld zł w przypadku OSD,
- 1,7 mld zł w przypadku odbiorcy końcowego.

Tabela nr 3. Korzyści wdrożenia systemu (w mln zł w cenach stałych 2013 r.).

KORZYŚCI		2013-2020	2013-2026
Odbiorca	razem	546	1 690
sprzedawca	Skrócenie czasu do wystawienia faktury	38	118
sprzedawca	Dopasowanie portfela zakupów (ograniczenie niezbilansowania).	71	194
sprzedawca	Zarządzanie popytem	363	993
sprzedawca	razem	472	1 305
OSD	Ograniczenie przychodów (redukcja strat handlowych i technicznych)	420	1 301
OSD	Oszczędności na odczytach	475	1 298
OSD	razem	895	2 599
OSP	Ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc	1 787	2 862
OSP	razem	1 787	2 862
RAZEM KORZYŚCI		3 700	8 456

Źródło: obliczenia własne na podstawie opracowania i modelu HP dla PSE S.A.

Korzyści OSP

Oczekiwane korzyści dla OSP wynoszą 2,862 mld zł i związane są z przewidywanym ograniczeniem szczytowego zapotrzebowania na moc, przy założeniu, że każdy 1% ograniczenia zapotrzebowania szczytowego to 250 MW, a sam koszt budowy bloku o takiej mocy to ok. 2 mld zł.

Wg szacunków CATA wdrożenie mechanizmów DSR w warunkach krajowych powinno umożliwić obniżenie mocy szczytowej o około 1200-2200 MW. Okazuje się ponadto (na podstawie wdrożeń światowych, np. w Ontario, w Kalifornii), że głównym czynnikiem motywującym do aktywnego wpływu na poziom obciążenia KSE jest cena energii.

Należy zwrócić uwagę, że przedstawiona korzyść nie może być traktowana jako alternatywa do potrzeby budowania źródeł interwencyjnych. Z drugiej strony, biorąc pod uwagę sztywność scenariusza ograniczenia zdolności wytwórczych (w związku z rokiem 2016) i wzrost zapotrzebowania na energię i moc ogółem, wdrożenie mechanizmów racjonalnego ograniczenia szczytowego zapotrzebowania może być (i tak powinno być postrzegane) ekonomicznie atrakcyjną alternatywą dla wyłączeń „przypadkowych”.

Korzyści Sprzedawców

W wyniku wdrożenia inteligentnego opomiarowania zakłada się skrócenie czasu pomiędzy dokonaniem odczytu, a wystawieniem faktury o 7 dni. Skrócenie czasu wynika z

konieczności zebrania danych w terenie, przygotowania danych bilingowych, przesłania danych do sprzedawcy. Zgodnie z rozmowami z uczestnikami rynku ten proces obecnie zajmuje co najmniej 10 dni roboczych.

W konsekwencji oszacowano wartość oszczędności dla sprzedawcy w wyniku ograniczenia kosztów kapitału obrotowego w latach 2013-2026 wyrażoną, jako zdyskontowana wartość bieżąca w kwocie ok. **118 mln zł**.

Poprawa jakości prognozowania zużycia energii elektrycznej nastąpi dzięki większej granulacji pomiarów oraz szybkiej, bieżącej analizie rzeczywistych zachowań odbiorców. Korzyścią będzie zmniejszenie niebilansowania poprzez dostosowanie podaży do popytu.

W konsekwencji oszacowano zyski dla sprzedawców z dopasowania portfela zakupów w latach 2013-2026 wyrażoną jako zdyskontowana wartość bieżąca w kwocie **194 mln zł**.

Korzyścią płynącą z zarządzania popytem przez sprzedawców jest określenie oszczędności ze stymulowania zachowań klientów oraz zarządzanie portfelem. Zapotrzebowanie sprzedawcy na energię elektryczną nie musi być proporcjonalne do zapotrzebowania na rynku hurtowym. Poszczególne profile odbiorców Sprzedawcy nie muszą być zgodne z zapotrzebowaniem ogólnym na rynku energii. Gra sprzedawcy opierać się będzie na dopasowaniu oferowanych produktów do sytuacji na rynku hurtowym. Będzie on kierował dedykowaną ofertą do poszczególnych segmentów rynku (np. do prosumentów) oraz budował dynamiczne cenniki dla istniejących klientów. Sprzedawca będzie dążył do tego, żeby jak najwięcej energii kupować po najkorzystniejszych cenach. Będzie uciekał z rynku droższego na rynek tańszy (z rynku bilansującego na giełdę). Czyli najmniejszym zyskiem jest ucieczka z rynku technicznego na rynek giełdowy. Przed końcem danej godziny dla danej jednostki grafikowej, mając informacje o zużyciu od OIP, sprzedawca będzie mógł dokupić energię na giełdzie lub zdalnie ograniczyć zużycie dla tej właśnie jednostki grafikowej. W konsekwencji oszacowano korzyści dla sprzedawców wynikające z zarządzania popytem wyrażoną jako zdyskontowana wartość bieżąca w wysokości **993 mln zł**.

Korzyści OSD

Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania pozwoli zredukować głównie straty handlowe wynikające z nielegalnego poboru.

W oparciu o wcześniejsze opracowania oraz wiedzę ekspertów przyjęto założenia, że w wyniku wdrożenia inteligentnego opomiarowania straty handlowe wynikające z nielegalnego poboru zostaną ograniczone o 60 %. Z kolei poziom strat wynikający z nielegalnego poboru przyjęto na poziomie 20% strat w przesyle i dystrybucji. Redukcja strat handlowych w takim wymiarze pozwoliłaby zmniejszyć o ok. 1,2 TWh całkowitą wielkość strat w przesyle i dystrybucji. Korzyść wyniesie ok. **1,3 mld zł**.

W wyniku wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania energii redukcji ulegną koszty związane z odczytami liczników (ze względu na odczyt zdalny), przyłączeniami /odłączeniami licznika (ze względu na możliwość zdalnego przeprowadzenia operacji), sprawdzeniem licznika (ze względu na możliwość zdalnego przeprowadzenia operacji), naprawą licznika (ze względu na możliwość zdalnego przeprowadzenia operacji). Zakłada się spadek jednostkowego kosztu planowanego odczytu licznika z obecnych ok. 3,75 zł do 0,5 zł, przy jednoczesnej minimalnej ilości 12 odczytów w roku, gdyż wzrost częstotliwości odczytów jest niezbędny dla wzrostu świadomości zużycia energii elektrycznej. W konsekwencji obliczono zdyskontowaną wartość bieżącą korzyści dla OSD wynikających z oszczędności odczytów liczników w wysokości ok **1,3 mld zł** w latach 2013-2026.

Reasumując, łączna kwota korzyści wg obliczeń na podstawie modelu HP wyniesie ok. 8,4 mld zł, w tym oczekiwane korzyści:

- odbiorców końcowych - 1,7 mld zł
- sprzedawcy - 1,3 mld zł
- OSD - 2,6 mld zł
- OSP - 2,8 mld zł

Analiza ilościowa wariant 2 - Zestawienie oszacowanych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania¹¹

Redukcja kosztów odczytów

Dzięki wdrożeniu inteligentnego opomiarowania nastąpi redukcja kosztów dokonywania odczytów, jednak przy następujących założeniach:

1. Odczyty stanu liczników będą dokonywane jeden raz w miesiącu (Dyrektywa 2006/32/WE - patrz strona 15 niniejszej Analizy).
2. Przy 13,2 mln odbiorców (punktów poboru energii elektrycznej z sieci) założono nie mniej niż 13 mln odczytów w miesiącu, czyli 156 mln odczytów w roku.
3. Jeden pracownik dokonuje ok. 45 000 odczytów rocznie (ok. 3 750 miesięcznie).
4. Roczny koszt utrzymania jednego pracownika (wynagrodzenie z dodatkami, wyposażenie miejsca pracy i osobiste, koszty nadzoru) wynosi ok. 70 000 zł (miesięcznie 5 833 zł).

Wyliczenia pomocnicze:

1. Liczba pracowników:

$156\,000\,000 \text{ odczytów/rok} : 45\,000 \text{ odczytów/rok/pracownika} = 3\,467 \text{ osób}$, w zaokrągleniu 3 500 pracowników.

2. Koszt odczytów:

$3\,500 \text{ pracowników} \times 70\,000 \text{ zł/pracownika/rok} = 245 \text{ mln zł/rok}$.

Korzyść w okresie 8 lat: $245 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 1\,960 \text{ mln zł}$.

Przyjęto 1960 mln zł. (2,3 mld zł przy 100% zainstalowanych liczników zdalnego odczytu)

Oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej

Szacuje się, iż wystąpi oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej, przy następujących założeniach:

1. Oszczędność odniesiono do energii sprzedanej odbiorcom końcowym - w roku 2010 sprzedano odbiorcom końcowym 118,046 TWh energii elektrycznej; do dalszych rozważań przyjęto wolumen energii sprzedanej 118 TWh.
2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej odnotowana w statystykach ARE SA w roku 2010 wynosi 256,8 zł/MWh.

¹¹ Źródło: Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce, PTPIREE, Poznań, 20 sierpnia 2012 r.

3. Korzystanie przez odbiorców z udogodnień systemu AMI, wsparte systemem taryf sprzyjającym oszczędnemu korzystaniu z energii elektrycznej, przy skutecznej akcji informacyjno-edukacyjnej powinno pozwolić obniżyć roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną o ok. 1%.

Wyliczenia pomocnicze:

1. 1% oszczędzonej (niewyprodukowanej i sprzedanej)) energii elektrycznej w roku 118 TWh $\times 1\% = 1,18 \text{ TWh}$
2. Przeliczenie jednostek: $1,18 \text{ TWh} = 1\,180\,000 \text{ MWh}$
3. Wartość oszczędzonej energii w roku:
 $1\,180\,000 \text{ MWh} \times 256,80 \text{ zł/MWh} = 303\,024\,000 \text{ zł} = 303,024 \text{ mln zł}$
Korzyść w okresie 8 lat: $303,024 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 2\,424,192 \text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 2 400 mln zł.

Odłożenie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej

Jak wspomniano we wcześniejszej części Analizy, dzięki wdrożeniu inteligentnego opomiarowania możliwe będzie odłożenie w czasie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej. U podstaw tego twierdzenia leżą następujące założenia:

1. Szczyt poboru mocy (tzw. wieczorny) w roku 2010 odnotowano w dniu 26 stycznia - wyniósł 25 449 MW. Dla celów dalszego wnioskowania przyjęto wartość 25 000 MW.
2. Do obliczeń przyjęto, że w rezultacie wdrożenia AMI oraz pełnego uwolnienia rynku umożliwiającego zmianę taryf i związanej z tym zmiany zachowań konsumentów energii elektrycznej nastąpi obniżenie poboru energii elektrycznej w szczycie o 1%.
3. Poziom nakładów na budowę bloku ustalono w oparciu o plany budowy bloku o mocy 1000 MW w Kozienicach (6 200 mln zł/1000 MW).
4. Odłożenie inwestycji nastąpi jednorazowo.

Wyliczenia pomocnicze:

1. Moc, której budowę można odłożyć (opóźnić): $25\,000 \text{ MW} \times 1\% = 250 \text{ MW}$
2. Nakład na budowę bloku o mocy 250 MW (blok węglowy, na terenie istniejącej elektrowni)
 $6\,200 \text{ mln zł} \times 250 \text{ MW} / 1000 \text{ MW} = 1\,550 \text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 1 500 mln zł.

Odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej

Podobnie, zakłada się iż będzie możliwe odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej, zakładając iż:

1. Zmniejszenie maksymalnej (szczytowej) wartości poboru energii elektrycznej (przyjęto 1%) spowoduje niższe maksymalne przepływy tej energii w sieci elektroenergetycznej.

Założono, że nie wystąpi potrzeba zwiększenia zdolności przesyłowej sieci o 1/2 odłożonej mocy wytwórczej.

2. Nakład na budowę sieci, wg danych literaturowych, wznosi ok. 80% nakładów na budowę źródeł wytwórczych.
3. Odłożenie w czasie inwestycji wystąpi jednorazowo.

Wyliczenia pomocnicze:

1. Obniżenie poboru szczytowego wyniesie 250 MW, zatem można ograniczyć budowę sieci o $250 \text{ MW} \times 1/2 = 125 \text{ MW}$
2. Nakład na budowę linii wykorzystywanych do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej o mocy 1 MW założono w wysokości $6,2 \text{ mln zł} \times 80\% = 4,96 \text{ mln zł}$

Wystąpi korzyść $125 \text{ MW} \times 4,96 \text{ mln zł} = 620 \text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 600 mln zł.

Redukcja różnic bilansowych, obejmująca straty techniczne i handlowe

Analizując przewidywaną wraz z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania redukcję różnic bilansowych oparto się na następujących założeniach:

1. W rachunku korzyści z tytułu różnic bilansowych uwzględniono:

a) zmniejszenie strat handlowych:

- możliwe dzięki uzyskaniu narzędzi do bardziej precyzyjnego prognozowania zapotrzebowania i skrócenia czasu uzyskania informacji o zmianach w poborze energii elektrycznej,
- zmniejszenie rozmiaru procederu nielegalnego pobierania energii elektrycznej

b) redukcję strat technicznych:

- z tytułu spłaszczenia poboru energii w szczytach,
- przez lepsze skonfigurowanie sieci,
- dokładniejszy pomiar (rozpoczęcie pomiaru przez licznik przy mniejszej wartości pobieranej energii - niższy próg zadziałania licznika)

c) zmniejszenie poziomu przepływów mocy biernej.

2. W roku 2010 straty i różnice bilansowe wyniosły 11,851 TWh - do dalszych rozważań przyjęto wolumen strat i różnic bilansowych 11,85 TWh.

3. Przyjęto, że w wyniku wdrożenia systemu AMI nastąpi obniżenie różnic bilansowych o 10% w stosunku do stanu w roku 2010.

4. Cena energii elektrycznej przyjęta w obliczeniach (z 2010 roku) - 256,80 zł/MWh.

Wyliczenia pomocnicze:

1. Wolumen energii zmniejszającej straty
 $11,85 \text{ TWh} \times 10\% = 1,185 \text{ TWh}$
2. Przeliczenie jednostek: $1,185 \text{ TWh} = 1\,185\,000 \text{ MWh}$
3. Wartość unikniętych strat w roku

$1\,185\,000 \text{ MWh} \times 256,80 \text{ zł/MWh} = 304\,308\,000 \text{ zł} = 304,308 \text{ mln zł}$
Korzyść w okresie 8 lat : $304,308 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 2\,434,464 \text{ mln zł}$

Przyjęto w zaokrągleniu 2 400 mln zł.

Zmniejszenie kosztów obsługi klienta

W celu przeanalizowania i oszacowania posłużono się danymi uzyskanymi ze spółek dystrybucyjnych. Przyjęto, iż wdrożenie inteligentnego opomiarowania zmniejszy koszty obsługi klienta przez:

- zmniejszenie liczby reklamacji, a przez to kosztów, będących pochodną odczytów liczników,
- zmniejszenie reklamacji, a przez to czasu ich rozpatrywania, związanych z niedotrzymywaniem parametrów jakościowych energii,
- praktyczne wyeliminowanie wyjazdów do wyłączeń windyacyjnych,
- zmniejszenie obsady obsługi w call centre poprzez znaczące zmniejszenie potrzeby odbierania informacji o stanach liczników oraz zgłoszeń o awariach.

Dokonany ogólny rachunek wskazuje, że pełne wdrożenie systemu AMI umożliwi obniżenie kosztów łącznie o ok. 35 mln zł/rok.

Korzyść w okresie 8 lat: $35 \text{ mln zł} \times 8 \text{ lat} = 280 \text{ mln zł}$

Przyjęto 280 mln zł.

Reasumując, na łączną kwotę korzyści wg obliczeń na podstawie założeń PTPiREE wynoszącą ponad 9,1 mld zł (9,48 mld zł przy 100% liczników) składa się:

- Redukcja kosztów odczytów - 1960 mln zł (2,3 mld zł przy 100% liczników)
- Oszczędność z tytułu niewyprodukowanej energii elektrycznej - 2400 mln zł
- Odłożenie budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej - 1500 mln zł
- Odłożenie w czasie niektórych inwestycji mających zwiększyć przepustowość sieci elektroenergetycznej - 600 mln zł
- Redukcja różnic bilansowych, obejmująca straty techniczne i handlowe - 2400 mln zł
- Zmniejszenie kosztów obsługi klienta - 280 mln zł

Warianty kalkulacji oczekiwanych korzyści pokazują przy różnych założeniach zbliżone kwoty w przedziale od 8,4 mld zł do 9,48 mld zł w perspektywie do 2026 r.

Korzyści dla odbiorców energii elektrycznej

Analiza jakościowa¹²

W zakresie korzyści, jakie mogą osiągnąć odbiorcy energii elektrycznej z wdrożenia inteligentnego opomiarowania, wskazać przede wszystkim należy:

a. Bieżący dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej, który z kolei umożliwi:

- likwidację rozliczeń w oparciu o prognozy zużycia, rozliczanie wszystkich odbiorców wg rzeczywistego zużycia opartego o dane z układów pomiarowo-rozliczeniowych, a ponadto bardziej efektywne wykorzystanie energii - faktury wystawiane w okresach krótszych i zgodne z faktycznym zużyciem zwiększą motywację do jej oszczędzania, informacje o profilu zużycia energii elektrycznej skłonią znaczącą część klientów do bardziej racjonalnego korzystania z energii elektrycznej, co przekłada się na obniżenie kwot należności za korzystanie z energii elektrycznej,
- bardziej optymalne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej, co przy zmodyfikowanych taryfach również spowoduje obniżenie kwot należności za korzystanie z energii elektrycznej,
- możliwość analizy danych o zużyciu energii przez klienta powodujących bardziej świadome korzystanie z energii.

b. Możliwość zarządzania poborem energii poprzez sterowanie instalacją - załączanie i wyłączanie urządzeń w zależności od pory doby i roku oraz ceny energii, dzięki czemu możliwa będzie redukcja kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej,

c. Dostosowanie taryf do indywidualnych potrzeb klienta poprzez:

- wykorzystywanie systemów rejestracji danych godzinowych, dzięki którym można budować taryfy zróżnicowane dla każdej godziny na podstawie kosztów ponoszonych przez prowadzących system elektroenergetyczny,
- umożliwienie odbiorcy wyboru taryfy najbardziej odpowiadającej jego potrzebom i charakterystyce poboru,
- w rezultacie - redukcji kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej u klientów.

d. Poprawę parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej przez dostawcę z korzyścią dla konsumenta:

- skrócenie przerw w dostawie energii w wyniku szybszego uzyskiwania przez OSD informacji o wystąpieniu awarii,
- zmniejszenie łącznego czasu przerw w dostawach energii elektrycznej, jako rezultat redukcji liczby awarii,
- poprawę stabilności parametrów energii elektrycznej, jako rezultat działania OSD, wynikający z uzyskiwania informacji o parametrach energii „na bieżąco”,

¹² Źródło: Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce, PTPIREE, Poznań, 20 sierpnia 2012 r.

- zmniejszenie kosztów usuwania awarii, stanowiących w OSD czynnik kosztotwórczy przy określaniu stawek opłat dystrybucyjnych, a tym samym obniżenie tych stawek.

e. Ułatwienie procedury zmiany sprzedawcy:

- zmiana sprzedawcy wiąże się z koniecznością dokonania odczytu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego w celu rozliczenia dotychczasowego sprzedawcy i określenia stanu początkowego dla nowego sprzedawcy - odczyt taki w systemach AMI umożliwia zmianę sprzedawcy z dnia na dzień,
- łatwość i krótki czas trwania procedury zmiany sprzedawcy zainteresuje konsumentów energii rynkiem energii elektrycznej, a tym samym przedkładanymi im ofertami, co zwiększy konkurencję na rynku przyczyniając się do korzystniejszego dla konsumentów kształtowania cen.

f. Osiągnięcie przychodów z udziału w programach zarządzania popytem:

- poprzez system AMI może być realizowana odpłatna usługa świadczona przez odbiorców końcowych na rzecz OSD lub OSP, w oparciu o umowę, redukowania mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej.

g. Stworzenie potencjału do rozwoju mikro-generacji oraz podłączania do sieci dodatkowych urządzeń poprzez:

- możliwość automatycznego przełączania źródła zasilania (sieć - własna mikro-generacja) w zależności od aktualnej ceny energii elektrycznej,
- możliwość sprzedaży energii „do sieci”,
- zmianę zachowań konsumenckich odbiorców energii.

Analiza ilościowa¹³

Odbiorcy energii elektrycznej oczekują otrzymania wysokiej jakości energii elektrycznej, niezawodności dostaw, możliwości zmian operatora, jak również możliwości czerpania dodatkowych dochodów na rynku energii elektrycznej jako prosumenci. Potencjalne zyski odbiorców wynikają przede wszystkim:

- ze świadomego zużycia energii elektrycznej prowadzącego do ograniczenia kosztów energii,
- z możliwości zmiany sprzedawcy, co powinno skutkować otrzymaniem korzystniejszej oferty, a docelowo mniejszymi kosztami energii.

Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania energii elektrycznej prowadzone w innych krajach pokazują, że klienci posiadający możliwość kontroli wskazań licznika i bieżącego zużycia energii zaczynają modyfikować swoje zachowania, redukując zużycie energii elektrycznej. Wynikające z tego oszczędności szacuje się na poziomie od 0% do 17%. W niniejszym opracowaniu założono 2,5% oszczędności w wyniku świadomego ograniczenia zużycia, jako:

- wynik bieżącej kontroli wskazań licznika,
- porównanie aktualnego zużycia ze zużyciem w okresach poprzednich,
- weryfikacji kosztów pracy poszczególnych urządzeń.

¹³ Na podstawie Analizy HP dla PSE S.A. Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych

W eksperymentach przeprowadzanych na grupach użytkowników w Kanadzie i Nowej Zelandii, gdzie w kilkuset domach zostały zainstalowane liczniki z możliwością bieżącej kontroli zużycia przez konsumentów, zaobserwowano zmniejszenie zużycia energii elektrycznej odpowiednio o 6,5% w Kanadzie i od 1% do 10% w Nowej Zelandii.

Duże oszczędności można osiągnąć przy udziale mechanizmów DSR, w których inteligentne opomiarowanie jest podstawowym elementem wspierającym programy redukcji szczytowego zapotrzebowania na moc. Oszczędności wynikają z możliwości komunikacji z klientem oraz z nakłaniania konsumentów do zmniejszenia zużycia.

W konsekwencji oszacowano wartość oszczędności wynikającej ze świadomego użytkownika energii elektrycznej w perspektywie lat 2013 – 2020 jako zdyskontowana wartość bieżąca w kwocie **496 mln zł**, (dla dłuższego okresu 2013 – 2026 zdyskontowana wartość bieżąca wynosi **1 537 mln zł**).

Na rynkach, na których odsetek konsumentów zmieniających usługodawcę jest wyższy, rzadziej dochodzi do podwyżek cen. Przeprowadzone na ten temat badania wskazują, że konsumenci, mający możliwość zmiany usługodawcy, przyczyniają się do poprawy konkurencyjności rynku dla wszystkich konsumentów. Warunkiem uzyskania korzyści staje się również zwolnienie sprzedawców z obowiązku zatwierdzania taryf G.

Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania usprawni proces zmiany sprzedawcy, zarówno ze względu na ułatwienia techniczne (praktyczna możliwość natychmiastowej zmiany sprzedawcy przy wykorzystaniu funkcjonalności inteligentnego licznika: odczyt licznika, zmiana taryfy), jak i możliwość otrzymania od sprzedawcy oferty na nowe, lepiej dopasowane do potrzeb odbiorcy cenniki energii elektrycznej, na których klient może zaoszczędzić nawet do 5% kosztów energii. Globalnie oszczędności dla odbiorców energii elektrycznej w perspektywie projektu w latach 2013 – 2020, wyrażoną jako zdyskontowana wartość bieżąca szacuje się na **50 mln zł**, (dla dłuższego okresu 2013 – 2026 zdyskontowana wartość bieżąca wynosi **154 mln zł**).

Globalne korzyści dla odbiorców energii elektrycznej (w cenach stałych 2013 r.) szacuje się na poziomie:

546 mln zł dla okresu 2013 – 2020

1 691 mln zł dla okresu 2013 – 2026

Szacunek nakładów inwestycyjnych do wdrożenia inteligentnego systemu opomiarowania

Dokonano analizy danych dotyczących kosztów wdrożenia liczników zdalnego odczytu. Poniżej zaprezentowano szacunki dla przyjętej ścieżki wdrażania liczników zdalnego odczytu skalkulowane dla dwóch wariantów.

1. Według szacunków na podstawie informacji dotyczących ENERGA Operator S.A. przyjętych do założeń do wdrożenia pilotażowego, wysokość nakładów do poniesienia przez wszystkich OSD obliczono na 4,1-5,3 mld zł. (przy czym przyjęto koszt instalacji na poziomie od 310¹⁴ do 398¹⁵ zł jako koszt jednego punktu pomiarowego).

Tabela 4. Dane dotyczące kosztów instalacji liczników (ceny stałe 2013 r.)

koszt instalacji 1 licznika, w zł	koszty inwestycji OSD, w mld zł
309,50	4,1
398,00	5,2

Źródło: Dane ENERGA Operator S.A.

2. Według kalkulacji przy wykorzystaniu opracowania „Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych” wykonanego na zlecenie PSE S.A. w 2010 r.,

Tabela 5 Koszty inwestycyjne i operacyjne OSD oraz OIP (w mld zł, ceny stałe 2013 r.)

	2013-2020	2013-2026
nakłady inwestycyjne	3,5	3,5
koszty operacyjne bez amortyzacji	0,12	0,3
RAZEM	3,62	3,8

Źródło: Obliczenia na podstawie opracowania HP

Dane zawarte w tabeli obejmują sumę kosztów w wyróżnionych okresach: 2013-2020 (okres inwestycji), 2013-2026 (okres osiągnięcia pełnych korzyści).

Instalacja liczników zdalnego odczytu pozwoli także na uniknięcie w tych latach kosztów ponownej legalizacji istniejących liczników. Do roku 2020 legalizacji powinno podlegać kilka

¹⁴ Kalkulacja na podstawie danych ze strony ENERGA Operator S.A. www.media.energa.pl informacja z dnia 5 stycznia 2013 r.

¹⁵ PTPiREE

milionów liczników zainstalowanych. Te koszty uniknięte szacowane są na ok. 0,8-1 mld zł do 2020 r.

Koszty wdrożenia inteligentnego opomiarowania szacuje się na ok. 0,45 do 0,65 mld zł w skali roku w cenach stałych 2013 r.. Stanowi to ok. 10% rocznych nakładów inwestycyjnych OSD, które w 2011 r. wyniosły 5,7 mld zł.

Łącznie wynik finansowy OSD za 2011 r. wyniósł 2,2 mld zł, a przychody ogółem ok. 17,8 mld zł.¹⁶

Przewidywany koszt budowy (inwestycji) Systemu OIP obejmuje

- Koszty oprogramowania aplikacyjnego
- Oprogramowania systemowego i bazodanowego
- Platformy sprzętowej
- Łączy transmisyjnych

Koszty utrzymania systemu (operacyjne) obejmują:

- usługi wsparcia i rozwoju aplikacji, Usługi wsparcia oprogramowania systemowego i bazodanowego
- usługi serwisowej sprzętu
- koszty usług sieciowych
- koszty usług wsparcia użytkowników

Tabela nr 6. Koszty wdrożenia OIP, w mld zł w cenach stałych 2013 r.

		2013-2020	2013-2026
OIP	Nakłady inwestycyjne	0,075	0,101
OIP	Koszty operacyjne bez amortyzacji	0,045	0,065
OIP	RAZEM KOSZTY OIP	0,120	0,166

¹⁶ Dane ARE S.A. za 2011 r.

Podsumowanie kosztów i korzyści - wpływ na gospodarkę

Wdrażanie systemów inteligentnego opomiarowania, umożliwi podejmowanie działań proefektywnościowych i stanowi element budowy inteligentnych sieci elektroenergetycznych.

Efektywne zarządzanie energią elektryczną zarówno po stronie podaży jak i popytu jest fundamentalne dla ograniczenia emisji CO₂, oszczędności pierwotnych nośników energii oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii elektrycznej u prosumentów.

Sprawnie działająca sieć inteligentna może w przyszłości skutecznie integrować rozproszone wytwarzanie energii elektrycznej w mikroźródłach, przewidywany rozwój samochodów elektrycznych i inteligentnie zarządzanych sieci domowych.

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną ze strony odbiorców, przy malejących zdolnościach wytwarzania energii, wskazuje na konieczność wdrożenia programów zarządzania popytem, jako sposobu na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Pozytywnym skutkiem projektowanych rozwiązań będzie racjonalizacja zużycia energii w gospodarstwach domowych oraz zmniejszenie energochłonności gospodarki.

Dzięki lepszemu dostępowi do informacji o zużyciu w czasie rzeczywistym możliwe jest zmniejszenie kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego poprzez poprawę w zakresie dostosowania popytu na energię i podaży, co przyczyni się również do wzrostu elastyczności i konkurencyjności rynku energii.

Z punktu widzenia przedsiębiorstw energetycznych wprowadzane rozwiązania oznaczają potencjalną redukcję kosztów dzięki pozyskaniu bardziej dokładnych danych rynkowych oraz wzrost przychodów w wyniku redukcji strat i nieefektywności w systemie (np. szybsze usuwanie awarii, eliminacja nielegalnego poboru itd.).

Z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego projektowane rozwiązania oznaczają poprawę bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego oraz obniżenie kosztów mechanizmu bilansowania.

Poprawa w zakresie funkcjonowania rynku energii może skutkować ograniczeniem podwyżek cen, dzięki ujawnieniu cenowej elastyczności popytu i dokładniejszej informacji rynkowej.

Najważniejsze korzyści uzyskane w perspektywie lat 2013-2026 to:

1. Poprawa standardów obsługi klienta.
2. Wzrost świadomości konsumentów.
3. Pozytywny wpływ na stabilizację cen energii poprzez wykorzystanie pełniejszej informacji rynkowej.
4. Poprawa elastyczności popytu na energię poprzez wzrost umiejętności dostosowania konsumentów do zmieniających się cen energii w cyklach dobowych i tygodniowych.
5. Wzrost konkurencyjności gospodarki, poprzez uelastycznienie rynku energii.
6. Oszczędności w zużyciu energii.
7. Zmniejszenie nielegalnego poboru i ograniczeni strat sieciowych.
8. Zmniejszenie amplitudy wahań dobowych cen energii.
9. Ułatwienie zarządzania siecią przez PSE S.A. poprzez dokładniejszą informację o zużyciu.
10. Poprawa bezpieczeństwa, niezawodności dostaw energii.

Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania będzie ponadto opłacalne pod względem ekonomicznym. Korzyści będą rosły w miarę funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania. Koszty zostaną poniesione głównie w latach 2014-2020. Po roku 2020 korzyści będą znacznie przewyższać poniesione nakłady. Poniższa tabela nr 6 pokazuje korzyści i koszty całości systemu związanego z inteligentnym opomiarowaniem. Wynik inwestycji jest dodatni w okresie 2014-2026 gdy następuje osiągnięcie pełnych korzyści.

Tabela nr 7. Podsumowanie korzyści i kosztów, dane w mln zł, w cenach stałych 2013 r.

KORZYŚCI		2013-2020	2013-2026
Odbiorca	Świadome zużycie Energii – wyzwolenie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii: obniżenie zużycia	496	1 537
Odbiorca	Możliwość zmiany sprzedawcy	50	154
Odbiorca	razem	546	1 691
sprzedawca	Skrócenie czasu do wystawienia faktury	38	118
sprzedawca	Dopasowanie portfela zakupów (ograniczenie niezbilansowania).	71	194
sprzedawca	Zarządzanie popytem	363	993
sprzedawca	razem	472	1 305
OSD	Ograniczenie przychodów (redukcja strat handlowych i technicznych)	420	1 301
OSD	Oszczędności na odczytach	475	1 298
OSD	razem	895	2 599
OSP	Ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc	1 787	2862
OSP	razem	1 787	2 862
RAZEM KORZYŚCI		3700	8 374
KOSZTY			
OSD	Nakłady inwestycyjne	3 456	3 456
OSD	Koszty operacyjne bez amortyzacji	81	229
OSD	RAZEM KOSZTY OSD	3 537	3 685
OIP	Nakłady inwestycyjne	75	101
OIP	Koszty operacyjne bez amortyzacji	45	65
OIP	RAZEM KOSZTY OIP	120	166
RAZEM KOSZTY		3 657	3 851
SALDO (KORZYŚCI – KOSZTY)		43	4 605

Źródło: obliczenia na podstawie modelu HP dla PSE S.A.

W okresie budowy inteligentnego opomiarowania czyli do 2020 r. prognozowane korzyści tylko nieznacznie przekraczają oczekiwane koszty. Przekroczenie to mieści się w granicy wrażliwości przyjętych założeń, zwłaszcza że koszty i korzyści szacowane były w oparciu o konserwatywne założenia.

W dłuższej perspektywie niepodważalna jest przewaga oczekiwanych korzyści nad kosztami wdrożenia inteligentnego opomiarowania.

Wariant odniesienia.

Jako wariant odniesienia można przyjąć założenie, że liczniki zdalnego odczytu zostaną zainstalowane u wszystkich odbiorców (100%). Szacowane koszty takiego wdrożenia w latach 2012-2020 były określone na ok 6,3 – 6,5 mld zł¹⁷ w wartości stałej pieniądza.

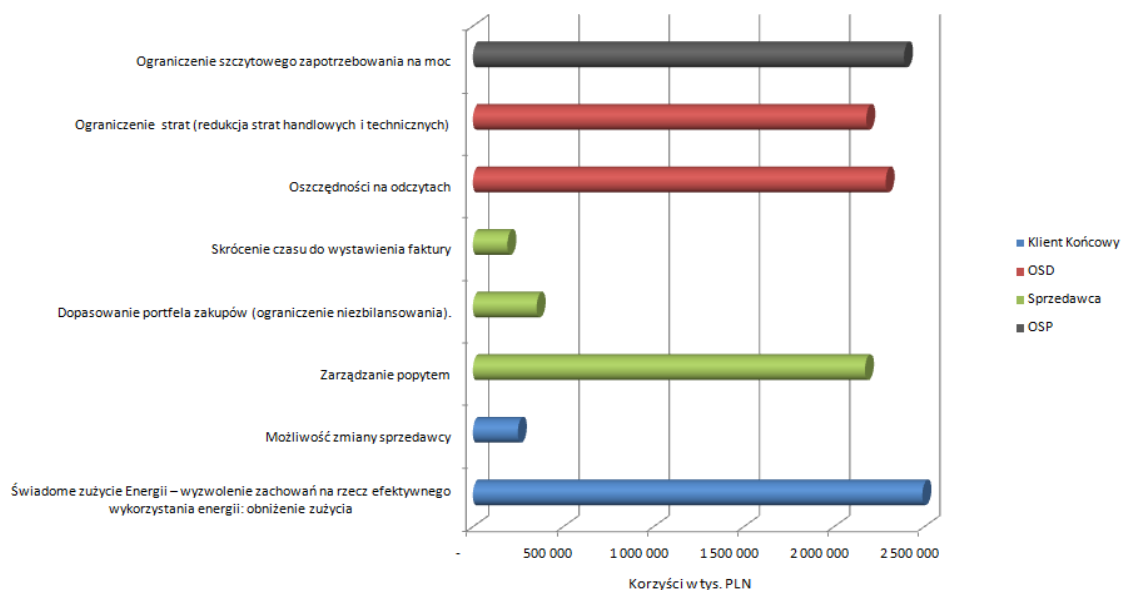
Tabela nr. 7 Koszt wdrożenia 100% liczników w okresie 2012-2020

Koszty:	Wartość zdyskontowana
Inwestycje	5 828 mln zł.
Koszty operacyjne	409 mln zł
Łączne koszty	6 237 mln zł

Źródło: analizy HP dla PSE S.A.

Przy nakładach rzędu 6,5 mld zł (dla 100% liczników) - korzyści szacowane na lata 2012 – 2026 wg założeń PTPIREE wyceniono na 9,48 mld zł natomiast wg szacunku HP dla PSE S.A. na 12,3 mld zł.

Rysunek nr 4



Źródło: Opracowanie HP dla PSE S.A.

Korzyści będą rosły w miarę funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania. Koszty zostaną poniesione głównie w latach 2014-2020. Po roku 2020 korzyści będą znacznie przewyższać poniesione nakłady.

Wzrost liczby liczników zdalnego odczytu i szybkość ich instalacji przekłada się na wzrost korzyści w pierwszych latach

¹⁷ Dane HP dla PSE S.A. oraz dane PTPIREE dla MG

Zapewnienie prywatności odbiorców energii elektrycznej

Wprowadzenie w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania będzie się wiązało z instalacją u odbiorców energii elektrycznej liczników zdalnego odczytu, które dadzą większe możliwości m.in. w zakresie przekazywania informacji na temat zużycia energii, dokonywania zdalnego odczytu, a także opracowywania w oparciu o profile energetyczne nowych taryf i usług skierowanych do odbiorców. Obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu wynikać będzie z przepisów ustawy Prawo Energetyczne. Należy jednak pamiętać, że prawo do instalacji licznika zdalnego odczytu nie jest równoważne z prawem do pozyskiwania i przetwarzania z niego wszystkich możliwych do pozyskania informacji.

Mając na uwadze powyższe, kwestią priorytetową w projektowanym prawie jest ochrona danych osobowych oraz danych pomiarowych. W związku z tym wszelkie powstające dokumenty postępowania z danymi pomiarowymi będą zapewniać najwyższy standard ich ochrony oraz umożliwiać ich bezpieczną wymianę.

Grupa robocza ds. ochrony danych osobowych (ustanowiona na mocy art. 29 dyrektywy 95/46/WE) w swojej opinii z dnia 04 kwietnia 2011 r.¹⁸ powołując się na opinię Grupy Ekspertów ds. Inteligentnych Sieci¹⁹ rekomenduje, że budowa sieci Smart Grid powinna nastąpić zgodnie z koncepcją *prywatności z założenia* (ang. *privacy by design*), która składa się z 7 podstawowych zasad:

- a) Podejście proaktywne, nie zaś reaktywne - projekt ma stanowić prewencję zdarzeń mogących naruszyć prywatność, a nie być remedium na skutki naruszenia.
- b) Prywatność ma być stanem domyślnym, którego poszanowanie jest gwarantowane konsumentom (użytkownikom);
- c) Prywatność ma być zintegrowana z podstawową usługą już na poziomie projektowania;
- d) Pełna funkcjonalność ma być zapewniona poprzez dążenie do uwzględnienia wszystkich prawnie uzasadnionych interesów i celów, w sposób zapewniający korzyści po obydwu stronach;
- e) Projektowanie zapewniające prywatność ma uwzględniać całą drogę komunikacji i wszystkich biorących w niej udział danych (*End-to-End Security*);
- f) Konstrukcja i zasady systemu muszą być transparentne;
- g) Dobro konsumenta (użytkownika) jest w centrum zainteresowania projektantów usług.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że dane pomiarowe, nawet bez wyraźnego powiązania z danymi osobowymi odbiorcy, mają charakter danych wrażliwych i z tego względu wymagają szczególnej ochrony. Bezpieczeństwo danych, które wiąże się z technicznym bezpieczeństwem sieci komunikacyjnej jest elementem koniecznym, ale niewystarczającym

¹⁸ Opinia 12/2011 na temat inteligentnego pomiaru zużycia (*smart metering*), przyjęta w dniu 04 kwietnia 2011 r.

¹⁹ Komisja Europejska postanowiła powołać Grupę Zadaniową ds. Inteligentnych Sieci, aby ułatwić i wesprzeć proces wdrażania inteligentnej sieci w całej Unii. Powstały trzy grupy ekspertów, których zadaniem było opracowanie zaleceń w zakresie wdrożenia inteligentnych sieci. Odwołanie do dokumentu: *Regulatory Recommendations for Data Safety, Data Handling and Data Protection [Zalecenia regulacyjne w zakresie bezpieczeństwa, przetwarzania i ochrony danych]*.

dla zapewnienia prawidłowego przetwarzania danych pomiarowych. Samo naruszenie zasad bezpieczeństwa nie zawsze skutkować będzie naruszeniem zasady prywatności lub przepisów o ochronie danych osobowych.

Ważne jest wyraźne określenie w prawie energetycznym lub aktach wykonawczych wydanych na jego podstawie zadań realizowanych przez OIP i zakresu wykorzystywania informacji pomiarowych.

Przykładowo w Niemczech dane osobowe pochodzące z systemu pomiarowego mogą być przetwarzane jedynie gdy jest to niezbędne do:

- Zawarcia, zmiany lub ustalenia treści umowy z odbiorcą;
- Pomiarów energii pobranej i oddanej do sieci;
- Dostarczania i odbierania energii oraz rozliczeń z tego tytułu;
- Korzystania z urządzeń kontroli popytu;
- Stosowania dynamicznych taryf;
- Stwierdzaniu obecnych i wyjątkowych stanów sieci w usprawiedliwionych i udokumentowanych przypadkach;
- Wykrywania oszustw i kradzieży energii.

W Polsce administrator danych zobowiązany jest na podstawie art. 24 i 25 UODO do realizacji obowiązku informacyjnego, zarówno co do danych zbieranych bezpośrednio od podmiotu, którego dotyczą, jak i danych pozyskanych z innych źródeł. Należy zastrzec, że obowiązek informacyjny nie odnosi się do celów potencjalnych, które nie mają być faktycznie realizowane przez administratora danych. Wykorzystanie zebranych danych w innych celach, niż cele dla których zostały zebrane, nie będzie natomiast dopuszczalne w świetle zasady celowości (art. 26 ust. 1 pkt. 2 UODO).

Zakłada się, że jeżeli podmiot dysponujący danymi będzie w stanie powiązać dane pomiarowe poprzez identyfikator licznika, numer Punktu Pomiaru Energii (PPE) lub adres IP z konkretną osobą fizyczną np. w systemie bilingowym, dane pomiarowe będą danymi osobowymi podlegającymi ochronie.

Podsumowując, szczególnie istotnymi aspektami związanymi z gromadzeniem i przetwarzaniem danych pomiarowych w projektowanym prawie są: rozdzielczość zbierania oraz częstotliwość ich udostępniania, zakres, przechowywanie oraz zasady na jakich mają być udostępniane.

a) Rozdzielczość zbierania danych pomiarowych i częstotliwość ich udostępniania.

Dane pomiarowe dotyczące odbiorcy końcowego będą rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu z rozdzielczością nie większą niż 15 minut chyba, że odbiorca ten wyrazi zgodę na większą rozdzielczość dokonywania tych pomiarów w drodze dobrowolnie zawartej umowy. Następnie dane te będą przesyłane raz na dobę do aplikacji CZIP.

b) Zakres zbieranych danych pomiarowych.

Zbieranie lub przetwarzanie danych pomiarowych będzie prowadzone wyłącznie na podstawie przepisów powszechnie obowiązujących, w zakresie niezbędnym do realizacji celu wskazanego w tych przepisach lub w umowie z odbiorcą energii elektrycznej.

Operator informacji pomiarowych będzie przetwarzał i przechowywał wszystkie informacje pomiarowe oraz informacje o danym punkcie pomiarowym tylko i wyłącznie w zakresie niezbędnym do celów:

- a) rozliczania za energię elektryczną, w tym za sprzedaż energii elektrycznej lub świadczenie usług przesyłowych i dystrybucyjnych;
- b) rozliczania za udostępniane informacje pomiarowe i reklamacje związane z udostępnieniem tych informacji, windykacyjnych oraz podatkowych;
- c) agregacji danych pomiarowych.

c) Przechowywanie danych.

Jednostkowe informacje pomiarowe będą przechowywane przez okres nie dłuższy niż wymagany przepisami powszechnie obowiązującymi, a po upływie tego okresu będą usuwane lub agregowane.

Dane osobowe powinny być przechowywane w oddzielnym zbiorze od informacji dotyczących danego Punktu Pomiaru Energii (PPE) i danych uzyskiwanych z licznika zainstalowanego w danym PPE w sposób uniemożliwiający bezpośrednie uzyskanie w tym samym momencie łącznego dostępu do danych osobowych oraz danych uzyskiwanych z danego PPE i dotyczących danego PPE.

d) Zasady udostępniania danych pomiarowych.

W przypadku gdy przepisy ustawy Prawo Energetyczne będą wymagać upoważnienia lub wyrażenia zgody przez odbiorcę końcowego w sprawie sposobu lub zakresu wykorzystania dotyczących go danych pomiarowych, upoważnienie lub zgoda ta:

- a) nie może być domniemana lub dorozumiana z oświadczenia woli o innej treści;
- b) może być wyrażona drogą elektroniczną, pod warunkiem jej utrwalenia i potwierdzenia przez odbiorcę końcowego;
- c) może być wycofana w każdym czasie, w sposób prosty i wolny od opłat.

W projektowanym prawie zakłada się, że zakazane będzie zapoznavanie się, utrwalanie, przechowywanie, przekazywanie lub inne wykorzystywanie informacji pomiarowych przez podmioty inne niż wskazane w ustawie lub w sposób inny niż określony przepisami powszechnie obowiązującymi, chyba że nastąpi to:

- 1) za zgodą odbiorcy końcowego, którego dane te dotyczą;
- 2) na podstawie postanowienia sądu lub postanowienia prokuratora, zgodnie z odrębnymi przepisami.

Istotną kwestią projektowanego prawa jest ochrona danych osobowych oraz danych pomiarowych odbiorców energii elektrycznej.

Umocowany w drodze ustawowej, jeden, nadzorowany i regulowany przez Prezesa URE Operator Informacji Pomiarowych jest najlepszym gwarantem właściwej ochrony i bezpieczeństwa danych pomiarowych.

Istotna dla bezpieczeństwa danych jest standaryzacja zasad ich przetwarzania i gromadzenia.

Analiza wrażliwości czasowej wdrożenia inteligentnego opomiarowania.

Wdrożenie inteligentnego opomiarowania obejmuje instalacje liczników zdalnego odczytu u 80% odbiorców, co w przypadku Polski daje ok. 13 mln liczników. Termin instalacji liczników zdalnego odczytu to koniec 2020 r. W przypadku rozpoczęcia instalacji w 2013 r. należy zainstalować ok. 1,65 mln liczników rocznie. Obecnie w ramach wymian legalizacyjnych wymieniane jest rocznie ok. 0,8-1,0 mln liczników. Opóźnienie wdrożenia i rozpoczęcie np. od 2015 r. spowoduje konieczność instalacji ok. 2,15 mln liczników rocznie.

Drugą kwestią jest wdrożenie systemów teleinformatycznych umożliwiających zarządzanie tymi licznikami w sposób efektywny ekonomicznie oraz wykorzystanie ich funkcjonalności. Taki proces trwać będzie ok 2-3 lat z integracją z CZIP i OIP. Tak więc inicjacja procesu w 2013 r. pozwoli na wdrożenie od 1 stycznia 2016 r. CZIP oraz uzyskanie przynajmniej części funkcjonalności, co przełoży się na możliwość uzyskiwania od tego czasu wymiernych korzyści. Oczywiście część korzyści indywidualnych możliwa będzie do uzyskiwania bezpośrednio lub prawie bezpośrednio po instalacji licznika, pod warunkiem dostępu odbiorcy do danych pomiarowych (np. poprzez zmianę zachowań i przyzwyczajzeń odbiorcy, wymianę sprzętu na bardziej efektywny itp.)

Dodatkowo część działań uzależniona jest od wydania aktów wykonawczych do ustawy w tym przede wszystkim rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania. Od określonych w tym rozporządzeniu wymagań uzależnione są funkcjonalności liczników zdalnego odczytu i systemów teleinformatycznych OSD, OSP, OIP i sprzedawców.

Opóźnienia wdrażania inteligentnego opomiarowania powodują, że przy stałych kosztach wdrożenia (nakłady inwestycyjne na liczniki, sieć transmisji i systemy teleinformatyczne) zmniejszają się wyliczone korzyści z funkcjonowania inteligentnego opomiarowania.

Z uwagi na stałe koszty i korzyści zmieniające się wraz z upływem czasu wdrożenie inteligentnego opomiarowania nie powinno być opóźniane.

Analiza akceptacji społecznej dla inteligentnego opomiarowania

Niezmiernie ważnym elementem dla właściwego wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce jest odpowiednia akceptacja społeczna dla tego procesu i prowadząca do tego właściwa komunikacja wprowadzanych zmian.

Aktualnie (kwiecień 2013 r.) znane są wyniki jednego profesjonalnego badania opinii publicznej, poruszające tematykę akceptacji społecznej dla wprowadzania liczników zdalnego odczytu. Badanie to zostało przeprowadzone przez Instytut badawczy GfK Polonia w listopadzie i grudniu 2012 r. w ramach Warsztatów Rynku Energii²⁰.

Badania²¹ te dają pierwszy obraz tego co wiedzą i co sądzą odbiorcy końcowi na temat ewentualnej instalacji liczników. Stan wiedzy badanych przedstawiał się następująco:

- Tylko 16% badanych Polaków słyszało o licznikach inteligentnych. Wyraźnie wyższy poziom wiedzy w tym zakresie jest w grupie Internautów (48%), co może wynikać z biegłości tej grupy w posługiwaniu się wyszukiwarkami internetowymi.
- Po odczytaniu badanym krótkiej definicji licznika inteligentnego²², jako podstawową ZALETĘ tych urządzeń pamiętano:
 - ✓ płacenie za realne zużycie, a nie za prognozy (w próbie społecznej 40% i w próbie internetowej 38%);
 - ✓ brak konieczności wizyty inkasenta (w społecznej 36%, w internetowej 24%);

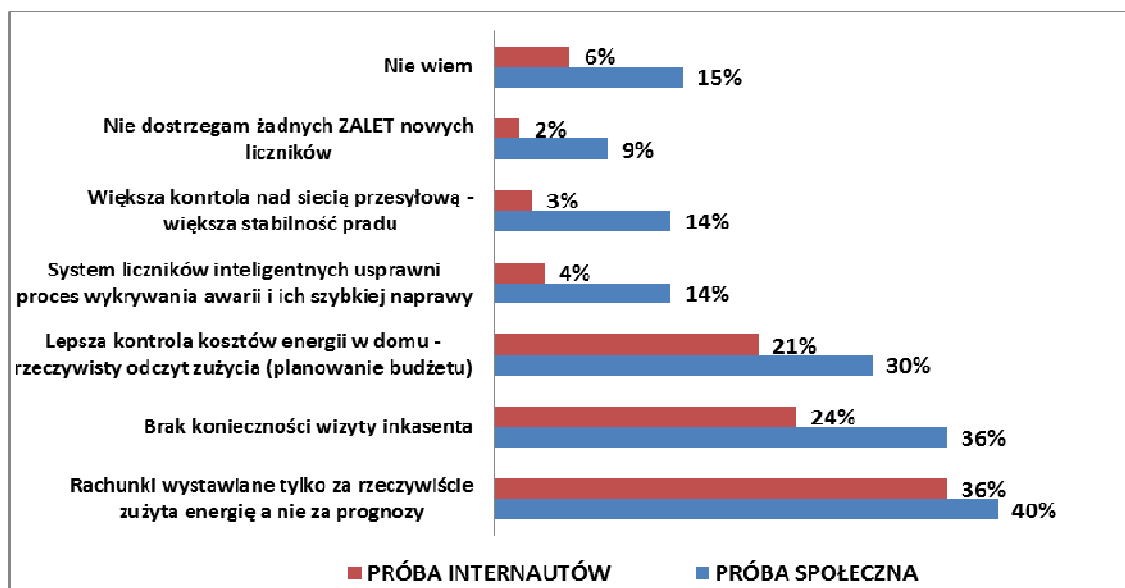
Wartym nadmienienia jest też fakt, że w pytaniu o potencjalne wady tego urządzenia najczęściej padającą odpowiedzią, której udzieliło 24% badanych, była odpowiedź: „Nie dostrzegam żadnych wad nowych liczników

²⁰ Warsztaty Rynku Energii to inicjatywa Prezesów URE i PSE S.A., której celem jest skuteczne wprowadzenie na rynek energii nowoczesnych rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, zapewniających transparentność oraz stabilność przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.

²¹ Ankieta ta została przeprowadzona w formule zogniskowanych wywiadów grupowych (FGI), w oparciu o dwie grupy respondentów. Pierwsza grupa opisana została jako „próba społeczna”, druga jako „próba internautów”. Kryteriami wspólnymi dla obu grup był wiek +25 lat i opłacanie rachunków za energię elektryczną.

²² Tekst odczytany uczestnikom przed rozpoczęciem badania: „Zgodnie z Dyrektywą Unijną do 2020 roku obecne liczniki energii elektrycznej będą musiały zostać zastąpione przez nową generację liczników inteligentnych, które zdalnie przesyłają informację o zużyciu energii za dany okres - odczyt nie wymaga wizyty inkasenta. Wymiana liczników ma nastąpić na koszt przedsiębiorstw energetycznych”

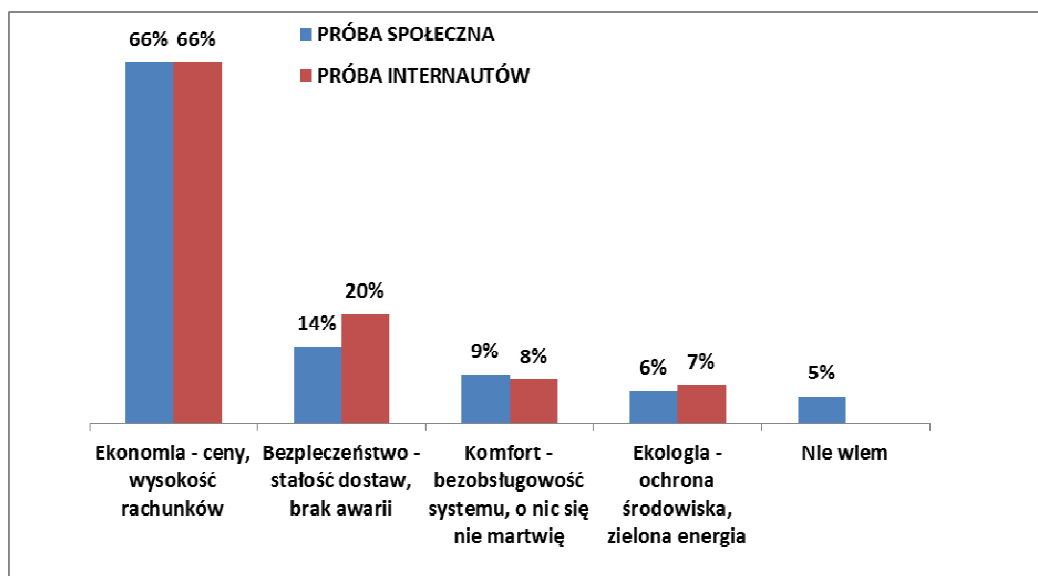
Rysunek nr 5.



źródło: ankieta GfK Polonia

Jednocześnie z badania wynika, że najważniejsze elementy relacji z dostawcami energii elektrycznej koncentrują się wokół kosztów i aspektów ekonomicznych. Pozostałe elementy takie jak komfort, bezpieczeństwo, ekologia schodzą na plan dalszy.²³

Rysunek nr 6.



źródło: ankieta GfK Polonia dla PTPiREE

Innym aspektem poruszonym w trakcie ankiety była kwestia samej terminologii i nazewnictwa, która wg badanych najlepiej pasuje do tego nowego produktu. Odpowiedziami o największej ilości wskazań na pytanie jaka nazwa najbardziej pasującą dla nowych liczników było określenie „**liczniki zdalnego odczytu**”.

Powołanie niezależnego od dostawców i sprzedawców podmiotu pośredniczącego w relacjach pomiędzy odbiorcami końcowymi a podmiotami z branży energii elektrycznej powinno

²³ EXECUTIVE SUMMARY Badania opinii w zakresie społecznej akceptacji dla technologii liczników inteligentnych, GfK Polonia dla PTPiREE,

zostać pozytywnie odebrane zarówno przez konsumentów (odbiorców) jak też przez sektor. Dla tych pierwszych niezależny OIP powinien być/będzie bezstronną instytucją pilnującą odpowiednich relacji pomiędzy obiema stronami rynku. Aktualnie relacje te postrzegane są przez odbiorców jako zdecydowanie nierównoważne a odbieranie ich w taki sposób powoduje dużą dozę nieufności i podejrzeń co do np. prawidłowości rozliczeń czy innych zadań i działań wykonywanych przez sprzedawców, dystrybutorów i wytwórców energii elektrycznej.

Natomiast dla sektora energii elektrycznej, OIP powinien być sprawną platformą do wymiany wszystkich informacji i zmiennych potrzebnych w obrocie i dystrybucji energii elektrycznej.

Na podstawie przeprowadzonych badań opinii publicznej w wybranych obszarach, widoczny jest pozytywny stosunek dla wdrażania liczników – ok. 24% badanych nie dostrzega żadnych wad związanych z wdrażanymi licznikami.

Odbiorcy oczekują wdrożenia rozwiązań pozwalających na płacenie za faktyczne zużycie, a najważniejsze są przesłanki ekonomiczne.

Odbiorcy oczekują również obiektywnej weryfikacji danych do rozliczeń.

Objaśnienie skrótów

KE – Komisja Europejska

UE – Unia Europejska

OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego

OSP – Operator Systemu Przesyłowego

Prezes URE – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

PSE S.A. – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – Operator Systemu Przesyłowego

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

DSM – Demand Side Management

DSR – Demand Side Response

HAN – Home Area Network

AMI – Advanced Metering Infrastructure

ARE – Agencja Rynku Energii S.A.

OIP – Operator Informacji Pomiarowych

CZIP – Centralny Zbiór Informacji Pomiarowych

OZE – Odnawialne Źródła Energii

HP – Hewlett-Packard Polska Sp. z o.o.

PTPiREE – Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Materialy źródłowe

1. *Smart Grid project in Europe: lessons learned and current developments*, JRC European Commission, 2011 r.
2. *CEER Benchmarking Report on Meter Data Management Case Studies*, Rada Europejskich Regulatorów Energii (CEER) listopad 2012 r..
3. *2009-2010 Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex*, Komisja Europejska, czerwiec 2011
4. *Regulatory Recommendations for Privacy, Data Protection and Security in the Smart Grid Environment*, Valerie Lorge, Directorate General for Energy Komisja Europejska, Międzynarodowa Konferencja Operator Informacji Pomiarowych, Warszawa 26 marca 2013 r.
5. *Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku*, URE
6. *Koncepcja dotyczącej modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*, URE
7. *Opinia 12/2011 na temat inteligentnego pomiaru zużycia (smart metering)*, przyjęta w dniu 04 kwietnia 2011 r., Grupa robocza ds. ochrony danych osobowych (ustanowiona na mocy art. 29 dyrektywy 95/46/WE)
8. *Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce*, PTPIREE, Poznań, 20 sierpnia 2012 r.
9. *Analiza HP dla PSE S.A. Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych*

ANEKS

do

**Analizy skutków społeczno – gospodarczych
wdrożenia inteligentnego opomiarowania**

1. Wariantowa analiza ekonomiczna
2. Analiza prawna
3. Analiza techniczna

Warszawa, kwiecień 2013 r.

Spis treści

Wstęp.....	3
Podsumowanie	4
Analiza ekonomiczna	5
Warianty alternatywne wdrażania inteligentnego opomiarowania	5
Wdrożenie liczników zdalnego odczytu na żądanie odbiorcy	7
Instalacja liczników zdalnego odczytu u 80% odbiorców bez wprowadzania OIP	11
Analiza wdrożenia modelu inteligentnego opomiarowania	15
Analiza wariantów wdrożenia	15
Analiza wrażliwości wariantu bazowego	18
Analiza wpływu na ceny energii elektrycznej (wariant bazowy).....	22
Wpływ kosztów inteligentnego opomiarowania na ceny energii elektrycznej	25
Wpływ korzyści na ceny energii elektrycznej.....	27
Wpływ salda kosztów i korzyści na ceny energii elektrycznej	30
Analiza prawna.....	32
Akty prawne oraz pozostałe dokumenty stanowiące podstawę analizy:.....	32
Podstawy formalno-prawne konieczności wdrożenia inteligentnego opomiarowania	32
Najważniejsze problemy i obszary ryzyk prawnych wymagające regulacji.....	35
Podsumowanie prawne.....	37
Analiza techniczna	38
Podstawowe funkcjonalności systemu inteligentnego opomiarowania	38
Elementy składowe infrastruktury AMI.....	39
Zapewnienie bezpieczeństwa systemu	44
Objaśnienie skrótów	46
Materiały źródłowe	47

Wstęp

Niniejszy dokument jest aneksem do Analizy skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania, przekazanej Radzie Ministrów w dniu 9 kwietnia 2013 r., zwanej w dalszej części „Analizą”. Przekazana Radzie Ministrów Analiza zawierała ocenę skutków ekonomicznych i społecznych wdrożenia systemu liczników zdalnego odczytu wraz z uwarunkowaniami prawnymi. Celem niniejszego Aneksu jest uzupełnienie i rozszerzenie informacji zawartych we wspomnianej Analizie.

Wdrożenie inteligentnego opomiarowania jest procesem wymagającym istotnych nakładów finansowych na infrastrukturę, jednakże generującym również znaczące korzyści dla różnych grup odbiorców. W związku z istotnym znaczeniem ekonomicznym, społecznym i prawnym projektowanych rozwiązań wymagają one dokładnej i wszechstronnej analizy. Aneks do Analizy składa się z trzech części: wariantowej analizy ekonomicznej, analizy prawnej oraz analizy technicznej.

W ramach wariantowej analizy ekonomicznej podjęto tematykę ogólnego modelu wdrażania inteligentnego opomiarowania. Rozważono różne warianty, w tym także wpływ na oczekiwane korzyści i koszty takich rozwiązań jak: instalacja liczników jedynie na żądanie odbiorcy oraz wdrożenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu u co najmniej 80% odbiorców do 2020 r. bez wprowadzania jednego scentralizowanego Operatora Informacji Pomiarowej. W dalszej części analizy ekonomicznej porównano następujące warianty: bazowy (prezentowany wcześniej w Analizie), optymalny, zawierający założenie odnośnie przyspieszenia osiągnięcia pełnej funkcjonalności liczników, dwa warianty zmienionych kosztów (spadek kosztów o 15%, wzrost kosztów o 15%) oraz dwa warianty różniące się ścieżkami instalacji liczników (przyspieszona i opóźniona ścieżka instalacji). Następnie przedmiotem rozważań w Aneksie jest wpływ wdrożenia inteligentnego opomiarowania na ceny energii. Przeanalizowano w szczególności, jakie przełożenie na cenę energii dla odbiorców końcowych oraz na opłatę dystrybucyjną mają planowane wydatki związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania. Analizowano także, w jaki sposób oczekiwane korzyści wdrożenia mogą wpłynąć na ceny energii.

W ramach analizy prawnej przytoczono akty prawne oraz pozostałe dokumenty stanowiące podstawę Analizy oraz uszczegółowiono podstawy formalno-prawne konieczności wdrożenia inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem wymogów wynikających z prawodawstwa europejskiego. Ponadto opisano najważniejsze problemy i obszary ryzyk prawnych związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania wymagające regulacji.

Podsumowanie

- Przesłankami do podjęcia decyzji o wdrożeniu inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce są wymagania prawa unijnego oraz korzyści i potrzeby dla tego sektora gospodarki, odbiorców energii elektrycznej oraz środowiska naturalnego.
- Niniejsza analiza pokazuje, że tempo instalowania oraz ilość liczników zdalnego odczytu może znacząco wpłynąć na korzyści wynikające z wdrożenia AMI w Polsce.
- W przypadku przyznania Odbiorcom prawa żądania od OSD E instalacji licznika zdalnego odczytu, przy założeniu, że zdecyduje się na taki ruch 20% najbardziej aktywnych Odbiorców, prognozowane koszty w żadnym wypadku nie zostaną pokryte korzyściami wynikającymi dla Odbiorców, Sprzedawców, OSD E i OSP w latach 2014-2020, a w dłuższym okresie – do 2026 r. jest to możliwe jedynie przy niższej niż prognozowana cenie zakupu instalowanych liczników.
- W przypadku wdrożenia systemu u 80% Odbiorców, bez powołania jednego OIP saldo korzyści i kosztów szacuje się na kwotę około (–) 75 mln zł w latach 2013-2020. Natomiast w przypadku wariantu bazowego tj. wdrożenia systemu u 80% Odbiorców z powołaniem niezależnego, regulowanego przez Prezesa URE operatora pomiarów saldo korzyści i kosztów w tym samym okresie jest większe o ok. 120 mln zł i wynosi 43 mln zł.
- W celu wykorzystania pełnej funkcjonalności systemu, niezbędne jest powołanie jednego umocowanego ustawowo operatora informacji pomiarowych, niezależnego od OSD E i regulowanego przez Prezesa URE. Pozwoli to na stworzenie możliwości wykorzystania wszystkich korzyści wynikających z instalacji liczników zdalnego odczytu i jest rozwiązaniem najbardziej efektywnym.
- Pod względem najwyższego dodatniego salda korzyści i kosztów, zarówno w krótszym jak i dłuższym okresie, najlepszy okazuje się wariant instalacji liczników u 80% Odbiorców według ścieżki osiągania funkcjonalności opisanej w wariantcie optymalnym i powołanie jednego OIP.
- W stosunku do wariantu bazowego przyspieszenie instalacji liczników zdalnego dostępu, przyspieszenie udostępnienia ich funkcjonalności i obniżenie kosztu instalowanych liczników powoduje zdecydowany przyrost salda korzyści.
- Korzyści będą rosły w miarę funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania. Koszty zostaną poniesione głównie w latach 2014-2020. Po roku 2020 korzyści będą znacznie przewyższać poniesione nakłady. Wzrost liczby instalowanych w początkowym okresie liczników zdalnego odczytu i tempo instalacji tych liczników przekłada się na możliwy wzrost korzyści w pierwszych latach.
- Wdrożenie w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania nie będzie miało znaczącego wpływu na ceny energii elektrycznej. Jednostkowy udział kosztu związanego z instalacją licznika zdalnego odczytu (w przeliczeniu na MWh i wyrażony w zł/MWh) dla odbiorców grupy C i G i liczony rok do roku, mieści się w przedziale od 0,8 zł/MWh do 4,1 zł/MWh, co stanowi:
 - od 0,3% do 1,7% wartości stawki dystrybucyjnej dla grupy C i od 0,1% do 0,8% ceny energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego w tej grupie,

- od 0,3% do 1,9% wartości stawki dystrybucyjnej dla grupy G i od 0,1% do 0,9% ceny energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego w tej grupie.

Analiza ekonomiczna

Warianty alternatywne wdrażania inteligentnego opomiarowania

W Analizie skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania przekazanej dnia 9 kwietnia 2013 r. przyjęty został model (wariant **bazowy** analizy), który opiera się o dwa zasadnicze filary:

- powszechności systemu, poprzez wprowadzenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu u co najmniej 80% odbiorców do 2020 r., co gwarantuje maksymalizację korzyści i minimalizację kosztów poprzez efekt skali;
- standaryzacji rozwiązań, poprzez wprowadzenie operatora informacji pomiarowych (OIP), co gwarantuje eliminację barier dostępu i możliwość wykorzystania pełnych funkcjonalności systemu wszystkim jego uczestnikom, a zatem maksymalizację korzyści.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) w 2012 r., po przeprowadzeniu wszechstronnych konsultacji opublikował stanowisko *Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*.

W ramach tego stanowiska poddał analizie możliwe rozwiązania, które wypełniałyby funkcje założonych fundamentalnych celów, do których należą w szczególności:

- poprawa bezpieczeństwa pracy KSE – aspekt techniczny,
- poprawa konkurencyjności rynku energii – aspekt ekonomiczny,
- stworzenie warunków dla efektywnego wzrostu udziału energii odnawialnej w krajowym bilansie zużycia energii – aspekt ekologiczny,
- upodmiotowienie odbiorcy i stworzenie możliwości poprawy efektywności energetycznej – aspekt ekonomiczny i klimatyczny.

W stanowisku Prezes URE analizował trzy modelowe grupy rozwiązań oparte o następujące założenia:

- I. OSD E zachowają pełnię dotychczasowych kompetencji dotyczących organizacji procesu, zmianie uległaby wyłącznie warstwa technologiczna (ze względu np. na zwiększoną częstotliwość odczytów i konieczność ich udostępniania);
- II. OSD E zachowają częściową kompetencję w zakresie organizacji procesu (w części dotyczącej własności liczników i zarządzania nimi oraz pobierania danych pomiarowych) natomiast:

A – kompetencja udostępniania danych pomiarowych uprawnionym uczestnikom rynku zostałaaby podzielona pomiędzy grupę podmiotów „rynkowych”, niezależnych od OSD E operatorów pomiarowych lub

B – kompetencję tę przejąłby jeden nowy podmiot – niezależny od OSD E operator pomiarowy, nie podlegający regulacji Prezesa URE lub

C – kompetencję tę przejąłby jeden nowy podmiot – niezależny od OSD E operator pomiarowy, regulowany przez Prezesa URE;

III. Całość kompetencji dotyczących organizacji procesu (własności liczników i zarządzania nimi oraz pobierania, gromadzenia i udostępniania danych pomiarowych) przejąłaby nowa struktura podmiotów lub podmiot spoza sektora elektroenergetycznego, na zasadach wolnorynkowych lub częściowo regulowanych.

Po dokonaniu wszechstronnej analizy możliwych rozwiązań Prezes URE określił, że optymalnym wariantem gwarantującym stabilność, generującym najmniej ryzyk i najwięcej korzyści, posiadającym najwięcej zalet, oraz największy potencjał rozwojowy, jest wariant zgodnie z którym kompetencję gromadzenia, zarządzania i udostępniania danych pomiarowych przejąłby jeden ustawowo umocowany, niezależny od OSD E i sprzedawców podmiot regulowany przez Prezesa URE.

W niniejszym opracowaniu poddane analizie zostały dwa alternatywne scenariusze, oparte o następujące założenia:

1. Instalacja liczników zdalnego odczytu jedynie na żądanie odbiorcy;
2. Wdrożenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu u co najmniej 80% odbiorców do 2020 r. bez wprowadzania OIP.

Wdrożenie liczników zdalnego odczytu na żądanie odbiorcy

1. Opis

Analizowane rozwiązanie może wynikać z chęci maksymalizacji ochrony prywatności odbiorców i autonomii podejmowania przez nich decyzji dotyczących instalowania liczników (przykład Holandii opisany szczegółowo w CEER Benchmarking Report on Meter Data Management Case Studies, Rada Europejskich Regulatorów Energii listopad 2012 r.).

Zgodnie z tym scenariuszem Odbiorcy powinno być przyznane prawo żądania od OSD E instalacji licznika zdalnego odczytu wraz z niezbędną do jego obsługi infrastrukturą. Do rozważenia pozostaje, czy koszty takiej instalacji wraz z kosztami niezbędnej infrastruktury powinien ponieść Odbiorca wysuwający takie żądanie czy też koszty te powinny zostać podzielone na wszystkich odbiorców i uwzględnione w taryfie. Rozstrzygnięcie tej kwestii nie leżało w zakresie niniejszej analizy, chociaż wydaje się, że każde rozstrzygnięcie tej kwestii nie będzie dla odbiorcy korzystne. Może on bowiem ponieść nadmierne koszty takiej instalacji lub spotkać się z odmową instalacji licznika na swój wniosek ze względów ekonomicznych. W przypadku uwzględnienia tych kosztów w taryfie zostaną one podzielone na również innych odbiorców energii elektrycznej, którzy nie będą beneficjentami potencjalnych korzyści.

Należy jednakże założyć, że wdrażanie liczników nawet w bardzo ograniczonej skali wymaga budowy systemów akwizycji i przetwarzania danych pomiarowych oraz stworzenia całej niezbędnej infrastruktury. Jeśli bowiem dajemy prawo wyboru Odbiorcy system ten powinien być przygotowany do obsłużenia wszystkich uprawnionych. W przeciwnym wypadku powstaną po stronie OSD E dodatkowe koszty osieroczone¹ lub Odbiorcy będą bardzo długo oczekiwać na zainstalowanie licznika i uruchomienie jego funkcjonalności.

2. Koszty

Dla przeprowadzenia dalszych analiz założono, że liczniki zostaną zainstalowane u 20% najbardziej aktywnych odbiorców końcowych do 2020 r.

Dalsze obliczenia wykonywano dla trzech wariantów:

Wariant 1 – Koszty systemów AMI założono na takim samym poziomie jak w wariantcie bazowym². Wynika to z faktu, że koszty systemów teleinformatycznych do przetwarzania danych pomiarowych są na podobnym poziomie, niezależnie od tego czy mają przewidywać akwizycję danych od setek tysięcy czy kilku milionów odbiorców. Jak przedstawiono powyżej system akwizycji powinien przewidywać możliwość wystąpienia z żądaniem zainstalowania liczników u każdego Odbiorcy. Dodatkowo aby umożliwić przekazywanie

¹ Jeśli wyobrazić sobie sytuację, zgodnie z którą w budynku zamieszkałym przez 40 rodzin jeden tylko odbiorca wnioskować będzie o instalację licznika powinna być dla niego zbudowana cała infrastruktura komunikacyjna, przy czym powinna ona umożliwiać podłączenia wszystkich 40 rodzin, przepustowość będzie więc wykorzystywana w 1/40 części a koszt infrastruktury (np. koncentratory itp.) poniesiony dla 40 liczników.

² Wariant bazowy (instalacja liczników zdalnego odczytu u 80% Odbiorców do końca 2020 r. oraz gromadzenie i udostępnianie danych przez regulowanego przez Prezesa URE niezależnego operatora pomiarowego) opisano szczegółowo w *Analizie skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania* str 24-25 Zgodnie z przeprowadzoną tam analizą wariantu bazowego koszt instalacji liczników w cenach stałych z 2013 r. wynosi 3 456 mln zł.

danych do wielu sprzedawców systemy te powinny posiadać odpowiednio rozbudowane interfejsy komunikacyjne.

Zmienne są w zależności od ilości instalowanych liczników koszty samych urządzeń i ich instalacji (przyjęto koszt urządzenia z instalacją w wysokości 320 zł/licznik).

Tabela 1. Koszty wdrożenia wariant 1, w mld zł (ceny stałe 2013 r.)

Koszty aplikacji AMI i systemów akwizycji (np. koncentratorów)	0,950
Koszty liczników zdalnego odczytu	1,061
Razem	2,011

Źródło: obliczenia własne

Wariant 2 – W wariantcie tym przyjęto koszt instalacji licznika w wysokości 309,5³ zł/licznik (na bazie kosztów Energa Operator S.A.) oraz założono proporcję kosztów stałych (niezależnych od liczby liczników aplikacji i akwizycji danych) do kosztów zmiennych (licznik i instalacja) w wysokości 30/70.

W tym wariantcie szacowane koszty wdrożenia wynoszą ok. 1,946 mld zł.

Tabela 2. Koszty wdrożenia wariant 2, w mld zł (ceny stałe 2013 r.)

Koszty aplikacji AMI i systemów akwizycji (np. koncentratorów)	1,229
Koszty liczników zdalnego odczytu	0,717
Razem	1,946

Źródło: Obliczenia własne

Wariant 3 - W wariantcie tym przyjęto koszt instalacji licznika w wysokości 398⁴ zł/licznik (na bazie kosztów Energa Operator S.A.) przy założeniu, że koszt na licznik jest taki sam dla wdrożenia 20% jak i dla 100%. Najbardziej optymistyczne wyliczenie, ale obarczone największym ryzykiem niedoszacowania nakładów.

Przy takim założeniu szacowany koszt instalacji liczników u 20% Odbiorców wyniesie ok. 1,3 mld zł (398 zł pomnożone przez liczbę zainstalowanych w tym wariantcie liczników).

We wszystkich wariantach trzeba uwzględnić koszt instalacji legalizacyjnych liczników, które są wymieniane na liczniki elektroniczne ale nie zdalnego odczytu. Te koszty to dodatkowe ok. 0,5 mld zł.

Reasumując, w zależności od przyjętego wariantu, szacowane w cenach stałych 2013 r. koszty instalacji liczników zdalnego odczytu na żądanie Odbiorcy końcowego (w przyjętym założeniu dla 20% Odbiorców) wraz z niezbędną infrastrukturą mieszczą się w przedziale od 1,3 mld zł do ok. 2,0 mld zł.

³ na podstawie danych ze strony ENERGA Operator S.A. www.media.energa.pl informacja z dnia 5 stycznia 2013 r.

⁴ Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce, PTPIREE, Poznań, 20 sierpnia 2012 r.

3. Korzyści

Korzyści oszacowano według tej samej metody co w wariantcie bazowym przy założeniu instalacji 20% liczników zdalnego odczytu do 2020 r.

Założono że z uwagi na:

- instalację liczników zdalnego odczytu na żądanie, tj. jedynie dla 20%, a nie jak w wariantcie bazowym dla 80% Odbiorców,
- brak standaryzacji, tj. brak regulowanego przez Prezesa URE niezależnego operatora pomiarowego,

nie zostaną osiągnięte korzyści w postaci:

- ułatwienia zmiany sprzedawcy,
- ograniczenia przychodów (redukcja strat handlowych i technicznych).

Jednocześnie korzyści OSP zostaną osiągnięte jedynie w 25% w stosunku do przypadku, gdyby liczniki zdalnego odczytu zainstalowano u 80% Odbiorców końcowych.

Tabela 3. Korzyści wdrożenia systemu (w mln zł, w cenach stałych 2013 r.).

KORZYŚCI		2013-2020	2013-2026
Odbiorca	Świadome zużycie energii	111	371
Odbiorca	razem	111	371
sprzedawca	Skrócenie czasu do wystawienia faktury	9	28
sprzedawca	Dopasowanie portfela zakupów (ograniczenie niezbilansowania)	15	46
sprzedawca	Zarządzanie popytem	79	236
sprzedawca	razem	103	310
OSD E	Oszczędności na odczytach	103	308
OSD E	razem	103	308
OSP	Ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc	426	694
OSP	razem	426	694
RAZEM KORZYŚCI		743	1683

Źródło: Obliczenia własne na podstawie modelu HP dla PSE S.A.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że w przypadku instalacji liczników zdalnego odczytu na żądanie Odbiorcy końcowego (w przyjętym założeniu u 20% najbardziej aktywnych Odbiorców) prognozowane korzyści, możliwe do osiągnięcia do 2020 r. nie przekroczą łącznie 750 mln zł, a do 2026 r. 1,7 mld zł. Korzyści te są zatem mniejsze o blisko 3 mld zł i o 6,7 mld zł odpowiednio w okresie do 2020 r. i 2026 r. Oczekuje się, że największy ubytek korzyści nastąpi w przypadku OSP – blisko 1,4 mld zł⁵.

⁵ Szacowane korzyści dla OSP w wariantcie bazowym do 2020 r. mogą wynieść ok. 1,8 mld zł (tabela 5, str. 13)

4. Ograniczenia i skutki

Porównanie kosztów i korzyści związanych z wdrożeniem liczników zdalnego odczytu na żądanie Odbiorcy końcowego wskazuje, że **jedynie w dłuższym okresie tj. do 2026 r.** i w optymistycznym wariancie kosztowym (minimalizacja kosztów, jak wspomniano powyżej obarczona jednakże wysokim stopniem ryzyka niedoszacowania kosztów) - korzyści mogą pokryć koszty.

Z pozostałych poddanych analizie wariantów wynika nieopłacalność ekonomiczna modelu wdrażania inteligentnego opomiarowania tylko u części Odbiorców (na żądanie Odbiorcy).

W przypadku znacząco większej liczby liczników niż zakładane 20%, koszty wdrożenia będą rosły wolniej niż przyrost korzyści. Przy instalacji min 50% liczników do 2020 r. kalkulując koszty i korzyści na lata 2014-2026 można się spodziewać że koszty zbliżą się do oczekiwanych korzyści.

Należy mieć na uwadze, że dla porównania w wariancie bazowym (80% liczników i OIP) korzyści przekraczają koszty w tym okresie o ponad 4,6 mld zł.

5. Wymagany poziom regulacji

Należy mieć na uwadze, że analizowany powyżej model wdrożenia inteligentnego opomiarowania nie wypełnia zapisów Dyrektywy 2009/72/WE w zakresie wdrożenia 80% liczników do 2020 r. lub nie daje pewności pełnego wykonania warunków określonych w przepisach UE. Naraża to Polskę na kolejne postępowanie związane z nierealizowaniem ustaleń unijnych, a zatem również i na dotkliwe kary. Ich wysokość oraz ocena prawna skutków niewdrożenia tych decyzji nie jest przedmiotem tej analizy, jednakże ewentualne kary dodatkowo zwiększą i tak już niekorzystną różnicę między kosztami wdrożenia systemu i potencjalnymi korzyściami.

W celu wdrożenia wariantu obejmującego instalację liczników zdalnego odczytu tylko i wyłącznie na żądanie Odbiorcy konieczne jest wprowadzenie regulacji obejmujących:

- wprowadzenie zapisów o obligatoryjnym instalowaniu przez OSD E licznika zdalnego odczytu na żądanie odbiorcy – bez tego zapisu OSD E mógłby odmówić danemu odbiorcy instalację licznika na jego żądanie np. ze względu na koszty,
- ustawowe określenie, kto ponosi koszt instalacji licznika zdalnego odczytu – Odbiorca występujący z takim żądaniem czy też wszyscy Odbiorcy poprzez taryfę dystrybucyjną,
- wymagania w zakresie ochrony prywatności odbiorców i bezpieczeństwa danych pomiarowych.

Większość relacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz odbiorcami końcowymi powinno opierać się na relacjach umownych i upoważnieniach.

Instalacja liczników zdalnego odczytu u 80% odbiorców bez wprowadzania OIP

1. Opis

Wariant zakłada wprowadzenie na poziomie ustawowym obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu u 80% odbiorców do roku 2020. W tym alternatywnym wariantcie nie zakłada się powołania regulowanego przez Prezesa URE, niezależnego operatora pomiarów (OIP) ani innej centralnej platformy wymiany danych. Zakłada się, że zadania w zakresie udostępniania danych pomiarowych i obiegu informacji przy zmianie sprzedawcy obsługiwać będzie OSD E w bezpośrednich relacjach ze sprzedawcami.

W tym modelu przy 360 sprzedawcach i 150 OSD E może wystąpić potencjalnie 54 tys. interakcji pomiędzy tymi podmiotami.

2. Koszty

Zakłada się identyczne koszty wdrożenia po stronie OSD E jak w wariantcie bazowym od ok. 3,6 do 5,2 mld zł.

3. Korzyści

HP na potrzeby PSE S.A. dokonał oszacowania wpływu roli OIP na zakładane korzyści z wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Wpływ ten został podzielony na trzy kategorie – bardzo silny, silny i słaby.

Dla celów niniejszej analizy ekspercko założono, że brak OIP powoduje obniżenie oczekiwanych korzyści w pierwszych latach tj. do 2020 r. odpowiednio o:

- Bardzo silny – 10%
- Silny – 5%
- Słaby – 1%.

Zastosowano konserwatywne podejście wskazujące na minimalistyczną rolę OIP. Wynika to z założenia ostrożnościowego, iż niedoszacowanie efektu działalności OIP jest lepsze niż jej przeszacowanie. Należy jednak podkreślić, że w skrajnych rozważanych wariantach część zakładanych korzyści byłaby nie do osiągnięcia bez OIP.

W kolejnych latach założono z ostrożnościowego punktu widzenia, że nastąpi odpowiednie dostosowanie systemu inteligentnego opomiarowania, tak że korzyści w latach 2021 – 2026 będą osiągane w pełnej skali.

Szczegóły określenia wpływu OIP na możliwe do osiągnięcia korzyści zawiera tabela 4.

Tabela 4. Rola OIP, jako podmiotu wspierającego osiągnięcie zakładanych celów wdrożenia nowego modelu rynku opomiarowania

LP	Cele operacyjna	Rola OIP	Opis
1	Zarządzanie popytem	+++	Udostępnianie danych, możliwość rozliczania taryf TOU
2	Dopasowanie portfela zakupów: poprawa jakości prognozowania dzięki szybkiej analizie rzeczywistych zachowań odbiorców	+++	Łatwy dostęp do danych, pełne repozytorium danych, agregacja danych i analizy
3	Skrócenie czasu do wystawienia faktury	+++	OIP gwarantuje SLA dla sprzedawcy, agreguje dane z różnych OSD
4	Ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc	+++	Wsparcie rozliczania programów DSR
5	Możliwość zmiany sprzedawcy	++	OIP występuje jako gwarant niezależności sprzedawcy i OSD; za zgodą klienta OIP udostępnia dane potencjalnemu sprzedawcy dla umożliwienia przygotowania lepszej oferty;
6	Ograniczenie ryzyka awarii systemu przesyłowego tzw. blackout-ów.	++	Udostępnienie danych pomiarowych z wysoką granulacją; docelowo wsparcie mikrogeneracji
7	Świadome zużycie energii – wyzwolenie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii: obniżenie zużycia	+	Wsparcie procesu wdrażania inteligentnego opomiarowania, agregacja i udostępnianie danych od różnych OSD i sprzedawców, standaryzacja rozwiązań
8	Ograniczeniu strat (redukcja strat handlowych i technicznych)	+	Możliwość wypracowania benchmarków
9	Zwiększenie przychodów przez ograniczenie strat - nierealizowanie sprzedaży i dystrybucji energii.	+	Możliwość wypracowania benchmarków
10	Ograniczenie zaległych zobowiązań klientów: przyspieszenie windykacji (zdalne wyłączenie lub ograniczanie mocy)	+	Uproszczenie realizacji procesów masowych (np. proces windykacyjny) realizowanych przez sprzedawcę obsługującego klientów położonych w obszarach różnych OSD.
11	Opłata dla odbiorców za ponadumowny pobór energii biernej	+	Jako element zbieranych danych niezbędnych do rozliczania klienta.
12	Bonifikata jakościowa	+	Pełne repozytorium danych, archiwum
13	Bonifikata z tytułu przerw w dostawie energii	+	Pełne repozytorium danych

Legenda: +++ bardzo silny wpływ, ++ silny wpływ, + słaby wpływ

Źródło: Opracowanie HP dla PSE S.A.

Po uwzględnieniu przedstawionych wskaźników korekty korzyści, dokonano ponownego przeszacowania oczekiwanych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Szczegóły zawiera tabela nr 5.

Należy zwrócić uwagę, że z wdrożeniem OIP związane są oczekiwania co do rozwoju konkurencji rynkowej, w tym zapewnienie Odbiorcy swobody wyboru dostawcy energii elektrycznej.

OIP ma gwarantować wdrożenie inteligentnego opomiarowania w Polsce i umożliwienie osiągania korzyści przez wszystkich interesariuszy poprzez równoprawny dostęp do danych i funkcjonalności AMI. Brak OIP spowoduje brak koordynacji działań w ramach AMI pomiędzy OSD E a sprzedawcami, co z kolei może spowodować, że zainwestowane pieniądze w infrastrukturę AMI nie przyniosą spodziewanych korzyści związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania.

W ramach wymiany danych, zamiast stworzenie jednego interfejsu OSD E-OIP i OIP-sprzedawca, każdy ze sprzedawców musiałby stworzyć wiele interfejsów do wielu OSD E, a każdy OSD E musiałby stworzyć wiele interfejsów do wielu sprzedawców.

Część korzyści jak te po stronie sprzedawców w postaci dopasowania portfela zakupowego oraz zarządzania popytem nie zostanie przeniesiona na odbiorców końcowych, jeżeli nie wymusi tego odpowiednia konkurencja na rynku energii elektrycznej.

Tabela 5. Podsumowanie korzyści i kosztów w wariantcie bazowym i wariantcie bez OIP w latach 2013-2020, dane w mln zł, w cenach stałych 2013 r.

		Wariant bez OIP	Wariant bazowy
KORZYŚCI		2013-2020	2013-2020
Odbiorca	Świadome zużycie energii (+)	491	496
Odbiorca	Możliwość zmiany sprzedawcy (++)	48	50
Odbiorca	razem	539	546
sprzedawca	Skrócenie czasu do wystawienia faktury (+++)	34	38
sprzedawca	Dopasowanie portfela zakupów (ograniczenie niezbilansowania). (+++)	64	71
sprzedawca	Zarządzanie popytem (+++)	327	363
sprzedawca	razem	425	472
OSD E	Ograniczenie przychodów (redukcja strat handlowych i technicznych) (+)	415	420
OSD E	Oszczędności na odczytach	475	475
OSD E	razem	890	895
OSP	Ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc (+++)	1 608	1 787
OSP	razem	1 608	1 787
RAZEM KORZYŚCI		3462	3700
KOSZTY			
OSD E	Nakłady inwestycyjne	3 456	3 456
OSD E	Koszty operacyjne bez amortyzacji	81	229
OSD E	RAZEM KOSZTY OSD E	3 537	3 685
OIP	Nakłady inwestycyjne	0	75
OIP	Koszty operacyjne bez amortyzacji	0	45
OIP	RAZEM KOSZTY OIP	0	120
RAZEM KOSZTY		3 537	3 657
SALDO (KORZYŚCI – KOSZTY)		-75	43

Legenda: +++ bardzo silny wpływ, ++ silny wpływ, + słaby wpływ

Źródło: Obliczenia na podstawie modelu HP dla PSE S.A.

W okresie budowy inteligentnego opomiarowania czyli do 2020 r. prognozowane koszty przekraczają oczekiwane korzyści. Jednakże przekroczenie to mieści się w granicy wrażliwości przyjętych założeń. Chociaż poziom oczekiwanych korzyści jest zbliżony do osiąganego w wariantcie bazowym.

Różnica w stosunku do wariantu bazowego szacowana jest na 238 mln zł w cenach stałych 2013 r. Koszty wdrożenia OIP w cenach stałych 2013 r. do 2020 r. szacowane są na ok. 120 mln zł.

4. Ograniczenia i skutki

Ograniczenia wynikające z wariantu wdrożenia inteligentnego opomiarowania bez wdrożenia OIP leżą przede wszystkim po stronie rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców końcowych.

Minister Gospodarki ma ograniczony wpływ na funkcjonowanie i kształtowanie systemu inteligentnego opomiarowania oraz działanie poszczególnych podmiotów na rynku energii elektrycznej, a Prezes URE działa w granicach ram ustawowych jako organ regulacyjny a nie operator systemu inteligentnego opomiarowania. W rozwiązaniu zdecentralizowanym brak jest więc podmiotu odpowiedzialnego za rozwój całego systemu, którym byłby OIP.

W opinii Prezesa URE pozostawienie odpowiedzialności za system opomiarowania w ramach OSD E może powodować negatywne następstwa⁶:

- zależność takich podmiotów od strategii OSD E i grup kapitałowych (wzmocnienie monopolu),
- brak jednolitego standardu komunikacyjnego, konieczność budowy interfejsów komunikacji pomiędzy każdym OSD E i sprzedawcą,
- ograniczenie efektu skali i zagrożenie powielania kosztów na wielu poziomach,
- brak bodźców do rozdzielania systemów rozliczeniowych przez OSD E i sprzedawców z tych samych grup kapitałowych co ogranicza konkurencję w sektorze sprzedaży energii elektrycznej,
- utrudnienia dostępu do informacji, dla uczestników rynku działających na rozproszonym obszarze (sprzedawcy, agregatorzy, ESCO) poprzez konieczność uzyskiwania informacji z wielu źródeł,
- wzrost kosztów funkcjonowania systemu.

5. Wymagany poziom regulacji

Analiza ekonomiczna różnych wariantów wskazuje na te warianty, przy realizacji których uzyskuje się efekt maksymalizacji możliwych do osiągnięcia korzyści przy minimalizacji nakładów i dochowaniu należytych zasad ochrony prywatności Odbiorcy końcowego. Dlatego też zasadnym jest w przyszłych regulacjach:

- wprowadzenie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu w drodze ustawy,
- określenie zakresu danych pomiarowych, okresu ich przechowywania, warunków dostępu i ich wykorzystania przez poszczególne podmioty,
- doprecyzowanie funkcjonalności urządzeń systemu opomiarowania oraz standaryzacji wymiany danych i dostępu do systemów - w drodze aktów wykonawczych do ustawy,
- wzmocnienie kompetencji i uprawnień kontrolnych Prezesa URE.

⁶ Na podstawie *Koncepcja dotycząca modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej*. Stanowisko Prezesa URE

Analiza wdrożenia modelu inteligentnego opomiarowania

Przeprowadzono analizę wariantów skutków ekonomicznych wdrożenia inteligentnego opomiarowania. W pierwszej części analizy wariantów wdrożenia porównano wariant bazowy i wariant optymalny różniące się ścieżką przyrostu funkcjonalności liczników. Wariant bazowy był szczegółowo opisywany w Analizie.

Następnie dokonano analizy wrażliwości obliczeń kosztów i korzyści ze względu na dwa czynniki: wzrost lub spadek kosztu licznika zdalnego odczytu oraz przyspieszoną lub opóźnioną ścieżkę instalacji liczników.

Opis wariantów przedstawiono przed analizą każdego z nich.

Wszystkie dane w poniższych tabelach są ujęte w wartościach zdyskontowanych (NPV w wartości na rok 2013), zastosowano stopę dyskontową w wysokości 10% rocznie.

Analiza wariantów wdrożenia

Analizę wdrożenia przeprowadzono dla następujących wariantów:

1. Wariant bazowy
2. Wariant optymalny

1. Wariant bazowy

Założono na potrzeby analizy ścieżkę instalacji liczników zdalnego odczytu, którą uwidoczniono w poniższej tabeli.

Tabela 6. Zakładany obowiązek z mocy ustawy na koniec roku

lata	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
liczba liczników instalowanych rocznie [%]	5	5	10	15	15	15	15
skumulowana liczba liczników [%]	5	10	20	35	50	65	80

Źródło: Obliczenia własne

Z uwagi na to, że liczniki są instalowane w ciągu roku od 1 stycznia do 31 grudnia przyjmuje się do kalkulacji, że tylko połowa liczników w danym roku osiągnie pełną funkcjonalność, a zatem, tylko połowa liczników zainstalowanych w danym roku przyniesie oczekiwane korzyści lub średnio korzyści te będą możliwe do osiągnięcia przez połowę okresu (założenie konserwatywne, ostrożnościowe). W następnym roku zakłada się, że wszystkie liczniki zainstalowane w roku poprzednim osiągną pełną funkcjonalność, co oznacza, że do kalkulacji uwzględnia się ilość liczników z poprzedniego roku oraz połowę z roku bieżącego. Stąd wynika efekt w postaci częściowego, w stosunku do ścieżki instalacji, przyrostu

funkcjonalności i oczekiwanych korzyści. Opóźnienie funkcjonalności bezpośrednio po instalacji wynika także z powodu konieczności wykonania testów systemów. W miarę upływu czasu różnica ta zanika, pełną funkcjonalność i korzyści liczniki wygenerują po 2020 r.

Przyjęto w wariantcie bazowym konserwatywną ścieżkę osiągnięcia funkcjonalności, co implikuje fakt, iż pełna funkcjonalność zostanie osiągnięta po 2020 r.

Tabela 7. Ścieżka osiągnięcia funkcjonalności liczników- wariant bazowy.*

lata	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
skumulowana liczba liczników [%]	2,5	3,5	9,8	17,2	26,9	46,2	65,6

*Korzyści i koszty wariantu bazowego zostały szczegółowo przedstawione we wcześniejszej Analizie.

Źródło: Obliczenia własne

W wariantcie bazowym założono, że w roku 2020 zostanie osiągnięta pełna funkcjonalność 65,6% liczników. Po roku 2020 osiągnięta zostanie pełna funkcjonalność 80% liczników, tj. wszystkich zainstalowanych liczników.

Tabela 8. Koszty i korzyści w wariantcie bazowym, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	3 701	8 457
KOSZTY*	3 658	3 851
SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	43	4 606

* Koszty obejmują koszty inwestycji w liczniki i pozostałą infrastrukturę techniczną oraz koszty operacyjne OSD E, związane z obsługą liczników, a także koszty inwestycyjne i operacyjne Operatora Informacji Pomiarowych. Analogicznie w kolejnych tabelach.

Źródło: Obliczenia własne

W wariantcie bazowym w krótszym okresie przewaga korzyści nad kosztami wyniesie ok. 43 mln zł, zaś w dłuższym okresie ok. 4,6 mld zł.

2. Wariant optymalny

W wariantcie optymalnym założono, że liczniki zdalnego odczytu osiągają funkcjonalność zgodnie z przyspieszoną ścieżką. Pozwoli to również na szybsze osiągnięcie korzyści wynikających z zainstalowania liczników zdalnego dostępu. Ścieżka przyjęta do kalkulacji przedstawiona jest w tabeli 9.

Tabela 9. Ścieżka osiągnięcia funkcjonalności liczników-wariant optymalny.

lata	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
skumulowana liczba liczników w %	2,5	7,5	15,0	27,5	42,5	57,5	72,5

Źródło: Obliczenia własne

W wariantcie optymalnym w roku 2020 osiągnięta zostanie pełna funkcjonalność 72,5% liczników. Po roku 2020 osiągnięta zostanie pełna funkcjonalność 80% liczników.

Poddano analizie wariant optymalny w zakresie kosztów i korzyści.

Tabela 10. Koszty i korzyści w wariantcie optymalnym, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	4 448	9 458
KOSZTY	3 658	3 851
SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	790	5 607

Źródło: Obliczenia własne

W analizowanym wariantcie optymalnym korzyści wyraźnie przewyższają koszty w krótszym okresie o ok. 790 mln zł a w dłuższym okresie o 5,6 mld zł.

Analiza tych wariantów wskazuje, że przyspieszenie osiągania funkcjonalności przez zainstalowane liczniki, zakładane w poszczególnych latach dla 5% do 16% liczników, pozwala na zdecydowany wzrost osiąganych przez użytkowników korzyści. Dla okresu 2013 – 2020 korzyści wzrastają o ponad 20%, co przy przyjętych założeniach wynosi ok. 750 mln zł, natomiast w okresie dłuższym, dla lat 2013 – 2026 skumulowany przyrost sięga prawie 12%, co przy przyjętych założeniach wynosi ok. 1,0 mld zł. Zasadnym jest więc przyspieszenie instalacji liczników (o ile to możliwe) lub w przypadku ich zainstalowania, przyspieszenie uzyskania ich funkcjonalności.

Ocena negatywna, w przypadku opóźnienia instalacji liczników lub opóźnienia w uzyskiwaniu pełnej funkcjonalności zainstalowanych liczników, wskazywałaby więc stratę spowodowaną niestworzeniem warunków umożliwiających osiągnięcie korzyści. Wyrażeniem materialnym tej straty byłyby przedstawione powyżej wartości.

Analiza wrażliwości wariantu bazowego

W celu oceny wrażliwości analizowanych wariantów porównywano cztery warianty, w tym dwa warianty „kosztowe”:

- wariant KL1 – wzrost kosztu licznika o 15% w stosunku do wariantu bazowego⁷,
 - wariant KL2 – obniżenie kosztu licznika o 15% w stosunku do wariantu bazowego,
- oraz dwa warianty, związane ze ścieżką instalacji liczników:
- wariant SI1 – przyspieszenie instalacji liczników o 15% rocznie w stosunku do wariantu bazowego,
 - wariant SI2 – opóźnienie instalacji liczników o 15% rocznie w stosunku do wariantu bazowego.

1. Analiza wrażliwości na koszty

W pierwszej fazie dokonano analizy wrażliwości pod kątem zmian kosztów liczników. Porównano dwa warianty kosztowe.

W pierwszym wariantcie założeniem jest wzrost kosztu licznika zdalnego odczytu o 15% w stosunku do wariantu bazowego.

Tabela 11. Wariant KL1- wzrost kosztów liczników o 15%, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	3 701	8 457
KOSZTY	3 907	4 106
SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	-206	4 351

Źródło: Obliczenia własne

Wzrost kosztów instalacji liczników o 15% powoduje, iż **nadwyżka korzyści nad kosztami w dłuższym okresie wynosi ok. 4,35 mld zł, natomiast w krótszym okresie występuje deficyt w wysokości ok. 206 mln zł.**

W drugim wariantcie (wariant KL2) obniżono koszt liczników o 15% w stosunku do wariantu bazowego.

Tabela 12. Wariant KL2- obniżenie kosztów liczników o 15%, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	3 701	8 457
KOSZTY	3 475	3 674

⁷ Dla wariantu bazowego przyjęto cenę licznika w wysokości 160 zł (pozostałe składowe tj. koncentrator i koszty instalacji nie ulegają zmianie)

SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	226	4 783

Źródło: Obliczenia własne

Obniżka kosztów o 15% w stosunku do wariantu bazowego wywołuje wzrost przewidywanej nadwyżki korzyści nad kosztami.

W krótszym okresie nadwyżka korzyści nad kosztami wynosi ok. 226 mln zł, zaś w dłuższym okresie ok. 4,8 mld zł.

Jeśli, dla uproszczenia przyjąć założenie, że liniowy wzrost kosztów jednostkowych licznika powodować będzie liniowy wzrost kosztów związanych z instalacją liczników zdalnego odczytu, to wzrost kosztów licznika o 1% powoduje zmniejszenie salda korzyści o 13 mln zł w krótszym okresie i ok. 16mln zł w dłuższym okresie.

Analogicznie obniżenie kosztów zakupu licznika o 1% powoduje zwiększenie salda korzyści o prawie 12 mln zł w każdym z analizowanych okresów.

2. Analiza wrażliwości tempa instalacji liczników

W trzecim i czwartym wariantie zmieniono ścieżkę instalacji liczników zdalnego odczytu.

W wariantie trzecim (wariant SI1) przyspieszono instalację liczników o 15% rocznie.

Tabela 13. Wariant SI1-przyspieszona ścieżka instalacji liczników, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	3 933	8 813
KOSZTY	3 657	3 851
SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	276	4 962

Źródło: Obliczenia własne

W krótszym okresie korzyści przewyższają koszty o ok. 276 mln zł, zaś w dłuższym okresie o ok. 5 mld zł.

W wariantie czwartym (wariant SI2) obliczono korzyści i koszty w oparciu o opóźnioną ścieżkę instalacji liczników o 15% rocznie.

Tabela 14. Wariant SI2- opóźniona ścieżka instalacji liczników, w mln zł.

	2013-2020	2013-2026
KORZYŚCI	3 499	8 379
KOSZTY	3 658	3 851
SALDO (KORZYŚCI-KOSZTY)	-159	4 528

Źródło: Obliczenia własne

W krótszym okresie występuje deficyt w wysokości ok. 159 mln zł, zaś w dłuższym okresie korzyści przewyższają koszty o ok. 4,5 mld zł.

Jeśli, analogicznie jak powyżej, dla uproszczenia przyjąć założenie, że liniowe przyspieszenie ścieżki instalacji liczników zdalnego odczytu (lub szybsze uruchomienie ich funkcjonalności) powodować będzie liniowy przyrost korzyści, to przyspieszenie

ścieżki instalacji o 1% każdego roku spowoduje przyrost korzyści o 15 mln zł w krótszym okresie i ok. 24 mln zł w dłuższym okresie.

Analogicznie, spowolnienie ścieżki instalacji liczników o 1% każdego roku spowoduje zmniejszenie korzyści o ponad 13 mln zł w krótszym okresie i ponad 5 mln zł w okresie dłuższym.

Podsumowanie wariantów

Poniższa tabela ujmuje zestawienie wariantów, na potrzeby porównania globalnych korzyści i kosztów osiągniętych w zależności od przyjętych założeń.

Tabela 15. Saldo (korzyści minus koszty) - porównanie wariantów, w mln zł.

Wariant	2013-2020	2013-2026
Bazowy	43	4 606
KL1-wzrost kosztów liczników o 15%	-206	4 351
KL2-spadek kosztów liczników o 15%	226	4 783
SI1-przyspieszona ścieżka instalacji liczników	276	4 962
SI2- opóźniona ścieżka instalacji liczników	-159	4 528
Optymalny	790	5 607

Źródło: Obliczenia własne

Największe korzyści w relacji do kosztów daje wariant optymalny⁸, co wynika z przyspieszonej ścieżki osiągania funkcjonalności przez liczniki zdalnego odczytu, co z kolei generuje dodatkowe korzyści w stosunku do pozostałych wariantów.

Ponadto istotnie większe korzyści dają warianty: przyspieszonej ścieżki instalacji liczników, ze względu na fakt, iż szybsze wdrożenie przekłada się na przyspieszenie przyrostu korzyści w stosunku do kosztów oraz wariant obniżenia kosztów instalacji licznika zdalnego odczytu poprzez zmniejszenie globalnej kwoty kosztów w poszczególnych latach, co pozwala na uzyskanie korzystnego wyniku salda korzyści i kosztów.

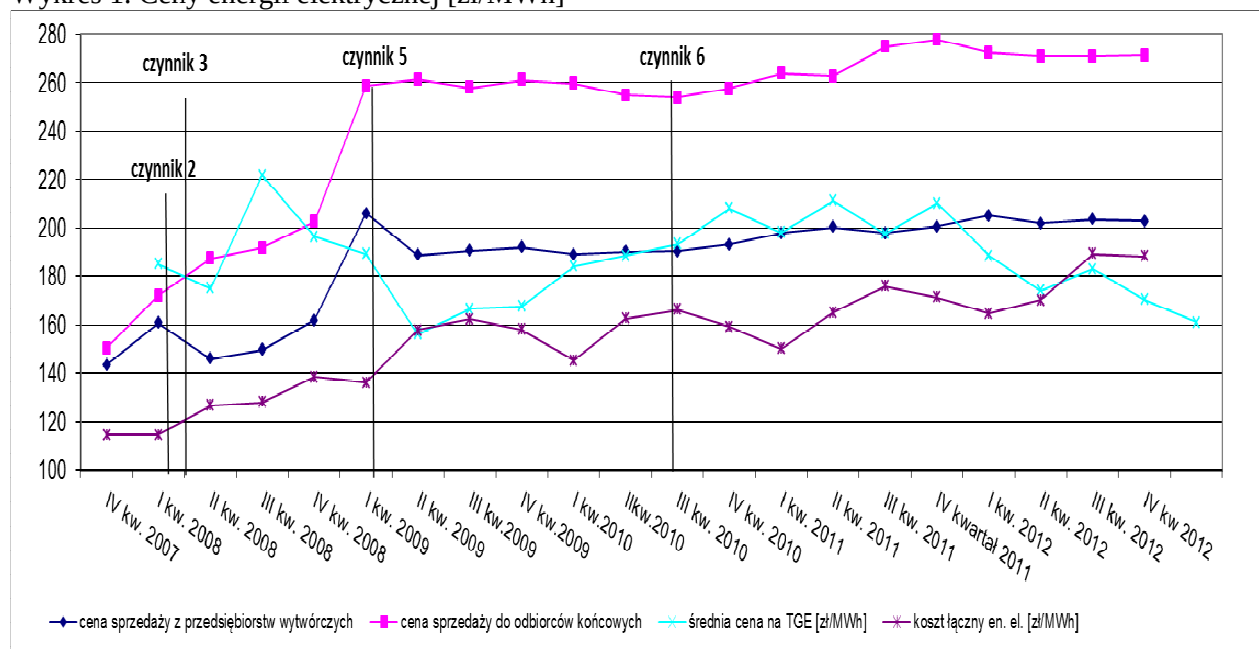
Jednakże należy podkreślić, iż w dłuższym okresie w każdym wariantcie przewaga korzyści nad kosztami jest znaczna i osiąga w zależności od wariantu 4-5 mld zł w wartościach zdyskontowanych, natomiast w wartościach bieżących wyniki będą znacznie wyższe, co pozwala na zakwalifikowanie operacji wdrożenia inteligentnego opomiarowania jako opłacalnej pod względem ekonomicznym

⁸ Wariant optymalny – instalacja liczników zdalnego odczytu wg ścieżki bazowej jednakże szybsze aniżeli w przypadku wariantu bazowego uzyskanie pełnej funkcjonalności liczników, niezależny, regulowany przez Prezesa URE operator pomiarów (str. 16 – 17)

Analiza wpływu na ceny energii elektrycznej (wariant bazowy)

Analiza cen energii elektrycznej w Polsce w ujęciu historycznym na potrzeby niniejszej analizy została przeprowadzona za okres od końca roku 2007 do I kwartału 2013 r. w zakresie dostępnych danych. Zmiany cen energii elektrycznej i kosztów wytwarzania tej energii w tym okresie przedstawione zostały na wykresie 1.

Wykres 1. Ceny energii elektrycznej [zł/MWh]



Źródło: opracowanie własne na podstawie publikacji ARE i danych dostępnych na stronie internetowej Towarowej Giełdy Energii.

Od roku 2007 wystąpiło kilka kluczowych czynników wpływających fundamentalnie na ceny energii elektrycznej:

Czynnik 1. W 2007 r. nastąpiło uwolnienie rynku hurtowego energii elektrycznej, pełne wdrożenie zasady TPA dla wszystkich odbiorców oraz wydzielenie własnościowe OSD E.

Czynnik 2. Z początkiem 2008 r. zostały uwolnione ceny w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych.

Czynnik 3. W dniu 1 kwietnia 2008 r. rozwiązane zostały długoterminowe kontrakty na zakup mocy i energii elektrycznej, a energia z tych kontraktów trafiła do segmentu rynkowego.

Czynnik 4. W pierwszych trzech kwartałach 2008 r. nastąpił dynamiczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, zwłaszcza w godzinach szczytowych, który miał swoje odzwierciedlenie w cenach energii. Średnie ceny, po jakich energię kupowały spółki obrotu wzrosły o ponad 18%, w stosunku do roku poprzedniego. Wzrosty cen sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców na rynek bilansujący wyniósł blisko 50% a na giełdzie energii niemal 100%. Pod koniec 2008 r. nastąpił spadek zapotrzebowania na energię, co skutkowało znacznymi spadkami cen na giełdzie w transakcjach SPOT.

Czynnik 5. W 2009 r. weszły w życie wymagane prawem wspólnotowym zmiany w opodatkowaniu energii elektrycznej za pomocą podatku akcyzowego. Od 1 marca 2009 r. obowiązek podatkowy został przeniesiony z wytwórców na przedsiębiorstwa zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej nabywcy końcowemu. W 2009 r. ze względu na niską dynamikę wzrostu gospodarczego spadło również zapotrzebowanie na energię elektryczną. Znacząco spadły ceny energii na giełdzie, czego powodem była konieczność odsprzedaży nadwyżek na rynkach bieżących, w tym na giełdzie. Transakcje giełdowe do 2009 r. miały niewielkie znaczenie. Wolumen obrotu na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w 2009 r. wynosił zaledwie 2% globalnego zużycia energii.

Czynnik 6. Wejście w życie z dniem 9 sierpnia 2010 r. nowelizacji prawa energetycznego, która wprowadziła obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców. Począwszy od 2009 r. ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych charakteryzują się stabilnością. Także ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym wykazują stabilizację od 2009 r. pomimo rosnących kosztów wytwarzania. Większa zmienność widoczna jest w przypadku cen na SPOT TGE. W szczególności od 2012 r. widoczny jest spadek cen w transakcjach SPOT, co może zapowiadać spadek cen na całym rynku hurtowym.

Niepokojącą sytuację można obserwować od III kwartału 2012 r. kiedy to koszty wytwarzania energii elektrycznej przewyższyły średnie ceny w transakcjach SPOT. Jeżeli ta tendencja przełoży się na cały rynek hurtowy energii elektrycznej będzie to oznaczać brak opłacalności inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Jak wskazują przedstawione w ujęciu historycznym zdarzenia różnorodne czynniki wpływają na wzrost jak i spadek cen energii elektrycznej.

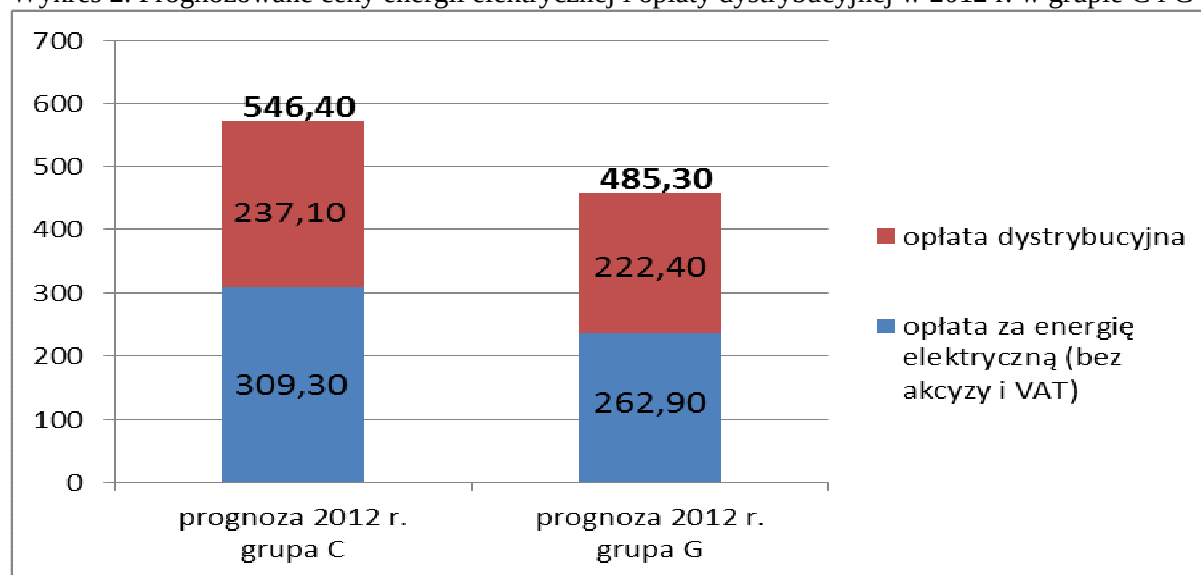
Prognozowanie zmian cen energii w przyszłości z uwagi na możliwe polityczne a nie rynkowe kształtowanie cen uprawnień do emisji CO₂, możliwe zmiany cen nośników energii pierwotnej czy też systemy wsparcia OZE obarczone jest dużą trudnością. W związku z tym w niniejszej analizie przedstawiony jest jedynie wpływ kosztów i korzyści inteligentnego opomiarowania na ceny energii elektrycznej i opłaty za usługi sieciowe. Wpływ ten może być różnoraki zarówno zwiększający te ceny jak też umożliwiających ich spadek.

Należy podkreślić też, że w rzeczywistości czy ceny spadną czy wzrosną decyduje wypadkowa różnych czynników, a wpływ szacowanych korzyści może zmniejszać tempo wzrostu cen spowodowanego przenoszeniem kosztów inwestycji w inteligentne opomiarowanie.

Prognozowanie cen energii elektrycznej w analizowanych okresach nie jest zatem przedmiotem niniejszej analizy. W dalszej części przedmiotem analiz jest wpływ na cenę energii elektrycznej spowodowany wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania, przy założeniu, że pozostałe czynniki nie ulegają zmianie.

Do obliczeń wpływu kosztów i korzyści na ceny energii elektrycznej i stawki opłat sieciowych użyte zostały jako podstawa ceny energii elektrycznej oraz stawki za przesył i dystrybucję w wysokościach widocznych na wykresie 2.

Wykres 2. Prognozowane ceny energii elektrycznej i opłaty dystrybucyjnej w 2012 r. w grupie C i G



Źródło: opracowanie własne na podstawie publikacji ARE – kwartalnik Sytuacja w Elektroenergetyce, IV kwartały 2012 r.

Do analizy przyrostu cen została założona cena energii elektrycznej dla odbiorców z grup C i G na poziomie 279,24 zł/MWh. Jest to średnią cen energii elektrycznej w przedsiębiorstwach obrotu dla odbiorców z grup C i G posiadających umowy kompleksowe i umowy rozdzielone, ważona wolumenem zużycia energii elektrycznej w poszczególnych grupach w 2012 r.⁹

Z uwagi na fakt, że w głównej mierze koszty rozwoju inteligentnego opomiarowania obejmują odbiorców na niskim napięciu do kalkulacji przyjęto rozłożenie kosztów i korzyści na odbiorców z grupy C i G. Odbiorcy ci w 2012 r. zużyli łącznie ok. 52,3 TWh energii elektrycznej.

⁹ Sytuacja w Elektroenergetyce, Wydawnictwo ARE za IV kwartały 2012 r.

Skrócony opis metodologii.

W kalkulacji założony został ośmioletni okres amortyzacji inwestycji oraz 10% stopa zwrotu z zaangażowanego kapitału. Metodologia obliczania amortyzacji jest zgodna z art. 16a – 16m ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. 1992 nr 21 poz. 86 z późn. zm.). Jest ona naliczana od wartości początkowej danego środka trwałego od następnego roku po wydatkowaniu. Do analizy przyjęto średnią długość okresu umorzenia środków trwałych na poziomie ośmiu lat, czyli 12,5% od wartości początkowej w każdym roku. Zgodnie z metodologią naliczania amortyzacji – od miesiąca następującego po oddaniu środka trwałego do użytkowania – założono, że w pierwszym roku koszty amortyzacji nie występują. Kwota amortyzacji będzie się zwiększała w każdym roku proporcjonalnie do wysokości ponoszonych w kolejnych latach nakładów.

Wyniki analiz

W poszczególnych latach analizowanego okresu inwestycje związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania rok do roku stanowią dodatkowo od 0,3% do 1,7% stawki dystrybucyjnej dla grupy C, co oznacza udział tych kosztów dodatkowo w cenie energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego rok do roku na poziomie 0,1% do 0,8%. W przypadku grupy G (gospodarstwa domowe) w poszczególnych latach analizowanego okresu inwestycje związane z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania stanowią od 0,3% do 1,9% stawki dystrybucyjnej dla tej grupy, co oznacza udział tych kosztów w cenie energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego na poziomie 0,1% do 0,9%. Globalnie w skali badanego okresu sumaryczny przyrost osiągnięty w ciągu 8 lat (na koniec ostatniego ósmego roku) wyniesie nominalnie w wartościach bieżących około 20 zł w przeliczeniu na 1 MWh zużytej przez odbiorców z grup C i G energii elektrycznej.

Wysokość stawki dystrybucyjnej i całkowitej ceny energii elektrycznej, do której odnoszą się powyższe proporcje, jest daną prognozowaną dla 2012 r. i nie uwzględnia wzrostu inflacyjnego. Wpływ na ceny energii elektrycznej i opłaty za przesył i dystrybucję może być jeszcze niższy, z racji rynkowego wzrostu cen.

Należy jednocześnie zauważyć, że zgodnie z danymi ARE za cztery kwartały 2012 r.¹⁰:

- Łączne przychody ze sprzedaży towarów i usług w podsektorze wytwarzania – elektrownie ciepłowne i elektrociepłownie zawodowe, w 2012 r. wynosiły ok. 32 mld zł., a prognozowany wynik finansowy na energii elektrycznej ok. 6 mld zł;
- Łączne przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w przedsiębiorstwach obrotu w 2012 r. wynosiły ponad 45 mld zł, a prognozowany wynik finansowy ok. 1,3 mld zł;
- Łączne przychody ze sprzedaży towarów i usług w podsektorze dystrybucji w 2012 r. wynosiły ok. 18 mld zł., a prognozowany wynik finansowy na działalności energetycznej ok. 2,8 mld zł.

¹⁰ Sytuacja w Elektroenergetyce, Wydawnictwo ARE za IV kwartały 2012 r.

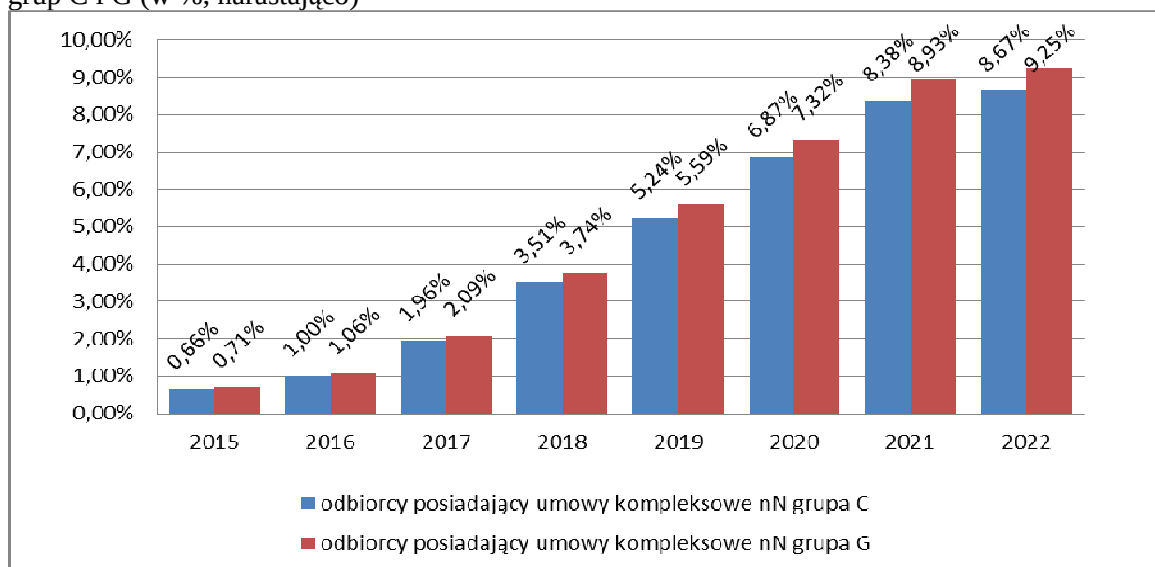
Z przeprowadzonej analizy wynika więc, że wpływ na całkowitą cenę energii elektrycznej będzie wobec tego znikomy, wynoszący ok. 4% dla całego okresu wdrażania. Z uwagi na fakt, że w każdym roku instalowana będzie różna ilość inteligentnych liczników, przyrosty do 2022 r. nie wykazują tendencji liniowego wzrostu cen. Szczegółowe dane dotyczące przyrostów przedstawia tabela 16 i wykresy 3 i 4.

Tabela 16. Wpływ kosztów wdrożenia inteligentnego opomiarowania na cenę energii elektrycznej dane w zł/MWh/rok w cenach bieżących.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
koszty inwestycyjne w przeliczeniu na zużycie energii elektrycznej w grupie C i G (narastająco)	1,58	2,36	4,64	8,32	12,43	16,28	19,87	20,57
przyrost kosztów w danym roku dla odbiorców z grup C i G	1,58	0,78	2,28	3,68	4,11	3,85	3,59	0,70

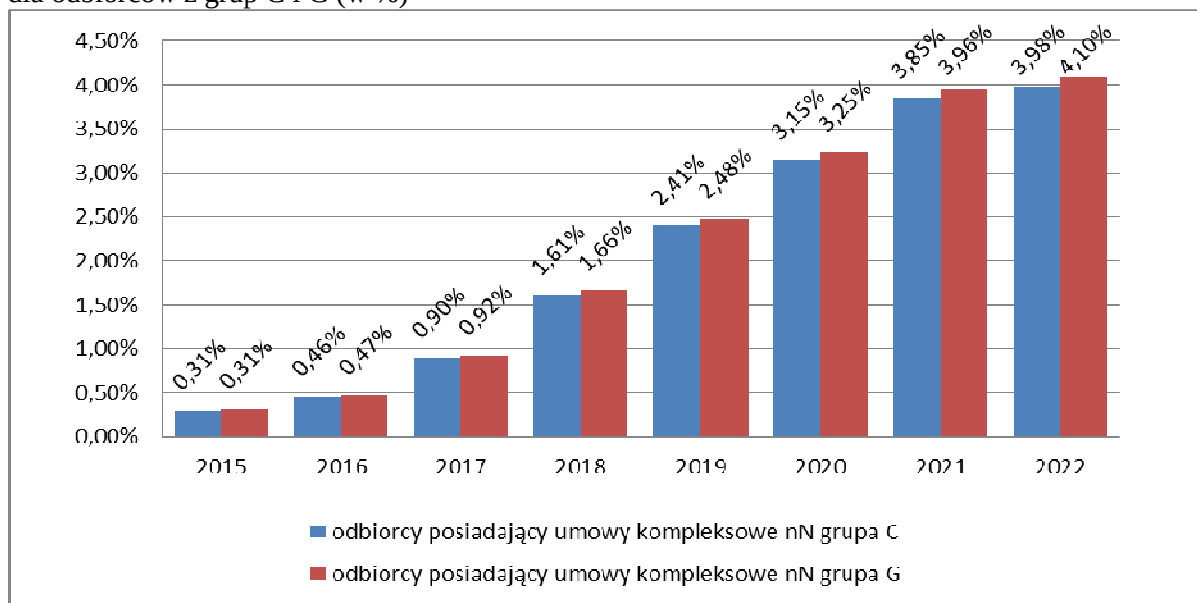
Źródło: Obliczenia własne

Wykres 3 Udział kosztów inwestycyjnych w danym roku w opłacie dystrybucyjnej dla odbiorców z grup C i G (w %, narastająco)



Źródło: Obliczenia własne

Wykres 4. Udział kosztów inwestycyjnych w danym roku w całkowitym koszcie energii elektrycznej dla odbiorców z grup C i G (w %)



Źródło: Obliczenia własne

Jak pokazuje przeprowadzona analiza oraz sytuacja na rynku energii elektrycznej w poprzednich latach, wpływ wdrożenia inteligentnego opomiarowania będzie dla całego systemu, a w szczególności dla odbiorcy końcowego znikomy. Dotychczasowe wahania cen energii były znacznie wyższe, niż rozłożone na 8 lat koszty wdrożeniowe dla Smart Grid.

Wpływ korzyści na ceny energii elektrycznej

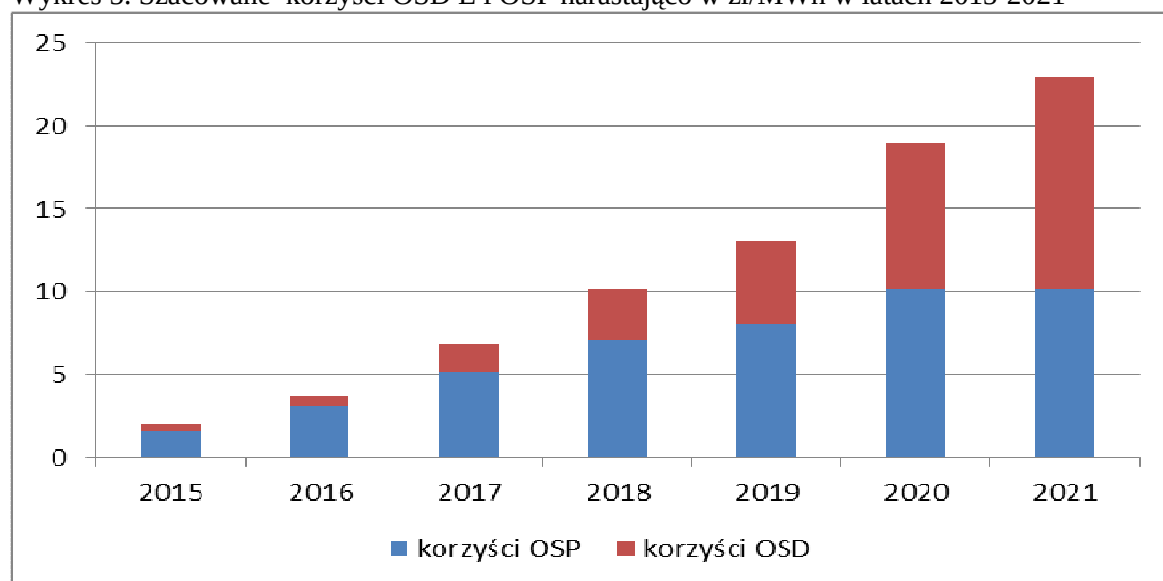
Identyfikowane były w ramach wariantu bazowego korzyści w kwocie 3,7 mld zł¹¹ w latach 2013-2020 rozłożone pomiędzy poszczególne podmioty tj. odbiorców końcowych, sprzedawców energii elektrycznej, OSD E oraz OSP.

Bezpośredniego przełożenia na rachunki odbiorców końcowych można oczekiwać w zakresie korzyści przenoszonych poprzez stawki opłat dystrybucyjnych i przesyłowych, Prezes URE w procesie zatwierdzania i kontrolowania taryf może zabiegać o uwzględnianie w proponowanych stawkach dla odbiorców oszczędności odnoszonych przez OSD E i OSP.

Kwoty te łącznie na lata 2013 – 2020 oszacowano na 2 682 mln zł w cenach stałych 2013 r. Wpływ na cenę energii elektrycznej w cenach bieżących w zł na MWh przedstawia wykres 5.

¹¹ Ceny stałe 2013 r.

Wykres 5. Szacowane korzyści OSD E i OSP narastająco w zł/MWh w latach 2015-2021



Źródło: Obliczenia własne

Przewidywany rozkład rocznych przyrostów korzyści osiąganych przez OSD E i OSP, które mogą zostać uwzględniane przy kalkulacji taryfy sieciowej wpływając pozytywnie i neutralizując wzrost tej taryfy wynikający z uwzględniania kosztów wdrażania inteligentnego opomiarowania przedstawia tabela nr 17.

Tabela 17. Przyrost korzyści OSD E i OSP rok do roku

Rok		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
koszty inwestycyjne na zużycie w grupie C i G	zł/MWh	1,58	2,36	4,64	8,31	12,43	16,28	19,87	20,57
przyrost w danym roku w taryfie z tytułu AMI	zł/MWh	1,58	0,79	2,28	3,68	4,11	3,85	3,59	0,70
procentowy udział kosztów w opł. Dystryb. w każdym r. grupa C	%	0,66%	0,33%	0,96%	1,55%	1,73%	1,62%	1,51%	0,30%
procentowy udział kosztów w opł. Dystryb. narastająco. grupa C	%	0,66%	1,00%	1,96%	3,51%	5,24%	6,87%	8,38%	8,67%
procentowy udział kosztów w całkowitej cenie e.e. w każdym r. grupa C	%	0,31%	0,15%	0,44%	0,71%	0,80%	0,75%	0,69%	0,14%
procentowy udział kosztów w całkowitej cenie e.e. narastająco. grupa C	%	0,31%	0,46%	0,90%	1,61%	2,41%	3,15%	3,85%	3,98%
procentowy udział kosztów w opł. Dystryb. w każdym r. grupa G	%	0,71%	0,35%	1,02%	1,65%	1,85%	1,73%	1,61%	0,31%
procentowy udział kosztów w opł. Dystryb. narastająco. grupa G	%	0,71%	1,06%	2,09%	3,74%	5,59%	7,32%	8,93%	9,25%
procentowy udział kosztów w całkowitej cenie e.e. w każdym r. grupa G	%	0,31%	0,16%	0,45%	0,73%	0,82%	0,77%	0,72%	0,14%
procentowy udział kosztów w całkowitej cenie e.e. narastająco. grupa G	%	0,31%	0,47%	0,92%	1,66%	2,48%	3,25%	3,96%	4,10%

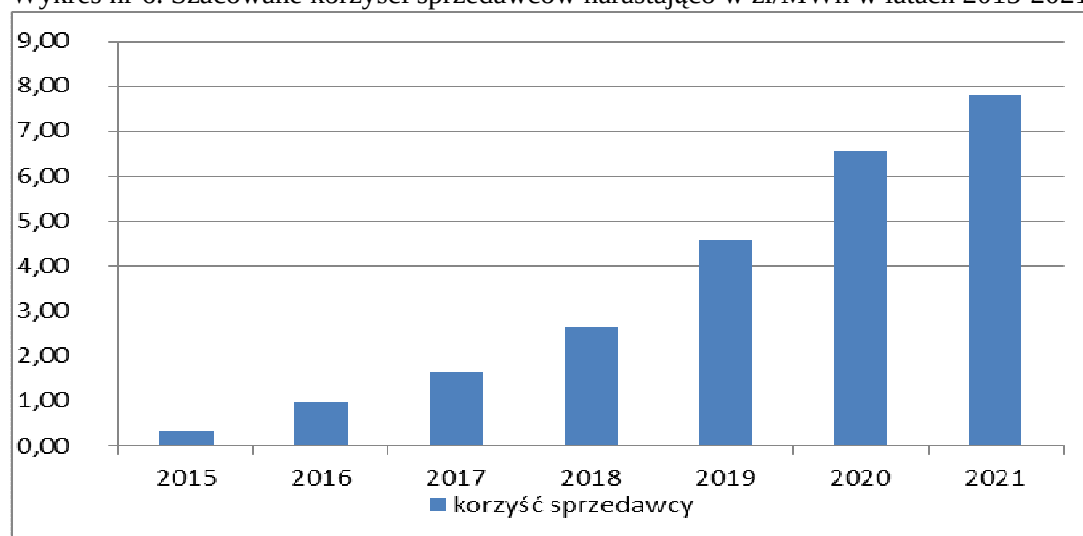
Źródło: Obliczenia własne

Odmianą kwestią pozostają oczekiwane korzyści sprzedawców energii elektrycznej szacowane na ok. 472 mln zł, które to mogą zostać przeniesione na odbiorców końcowych poprzez ceny energii elektrycznej jedynie w sytuacji gdy konkurencja rynkowa wymusi taki proces. W przeciwnym przypadku istnieje duże ryzyko pozostawienia tych oszczędności w ramach koncernów energetycznych, bez transferu korzyści na odbiorców końcowych.

Na wykresie 6 przedstawiono szacowany poziom korzyści w zł na MWh w poszczególnych latach, o którą to kwotę sprzedawcy mogą potencjalnie średnio obniżyć cenę energii elektrycznej.

Istotnym czynnikiem mającym stymulować proces zmiany sprzedawcy i tym samym ułatwić przenoszenie korzyści na odbiorców końcowych jest wprowadzenie OIP.

Wykres nr 6. Szacowane korzyści sprzedawców narastająco w zł/MWh w latach 2015-2021



Źródło: Obliczenia własne

Jeśli chodzi o bezpośrednie korzyści dla odbiorców końcowych, szacowane na ok. 546 mln zł w cenach stałych 2013 r. w okresie do 2020 r. oraz 1 690 mln zł do 2026 to będą one uwidaczniać się poprzez uniknięte wydatki, a więc takie kwoty nie zostaną przeznaczone przez odbiorców końcowych na zakup energii elektrycznej i usług sieciowych. Nie będą mieć jednak bezpośredniego przełożenia na samą cenę energii elektrycznej czy stawki usług sieciowych.

Wpływ salda kosztów i korzyści na ceny energii elektrycznej

Jak pokazuje analiza, koszty z tytułu wdrożenia inteligentnego opomiarowania będą miały znikomy wpływ na zmiany cen na rynku energii elektrycznej.

Do 2019 r. w poszczególnych latach koszty mogą nieco przewyższać korzyści. Jest to spowodowane przede wszystkim nierównomiernym rozkładem nowo instalowanych liczników.

Tabela 18. Przyrost kosztów i korzyści rok do roku w zł/MWh, narastająco.

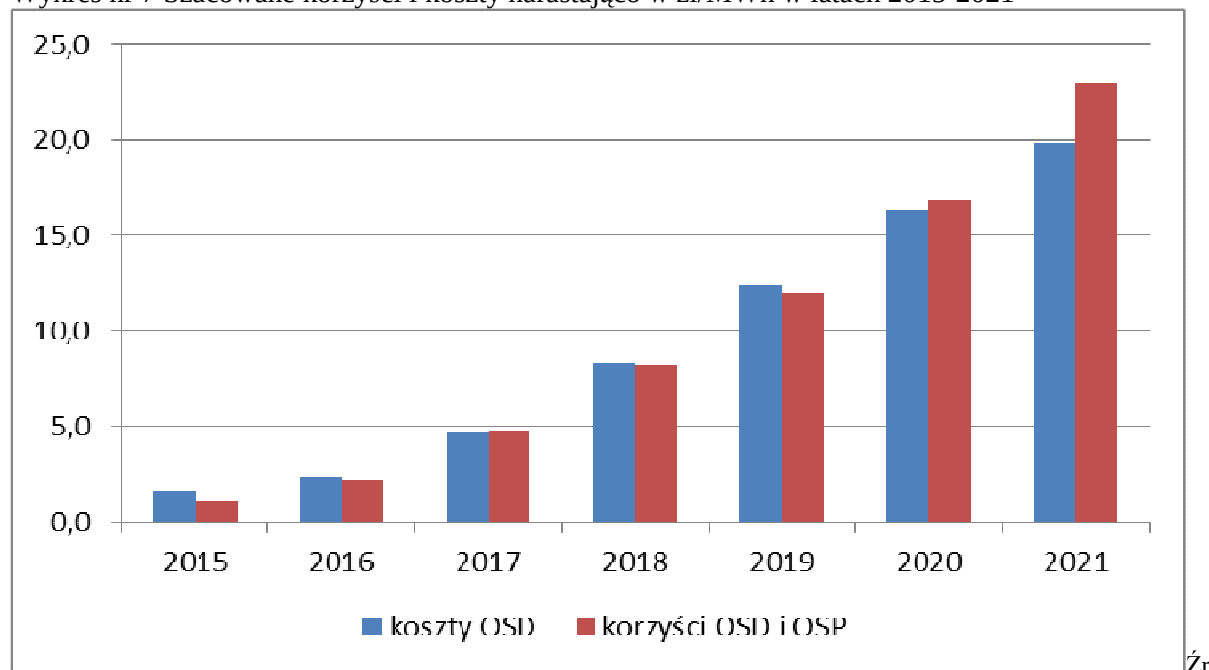
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
koszty OSD E	1,6	2,4	4,6	8,3	12,4	16,3
korzyści OSD E i OSP	1,2	2,2	4,8	8,2	12,0	16,9

Źródło: Obliczenia własne

Od 2020 r. przewiduje się znaczącą przewagę pozytywnego wpływu wynikającego z korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania nad kosztami. Koszty inwestycji w infrastrukturę zostaną poniesione do 2020 r. a w następnych latach pozostaną na stałym poziomie.

W kolejnych latach funkcjonowania systemu przewiduje się stały wzrost korzyści.

Wykres nr 7 Szacowane korzyści i koszty narastająco w zł/MWh w latach 2015-2021



Źródło: Obliczenia własne

Analiza prawna

Akty prawne oraz pozostałe dokumenty stanowiące podstawę analizy:

- dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG,
- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE,
- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE,
- komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 12 kwietnia 2011 roku pt. „Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia”,
- skarga Komisji Europejskiej z dnia 20.12.2012 r. wniesiona do Trybunału Sprawiedliwości w Luksemburgu przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej zarzucająca niewdrożenie szeregu postanowień dyrektywy 2009/72/WE,
- dokument pt. „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”,
- poselski projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (druk nr 946) z dnia 5 marca 2013 r.

Podstawy formalno-prawne konieczności wdrożenia inteligentnego opomiarowania

Podstawę formalno-prawną wprowadzenia zmian legislacyjnych w sprawie wdrożenia tzw. inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym w Polsce stanowią przede wszystkim zobowiązania wynikające z prawa wspólnotowego. Co prawda zastrzec trzeba, że obowiązek faktycznego wdrożenia takiego systemu nie jest zawsze wyrażony bezpośrednio i nie ma charakteru bezwzględnie, jednakże brak działań prawnych w tym zakresie niewątpliwie stanowi naruszenie zobowiązań traktatowych wynikających z przynależności do UE. Dowodzi tego skarga KE z dnia 20.12.2012 r. wniesiona do Trybunału Sprawiedliwości w Luksemburgu przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej, o czym będzie mowa w dalszej części niniejszego opracowania. Aktami prawnymi, o których mowa powyżej są:

- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE,
- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE.

Dyrektywa 2009/72/WE jest elementem tzw. III pakietu liberalizacyjnego. Poza określeniem wymaganych działań wobec całego sektora elektroenergetycznego, dyrektywa ta wzmacnia pozycję odbiorcy energii elektrycznej, określając dodatkowe obowiązki przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego w zakresie relacji z odbiorcami, w tym w zakresie funkcji i zakresu odpowiedzialności uczestników rynku, zobowiązań względem odbiorców, zasad wymiany danych i rozliczeń, własności danych i odpowiedzialności za dokonywanie pomiarów zużycia. W szczególności Państwa Członkowskie mają zapewnić, aby w przypadku, gdy odbiorca chce zmienić sprzedawcę, przestrzegając przy tym warunków umowy, dany operator (lub operatorzy) dokonywał będzie tej zmiany w terminie trzech tygodni; oraz by odbiorcy mieli prawo do otrzymywania wszystkich stosownych danych dotyczących zużycia. W celu promowania efektywności energetycznej, Państwa Członkowskie, lub - w przypadku gdy Państwo Członkowskie tak postanowiło - organ regulacyjny, zdecydowanie zalecają przedsiębiorstwom energetycznym optymalizację wykorzystania energii elektrycznej, na przykład poprzez dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych lub poprzez wprowadzenie, w stosownych przypadkach, inteligentnych systemów pomiarowych lub inteligentnych sieci (art. 3 ust. 11 Dyrektywy). W szczególności zapisy dyrektywy stanowią, że „Państwa członkowskie zapewniają wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii elektrycznej. Wdrożenie tych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.” . (Należy przy tym zauważyć, że w 2009 roku, kiedy dyrektywa została wydana, nie uwzględniała istotnych nowych wymagań związanych z rozwojem inteligentnej sieci (Smart Grid) i dodatkowymi funkcjonalnościami, które ona zapewnia. Dyrektywa w opublikowanym kształcie w zasadzie koncentrowała się jedynie na funkcjach ograniczonych do zdalnego odczytu, co jest tylko jednym z celów wdrożenia sieci inteligentnych. W szczególności Komisja Europejska dostrzegając konieczność wsparcia rozwoju inteligentnych sieci, opublikowała w dniu 01.03.2011 roku Smart Grid Mandate M/490, którego celem jest opracowanie standardów dla sieci inteligentnych - Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment).

W tym miejscu należy koniecznie wspomnieć, że w dniu 21.12.2012 r. **wniesiona została przez Komisję Europejską przeciwko Rzeczypospolitej Polskiej do Trybunału Sprawiedliwości w Luksemburgu skarga zarzucająca RP niewdrożenie szeregu postanowień dyrektywy 2009/72/WE, w tym w zakresie inteligentnego opomiarowania. W skardze tej czytamy:** „*Odnosnie transpozycji pkt.2 Załącznika I dyrektywy 2009/72/WE warto podkreślić, że dyrektywa ta nakazuje państwom członkowskim zapewnić wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii elektrycznej. Ustawodawca unijny jednocześnie zaznaczył, iż wdrożenie takie może być uzależnione od oceny gospodarczej. To uzależnienie dotyczy jednak etapu wdrażania i nie zwalnia państw członkowskich z obowiązku przyjęcia przepisów prawnych niezbędnych do takiego wdrożenia, jeśli ocena gospodarcza za tym przemawia (co jest kryterium zmiennym). Władze polskie informowały na łamach odpowiedzi na uzasadnioną opinię, że "przepisy dotyczące inteligentnego opomiarowania przewidziane są w projekcie nowej ustawy Prawo Energetyczne" (Zał. A.5 str. 47). Przywołane stanowisko potwierdza tezę Komisji, iż transpozycja pkt2 Załącznika I dyrektywy 2009/72/WE jest konieczna i że obecnie brak jest w polskim porządku prawnym przepisów ją zapewniających. W świetle powyższego*

Komisja uważa, że pkt 1 oraz pkt 2 Załącznika I nie zostały transponowane do polskiego porządku prawnego.”.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE. Dokument ten jest kontynuacją wcześniejszej dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylającej dyrektywę Rady 93/76/EWG oraz dyrektywy 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę 92/42/EWG. Dyrektywa połączyła dwa dotychczas osobno ujęte tematy, a mianowicie efektywność energetyczną oraz wytwarzanie energii i ciepła w kogeneracji. W poprzedniej dyrektywie 2006/32/WE kogeneracja została wymieniona jedynie jako jeden ze środków mających wpływ na poprawę efektywności energetycznej. W nowej dyrektywie element ten został potraktowany dużo szerzej, w zasadzie jako jeden z podstawowych środków służących poprawie efektywności energetycznej. Akt ten nakłada również szereg dodatkowych obowiązków na Państwa członkowskie w zakresie promowania efektywności energetycznej, jak również określa rolę sektora publicznego jako tego, który powinien pełnić przodującą rolę w zakresie prowadzenia prac poprawiających efektywność energetyczną. Jednym z ważniejszych elementów służących poprawie efektywności energetycznej jest umożliwienie odbiorcom szybkiego dostępu do danych o ich bieżącym zużyciu energii elektrycznej, gazu, ciepła i wody. Jednak zdając sobie sprawę, że cel ten nie będzie łatwy do zrealizowania, projektodawca dał Państwom Członkowskim UE kilka możliwości służących jego realizacji. Jedną z nich jest instalowanie indywidualnych liczników, które umożliwią dostęp do takiej informacji. Instalacja takich urządzeń powinna odbyć się wówczas, gdy jest to technicznie możliwe i opłacalne ekonomicznie oraz racjonalne z punktu widzenia osiągnięcia celów efektywności energetycznej. Dyrektywa wskazuje również, że instalowane systemy powinny posiadać funkcję dostępu do historycznych danych o zużyciu energii. Zgodnie z treścią przedmiotowego aktu, Państwa członkowskie UE powinny zapewnić odbiorcy łatwy dostęp do kompletnych informacji o historycznym zużyciu, w szczególności do sumarycznych danych za co najmniej trzy poprzedzające lata lub za okres od rozpoczęcia umowy na dostawę, jeżeli jest on krótszy, jak również informacje uzupełniające dotyczące zużycia w przeszłości, obejmujące również szczegółowe dane według czasu użytkowania dla dowolnego dnia, tygodnia, miesiąca i roku. Dane te powinny być dostępne dla odbiorcy końcowego poprzez internet lub wyświetlacz w liczniku i powinny zawierać dane za co najmniej dwa ostatnie lata. Z drugiej jednak strony stanowi, że nawet jeżeli odbiorcy nie będą mieli zainstalowanych liczników z uwagi na przeprowadzoną analizę z Dyrektywy 2009/72/WE to Państwa członkowskie UE muszą zapewnić odbiorcom nie później niż do 1 stycznia 2015 roku, możliwość otrzymywania rachunków opartych na aktualnym zużyciu. I tylko w przypadkach szczególnych będzie można oprzeć rozliczenie na szacunkach. Jednocześnie dyrektywa przewiduje, że odbiorca powinien mieć darmowy dostęp do tych danych. Powyższe pokazuje, iż w kolejnych dyrektywach Unii Europejskiej coraz wyraźniej dąży się do tego, ażeby Państwa Członkowskie UE wprowadziły inteligentne systemy pomiarowe. Omawiana w niniejszym podrozdziale dyrektywa nie nakłada może wprost obowiązku instalowania inteligentnych systemów pomiarowych, ale daje do zrozumienia, że należy zmodyfikować podejście zarówno przedsiębiorców sprzedających energię elektryczną, jak również dystrybutorów do sposobu zbierania oraz przetwarzania danych pomiarowych.

Oprócz obowiązujących dyrektyw powinno się także zwrócić uwagę na zalecenia zawarte np. w komunikatach Komisji Europejskiej. Na przykład, w komunikacie Komisji Europejskiej do

Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 12 kwietnia 2011 roku pt. „Inteligentne sieci energetyczne: od innowacji do wdrożenia”, Komisja Europejska zwróciła uwagę na sprawę wdrożenia inteligentnych sieci:

„Załącznik I pkt 2 do dyrektywy w sprawie energii elektrycznej zobowiązuje państwa członkowskie do określenia, nie później niż do dnia 3 września 2012 r., planu realizacji i harmonogramu wprowadzania inteligentnych systemów pomiarowych. Biorąc pod uwagę związek między inteligentnymi sieciami a inteligentnymi licznikami, takie plany realizacji wymagają również rozwoju inteligentnych sieci i powinny w związku z tym uwzględniać odpowiednie zachęty regulacyjne dla ich wprowadzenia. Komisja Europejska będzie aktywnie monitorowała postępy państw członkowskich, a do końca 2011 r. opracuje wytyczne dotyczące głównych wskaźników skuteczności. Jeżeli postęp w 2012 r. będzie niewystarczający, Komisja rozważy wprowadzenie bardziej rygorystycznych przepisów w zakresie wprowadzania inteligentnych sieci.”.

Także w krajowym dokumencie pt. „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku” w Programie Działań Wykonawczych określono działania, które będą realizowane poprzez proponowane zmiany prawne:

- stopniowe wprowadzenie obowiązku stosowania liczników elektronicznych umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii – od 2011 roku (Działanie 1.9, pkt. 2),
- zastosowanie technik zarządzania popytem (DSM) umożliwiających podwyższenie współczynnika czasu użytkowania największego obciążenia energii elektrycznej – praca ciągła (Działanie 1.9 pkt. 3),
- upowszechnienie stosowania elektronicznych liczników energii elektrycznej, z wprowadzeniem ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu tych liczników – 2012 r. (Działanie 5.2 pkt. 4).

Najważniejsze problemy i obszary ryzyk prawnych wymagające regulacji.

W powszechnej opinii indywidualne dane pomiarowe, które identyfikowałyby odbiorcę winny być traktowane jako dane osobowe odbiorcy. Stanowisko takie było prezentowane wielokrotnie zarówno przez Generalnego Inspektora Ochrony Danych Osobowych jak i organy unijne. Stanowisko takie przedstawiła m.in. Komisja Europejska w swoich rekomendacjach z 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do wprowadzenia inteligentnego opomiarowania. Komisja jednoznacznie wskazała, że zasady dotyczące przetwarzania danych osobowych wynikające z dyrektywy 95/46/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz dyrektywy 2002/58/WE Parlamentu Europejskiego i Rady mają pełne zastosowanie do inteligentnych systemów pomiarowych.

W związku z powyższym dane pomiarowe w niektórych przypadkach będą podlegać ochronie na podstawie ustawy z 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. Nr 133, poz. 883 ze zm.). Tym niemniej, z uwagi na szczególny charakter tych danych, wskazane jest zapisanie w projekcie prawa energetycznego szeregu dodatkowych gwarancji i zabezpieczeń wprost skierowanych do danych pomiarowych oraz rozwinięcie ich w przepisach wykonawczych.

- 1) Zarówno z art. 51 Konstytucji RP, jak i z ustawy o ochronie danych osobowych wynika zasada minimalizmu, zgodnie z którą zbieranie i przetwarzanie danych osobowych powinno następować tylko w zakresie niezbędnym do realizacji założonego celu. Zasada ta powinna znaleźć odzwierciedlenie w przepisie rangi ustawowej zarówno jako zasada ogólna jak i konkretnie w dwóch aspektach: częstotliwości zbierania danych oraz zakresu udostępnianych danych. Dane pomiarowe dotyczące odbiorcy końcowego z grupy G i C będą rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu z rozdzielczością nie większą niż 15 lub 60 minut chyba, że odbiorca ten wyrazi zgodę na większą rozdzielczość dokonywania tych pomiarów w drodze dobrowolnie zawartej umowy.
- 2) Centralny Zbiór Informacji Pomiarowych będzie stanowić niezwykle cenne źródło informacji o użytkownikach energii elektrycznej – może bowiem wskazywać na ich aktywność i zwyczaje życiowe. Dlatego niezwykle istotne jest precyzyjne uregulowanie zasad przechowywania oraz udostępniania danych pomiarowych. Koniecznym jest określenie w przepisie rangi ustawowej, że jednostkowe informacje pomiarowe będą przechowywane przez okres nie dłuższy niż wymagany przepisami powszechnie obowiązującymi, a po upływie tego okresu będą usuwane lub agregowane. Przepisy rozporządzenia wykonawczego ustalając szczegółowe zasady archiwizacji, będą określały, że dane osobowe powinny być przechowywane w oddzielnym zbiorze od informacji dotyczących danego Punktu Pomiaru Energii (PPE) i danych uzyskiwanych z licznika zainstalowanego w danym PPE w sposób uniemożliwiający bezpośrednie uzyskanie w tym samym momencie łącznego dostępu do danych osobowych oraz danych uzyskiwanych z danego PPE i dotyczących danego PPE.
- 3) W projektowanych przepisach należy wprowadzić także zasadę, że zakazane będzie zapoznawanie się, utrwalanie, przechowywanie, przekazywanie lub inne wykorzystywanie informacji pomiarowych przez podmioty inne niż wskazane w ustawie lub w sposób inny niż określony przepisami powszechnie obowiązującymi, chyba że nastąpi to:
 - a) za zgodą odbiorcy końcowego, którego dane te dotyczą,
 - b) na podstawie postanowienia sądu lub postanowienia prokuratora, zgodnie z odrębnymi przepisami.
- 4) Ponadto powinno wprowadzić się zasadę, że w przypadkach, gdy przepisy ustawy - Prawo Energetyczne będą wymagać upoważnienia lub wyrażenia zgody przez odbiorcę końcowego w sprawie sposobu lub zakresu wykorzystania dotyczących go danych pomiarowych, upoważnienie lub zgoda ta:
 - a) nie może być domniemana lub dorozumiana z oświadczenia woli o innej treści,
 - b) może być wyrażona drogą elektroniczną, pod warunkiem jej utrwalenia i potwierdzenia przez odbiorcę końcowego,
 - c) może być wycofana w każdym czasie, w sposób prosty i wolny od opłat.
- 5) Ostatecznie uchwalone przepisy ustawowe oraz przyjęte akty wykonawcze nie powinny zawierać wątpliwości związanych z zakresem instrukcji informacji pomiarowych, zastrzegając jednoznacznie wszelkie istotne kwestie do wyłącznej kompetencji Ministra Gospodarki wydającego rozporządzenie wykonawcze do ustawy.

Podsumowanie prawne

Z przedstawionych powyżej rozważań wynika jednoznacznie, że przyjęcie zmian legislacyjnych umożliwiających wdrożenie systemu jest konieczne z uwagi na zobowiązania na powstałym gruncie prawa wspólnotowego a niepodjęcie działań prawnych w tym zakresie niewątpliwie stanowi naruszenie zobowiązań traktatowych wynikających z przynależności do UE. Jednocześnie szereg kwestii wymaga szczególnie uważnego doprecyzowania na poziomie przepisów powszechnie obowiązujących z uwagi na szczególny charakter danych pomiarowych.

Analiza techniczna

Podstawowe funkcjonalności systemu inteligentnego opomiarowania

Wdrożenia inteligentnego opomiarowania powinno wspierać realizację celów operacyjnych i strategicznych poszczególnych interesariuszy. Do najważniejszych, ze względu na korzyści możliwe do osiągnięcia w skali kraju, zalicza się:

- wyzwolenie zachowań na rzecz efektywnego wykorzystania energii,
- wprowadzenie mechanizmów zarządzania popytem,
- redukcję strat handlowych i technicznych w sieciach dystrybucyjnych,
- oszczędności związane z odczytami liczników,
- poprawę jakości prognozowania popytu,
- ograniczenie szczytowego zapotrzebowania na moc.

Realizacja tych celów wymaga zapewnienia następujących funkcjonalności systemu inteligentnego opomiarowania:

- zapewnienie rozliczeń odbiorców końcowych według rzeczywistego zużycia,
- umożliwienie prostej zmiany sprzedawcy,
- stworzenie możliwości pozyskiwania, za zgodą odbiorcy, jego danych przez nowych sprzedawców w celu przedstawienia temu odbiorcy oferty,
- umożliwienie funkcjonowania różnorodnych taryf, o zmiennych stawkach w czasie, w tym taryf dynamicznych,
- bieżące udostępnianie odbiorcom końcowym informacji o kosztach zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym na żądanie odbiorcy z możliwością wykorzystania tych informacji do sterowania urządzeniami sieci domowej,
- umożliwienie powszechnego stosowania formuły przedpłatowej związanej z zużyciem energii elektrycznej,
- umożliwienie funkcjonowania programów zarządzania popytem, w tym programów uwzględniających dynamiczne ograniczenie dostępnej dla odbiorcy mocy,
- umożliwienie przeciwwawaryjnej redukcji wymuszonej,
- identyfikacja przerw w zasilaniu oraz obszarowa kontrola jakości zasilania,
- identyfikacja nielegalnego poboru,
- zarządzanie pracą sieci,
- umożliwienie monitorowania i ewentualnie zarządzania generacją prosumencką.

Elementy składowe infrastruktury AMI

Ogólny model infrastruktury AMI określanej mianem inteligentnego opomiarowania przedstawiono na poniższym rysunku.

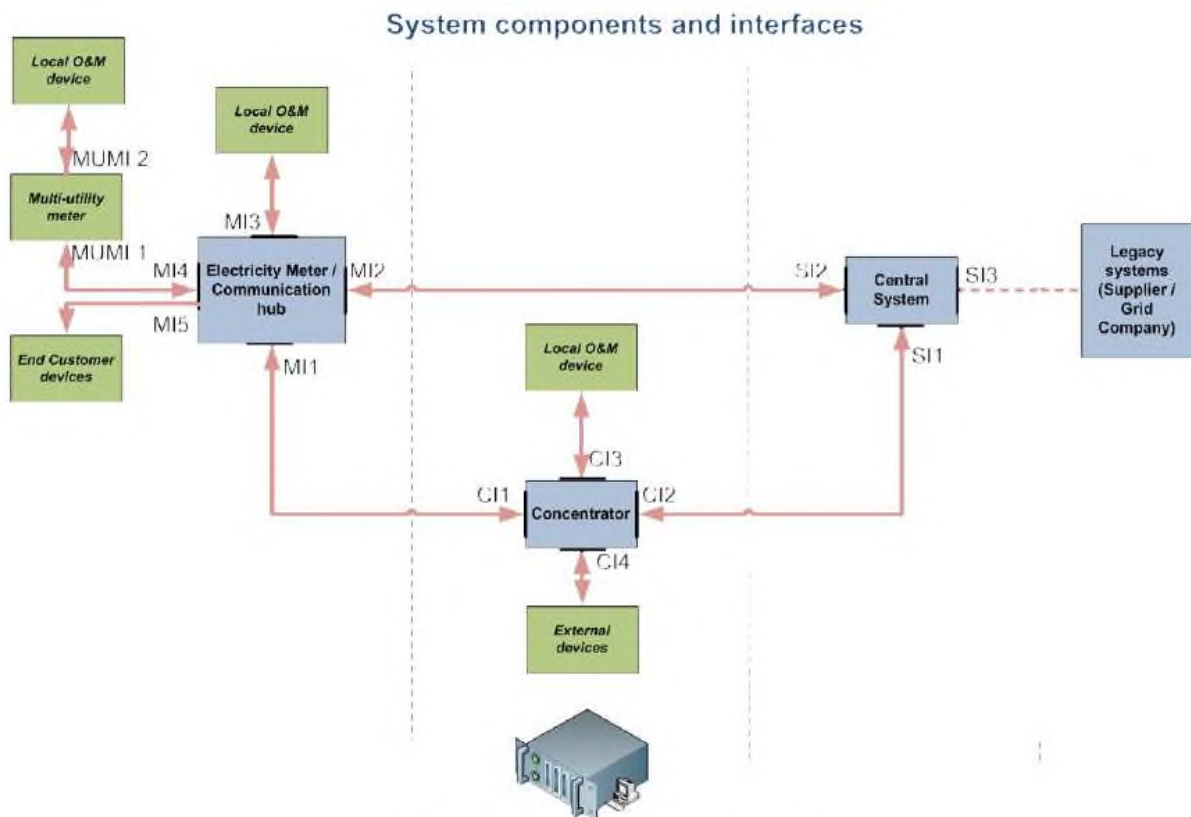


Figure 1 - OPEN meter System Architecture

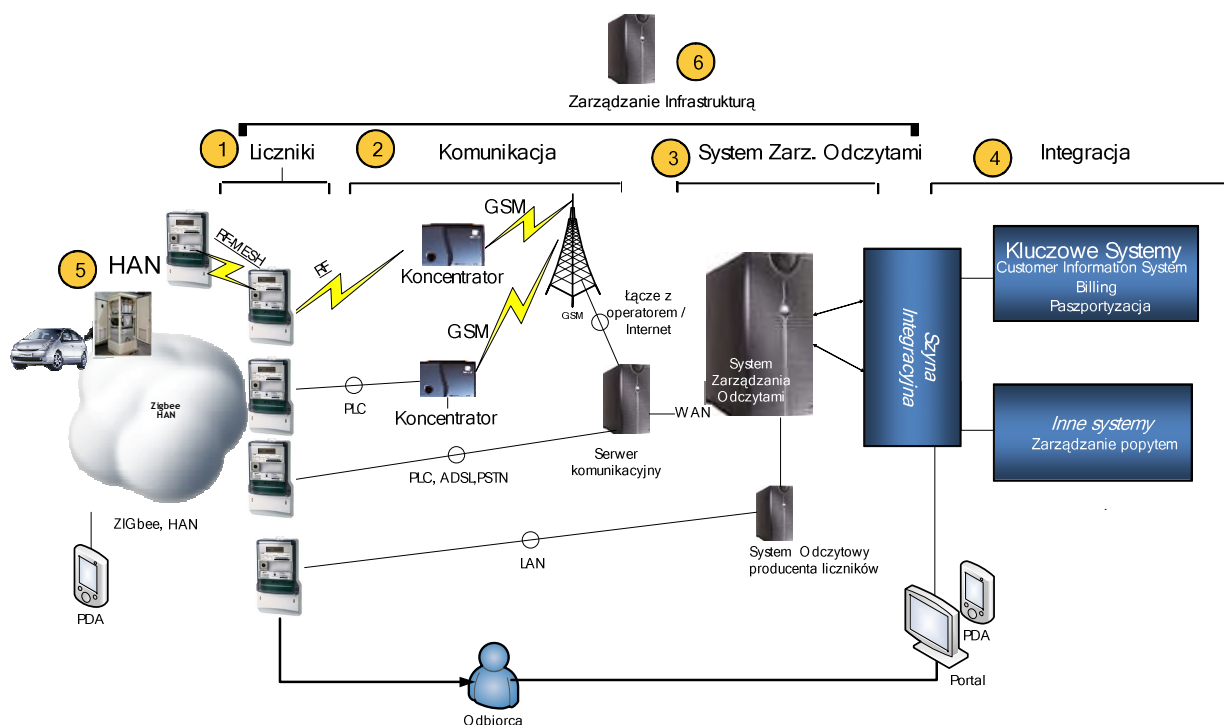
Jest to architektura referencyjna wypracowana w ramach konsorcjum OpenMeter, które działało w oparciu o mandat standaryzacyjny M/441 Komisji Europejskiej. W ramach prac tego konsorcjum opracowano zespół rekomendacji dotyczących zarówno architektury systemu inteligentnego opomiarowania jak i interfejsów pomiędzy poszczególnymi elementami tej infrastruktury.

Powyższy schemat architektury można też zobrazować inaczej przedstawiając poszczególne jego elementy, takie jak:

- Liczniki zdalnego pomiaru (electricity meter),
- Koncentrator (concentrator),
- System centralny (central system),

powiązane siecią telekomunikacyjną.

Ogólna architektura elementów infrastruktury inteligentnego opomiarowania



Poniżej przedstawiono opis poszczególnych elementów wraz z krótką charakterystyką poszczególnych technologii i stanem ich rozwoju.

1. Liczniki zdalnego pomiaru.

Licznik zdalnego pomiaru posiada funkcję pomiaru energii elektrycznej, jednak w stosunku do liczników indukcyjnych rejestruje i zapamiętuje swoje pomiary w krótkich interwałach czasowych (np. 15-minutowych). Dzięki zapisom interwałów czasowych zużycia energii, podmioty funkcjonujące na rynku energetycznym mogą uwzględnić profil zużycia danego odbiorcy w prowadzonych przez siebie pracach np. przy prognozowaniu zużycia na potrzeby dokonywania zakupów energii elektrycznej. Ponadto licznik posiada funkcję dwustronnej komunikacji wspierającej programy DSR, takie jak możliwość ograniczenia mocy, przekazania impulsu cenowego. Inteligentny licznik posiada zdolność komunikacji z siecią HAN, np. przy wykorzystaniu technologii Zigbee.

Na rynku dostępnych jest wiele technologii liczników, które spełniają wymagania funkcjonalne. Wszystkie jednakże muszą spełniać wymagania metrologiczne określone dyrektywą MID. Pozostałe funkcjonalności mogą się różnić, przy czym podkreślić należy brak obecnie pełnej standaryzacji interfejsów do sieci telekomunikacyjnej i do sieci HAN. Rzutuje to na brak możliwości pełnej zamienności liczników w sytuacji wykorzystania koncentratorów (element infrastruktury telekomunikacyjnej).

2. Sieć telekomunikacyjna.

Sieć telekomunikacyjna może być zbudowana przy wykorzystaniu różnych technologii:

- transmisja bezprzewodowa (transmisja radiowa, GSM, lokalne sieci bezprzewodowe),
- transmisja przewodowa: PLC, Ethernet (LAN – TCP/IP), linia telefoniczna PSTN.

Sieć telekomunikacyjna zbudowana jest z infrastruktury LAN, która łączy koncentrator z licznikiem oraz infrastruktury WAN, która łączy koncentrator z systemem zarządzania pomiarami. Informacje w sieci przepływają dwukierunkowo, zgodnie z planowaną częstotliwością pomiarów. Również przy wykorzystaniu tej sieci można zarządzać licznikami zdalnego pomiaru, np. w celu wymiany ich oprogramowania (firmware, oprócz części metrologicznej) na aktualną wersję. Za pomocą sieci telekomunikacyjnej koncentrator, w określonych interwałach czasowych, odczytuje dane z liczników (zużycie energii, profil zużycia, informacje na temat zdarzeń, i inne). Stany te zapamiętywane są w buforze pamięci koncentratora. Bufor pamięci pozwala gromadzić dane dla zakładanych okresów czasów (np. ostatnie 24 godziny) lub ilości pomiarów lub zdarzeń. Koncentrator może też gromadzić informacje o dobowym zużyciu energii. Koncentrator ma budowę modułową. Można do niego podłączyć do kilkuset liczników.

Sieć telekomunikacyjna jest najlepiej zestandaryzowanym obszarem i cechuje się dużą dojrzałością rozwiązań. Wynika to z wieloletniego rozwoju poszczególnych technologii transmisji danych i stosowania ich na masową skalę. W pewnym zakresie wyjątkiem są technologie PLC, stosowane w elektroenergetyce od dziesiątków lat, które przechodzą właśnie renesans wynikający z potrzeb tworzonych przez inteligentne opomiarowanie.

Podkreślić tu należy, że strategię operatorów systemów dystrybucyjnych, w których gestii leży budowa infrastruktury inteligentnego opomiarowania, w zakresie wymiany liczników zdalnego pomiaru z zasady preferują do komunikacji z licznikami rozwiązania oparte o technologie PLC, wykorzystując do tego celu sieć niskiego napięcia. W pozostałym zakresie, operatorzy stosują różne technologie, zależnie od preferencji i uwarunkowań lokalnych.

3. System centralny (system zarządzania odczytami)

System centralny, zwany też aplikacją centralną, jest dedykowany do kolekcji pomiarów, dokonania walidacji i standaryzacji zbieranych danych. System ten realizuje ponadto szereg funkcji związanych z rejestracją liczników zdalnego pomiaru, monitorowania ich statusu oraz wysyłania do liczników komend sterujących wpływających na stan poszczególnych liczników. Ponadto system centralny odpowiada za przesyłanie do liczników informacji stanowiących podstawę do późniejszych rozliczeń (np. taryfy). System centralny zarządza danymi pomiarami i udostępnia je innym systemom i aplikacjom operatora systemu dystrybucyjnego. Ponadto system centralny przesyła dane pomiarowe w ustalonym formacie do centralnego zbioru informacji pomiarowych prowadzonego przez Operatora Informacji Pomiarowych. W szczególności system centralny zapewnia:

- identyfikację urządzeń tworzących infrastrukturę AMI,

- diagnozowanie i monitorowanie rozmieszczenia urządzeń infrastruktury AMI,
- zarządzanie standardami oprogramowania instalowanego na urządzeniach,
- zobrazowanie schematu topologicznego infrastruktury AMI,
- audytowanie pracy urządzeń w sieci,
- zdalną konfigurację urządzeń sieci LAN/WAN,
- monitorowanie bezpieczeństwa systemu, wykrywanie prób ingerencji w system/urządzenia,
- wykrywanie duplikatów paczek danych,
- wykrywanie błędów w pracy urządzeń i transmisji,
- weryfikację otrzymanych danych, obsługę błędów odczytów, korekcję błędów.

System centralny to kluczowy element inteligentnego opomiarowania. Jest to dedykowane oprogramowanie, którego funkcjonalność musi być zdefiniowana przez operatora systemu dystrybucyjnego. Nie występują obecnie na rynku kompletne i zestandaryzowane produkty, które zapewniłyby wymaganą od takiego systemu funkcjonalność.

Krajowy operator systemu dystrybucyjnego, który realizuje obecnie wdrożenie na dużą skalę inteligentnego opomiarowania, przeprowadził postępowanie przetargowe, w wyniku którego firma z branży ICT zaprojektowała i wykonała system centralny zarządzający wszystkimi elementami inteligentnego opomiarowania.

4. Integracja

Kluczową kwestią dla efektywnego wdrożenia inteligentnego opomiarowania jest integracja systemu centralnego z pozostałymi krytycznymi systemami operatora systemu dystrybucyjnego. W celu pełnego wykorzystania danych pozyskiwanych przy wykorzystaniu infrastruktury AMI powinny być stworzone, przy wykorzystaniu szyny integracyjnej, interfejsy do pozostałych rozwiązań informatycznych takich jak: Portal, Billing, HelpDesk, BPM, inne systemy lokalne a także powinny być udostępniane dane pozostałym interesariuszom rynku danych pomiarowych, w szczególności powinny być dostarczane dane do centralnego zbioru informacji pomiarowych.

Realizacja integracji systemu centralnego z systemami obsługującymi poszczególne procesy biznesowe operatora systemu dystrybucyjnego jest kluczowa dla powodzenia wdrożenia inteligentnego opomiarowania. Integracja zawsze będzie procesem zindywidualizowanym i będzie wymagała przeprojektowania i zmiany wybranych procesów biznesowych. Wykorzystanie w różnych obszarach działalności operatora danych pomiarowych i informacji, które one niosą jest kluczowe dla osiągnięcia korzyści biznesowych i co ważniejsze dla zapewnienia wymiernych korzyści dla odbiorców energii elektrycznej. Przykładem może być podkreślana przez odbiorców w badaniu opinii publicznej korzyść z szybkiej identyfikacji awarii i skrócenia czasu jej usunięcia.

5. Sieć domowa - HAN

W powiązaniu z inteligentnym licznikiem powstają nowe możliwości sterowania urządzeniami w domu przez odbiorców, przy wykorzystaniu takich technologii komunikacyjnych jak PLC, Zigbee, WiFi, Ethernet. Dzięki sieci HAN (zwanej również ISD – Inteligentną Siecią Domową) istnieje możliwość powiązania kontrolera lub wyświetlacza zainstalowanego w mieszkaniu, informującego odbiorcę o bieżącym zużyciu

energii i jej kosztach, z inteligentnym licznikiem. Sieć domowa (HAN) wspiera programowanie pracy takich urządzeń jak termostat, auto elektryczne, klimatyzacja oraz pozostałych urządzeń mających wpływ na pobór mocy. Ponadto może sterować pozostałymi urządzeniami w domu: oświetlenie, pralka, suszarka, zmywarka.

Sieć domowa wykorzystuje dostępne technologie telekomunikacyjne, zazwyczaj bezprzewodowe. Technologie te są obecne w powszechnym użyciu. Obszarem, który nie jest obecnie zestandaryzowany jest interfejs z licznikiem zdalnego odczytu. Ze względu na to, że w przeciwieństwie do poprzednich elementów inteligentnego opomiarowania, które pozostawały w gestii operatora, domena sieci domowej jest całkowicie poddana swobodnej konkurencji, konieczne jest przyjęcie w skali kraju jednego rozwiązania, które pozwalałaby na komunikację z licznikiem zdalnego odczytu. Brak takiej standaryzacji będzie istotną barierą w rozwoju usług dotyczących obszaru sieci domowej. Ze względu na to, że Urząd Regulacji Energetyki prowadzi obecnie proces konsultacji w tym właśnie zakresie, należy się w krótkim czasie spodziewać Stanowiska Prezesa URE w zakresie interoperacyjności, które wskaże rozwiązania nie ograniczające konkurencji.

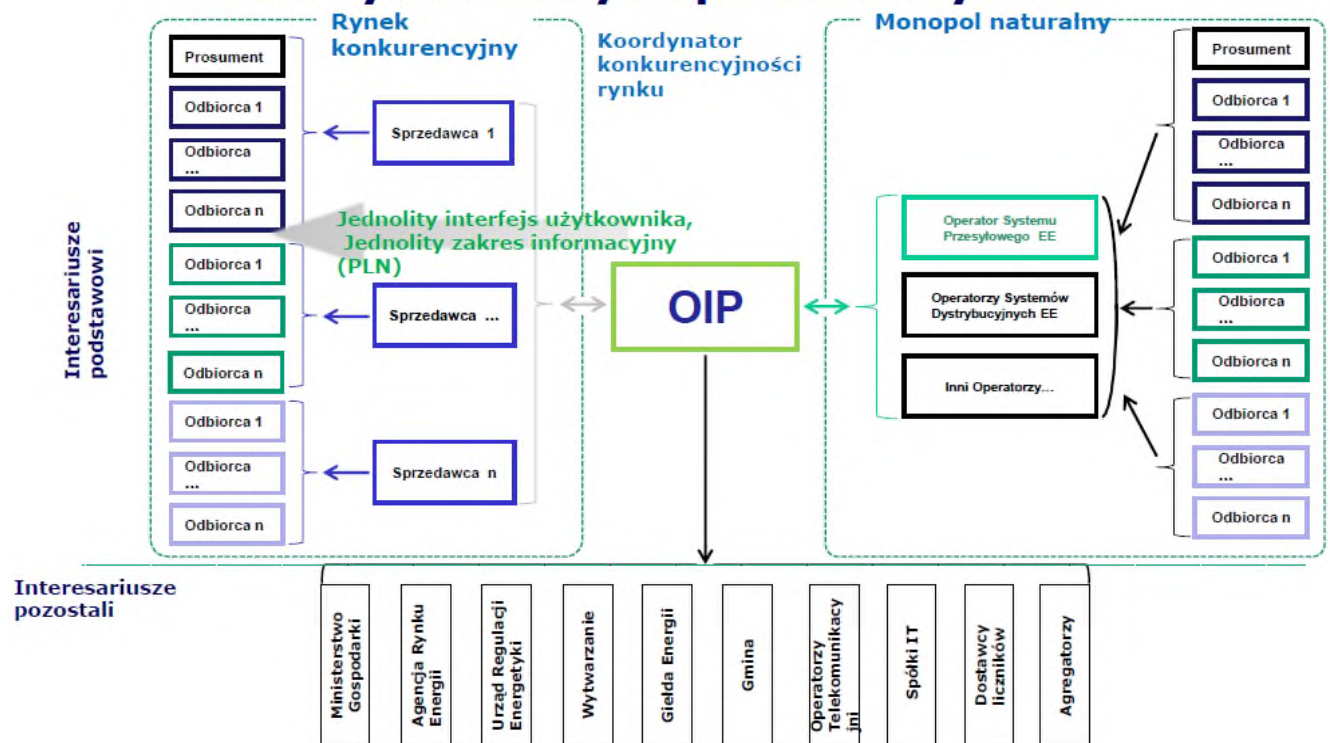
6. Zarządzanie infrastrukturą

Zazwyczaj funkcje zarządzania infrastrukturą, w tym licznikami zdalnego odczytu, realizuje system centralny (opisany w pkt. 3). Jednakże w niektórych przypadkach przy dużej liczbie urządzeń wydziela się dedykowany system, który obsługuje część funkcjonalności związanych z zarządzaniem infrastrukturą i obsługą niektórych zdarzeń (alarmy), wymagających szybkiej reakcji.

7. Centralny Zbiór Informacji Pomiarowych

Rola Operatora Informacji Pomiarowych jest określona na poniższym rysunku. Wynika z niego rola koordynatora konkurencyjności rynku. Podstawowym zasobem Operatora Informacji Pomiarowych jest centralny zbiór informacji pomiarowych, który przechowuje dane pomiarowe odbiorców.

Model rynku danych pomiarowych



Zapewnienie bezpieczeństwa systemu

Wykorzystanie technologii ICT stworzyło energetyce nowe możliwości ale jednocześnie wprowadziło do bezpieczeństwa energetyki kompleks zagadnień związanych z bezpieczeństwem informacji i danych o funkcjonowaniu sieci energetycznych, a w przypadku wdrożenia Smart Grid, dodatkowo oznaczonych danymi osobowymi użytkownika. Zakłócenie funkcjonowania systemu energetycznego może nastąpić nie tylko w wyniku fizycznej awarii sieci energetycznej, ale również w wyniku awarii lub błędnego funkcjonowania sieci informatycznej. Ponadto technologia ICT stwarza możliwość ukrytej manipulacji danymi pomiarowymi czy komendami sterującymi.

W ramach budowy inteligentnego opomiarowania i inteligentnej sieci konieczne jest położenie szczególnego nacisku na wypracowanie rozwiązań zapewniających bezpieczeństwo nowej infrastruktury i właściwą ochronę gromadzonych i przetwarzanych danych pomiarowych. Realizacja tego celu musi zostać uwzględniona już na etapie projektowania nowych rozwiązań.

Zrealizowane z sukcesem wdrożenia sieci inteligentnych Smart Grid pokazują, że najważniejszym zagadnieniem było kompleksowe rozwiązanie problemu bezpiecznego współdziałania technologii ICT z technologiami energetycznymi. Należy jednoznacznie podkreślić, iż technologie ICT w energetyce, jeśli nie będą wsparte właściwymi procedurami eksploatacyjnymi oraz technicznymi, nie będą mogły samodzielnie sprostać wyzwaniu, jakim jest utworzenie bezpiecznej sieci Smart Grid.

Bezpieczeństwo ICT ma konkretną, wymierną cenę – często mogą to być duże koszty systemowe, których energetyka nie odczuwała do tej pory. Wymaga to przemyślanej analizy ryzyka. Niekiedy może być korzystnym stosowanie „słabszych” zabezpieczeń. Jednak musi to być poprzedzone świadomą i pełną analizą przyjętego rozwiązania systemowego

Dlatego też należy w doborze środków zabezpieczeń Smart Grid umiejętnie połączyć technikę i procedury tak, by ich wzajemne uzupełnianie się i wspieranie zaowocowało elastycznością, dzięki której Smart Grid będzie w stanie ewoluować razem z otoczeniem, w którym funkcjonuje.

Objaśnienie skrótów

KE – Komisja Europejska
UE – Unia Europejska
OSD E – Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego
OSP, PSE, PSE SA – Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego
Prezes URE – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny
DSM – Demand Side Management
DSR – Demand Side Response
HAN – Home Area Network
AMI – Advanced Metering Infrastructure
ARE – Agencja Rynku Energii S.A.
OIP – Operator Informacji Pomiarowych
CZIP – Centralny Zbiór Informacji Pomiarowych
OZE – Odnawialne Źródła Energii
HP – Hewlett-Packard Polska Sp. z o.o.
PTPiREE – Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

Materiały źródłowe

1. *Smart Grid project in Europe: lessons learned and current developments*, JRC European Commission, 2011 r.
2. *CEER Benchmarking Report on Meter Data Management Case Studies*, Rada Europejskich Regulatorów Energii (CEER) listopad 2012 r.
3. *2009-2010 Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Technical Annex*, Komisja Europejska, czerwiec 2011 r.
4. *Regulatory Recommendations for Privacy, Data Protection and Security in the Smart Grid Environment*, Valerie Lorge, Directorate General for Energy Komisja Europejska, Międzynarodowa Konferencja Operator Informacji Pomiarowych, Warszawa 26 marca 2013 r.
5. *Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku, URE*
6. *Koncepcja dotyczącej modelu rynku opomiarowania w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań wobec Operatora Informacji Pomiarowej, URE*
7. *Opinia 12/2011 na temat inteligentnego pomiaru zużycia (smart metering)*, przyjęta w dniu 04 kwietnia 2011 r., Grupa robocza ds. ochrony danych osobowych (ustanowiona na mocy art. 29 dyrektywy 95/46/WE)
8. *Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce*, PTPIREE, Poznań, 20 sierpnia 2012 r.
9. *Analiza HP dla PSE S.A. Zbudowanie i uzgodnienie modelu rynku opomiarowania i stosowania mechanizmów zarządzania popytem wraz z opracowaniem modeli biznesowych*
10. *Kwartalnik ARE – Statystyka w Elektroenergetyce, IV kwartały 2012 r.*

[illegible][illegible]



PREZES

URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

DPR.0230.16.2018.JK

Warszawa, 29 czerwca 2018 r.

Pan Tadeusz Skobel

Podsekretarz Stanu

w Ministerstwie Energii

Szanowny Panie Ministrze

W odpowiedzi na pismo Pana Ministra z dnia 28 maja 2018 r., znak: DE.VII.4110.24.2018, IK: 229992, dotyczące wysokości środków jakie należałoby zagwarantować regulatorowi w celu wykonania dodatkowych obowiązków w zakresie kwalifikacji energetycznych, planowanych w projekcie ustawy zmieniającej ustawę – Prawo energetyczne, uprzejmie przedstawiam, co następuje.

W pierwszej kolejności wyjaśniam, że według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. działało 374 komisji kwalifikacyjnych, a liczba członków komisji wynosiła 4789 osób.

Obecnie Urząd Regulacji Energetyki powołuje komisje kwalifikacyjne i weryfikuje ich działalność jedynie poprzez analizę sprawozdań z działalności. Jak wynika ze złożonych przez komisje kwalifikacyjne sprawozdań z ich działalności za 2017 r. łączna liczba przeprowadzonych, przez komisje kwalifikacyjne, egzaminów w zakresie dozoru i eksploatacji wyniosła ponad 296 tys. Powyższe należy, co do zasady, utożsamiać z liczbą wydanych świadectw kwalifikacyjnych. Brak jest natomiast informacji o liczbie wydanych duplikatów (wtórników) świadectw kwalifikacyjnych.

Aby zatem wydać rocznie ok. 300 tys. świadectw (w kalkulacji nie uwzględnia się wtórników), dziennie należy ich wydać ok. 1200. Przyjmując założenie, że jeden pracownik może wydać 15 świadectw dziennie, konieczne jest zatrudnienie w celu realizacji tego zadania 87 osób (80 osób wydających świadectwa, 7 osób obsługi technicznej – księgowość, kadry, IT, obsługa prawna). Co warto podkreślić wydawanie świadectw kwalifikacyjnych to tylko jedno z planowanych do powierzenia Prezesowi URE zadań z tego obszaru. Ponadto, planuje się:

1. uznawanie kwalifikacji nabytych poza granicami RP,

2. powoływanie komisji i weryfikacja materialna a nie jak dotychczas formalna ich pracy,
3. obsługa odwołań od rozstrzygnięć komisji i komitetu odwoławczego,
4. obsługa komitetu odwoławczego,
5. prowadzenie rejestru wszystkich świadectw.

Ponadto Urząd Regulacje Energetyki nie posiada powierzchni biurowej dla wyżej wskazanych pracowników. Konieczne jest zatem jej wynajęcie. Koszty najmu zostały uwzględnione w załączonej kalkulacji.

Dodatkowo należy podkreślić, że nie jest możliwe rozpoczęcie realizacji nowych zadań przez Prezesa URE od dnia 01.01.2019 (konieczne jest wcześniejsze zatrudnienie osób, wynajęcie powierzchni biurowej, utworzenie stanowisk pracy wraz z infrastrukturą oraz budowa rejestru). Brak tych działań przygotowawczych mógłby doprowadzić do paraliżu działania znacznej liczby przedsiębiorstw energetycznych w kraju oraz brak zapewnienia obsługi gospodarstw domowych przez podmioty posiadające stosowne kwalifikacje. Warto bowiem przypomnieć, że pracodawcy mogą dopuścić do pracy jedynie osoby dysponujące aktualnymi świadectwami kwalifikacyjnymi.

Oszacowanie środków jakie należy zagwarantować regulatorowi w celu wykonywania obowiązków wyszczególnionych w piśmie Pana Ministra z dnia 28 maja 2018 r. (z podziałem na poszczególne lata) przedstawiono w tabeli stanowiącej załącznik nr 1 do niniejszego pisma.

Załącznik: 1

24.

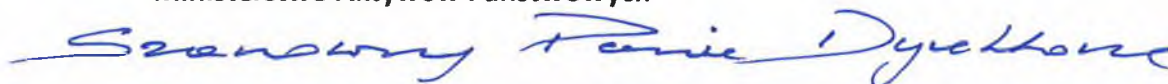
REKTOR
Urząd Regulacji Energetyki
Mariusz
10055

Załącznik 1

Oszacowanie środków jakie należy zagwarantować regulatorowi w celu wykonywania obowiązków wyszczególnionych w piśmie DE.VII.4110.24.2018 z dnia 28 maja 2018 r.

Pozycja	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
wynajem powierzchni biurowej i koszty energii elektrycznej, sprząatanie	1 840 000	1 882 320	1 925 613	1 969 902	2 015 210	2 061 560	2 108 976	2 157 482	2 207 104	2 257 868
koszty zatrudnienia pracowników (wraz z pochodnymi)	9 570 000	9 790 110	10 015 283	10 245 634	10 481 284	10 722 353	10 968 967	11 221 254	11 479 342	11 743 367
utworzenie stanowisk pracy (w tym infrastruktury) oraz ich utrzymanie	1 100 000	250 000	275 000	302 500	600 000	500 000	511 500	523 265	535 300	547 611
zapewnienie ciągłości działania (koszty pocztowe (320 tys. x 7,8 zł - list ZPO), materiały biurowe, itd.)	2 796 000	2 860 308	2 926 095	2 993 395	3 062 243	3 132 675	3 204 726	3 278 435	3 353 839	3 430 978
budowa i utrzymanie rejestru	8 000 000	3 100 000	300 000	400 000	409 200	2 000 000	400 000	409 200	418 612	428 240
RAZEM zł	23 306 000	17 882 738	15 441 991	15 911 432	16 567 937	18 416 588	17 194 170	17 589 636	17 994 197	18 408 064
razem w mln zł	23,3	17,9	15,4	15,9	16,6	18,4	17,2	17,6	18,0	18,4

Szanowny Pan Dyrektor
Tomasz Świetlicki
Ministerstwo Aktywów Państwowych



W odpowiedzi na pismo znak DE.VII.4110.4.2020DE.VII.4110.4.2020, przekazuję informacje nt. zasobów ludzkich zajmujących się odczytem oraz instalacją liczników energii elektrycznej, dotyczące pięciu Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (dalej OSD) zrzeszonych w PTPIREE.

Na wstępie pragniemy podkreślić, że liczba zadań, realizowanych każdego roku przez poszczególnych OSD, związanych z szeroko rozumianą eksploatacją układów pomiarowych energii elektrycznej tj. montaż liczników w ramach przyłączania nowych odbiorców, wymiana legalizacyjna oraz serwisowa u istniejących odbiorców, demontaże układów pomiarowych, odczyty, sprawdzenia i kontrole, obsługa reklamacji, wstrzymania i wznowienia dostaw energii (windykacja), zmiana grupy taryfowej, rozwiązywanie problemów ze zdalną komunikacją – jest zróżnicowana, a skala zmian rok do roku może wahać się od kilku do kilkudziesięciu procent. Duża część zadań ma charakter powtarzalny i przewidywalny (zakres wymiany legalizacyjnej, zakres odczytów harmonogramowych itp.), niemniej część zadań ma charakter losowy, a ich skala uzależniona jest od czynników zewnętrznych (gospodarczych, społecznych, regulacyjnych), w tym działań innych podmiotów (np. sprzedawców energii – zlecenia windykacyjne, stosowanie sprzedaży energii w systemie przedpłaconym, czy też działań samych odbiorców np. przyłączenia mikroinstalacji, zmiana sprzedawcy itp.).

W zależności od przyjętego przez danego OSD modelu biznesowego prace związane z eksploatacją układów pomiarowych energii elektrycznej (w tym odczyty, montaż, wymiany liczników) mogą być realizowane przy zaangażowaniu zasobów własnych oraz obcych. Należy przy tym podkreślić, że przyjęte rozwiązania w zakresie podziału kompetencji, zasobów, a także kategoryzacja stanowisk pracy, jest cechą indywidualną i wynika ze struktury organizacyjnej oraz polityki poszczególnych OSD. Występują przypadki, gdzie te same zadania i prace mogą być realizowane przez różne służby OSD (monterów pogotowia energetycznego, monterów układów pomiarowych, inkasentów) lub też podmioty zewnętrzne.

Odczyty wskazań liczników energii elektrycznej

Odczyty liczników energii elektrycznej dzielą się na odczyty rozliczeniowe (systematyczne, wynikające z określonego harmonogramu), realizowane zgodnie z cyklami rozliczeniowymi wynikającymi z zawartych umów z odbiorcami (tj. 1, 2, 3, 6 lub 12 razy w roku), oraz odczyty pozostałe (na żądanie lub doraźnie), realizowane w związku ze zleceniami eksploatacyjnymi otrzymanymi od odbiorców (np. odczyty dodatkowe) lub sprzedawców (np. odczyty związane ze zmianą grupy taryfowej, zmianą sprzedawcy) lub wynikające z procesów OSD (odczyty realizowane przy okazji prowadzenia prac eksploatacyjnych, kontroli i sprawdzeń układów pomiarowych). Ponadto możemy rozróżnić odczyty lokalne (realizowane przez inkasentów i elektromonterów) oraz zdalne (w przypadku zastosowania układu pomiarowego ze zdalną transmisją danych). Ze względu na zakres odczytywanych danych pomiarowych (rzutu na pracochłonność zadania) możemy rozróżnić odczyty danych rozliczeniowych (wskazania liczydeł) oraz odczyty danych profilowych (dane interwałowe np. pobór energii w profilu 15 minutowym).

Odpowiadając na pytania 1 i 2, w tabeli poniżej zostały zaprezentowane dane OSD dotyczące odczytów liczników dla roku 2019, przy czym zaprezentowane wartości odnoszą się do zasobów bezpośrednio wykonujących odczyty liczników, bez pozostałych zasobów niezbędnych dla organizacji procesu odczytu (tzw. „back office” realizujący zadania związane z obsługą inkasentów itp.).

Opis	Wartość liczbową
Liczba PPE w roku 2019 objętych odczytami	17 999 805
• w tym PPE odczytywane lokalnie	16 231 763
• w tym PPE odczytywane zdalnie	1 768 042
Liczba wszystkich odczytów w roku 2019	70 924 146
• w tym liczba odczytów lokalnych	61 611 955
• w tym liczba odczytów zdalnych*	9 312 191
Liczba odczytów zleconych podmiotom zewnętrznym	70,7%
Liczba osób, w przeliczeniu na pełne etaty, zajmujących się odczytem liczników energii elektrycznej (etaty w OSD)	563
Liczba osób, w przeliczeniu na pełne etaty, zajmujących się odczytem liczników energii elektrycznej (etaty szacowane w podmiotach zewnętrznych)	1 546

* - w tabeli podano ilość odczytów rozliczeniowe (podawane Sprzedawcy służące do rozliczenia Odbiorcy).

Instalacja liczników energii elektrycznej

Odpowiadając na pytanie 3, w tabeli poniżej zostały zaprezentowane dane dla OSD dotyczące instalacji liczników dla roku 2019.

Opis	Wartość liczbową
Liczba osób, w przeliczeniu na pełne etaty, trudniących się instalowaniem liczników energii elektrycznej w roku 2019	2 387
• w tym pracownicy etatowi OSD	996

Odpowiadając na pytanie 4, na obecnym etapie OSD nie są w stanie przedstawić stosownych analiz w tym zakresie. Przeprowadzenie prac analitycznych uzależnione jest od przyjętych regulacji prawnych w zakresie docelowego modelu rynku energii elektrycznej, w tym organizacji procesów biznesowych i zapewnienia narzędzi informatycznych dedykowanych do ich obsługi. Analiza wymaga uprzedniego pozyskania reprezentatywnych danych, a jej opracowanie możliwe będzie po rozpoczęciu masowego wdrożenia LZO, zgodnie z przyjętymi założeniami tj. według przyjętego harmonogramu oraz zgodnie z określonymi wymaganiami prawnymi i technicznymi (w tym m.in. w zakresie technologii komunikacyjnej oraz funkcjonalności liczników).

Na bazie dotychczasowych doświadczeń należy stwierdzić, że konieczne będzie stopniowe przekwalifikowanie etatów inkasenckich na stanowiska specjalistyczne, związane z eksploatacją liczników będących urządzeniami pomiarowo-komunikacyjnymi.

Z poważaniem


Wojciech Tabiś
Dyrektor



European Smart Metering Landscape Report

“Utilities and Consumers”

USmartConsumer Project
www.usmartconsumer.eu

2016

Escan, s.l. consulting, Spain
Central Finland Energy Agency, Finland
Centre for Sustainable Energy, UK
The Polish Nat. Energy Conservation Agency, Poland
Austrian Energy Agency, Austria
AISFOR, Italy
RVO Netherlands Enterprise Agency, The Netherlands
REE-Management, Germany
WEMAG, Germany
Polish Consumer Fed. National Council, Poland



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union

Madrid (Spain), November 2016

This publication is Deliverable D2.1 of the project "USmart Consumer - You are a Smart Consumer" funded by Intelligent Energy – Europe, inside WP2-task2.1. More information at www.usmartconsumer.eu.

The content of this document is for information purposes only and the sole responsibility lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Union. The relevant legal instruments and the text of the call shall take precedence over the information contained in this document. The European Commission, EASME and the USmartConsumer partners do not accept responsibility for any use made of the information contained therein.

A limited part of this publication may be reproduced, distributed, or transmitted in any form or by any means, including photocopying, recording, or other electronic or mechanical methods for non commercial use. With this exemption, you should request for the prior written permission of the USmartConsumer project coordinator.

For permission requests: addressed "Attention: Permissions USmartConsumer publication," at Francisco Puente, escan@escansa.com, +34913232643, www.escansa.com

Table of contents

1. Executive Summary.....	4
1.1. Scope of this report	4
1.2. Main conclusions	5
2. Smart meter landscape in European countries.....	9
2.1. The European Map	9
2.2. National smart metering rollouts in the EU28 countries and Norway	14
2.3. Recent progresses in European legal framework	29
3. Services for EU consumers based on Smart Metering.....	35
3.1. Introduction	35
3.2. Services provided at full or very large scale	39
100koll EON Smart Electricity Meter Sweden	39
Asema E Smart Home System Finland	41
Energy Watch and Smart Plugs from Vattenfall Finland and Sweden	43
Eesti Energia Consumption Monitoring Services Estonia	45
Fortum Fiksu - Demand Response System for Houses Finland	47
Gas Natural Fenosa TuLuz Spain	50
Iberdrola Distribución information system Spain	53
Inovgrid Portugal.....	56
Linky meters and services France.....	58
“Muehlheim zaehl” by RWE AG Germany	60
OptiWatti–Smart Automation Service for Electrically Heated Houses Finland.....	62
RWE SmartHome Power Control Germany	65
Smart Metering Based Information and Feedback Services Finland	67
Smart Metering Services – Non real time Netherlands	71
Smart Metering Services – Real time Netherlands.....	76
Smart Metering Services – Real time UK	79
Social Tariff for vulnerable consumers Spain	82
The success on the smart metering Poland	84
3.3. Services provided at medium and large scale	87
“EnergieSpar-Helfer” by EON AG Germany.....	87
Isernia Project by ENEL Italy	90
Smart Cost Envir Energy Monitor Germany	94
Wattcher Germany	97
3.4. Services provided to a lower number of consumers and smaller pilots	100
EnBW Cockpit by EnBW AG Germany.....	100

“eWave” in-home display pilots Norway	103
MoMa – Modellstadt Mannheim by MVV Germany	105
Personal EnergyTM in Rubí Brilla Community Spain	107
Smart Metering Trials Netherlands	112
Trio smartbox Display by EWE AG Germany	114
4. List of References	116
5. List of figures	118
6. List of tables	119
7. Abbreviations	120

1. Executive Summary

1.1. Scope of this report

Member States are required to ensure the implementation of smart metering to consumers under EU energy market legislation in the Third Energy Package. This implementation may be subject to a long-term cost-benefit analysis (CBA). In cases where the CBA is positive, there is a roll-out target of at least 80% market penetration for electricity by 2020.

By May 2014, Member States committed to rolling out close to 200 million smart meters for electricity and 45 million for gas by 2020 at a total potential investment of €45 billion. By 2020, it is expected that almost 72% of European consumers will have a smart meter for electricity while 40% will have one for gas. Up to date, 80 million smart meters have been installed in the EU28 and Norway, which constitutes 30% of the overall European electricity metering points.

USmartConsumer has accounted 80.000.000 smart meters installed in the EU28 and Norway up to date, which constitutes 30% of the overall European electricity metering points

The goal of USmartConsumer is to promote utilities smart meter rollouts and innovative smart metering services to consumers, that have the potential to achieve energy savings and peak load reduction in Member States. In order to do so the *European Smart Metering Landscape Report 2016* collects updated information on the situation of smart metering and innovative services throughout Europe, identifying the current national regulations and the offered smart metering services.

The information has been gathered from utilities, European and national regulators, national energy agencies and officials, previous and on-going IEE- and other European projects, and other secondary sources as well as literature. This information is assessed by a group of energy and IT experts.

This report has been developed by a group of expert independent organizations, partners of the USmartConsumer project, coordinated by Escan energy consulting (www.escansa.com).

Table 1 : Partner organizations monitoring the European Smart Metering Landscape Report

ESCAN Energy Cons.	Spain, Portugal and Malta
CFEA	Finland, Norway, Sweden, Estonia
CSE	UK, Ireland, France

KAPE	Poland, Latvia, Lithuania, Romania
AEA	Austria, Croatia, Slovenia, Hungary
AISFOR	Italy, Cyprus, Greece, Bulgaria
RVO	The Netherlands, Belgium, Denmark, Luxemburg
REEM	Germany, Slovak Republic, Czech Republic

1.2. Main conclusions

Smart meter landscape in European countries

- The EU smart meter roll-out keeps a steady progress forward, but within very different operational environments and speed in each member state. Sweden and Italy are the exceptions with fully rollout since years.
- Countries with a clear mandatory regulatory framework and/or positive cost-benefit analysis are reaching their targets according to national plans (Denmark, Finland, France, Ireland, Norway, The Netherlands, Slovenia, Spain or UK). Some other countries which have more neutral cost-benefit or policy support was weaker at some point are progressing slower (Austria, Germany or Poland) but with a clear path.
- Countries without mandatory smart meter roll-out (Portugal), negative cost-benefit for massive or specific scenarios (Czech Republic, Belgium), those with conclusions on their cost-benefit analysis indicating possible negative results for the proposed scenario (Belgium, Slovakia) or those with lack of a clear legal framework (Bulgaria, Croatia, Latvia, Lithuania) are facing delays.
- The average situation in Europe is now in the "Dynamic Movers" area. This means that both the average legal and regulatory framework and the market conditions for smart metering services are in the 60% considering the overall European Union situation. Compared to 2014, this indicates a 12% positive progress in the EU, and over 25% if compared to 2013.
- The primary drivers for rolling out smart meters are EU legislation, energy efficiency and network modernization. Most of the roll-outs are based on a clear regulatory push and implemented by the DSOs (except in UK where the retailer is in charge). Also, some roll-outs are primarily based on business cases such as

Countries with a clear mandatory regulatory framework and/or positive cost-benefit analysis are reaching their targets according to national plans. The average situation in Europe is now in the "Dynamic Movers" area.

reducing non-technical losses, increasing operational efficiency, or gaining competitive advance.

- Smart metering is an enabling technology but needs to be coupled with innovative customer-oriented services to realize all its potential benefits and to create the basis for better demand side energy management and smart grids. In this, consumer engagement is a major driver.
- The wider progress in the European countries' roll-out shows the need for further and clearer debates among the market actors, involving utilities, consumer representatives, public administrations, regulators and equipment and service providers. At this stage, it is clear that for smart meters to realise their full potential in each EU country, there is need to create a clear roll-out plan, undertake a cost-benefit analysis and establish a common understanding on how the consumers' information is going to be managed to benefit both the energy companies and the own consumers.
- At the same time, favourable market conditions have to be created for new services, products and entrants, as these are needed to reap the full benefits of smart meters. The market for using smart meter data and functionalities to create added value for consumers should be supported with the right quantity and quality of regulation and by reasonable energy market procedures.
- Three important differences outstand between gas and electricity smart meter rollouts which might make more difficult for a gas smart meter rollout to have a profitable cost-benefit analysis in some EU countries. Firstly, it would need an electricity supply (the electric meter already has it). Secondly, the cost of natural gas is lower reducing the potential economic savings, and lastly there are no natural gas demand "peaks" as identifiable as the ones found for electricity demand.

Favourable market conditions have to be created for new services, products and entrants, as these are needed to reap the full benefits of smart meters.

Recent progresses in the European legal framework

The Energy Efficiency Directive (EED, 2012) and guidance notes require that final customers for electricity, natural gas, district heating, district cooling and hot water should have a competitively priced individual meter that accurately reflects their energy consumption and provides information on the time of their energy use.

- When introducing smart metering systems for electricity and natural gas, information must be provided on actual time of use, energy efficiency and benefits for final customers must be fully taken into account, data communication must be secure and privacy must be in compliance with EU legislation and appropriate ad-

vice and information must be given to final customers with regard to monitoring of energy consumption.

- Member States should develop consumer information and empowering programmes, taking appropriate measures to promote and facilitate an efficient use of energy by small energy customers, including domestic customers. These measures shall include one or more of the following elements: (i) fiscal incentives; (ii) access to finance, grants or subsidies; (iii) information provision; (iv) exemplary projects; (v) workplace activities.
- Final customers still with traditional individual meters (not smart metering) should normally be told at least every 6 months how much they will be billed for the energy they used in the last period – every 3 months if they ask for it or are billed electronically.

Member States should develop consumer information and empowering programmes to promote and facilitate an efficient use of energy by small energy customers

The Directives on the Internal Market for Electricity and Gas (Directives 2009/72/EC and 2009/73/EC) included in the Third Energy Package, require Member States to ensure the implementation of intelligent metering systems to assist the active participation of consumers in the electricity and gas supply markets.

- As regards electricity, where an economic assessment of the long-term costs and benefits has been made, at least 80% of those consumers who have been assessed positively have to be equipped with intelligent metering systems for electricity by 2020. Where no economic assessment of the long-term costs and benefits is made, at least 80 % of all consumers have to be equipped with intelligent metering systems by 2020.
- As regards natural gas, no deadline is given but the preparation of a timetable is required, subject to an assessment of long-term costs and benefits. The Directives also state that final customers must be properly informed of actual electricity/gas consumption and costs frequently enough to enable them to regulate their own consumption.
- The Directive on internal markets (2009/72/EC), demands that, in order to promote energy efficiency, Member States or regulatory authorities shall strongly recommend that electricity undertakings optimise electricity use by, for example, introducing intelligent metering systems or smart grids.

The recast of the Energy Performance of Buildings directive (2010/31/EU, EPBD) includes a provision on the introduction of intelligent metering systems. It specifies that Member States shall encourage the introduction of intelligent metering systems whenever a building is constructed or undergoes major renovation. Additionally, Member States

may encourage the installation of active control systems such as automation, control and monitoring systems that aim to save energy.

Smart metering services for EU homes

The developments within the metering service market have the potential to bring actual energy savings. Even while it is still under debate as to what extent these services will in fact achieve energy savings, it is at the same time clear that without services based on frequent or real time information there is no benefit for the end customer.

It will be difficult to convince customers of the added value of new metering technology and the modernisation of the European electricity grids, if metering data is only of use for operational changes within utilities (to reduce non-technical losses, for remote reading and switching or the simplification of billing procedures, etc.). This is particularly important because the real advantages of smart metering will and have to be compared with the related costs that will be borne by customers (in monetary terms, but also in terms of privacy intervention and other non-monetary issues).

It will be difficult to convince customers of the added value of new metering technology if metering data is only of use for operational changes within utilities

Besides feedback tools that enable customers to regulate their energy consumption, a number of utilities test and operate demand response programmes in order to limit the peak load that has to be provided in the market. Nordic countries, Spain, as well as several other EU member states, have put into the market demand response services that provide with accurate information, innovative market-based tariffs and other economic incentives aiming to achieve certain customer behaviours or apply direct load curtailment within the contractual framework.

This report provides an overview of available services based on smart metering technologies and data in EU Member States. It is by no means a complete picture of the hundreds of different technologies available at the moment. It should rather be a starting point for interested stakeholders to learn and replicate from services that are in use in EU member states and Norway, including relevant developments of innovative services.

In order to facilitate the understanding, services for household sector have been classified in three groups:

- Frequent information to consumer and feedback
- Real-time information to consumer and feedback
- Demand response

2. Smart meter landscape in European countries

2.1. The European Map

Due to the regulatory push by the European Union's Third Energy Market Package, most EU Member States have implemented some form of legal framework for the installation of smart meters. Moreover, in some Member States electronic meters with bi-directional communication are installed for economic reasons even without any specific legal requirements.

Active policies and efforts made by market players have led to a dynamic development of smart metering legislation and regulation in the European Union. Based on the information gathered in this Smart Metering Landscape Report, we analysed all countries along two dimensions:

- (1) Legal and regulatory status:** by the legal and regulatory status we evaluate whether or not a framework has been created to provide clear guidelines to utilities for installing meters and whether this supports the goal of achieving energy savings and/or demand response effects for the energy consumers.

To classify each country the status quo has been assessed on the following dimensions:

- a) cost benefit analysis existing or not,
- b) rollout plan existing and timeline for the rollout,
- c) barriers from additional legislation and regulation, e.g. privacy and data protection, measurement and calibrating meters,
- d) legal minimum functional requirements for consumer smart meter services;

Due to the regulatory push by the European Union's Third Energy Market Package, most EU Member States have implemented some form of legal framework for the installation of smart meters

- (2) Progress in market implementation:** by the progress in implementation we refer to the number of smart meters and corresponding services projects existing, and also to the progress towards a clear and realistic implementation roadmap for metering technologies that enable new services to benefit consumers, once again with the goal of achieving energy savings and/or demand response.

To classify each country the status quo has been assessed on the following dimensions:

- a) enabling infrastructure to manage data for different purposes and market actors,
- b) smart metering rollout status in % of electricity consumers,
- c) number of services based on smart meter data already available to customers;

As the functionalities of smart meters are crucial for the future deployment of the full potential of the meter-related services, the functionalities were the special focus of the survey.

Along these lines we classified all Member States and Norway in five groups:

1. (New) The **“front runners”** have finished their rollout (>95% smart meters installed) and provide services to consumers based in the SM data, or will reach 75% in 2016. These countries have a clear regulation for smart meters and consumers information, policy support, have solved all or most of the technological barriers and services to consumers are provided widely, as in Finland, Spain, Sweden, Estonia or Malta. **Several front runner countries have completed their smart meter rollout, or will be above 75% in 2016, and provide services to consumers**
2. The **“dynamic movers”** are characterised by a clear path towards a full rollout of smart metering, and this group together with "front runners" involve more than 50% of the EU countries. Either the mandatory rollout is already decided, or there are major pilot projects that are paving the way for a subsequent decision. Also, smart metering services are offered to consumers or this market has already started and is in progress. Austria, Denmark, France, Ireland, Italy, Luxembourg, The Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Slovenia and the UK come under this group.
3. The **“market drivers”** are countries where there are no legal requirements for a rollout. Some DSOs or legally responsible metering companies nevertheless go ahead with installing electronic meters either because of internal synergetic effects or because of customer demand. Cyprus and Poland are in this group.
4. Germany, Greece, Hungary and Romania (**“ambiguous movers”**) represent a situation where a legal and/or regulatory framework has been established to some extent and the issue is high on the agenda of the relevant stakeholders. However, due to lack of clarity within the framework, at this point only some DSOs have decided to install smart meters.
5. The **“waverers”** show some interest in smart metering from regulators, the utilities or the ministries. However, corresponding initiatives have either just started, are still in progress or have not yet resulted in a regulatory push towards smart metering implementation. We rank Bulgaria, Croatia, Czech Republic, Latvia, Lithuania and the Slovak Republic in this group.

6. Finally, "*laggards*" are countries where smart metering is not yet an issue. There are no members of this group as a consequence of the transposition of Directive 2009/72EC along the EU.

The developments since the Landscape Report last edition updated in 2014 show a new group of "Front Runners" in smart metering and consumers services deployment. Spain and Estonia have joined the pioneers Sweden, Finland and Malta.

"Dynamic Movers" constitute the largest group and go ahead in their roll-outs, with a variety of situations. Italy has a close to full rollout but still massive services to consumers are scarce, The Netherlands is progressing according to the renovated regulation for smart metering and UK's electricity suppliers are installing displays at homes. Germany and Austria have limited their deployments due to their cost-benefit results for specific segments, Poland keeps a good progress led by their utilities, similar to France and Portugal that are gaining speed in 2016.

Italy and Spain add together 57 million smart meters, over 70% of the units operated in the European Union

There are still several "Market Drivers" countries as Belgium and Cyprus, affected by cost-benefit analysis or regulation, and "Ambiguous Movers" as Germany (Digitalization of the Energy Transition Law, 2016), Greece, Hungary and Romania.

Bulgaria, Croatia, Latvia and Lithuania constitute the "Waverers" without clear legal frameworks or plans for smart metering and first rollouts happening recently. There are no members of the "Laggards" group as a consequence of the transposition of Directive 2009/72EC along the EU.

The following figure provides a graphical overview of the legal and regulatory situation vis-à-vis the process of implementing smart metering (for electricity consumption) enabling technologies and services with the goal of achieving energy savings and/or peak load shifting.

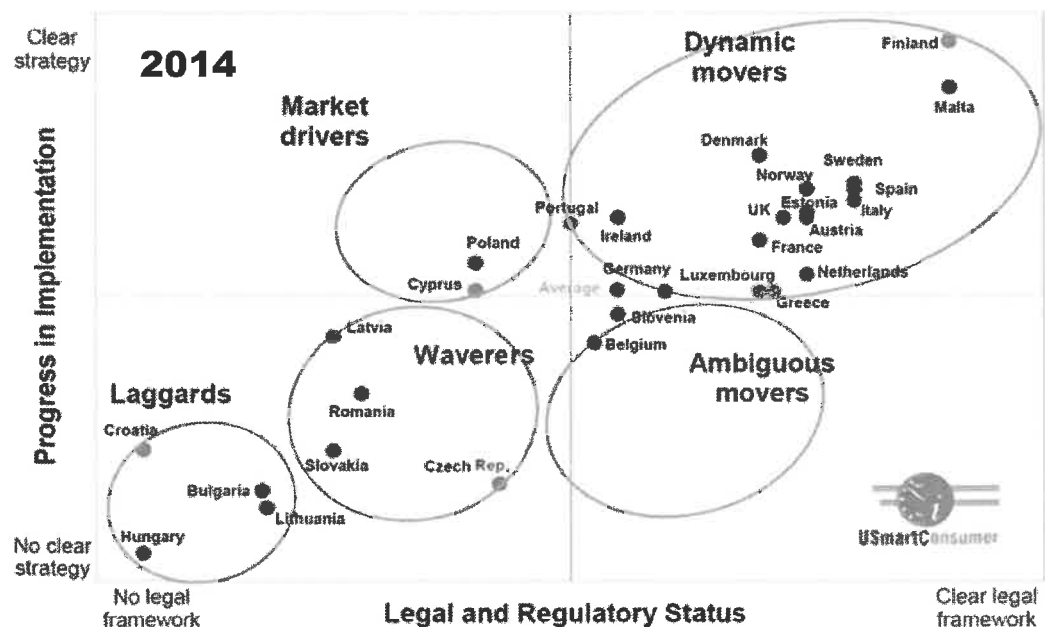
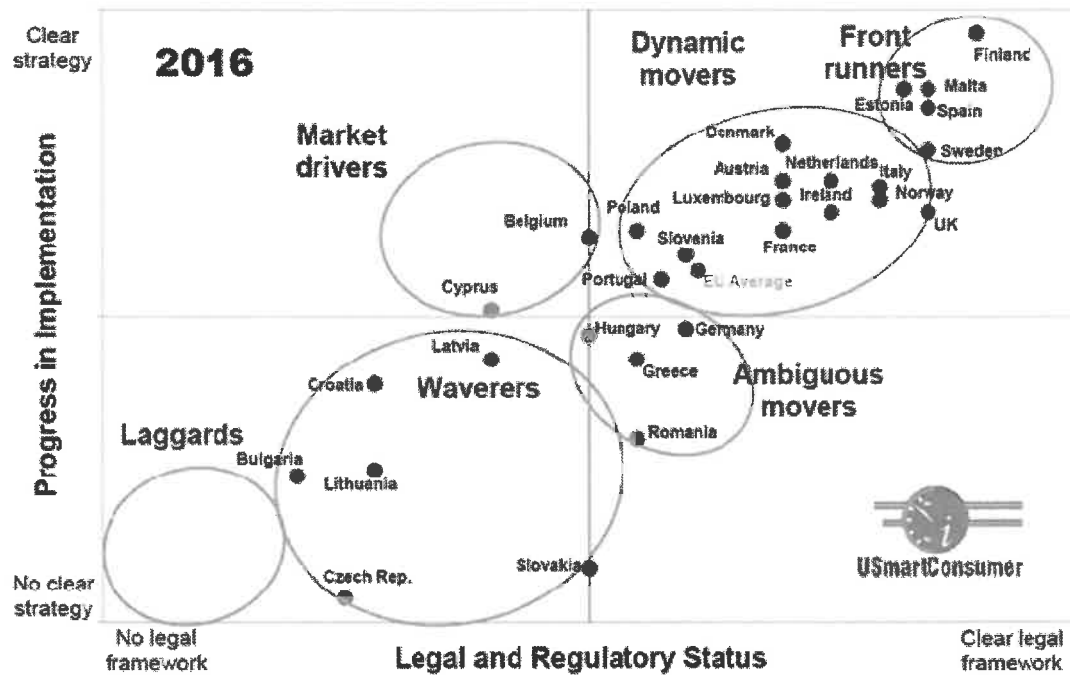


Figure 1: Legal, regulatory and market situation in the European electric smart metering implementing process (Progress in September 2014 and September 2016)

As regards services from smart meter consumer data in Europe, there is a range of feedback tools available in several EU countries, usually provided by energy utilities to consumers, in the form of displays, websites, information on mobile devices and TV, informative bills etc. The development within this market and the services that are offered to the end customers are key in achieving actual energy savings from the alleged saving potential.

Even though the literature disputes the energy savings achieved by these services, it is clear that without these feedback tools and additional consumer oriented services there is little or no benefit for end consumers. The added value of the new metering technology and access to their own information is necessary to strengthen the consumer's position. The modernisation of the European electricity grids by means of the smart metering data cannot be considered only for operational changes within utilities (to reduce non-technical losses, for remote reading and switching or the simplification of billing procedures, etc.). This is particularly important because the advantages of smart metering will and have to be compared with the related costs that will be borne by customers (not only in monetary terms, but also in terms of privacy intervention and other non-monetary issues). Only efficient services based on frequent and real smart meter data will benefit the consumer, improving his/her consumption pattern thus reaching energy savings.

Only efficient services based on frequent and real smart meter data will benefit the consumer, improving his/her consumption pattern thus reaching energy savings.

Besides feedback tools that enable customers to regulate their energy consumption, a number of utilities test and operate **demand response and direct load control programmes** in order to limit the peak load that has to be provided to the market. With this aim, Nordic countries - with high average electricity consumption at their homes -have piloted relevant demand response programmes. Customer are provided with accurate information, innovative tariffs and other economic incentives to achieve certain behaviours or apply direct load curtailment within the contractual framework, resulting in promising results.

2.2. National smart metering rollouts in the EU28 countries and Norway

In order to present the recent progresses in the European Union smart meter deployment, Table 2 provides an overview of the situation in each Member State and Norway regarding the regulatory and legal situation and the actual implementation of smart metering on the ground.

Table 2: Smart metering table for each EU country

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Austria	In October 2011 the Energy Regulatory Authority (E-Control (2011)) issued a decree according to the Electricity Act which determines the functional requirements of smart metering systems in Austria. As expected by the stakeholders, the regulator mainly determined in this decree the topics mentioned in a catalogue with minimum function requirements for smart metering systems, which was already published in June 2010 for public consultation. In spring 2012 E-Control published a proposal for the mandatory Information of customers equipped with a smart meter. This regulation entered into force in January 2013. In an amendment of the Electricity Act in August 2013 the possibility for customers to opt-out was set by the legislator. There are 3 categories of meters: 1. Smart Meter "Opt in": approval by the customer is necessary (metering and storage in 15 minutes interval; 60 days storage of the data, remote interruption and unblocking possible; only the actual meter reading is visible at the display) 2. Smart Meter with its basic functionalities (metering and storage of daily data; apart from that like Opt in") 3. Smart Meter "Opt out" (no storage of metering reading in the meter, only transmission to the network operator; transmission of data possible, when provider change, change of tariff, move), no remote reduction of performance or switch off; no charts about the consumption data)	On 24 April 2012 the Minister of the Economy issued a decree, which determines the mandatory timetable for the rollout of smart metering services in Austria (BMWFJ (2012)). The new decree will accelerate the rollout of smart meters. The main rollout of smarter can be expected in 2016 and 2017. The electricity network operators have to equip at least 95 per cent of all metering points by the end of 2019. In September 2014 the Minister of the Economy communicated a legislative proposal to weaken the targets for the mandatory roll-out. The 10% target by 2015 should vanish. In the meantime it is clear that the 95%- goal by the end of 2019 will be failed. The regulator estimates that less than 70% will be reached. In spring 2013 the Regulatory Authority E-Control carried out the first monitoring of the implementation. In the actual monitoring report it is stated that in Austria 456.000 smart meters are installed which constitutes 7,4% of the metering points (versus 2014: 4,9%), and 740.000 smart meters are either installed or already ordered which constitutes 12,1% (versus 2014: 6,3%).
Belgium	In Belgium the energy policy is shared between the federal and the regional administrations. The introduction of smart meters in Belgium has been stalled because of conflicting outcomes of economic cost-benefit analyses (CBA) in the regions Flanders, Wallonia and the Brussels Re-	In March 2014, The Flemish regulator VREG published another update of the cost-benefit analysis for the introduction of smart meters in Flanders. The latest report shows a negative business case for a non-segmented roll out of smart meters and a positive business case for a segmented rollout in Flanders. The

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
	gion, all with highly autonomous energy authorities. Flanders region developed two CBAs by the Regional Energy Regulator (VREG) with variable results depending on the scenarios and boundary conditions. In the Brussels Capital region, the advanced scenario of the CBA turned out negative outcomes. In the Wallonia region the CBA Full Roll-out scenario was negative, while a Smart Meter Friendly scenario resulted in positive CBA. Because of the uncertainties following from these economic assessments, the Belgium government concluded that the conditions for the large scale introduction of smart meters are not sufficiently in place. Belgium is not legally bound to have smart meters installed in 80% of all households in 2020 as prescribed in the 3rd Energy Package.	distinction between segments is important, because energy consumption tariffs in Belgium also differ, according to a legal social classification system. This implies that consumers with higher tariffs can financially benefit more from smart meter energy savings, than low tariff consumers. For Brussels and Wallonia, in 2012 an updated extensive scenario based cost-benefit analyses showed a negative business case. Because of this, the Brussels regulator BRUGEL and the Walloon regulator CWaPE decided that the conditions for a general roll out of smart meters are insufficient for the moment Although there is no smart meter rollout planned, the Belgian energy market is about to evolve remarkably in 2018. The creation of a new federal clearing house and the implementation of the new energy market process model will have a significant impact on the data exchange and the market processes structuring the electricity and gas market today. The new clearing house will simplify the data exchange between participants in the energy market while the new market model will incorporate the latest technologies, such as the availability of smart meters and decentralized production.
Bulgaria	There are no official plans for a nationwide rollout of intelligent metering systems and no legislative or regulatory initiatives. A cost-benefit-analysis has not been published yet.	The first electronic meters with remote reading were installed in 2006 in order to reduce non-technical losses and the number of complaints about erroneous invoices. 550 000 smart electricity meters based on PRIME technology will be installed between 2016 and 2019 by EVN Bulgaria. The project will span over the next four years, with the first delivery planned till the end of 2016. EVN Bulgaria supplies with electricity more than 1.5 million customers in South-East Bulgaria
Croatia	There is no clear legal framework demanding a mandatory electricity smart metering rollout, but at the same time the current legislation does not hinder the development of smart metering markets. It seems that legal obligations will be the driver for the rollout. Metering issues are decided in privatization contracts by the government.	Croatia started with the modernisation of its electricity distribution network. The first stage of smart grid transformation started beginning of 2016. With this step the utility was able to improve their billing services and minimize system costs. Optimised metering processes enable better monitoring of metering data and allow HEP ODS to perform demand response. HEP ODS manages a network consisting of 2.3 million metering points and plans to equip 45.000 metering points throughout the country (households and small commercial environments) within one year. The roll-out of Isk-raemeco smart meters already began in September 2016. Croatia intends to equip the entire network with smart meters by end of 2030.

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Cyprus	There is no legal framework demanding a mandatory rollout, but at the same time the current legislation does not hinder the development of smart metering markets. Cost-benefit analysis was developed in 2013 Cyprus carried out a cost-benefit assessment which turned out positive for a wide-scale rollout but it is still not clear if a decision has been taken and no public information was found.	The DSO of Cyprus started a pilot project in July 2010 with 3000 smart meters. Other small pilots were developed during 2013. KIB-TEK, which is the only electricity company serving Northern Cyprus, has a customer base of 160.000 and is considered to be one of the most advanced utilities. The smart meter rollout for their customers started in 2015 and will end by late 2016. There is not a wide gas network in Cyprus and no reason for a cost-benefit analysis or smart gas meter business case.
Czech Republic	Following a negative cost-benefit analysis (2012), the Czech government formally decided against an obligatory rollout of smart meters. A new cost-benefit analysis is under discussion. So far, an implementation plan at local or national level has not been developed (CEER, 2013). However, an action plan for smart grids is expected before the end of 2015 (CEER, 2014). Contents and details are either still under discussion and/or not publicly available. In January 2014, the Czech Republic was formally requested by the European Commission to bring its national law in line with the EU Energy Services Directive (2006/32). The Directive prompts member states to ensure that final energy customers are provided with competitively priced individual meters that accurately reflect their actual consumption. Actually the Directive had to be fully transposed into national law by May 17, 2008 (Metering International Magazine, 2014). Currently there are still no obligations concerning smart metering in Czechia. A second cost-benefit analysis also came to a negative result that smart metering is not economically feasible. Nevertheless in March 2015 the Czech government approved the national action plan for smart grids which mainly deals with the electricity system. It defines measures within a time horizon of years 2015 – 2020, with an outlook to 2040. It presumes a gradual introduction of smart grids and other measures in several stages. The way and speed of deployment of smart grids are tailored to benefits for consumers so that the progress is cost-optimal and cost correspond with benefits.	Several smart meter pilot projects have been carried out or are still in progress in the Czech Republic: E.ON Česká Republika installed 4000 smart meters in South Moravia in 2006, PRE recently completed a project in Prague with 3000 meters, and ČEZ installed 2000 meters in east Bohemia. ČEZ is currently involved in FUTURE/MOTION, a smart grid project with 32,000 meters which will provide a basis for the cost-benefit analysis. Further rollouts are not currently planned. Besides those projects the Czech government states officially that the smart meter implementation will not start before 2018. In 2015 the Czech telecommunications company České Radiokomunikace started a pilot project in Prague and surrounding suburbs with the LoRA Technology which could be a key for the cheap implementation of smart meters.

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Denmark	Since 2005 hourly metering has been mandatory for customers with a yearly consumption larger than 100,000 kWh. In April 2013 a Smart Grid Strategy 2.0 for Denmark was launched, building on the smart meter infrastructure. During this year an updated economic evaluation was also finalised, covering 1,4 million metering points resulting in a positive outcome. There are already 1,6 million metering points installed based a voluntary roll-out started by the DSO. The positive CBA resulted in the establishment of the obligation to full smart metering roll-out. In terms of the 2013 executive order from the Climate, Energy and Building minister, the rollout is required to be completed to all homes by 2020 in compliance with EU requirements but also to meet the country's smart grid strategy which envisages an increasingly renewables-based intelligent energy system. In Denmark the focus is related to flexibility due to the potential of having 50 % electricity production from Wind power within 2020. According to literature, published in October 2013 by order of the Danish regulator, smart meters result in an average household energy savings of roughly 2%.	In 2016, more than half of the country's homes, accounting for more than three-quarters of the consumption, already have a smart meter. Currently in Denmark some synergies start to come together. On the one side there is a government push with legislation and incentives for smart grids to secure societal benefits with renewable integration and more flexible demand. On the other hand are utilities starting to see the potential benefits of investing, especially on the operations side of the smart meter business. Underlying it is a push for "transparency" throughout the energy system all the way to the end consumers in order to bring them in as participants.
Estonia	Following a positive result in the economic evaluation, regulation requires the roll-out of metering systems that measure hourly electricity consumption as of 2017. The target is to cover 100 % of the customers. The functionalities include remote reading, two-way communication, as well as remote activation or de-activation by the customer or DSO. The consumption data from each customer is forwarded to customer and to one or more suppliers (through legal right or customer authorization) via Estonian Data Hub operated by the TSO Elering. The meters will also have an open port through which the consumers can have access to their data. Consumers can receive their hourly electricity consumption data and costs on the following day. Market processes such as supplier switching and availability of different tariffs are being improved as smart meters are rolled out.	The DSOs are currently rolling out smart metering systems. The dominant DSO, Elektrilevi OÜ, part of EestiEnergia group, is having a major rollout of 630,000 meters. The roll-out started with a pilot of installing 5,700 smart meters in 2012 and is completed by January 2017. The consumers with smart meters can view their hourly consumption their DSO's and supplier's on-line service and from the Estonian Data Hub website. The largest retailer EestiEnergia also offers mobile application to monitor and analyse power consumption and pay bills. Other consumer benefits of smart metering include automatic reading, accurate bills, smarter supplier comparisons and easier switch of supplier. Hourly electricity tariffs are available for smart metered consumers. The TSO Elering maintains the Estonian Data Hub for electricity metering data exchange and market processes. In the Data Hub, consumers can also grant electricity suppliers authorization to access their consumption data for making personal price offers.

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Finland	The regulation adopted in 2009 demands smart meters capable of hourly remote metering for at least 80% of all customers by the end of 2013. The DSOs are responsible for the roll-out, reading the meters, and reporting and forwarding the meter data. From the beginning of 2014, hourly consumption data had to be made available on the next day to the customer, electricity supplier, and also to a 3rd party if authorised by the customer. The regulator has defined minimum functional requirements for the metering system, including hourly metering, two-way communication, standardized connection for real-time electricity consumption, and load control abilities. According to the regulation, the balance settlement has to be based on hourly consumption values. The Finnish TSO FingridOy is developing Datahub for electricity meter data exchange and market processes in the Finnish electricity market, estimated to be operational on 1st August 2019.	The first DSOs started a widespread roll-out already in the early 2000's. Electricity smart meter rollouts are now completed and nearly 100 % of consumers have smart meters and access to their hourly consumption data through on-line services and apps offered by DSOs and suppliers. Suppliers and other market players have brought new smart metering-based services and products to the market, such as in-home displays and other real-time feedback solutions, demand response and smart home products. For example, customers with electric or oil heating can have automated demand response services adjusting their heating to the cheapest hours in the electricity spot-market. All consumers can now have hourly tariffs based on the Nordpool Spot market price, from over 50 different suppliers. In district heat, over 80% of meters are remotely readable, with a major part delivering hourly data and the rest monthly data. Most of the suppliers have on-line district heat consumption reporting available, while some deliver hourly district heat data and others monthly. Utilities also provide monthly district heat consumption reporting to their customers via informative bills.
France	The Cost-Benefit Analysis was carried out based on the outcome of the pilot project Linky undertaken by Enedis (previously known as ERDF). Two possible scenarios were considered that showed either a neutral or positive outcome. A government decree in September 2010 defined the terms of a mandatory rollout, aiming to achieve 95% coverage by the end of 2020. As of 2016 the time scale has been extended to the end of 2021, however there is now a detailed rollout timetable in place and available for public view at: http://www.enedis.fr/linky-bientot-chez-vous. Since January 2012, all new electricity meters installed must be smart meters. The regulator has defined some guidelines and minimum functional requirements for electricity meters. The change has been made obligatory for all households, and the meters will be installed free of charge to the consumer. Enedis is responsible for the deployment. Country's smart electricity metering rollout and is on target to have deployed the first phase of 3 million smart meters deployed by the end of 2016.	In September 2011, after several successful pilot projects, the French government announced the rollout of 35 million smart electricity meters, starting in 2013 and ending in 2020. Enedis (ERDF) is responsible for the deployment. The country's smart electricity metering rollout will have a first phase of 3 million smart meters to be deployed by 2016. Enedis developed Linky meter was under test in a 300,000 meter pilot in Touraine and Lyon since 2009. In addition more than 25,000 Linky meters have been deployed in some of the dozen other smart grid pilots that ERDF currently has under way across France. The smart metering pilot, including 300,000 meters and 7,000 concentrators in total, was carried out in order to validate the technical performance of the smart metering solution and the smart Linky-meters by ERDF. Installation, logistics and rollout management practices were tested and verified. An initial smart gas meter pilot was carried out by GrDF, installing around 18,500 smart gas meters from April 2010 to June 2011. The first of 11m main roll out of Gazpar, gas smart meters are due to start arriving in homes during 2017.

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Germany	On 8th of July 2016 the law on the digitization of the energy transition ("Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende") was passed. The beginning of the rollout is planned for January 2017. The legislation and the rollout are a result of a cost-benefit analysis commissioned in summer 2013 by the Ministry of Economy. This CBA came to the conclusion that the widespread rollout of smart metering systems in Germany is not economically feasible until 2020. Therefore, the law provides equipment required for a conditional rollout. In the first step, only large customers with a consumption of over 10,000 kWh and renewable energy generators distributed generation above 7 kW of installed capacity have to install a smart meter ("intelligente Messsysteme") to measure their electricity consumption. From 2020 the rollout scheme includes consumer with annual electricity consumption higher than 2,000 kWh. Furthermore as modern measuring ("moderne Messeinrichtungen") devices are seen as obligatory basic equipment, the EnWG provides the mandatory installation in new buildings, at major renovations and at the regular exchange of old meters ("Ferraris"). These measuring devices are digital electric meter with a better illustration of consumption which can be integrated via an interface to an intelligent measurement system, if necessary.	With the adopted government bill on the digitization of the energy transition, the legal and regulatory basis for the installation of smart meters is specified. Currently delays in the widespread adoption of smart meters may occur. This is especially due to the fact that there is currently a lack of clear definitions of the technical and organizational requirements to ensure data protection and data security. The Federal Office for Information Security (BSI) was not yet far enough with its certification work for an in-time introduction of smart meter devices. The Federal Network Agency ("Bundesnetzagentur") is currently working on a transition model for the data communication. However it is seen quite critical to start with the distribution of the meter in the beginning of 2017 as laid out in the law on the digitization of the energy transition. The altered access to meter data is in the current debate about the digitization law one of the main points of contention between distribution network operators (DSO) on the one side and the transmission system operators (TSO) on the other side. By now a compromise has been found which enables both DSO and TSO to access the data. In recent years, a number of German utilities have begun testing smart meters in pilot projects. Most studies currently give only information about the savings with reference to the installation of smart meters. The studies show that consumer interest on own energy consumption after the initial euphoria decreases greatly and thus remain the energy savings far below expectations.
Greece	Greece is proceeding with a rollout of electricity smart meters and adopted a legal framework (Article 15 of law 3855/2010). A cost-benefit analysis was developed in the country and will proceed with a full rollout by 2020. The outcome of the CBA referring to the scenario of 'electricity meters only with PLC over LV/MV networks' were positive. Greece has defined some minimum functional requirements and has defined two-way communication as the minimum requirement for the communication system for smart meters in electricity.	The dominating Public Power Corporation (PPC) has plans to install 60,000 smart meters in large-end customers with low voltage connections, many of which are residential. This project will later be extended to all customers throughout Greece, according to the decision taken due to the positive cost-benefit analysis. The tender concerning the placement of approximately 200,000 Smart Meters across Greece is one of the key strategic projects to be implemented by HEDNO (Hellenic Electricity Distribution Network Operator). A failed tender process happened in 2016, but it will be opened again in November 2016. The Possibility of extending the electricity metering system to include metering water and natural gas consumption is explored with the Athens Water Supply and Sewerage Company (EYDAP SA) and the Athens Gas Supply Company (EPA SA).

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Hungary	No legal framework for a mandatory roll-out is existing. Currently there is only an obligation to provide smart meters and variable tariffs where it is economically reasonable. An economic assessment was carried out in 2012 with the conclusions that it was not economically reasonable to implement smart meters in the residential sector. This assessment was based on a theoretical CBA analysis. Since then, there have been Pilot Projects in 2012-14 performed by the electricity DSOs with the involvement of more than 10.000 household customers. The evaluations of these projects have been finished in 2015, with the same results, that is, the implementation of smart meters is still not economically reasonable.	There was an EC decision, which allocated some funds (38 M EUR - originated from the CO2 emission quota allocation) for a centralized smart metering Pilot Project managed by MAVIR (Hungarian TSO) and targeted a model based on centralized metering operator concept. The project provides data for economical assessment according to 2009/73 EC directive appendix 1. point 2. The launch of the Pilot Project is expected in October, 2016 by a subsidiary company of MAVIR pursuant to the provisions of the Government Regulation No. 26/2016, involving approximately 20.000 consumers, chiefly in electricity, and in lesser proportion in gas, water utility and district heating
Ireland	The Commission for Energy Regulation (CER) is now in Phase 3 of smart meter implementation programme and concluded a two year process of analysis, engagement and consultation on issues around smart meter son the 15th April 2016. In Phase 2 the smart meter requirements and procurement conditions were defined and this followed the positive outcome of the CBA performed in 2011. Data will be stored with the supplier (the Steady State Model) which was considered the optimal model for flexibility and usefulness for consumers and industry. Real time consumption data will be available to customers via a Utility Home Area Network (where feasible). The smart meter will not carry Time of Use (TOU) or tariff information which will be available from the supplier either online, via apps, or mobile phone. Pay as you go balance information will be available for prepayment meter customers in a similar way, and no customer interaction with the meter will be required. Minimum information requirements for customers will be through three channels: mandatory In Home Displays (IHD) for real time consumption data, smart bill and 'harmonised downloadable file' with historic information which the consumer can analyse or share. Customer IHD support will be provided for 2 years after installation. Electricity TOU tariffs will be available to all customers. A default TOU tariff will be set as smart meters are installed, with criteria set by CER for other TOU tariff offers by suppliers from which consumers can choose. TOU gas tariffs are not mandatory.	Phase 1 of the Irish smart metering programme indicated that the €1 billion investment for roll out would generate an additional €229 million net present value over 20 years. Electricity smart meter trials were also conducted with 10,000 meters across the country. In Phase 2 there have been no further consumer trials. Focus groups in 2012 on Time of Use tariffs, billing and billing information found that Time of Use tariffs were broadly accepted. They reminded people of variable phone charges, something they'd already experienced. Energy Suppliers are already marketing "smart pay-as-you-go" as a way of attracting new customers, installing smart meters as consumers change to the new supplier. Phase 3 Build and test will runs in 2015-17, followed by the final deployment phase. Due to a delay in the procurement process for smart meters this is now due to start in 2017 for completion in 2020. There is a target for 87% installations with 13% of properties being 'inaccessible' and 2% refusing an installation.

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Italy	The installation of remotely readable electronic meters is mandatory. The largest Italian distributor e-distribuzione carried out an internal CBA with a positive outcome before proceeding with the large scale smart metering roll-out. The solution adopted by e-distribuzione brought forward the minimum provisions required by the EU recommendation 148/2012.: The main functionalities implemented are: Acquisition of certified metering data, Historical and current consumption data, Setup of frequency for reading rate, Remote disconnection and power limitation, Alpha-numeric Display, Multi tariff-registers, Load curves acquisition, Bidirectional active/reactive energy measurements, Acquisition of QoS and network status data, Tampering alarms, Fraud alarms, Energy Balance monitoring, Full integration with DSO legacy systems, Security Mechanisms for data protection and privacy, Remote management of contractual parameters, Remote update of meter and data concentrator firmware. The metering data registered by the smart meter are owned by the final customer (decree 102/2014, art. 9, comma 3b) according to the customer data ownership principle. The DSO is the actor responsible for the metering process. Regulation about metering data exchange between the DSO and traders/third parties is under discussion, some guidelines have been published by the Italian authority for electricity, gas and water (AEEGSI) within the scope of resolution 87/2016. These guidelines also covers the provision of data to the final customer within the home area network (HAN).	Rollout of the first generation of smart meters started in 2001 and by the end of 2011 95% of 36 million customers had received electronic meters. By the end of 2016 a new generation of smart meters will be rolled out by e-distribuzione. The technical features of these meters and the related remote metering management infrastructure will cover the requirements on data management and data exchanged specified in resolution 87/2016 published by the Italian authority for electricity, gas and water (AEEGSI). A PLCband C communication channel from the meter to the HAN will be established. Data - stored within the smart meter - will be sent to in home local visualization devices using an open protocol whose specifications will be delivered by CEI (Italian Electrical standardization Committee) through the publication of a new technical standard.
Latvia	No legal framework is in place. The CBAs for large-scale roll-out by 2020 was negative or inconclusive (no public information available), but the smart metering was found to be economically justified for particular groups of customers. The main reason for the negative economic evaluation is justified by the fact that peak-load or load shifting benefits are not relevant, as most customers have a reduced energy consumption. The Latvian competent authority for smart metering is the Ministry of Economics, Energy Department, Division of energy markets, infrastructure and coordination of cooperation. The installation of smart meters depends on the activity of DSO.	JSC Sadales tīkls (ST) power distribution operator in Latvia, providing operation and development of distribution networks. ST reaches over one million customers covering 99% of country's territory with their provision of electricity, network monitoring and electricity metering. Since 2014, ST initiated a rollout of smart metering, including PRIME ADD Grup Smart meters, DCUs and head-end systems. In 2015 ST was responsible for deploying for more than 100.000 ADD Grup PRIME meters. It is expected a renovation of another 100.000 electricity meter units per year with special interest by using smart metering units.

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Lithuania	No legal framework, and no national rollout plans are available. Some workshops and consultations have been developed led by the Ministry of Energy, the competent authority in smart metering roll-out. In Lithuania, the CBA for large-scale roll-out by 2020 was negative and there is no continuation of legal or practical activation in the smart metering field.	Lithuania has one of the lowest average electricity consumption per household in the EU. ESO, which serves 1.6 million customers throughout Lithuania, awarded a contract for a pilot project in 2016. The DSO indicated the purpose of pilot is to analyze the cost-benefit of smart meter deployments in Lithuania, with 3,600 smart meters as well as part of the ADDAX IMS advanced metering infrastructure system. The main communication will be based on PRIME PLC. The utility, which manages electricity supply and distribution, natural gas distribution, said the pilot project is being implemented by Lithuania's commitment to the European Commission (EC) to test smart metering. Depending on the results of the project, the company will decide whether to take the massive introduction of smart meters by end 2017.
Luxembourg	In 2012, the government took a legal decision to introduce smart metering to all households, based on the positive outcome of a national cost-benefit analysis, reaching 95% in 2020. The project was devised by electricity and natural gas providers in Luxembourg. The law came into effect on June 19th 2015, modifying the laws of July 7th 2012 & August 1st 2007, which introduces Smart Metering in Luxembourg. All legacy gas and electricity meters to be replaced by Smart Meters. All meters to be read by one national central system, operated by a common operator. Besides gas and electricity meters, the system must be open for other metering data like water and district heat	From July 1st 2016 every new installed gas & electricity meter will be a smart meter. Also a common central platform will be launched, operated by all 7 gas & electricity Distribution System Operators (DSO). The smart meters will be 'multifluid': besides gas and electricity meters, the system will be open for water and district heat. Main implementation targets: >95% of all electricity meters must be replaced by December 31st 2019. And >90% of all gas meters must be replaced by December 31st 2020.
Malta	A mandatory rollout started in 2010 to reduce the costs of bi-monthly billing and non-technical losses. By the year 2012 all Enemalta Corporation customers should be provided with the installation of smart meters. No information related to the development of a CBA has been found. One of the objectives is to implement demand management methods and facilitate the feed-in of electricity into the low voltage network	Mandatory rollout was decided and started in 2009 with a pilot phase. In 2010 Enemalta launched a rollout plan to replace all electricity and water meters for 275,000 customers by the end of 2012, even when some delays in the implementation have occurred. Over 250,000 smart meters have been replaced to date and an online portal allows customers to access to their details. There is no wide gas network in Malta so no national Cost-Benefit analysis or business case has been developed.

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Netherlands	In April 2014 the Dutch parliament approved additional implementing regulation for the large scale rollout of smart meters from 2015. The basis for this regulation, the revised Dutch Electricity Act and the Gas Act (lawful since 2012) mandates network operators to offer a smart meter to all small customers (households and small businesses). Customers have a legal choice to refuse or accept the smart meter. When accepting a smart meter, the customer has to authorise the network operator to collect and use the meter data for specific purposes such as annual billing, switching supplier and moving home. The energy suppliers are mandated to provide the customers with bimonthly consumption and cost statements based on minimum information requirements. Providing customers with more real-time consumption and cost information is considered to be a market responsibility. The customer will choose and authorise a commercial service provider to use (real-time) data beyond the minimum regulated level for the specific purposes for which the customer has given their consent.	The first phase of the rollout of smart meters in the Netherlands took place from 2012 until 2014 as a small-scale rollout for experience purposes. During the trial period s the Authority for Consumers & Markets (ACM) and Netherlands Enterprise Agency (RVO.nl) conducted research into the rollout, customer satisfaction and energy savings. From these evaluations, the Minister of Economic Affairs decided to accelerate the rollout, aiming to have a smart meter fitted in at least 80% of households and small businesses in 2020. The large scale roll-out of the smart meters in The Netherlands started in 2015, with 3.0 million Dutch households having one by now. The number of smart gas and electricity meters is predicted to exceed eight million households by 2020. Both the grid operators as well as the government have high hopes for this technology, because it promises more accurate insights into the energy use for the consumer, as well as flexible energy tariffs. However, reluctant market developments since the start of the rollout are mounting over how well the smart meters rollout will lead to quick high level market penetrations of associated smart energy management services to meet the energy saving expectations.
Norway	Regulation provided in 2011 demands a 100 % roll-out of smart meters by the beginning of 2019. Exceptions are allowed for certain customers. Benefits for consumers include advanced consumption information, more accurate meter reading and billing and opportunities to engage in demand response. Functional requirements include hourly metering and supporting 15 min frequency, measuring both output and input energy, disconnecting or limiting power output, two-way communication, connection to other metering equipment (gas, heat, water) and a standardized interface for communication with external equipment. The measured consumption values should be made available to the customer and electricity supplier on the next day by the DSO. With the consent of the customer, also other parties can access the data. The information should enable comparing consumption, prices and costs over time. The consumption values have to be offered to the customer free of charge via online service, with local access via in-home display (no obligation for provision) or mobile solution. Suppliers should be able to send price information and DSOs network tariff information to the customer's display.	The DSOs are responsible for installing smart meters. Several demonstration and pilot projects have been carried out, dealing mostly with communication and meter data management. Also different displays and tariffs have been tested. Most DSOs have started their roll-out before the end of 2015. Approximately 2,7 million meters need to be replaced and the bulk of the roll-out is expected to come in 2017 and 2018. DSOs and third parties are expected to offer consumers services that go beyond the basic regulatory requirements. Some retailers offer hourly spot price contracts, as well as displays and demand response services as an additional service. In 2016, supported by Enova and The Water Resources and Energy Directorate NVE seven six-year pilot projects involving a total of 25,000 households were started by the power industry to test how different solutions for offering smart metering information affect energy consumption. NVE is also looking for opportunities to use market mechanisms for demand response to deal with network capacity constraints. NVE has commissioned the TSO Statnett to create a central datahub (Elhub) for metering data exchange and market processes in the Norwegian electricity market, which will start its operation in 2017.

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Poland	Poland's Energy Law as amended in 2013 made the installation of smart meters eligible but not mandatory. The amendment introduced into Poland's law all the relevant provisions on smart metering of the 2009/72/EU directive. The amendment opened way for DSOs to start pilot projects but did not force them to make more ambitious plans of massive roll-out. The President of the Energy Regulatory Office (ERO), the energy regulator, initiated the process of smart meter installation in 2009 – the first platform of main stakeholders, including customer associations was established. Then, some other platforms embracing DSOs, financing institutions, industry, research and academic institutions were founded. At present the platforms conduct their activities but not very intensively. In years 2010-2014 the efforts of the ERO concentrated mainly on setting requirements for minimal smart meter technical standards. Interoperability was the issue of special concern. Afterwards ERO activities faded and his role as a leader in invigorating the market by providing incentives for DSOs to get more involved were rather weak. Substantial step in legislation governing development of smart meters is expected with the long awaited new act, so called Meter Act. Preparation of the act started as early as in 2010 but then in 2014 the project was dropped. New proposal is due by the end of 2016. The act will regulate the procedures of gathering and processing data from smart metering in a way securing privacy and data safety. To facilitate the duties a new body will be established, namely the Operator of Measuring Information, as a daughter-company of the TSO. It is expected that the act will make installation of smart meters in at least 80% of end users a legally binding target for all DSOs.	The cost benefits analysis carried out by the DSOs revealed that replacement of traditional meters by smart meters is economically viable for a vast majority of end users. This conclusion enabled to undertaking smart meters deployment by DSOs as the expenditures are eligible costs of their operation and may be included into energy tariffs. It can be estimated that the total number of smart meters installed by all DSOs up to mid-2016 amounts to 500 000. It is approximately 3% of all end users. Government's analyse made in 2014 predicted rather modest impact of smart meters on energy savings in households since reduction of only 1% of electric energy consumption in 2021 as compared to 2015 use is projected in governmental energy forecasts. This estimation takes into account two opposite trends: increase in consumption caused by higher living standard and consumption reduction due to energy saving measures, including smart meters. Ongoing pilot projects do not entail development of energy services that at least theoretically should follow smart meter deployment. Information on the energy savings attained in the pilot projects due to smart meters is rather scarcely and not well promoted among the end users participated in the projects. In 2014 the government drafted the schedule of smart meter deployment – at least 5% in 2015, with final target set for 80% in 2020. It is envisaged that the new Meter Act will also introduce new schedule of meeting the targets of the smart meter deployment. Since the current plans of reaching 80% of end-users equipped with smart meters in 2020 are rather unrealistic it is expected that the target year will be shifted to 2024.
Portugal	No legal framework for a mandatory rollout, but EDP has decided to start the installation of smart meters, which will gain speed in 2016. In 2007, the regulator presented a meter substitution plan for the period 2010–2015 and a list of functional requirements. That plan is co-ordinated with Spain. The target would be to reach 80% of smart meters installed by 2020 if the Cost-Benefit is positive. There is a decision process for a Cost-Benefit analysis which has not been finished yet. The massive installation of smart meters hasn't started.	The national meter replacement plan started with a pilot phase in 2010. A consortium led by EDP Distribuição started the InovGrid project with the InovCity of Évora as a key location, including 30,000 meters, where customers receive near real-time consumption information. In 2012-2013 another 100.000 meters were installed in 7 other Portuguese regions as part of the Inovgrid project. Guimarães, S. João Madeira, Lamego, Marinha Grande, Batalha, Alcochete and Ilhas Barreira. The latest information indicates that a total of 200.000 more meters should be installed by the end of 2016, but the massive rollout date is to be defined for the overall 6 Million homes

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
		with electricity meters. Some innovations for end-users are available, as real time information in consumption and production, real time billing, control on energy costs, value added services and innovative tariffs.
Romania	Romania presented a positive CBA. In December 2013 was approved the ANRE Order no. 91/2013 on the implementation of smart metering systems for electricity. ANRE is the regulatory agency responsible for the legislation in the energy sector. In compliance with the Order No. 91/2013 (the "Order"), the intelligent electricity measurement systems are electronic systems measuring electricity consumption, ensuring the secure two-directional transmission of information to the end consumer, providing more information than a conventional meter, using electronic means of communication and include the following: • measurement subsystems containing at least the meter, the measurement transformers and the equipment for secure access to the meter; • subsystems for information transmission; • subsystems for the management of information contained by meters;	The distribution networks in Romania were splitted into 8 subsidiaries administrated by Electrica, the nation-wide distribution company; 5 of the 8 distribution subsidiaries were privatized, with over 50% of that participation coming from 3 foreign companies (ENEL-Italy, EoN-Germany and CEZ-Czech Republic). In 2014, the DSOs implement new pilot projects previously endorsed by ANRE, to establish the conditions for intelligent measurement systems and in order to evaluate the implementation plans for 2015-2020. The target is to reach 80% of end consumers (9 million) until 2020. At the end of 2013, EoN had already installed about 36,900 smart meters A local Romanian subsidiary of ENEL installed smart meters for more than 30,000 clients by 2015. Enel is said to have plans to install similar meters for all 2.7 million clients in Romania, paving the way for larger smart cities and infrastructure.
Slovakia	After a negative but selective result of a cost-benefit analysis for Slovakia in 2015 the government approved a national rollout plan for selected groups of consumers. Separated into three phases consumers with a minimum consumption of 15 MWh per year and maximum reserved capacity of more than 30 kW have to participate in the rollout till December 31, 2015. The second phase which runs till December 31, 2016 includes all consumers with a minimum consumption of 4 MWh per year and maximum reserved capacity of more than 30 kW. Finally the third phase including consumers with a minimum consumption of 4 MWh per year and maximum reserved capacity of 30 kW ending on December 31, 2020.	30,000 devices have been installed at the end of 2015. The numbers shall rise according to two big DSOs. Západoslovenská Distribučná (ZSD) plans to install more than 190,000 meters by 2020 and additionally Východoslovenská Distribučná (VSDS), which already installed 10,500 meters in 2015, aims a number of 100,000 meters by the end of 2020. The goal until 2020 is a total number of approximately 600,000 installed intelligent with consumption of electric energy at the LV voltage level.
Slovenia	CBA of advanced (smart) metering of gas and electricity was carried out in 2014 with positive net benefits shown for roll-out of electricity smart metering. At the end of 2015, the Government adopted the Regulation on measures and procedures for the introduction and interoperability of advanced electric power metering systems, which imposes on the DSO the implementation of unified advanced metering system for all electricity consum-	Notwithstanding the Regulation and the Plan, the deployment of advanced metering infrastructure at consumers has been going on for many years, and Slovenia ranks at the top among the Member States in relation to the degree of replacement conventional metering devices with advanced ones. The share of smart (electricity) meters by individual electricity distribution areas and for (the entire) Slovenia is currently approximately 50% of the 700.000 homes.

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
	ers in Slovenia. In accordance with mentioned Regulation DSO prepared a Plan for the Slovenian Advanced Metering Infrastructure implementation which sets the timeline by which smart meters should be deployed at all consumers by 2025. Minimum functional requirements considered in the CBA are generally in line with „A joint contribution of DG ENER and DG INFSO towards Digital Agenda, Action 73: Set of common functional requirements of the SMART METER (October 2011)“ and should be legally set in the System Operation Guide of the DSO (in preparation).	
Spain	In February 2012 the national roll-out plan was reviewed, and established the requirement of having 35% smart meters installed by the end of 2014, 70% by end of 2016 and 100% by 2018. DSOs are responsible for the substitution of traditional meters by new smart meters. A set of functional requirements is available for the smart meters. A public cost-benefit-analysis for electric smart meters has not been performed yet, even when the 5 main utilities, serving over 4/5 of the total consumers in the country, have provided detailed data to the national regulator to estimate the cost of the smart meter installation, based on the requested characteristics. Then, a national CBA based on the impact on the 5 main utilities data, but not public, was carried out. In 2014 the new regulation Royal Decree 216/2014 has been published, establishing a mandatory requirement for distributors to provide hourly energy consumption data. Where a smart meter with full tele-management has been installed consumers can choose an energy cost based on their real hourly consumption data. In those homes where there is not a smart meter installed, the invoice will be based on the average national hourly curve cost, with variable prices. An alternative offer is mandatory to be available in both situations (with or without smart meter) from the suppliers, for homes with <10kV power contracted. This will be a fixed price for one year for the energy consumption (like the traditional situation). A recent document published by the national regulator (CNMC) indicates the need of a new regulation to establish how the data should be exchanged among the different agents (distributor, supplier, consumer...), protecting the information of	The five main companies in Spain (ENDESA, IBERDROLA, GAS NATURAL FENOSA, EDP-HIDROCANTABRICO and VIESGO) are leading the installation of the new smart meters with AMI capacities. There are two main protocols in development, the PRIME /DLMS, led by IBERDROLA and involving a number of other utilities as GAS NATURAL FENOSA and EDP-HIDROCANTABRICO, and the Meters and More, led by ENEL-ENDESA and with participation of EON Spain. The massive installation is currently in progress with hundreds of thousands of units per month. Communications and data bases are also in progress to allow full AMI. The national regulatory body (CNMC) has published in 2016 their report on smart meter rollout follow up as to end of 2015. According to it, 14,5 m smart meters were already installed in Spain from the 28m existing, which constituted over 50%. According to the latest information collected as to September 2016, IBERDROLA communicated the installation of over 8m smart meters (accumulated), over 76% of their total electric meters. ENDESA also informed on the installation of over 8m smart meters, and expect to have 9,2m by the end 2016. GAS NATURAL FENOSA installed over 2,7m smart meters (>72%) of their 3,7m. VIESGO installed overall 670.000 smart meters, over 97% of their total customers. EDP-HIDROCANTABRICO installed over 450.000 units.

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
Sweden	consumers with a smart meter. A cost-benefit analysis has been developed for gas meters in 2013 with negative results for a rollout and which proposes that there is a for further analysis.	
	Sweden was the first country to fully roll-out remotely readable meters, mainly to improve billing processes. In 2003, new regulation was adopted requiring monthly electricity consumption metering for small customers (fuse size less than 63 A) by 1st July 2009. Hourly metering was required for larger customers. Metering of output energy is not a general requirement for installed smart meters in Sweden. The DSOs are responsible for metering. On October 2012, new regulation came into force requiring that small customers subscribing to hourly-priced electricity tariff can have hourly metering from the DSO free of charge. In 2015, the Swedish energy market authority Ei developed recommendations for functional requirements of smart meters. Detailed regulation is expected during 2016 and the implementation of the 2nd generation of smart meters is expected to take place between 2017 and 2025. In 2015, the Swedish government gave TSO SvenskaKraftnät (SvK) the task to develop and run a national datahub for centralized metering data exchange and key market processes, estimated to be operational in Q4 2020.	Since 2009, nearly all end customers have had remotely readable electricity meters with monthly reading. Of the installed meters, ca. 90 % are capable of hourly metering. Of the metering systems installed, 50 % are capable and used to provide hourly meter data and almost 90 % of these update the information every 24h. Web-based solutions are used to deliver the consumption data for over 90 % of the customers. Around 30 % of the installed meters are equipped with a Home Area Networkport. Consumers have access to consumption data through bills and websites with monthly, hourly or daily consumption values depending on the data availability. Few suppliers offer additional services for monitoring real-time and appliance specific consumption and monitoring variable electricity prices. DSOs are switching to deliver hourly consumption data as consumers subscribe to hourly-priced tariffs. Also, some utilities have already started to roll-out the 2nd generation smart meters complying with the latest functional requirements. However, hourly based contracts are not offered actively and by all suppliers. The adoption of hourly-priced tariffs is still rather low and very few suppliers are offering additional services facilitating smarter use of energy.
UK	In March 2011, the Government set out the rollout strategy and policy design for smart meters. The Smart Metering Implementation Programme has been revised significantly since its inception in 2011. The updated delivery plan expects the roll out to start in late 2016 and be completed by 2020. The roll out is lead by the Department for Energy and Industrial Strategy (DEIS). (It was formerly facilitated by the Department of Energy and Climate Change until July 2016). Key players in the roll out include: Energy suppliers – supplying and installing smart meters and In Home Displays (IHDs) Smart Data Communications Company (DCC) – communications infrastructure for smart meter data Ofgem – the national energy regulator to ensure consumer protection, adherence to	In the early foundation phase, the UK's largest smart metering trial Energy Demand Research Project (EDRP), with around 58,000 households, was finalised in 2011 with four suppliers (EDF, SSE, Scottish Power and E.ON) installing smart meters, in-home displays and trialled feedback mechanisms, financial incentives and ToU tariffs. A variety of small scale trials testing specific incentives have followed. Nearly 6% of British households now have a smart meter (2.75 million meters installed by June 2016). Technical specifications for smart meters were changed in 2014, with full functionality of smart meters dependent on the DCC communications system. There have been significant delays to the DCC Go Live date, and as a result many suppliers have not commenced roll out. It could prove more costly to them to have to install a second smart meter which

Member state	Legal and regulatory status	Implementation status
	codes of practice for meter installation and data sharing, and regulation of the DCC DNOs – respond to network –related issues during the smart meter roll out Smart Energy GB – not for profit national marketing and engagement campaign. The DCC communications system will ensure consistent operation of meters irrespective of supplier, and the potential for consumers to allow third parties to access their smart meter data to provide them with additional services. The Smart Energy Code sets out the rules, rights and obligations for this new metering system, and is a multiparty contract that determines the DCC service provision. It is self-regulated by a panel of its members, and regulated by Ofgem. The Smart Meter Installation Code of Practice regulates the training of meter installers, and the meter installation process and provision of energy efficiency guidance by energy suppliers. It includes but does not specify the need for additional support for vulnerable customers in use of their smart meter. For domestic consumers, smart meters are free and optional, and all households must be offered an IHD for energy efficiency. The British Cost Benefit Analysis attributed a significant £5.69 billion of consumer benefit to this. Many suppliers will/are also offering free online and phone app options for energy management. Trials are currently underway to assess whether these options provide an equivalent ability for consumers to achieve energy reductions in the home as the IHD and whether they could be given as an alternative, rather than in addition to a display. Smart Energy GB has been successful at increasing consumer awareness of smart metering. 30% of British households know about smart meters and 21% want to upgrade or already have a smart meter. Smart Energy GB is also facilitating community-led smart meter awareness raising and provision of IHD-related and other energy efficiency advice by small local organisations and networks for specific vulnerable consumers groups.	meets the new technical specifications in the near future. Consumers can register their interest for a smart meter already with many suppliers. Once the DCC is live, 70% of households can be fitted with smart meters. However technical challenges still exist for installation in blocks of flats (about 27% of homes, to be facilitated later in on the roll out using dual band communications that utilises two radio wave frequencies). Another solution is still sought for the 3.5% of properties (rural, some flats) where dual band won't work. Some suppliers, particularly those that focus on smart prepay, have successfully installed smart meters with the original specification. Multiple advantages for consumers exist with smart prepay – such as ease of topping up - so these meters are appealing as they meet a need. One smart prepay supplier also offers a smart Economy 7 meter, something the majority of suppliers are leaving for later in the roll out. One supplier trialled smart PAYG in 2015, offering a reduced tariff on evenings and weekends. Another supplier currently offers a Time of Use tariff, with free off peak electricity for one day of the weekend. A significant body of research is available on consumer attitudes to smart meters and what works in terms of IHD use, energy monitoring and behaviour change.

2.3. Recent progresses in European legal framework

This section summarizes the main documents related to the legal framework and regulation for smart metering and consumers.

The Energy Efficiency Directive 2012 (and Guidance note 2013)

The Energy Efficiency Directive (the "EED") was published in the Official Journal on 14 November 2012, and entered into force on 4 December 2012. Member States will have to transpose it by 5 June 2014, with exceptions. The EED puts forward legally binding measures to step up Member States' efforts to use energy more efficiently at all stages of the energy chain – from the transformation of energy and its distribution to its final consumption. Related to metering and billing information, Articles 9-11 provide the rules on what devices, invoices and information should be provided to end-users.

Article 9 requires that final customers for electricity, natural gas, district heating, district cooling and hot water should have a competitively priced individual meter that accurately reflects their energy consumption and provides information on the time of their energy use (with exceptions based on technical and financial grounds). This is mandatory for connections in a new building and in major renovations.

The provisions of the EED on metering and billing information take over and make more effective some of the provisions of the earlier Directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services (most of which will be repealed by the EED on 5 June 2014). From 31 December 2016, the requirement for the provision of individual consumption meters to final customers of heating and cooling will extend to multi-apartment and multi-purpose buildings with a central heating/cooling source or supplied from a central source serving multiple buildings (with exceptions based on technical and financial grounds).

The guidance note makes it clear that Article 9 does not require the introduction of smart metering systems but rather clarifies that if Member States introduce intelligent metering systems and smart metering (this is dealt with in the Third Package Directives: 2009/72/EC and 2009/73/EC), various obligations then apply under Article 9(2), such as that the smart meters must be able to measure electricity supplied to the grid from the customer's premises. It also sets out the assessment that "final customer" could include not just the person who uses the energy but also a person or organisation such as cooperative of owners in a multi-apartment building, which collectively buys energy.

It is specified that, when introducing the intelligent metering systems for natural gas and or electricity:

- The metering systems must provide final customers with information on actual time of use

- Objectives of energy efficiency and benefits for final customers must be fully taken into account when establishing the minimum functionalities of the meters and the obligations imposed on market participants
- The smart meters and data communication must be secure and the privacy of final customers must be in compliance with relevant Union data protection and privacy legislation
- In the case of electricity and at the request of the final customer, meter operators must be required to ensure that the meter can account for electricity put into the grid from the final customer's premises
- If final customers request it, metering data on their electricity input and offtake must be made available to them or to a third party acting on behalf of the final customer (e.g. an energy services company (ESCO) or energy aggregator) in an easily understandable format that they can use to compare deals on a like-for-like basis
- At the time of installation of smart meters, appropriate advice and information must be given to final customers in particular about the meters' full potential with regard to the monitoring of energy consumption.

As regards metering of the use of heating, cooling and domestic hot water:

- Buildings supplied from a district heating/cooling network or a central source servicing multiple buildings must be equipped with a central heat or hot water meter installed at the heating exchanger or point of delivery
- As regards final customers residing in multi-apartment or multi-purpose buildings, whether such buildings are supplied from an external source or a common source within such buildings, individual heat or hot water meters for each apartment or unit in such buildings must be provided by 31 December 2016. However, in buildings where the use of heat meters is not technically feasible or cost-efficient, individual heat cost allocators must instead be installed on each radiator in the individual apartments/units of those buildings. Finally, where this solution is not cost-effective, alternative methods of heat consumption measurement may be considered.

Article 10 requires that final customers with traditional individual meters (not smart) should normally be told at least every 6 months how much they will be billed for the energy they used in the last period – every 3 months if they ask for it or are billed electronically. They must be provided with billing information as from 31 December 2014 that is accurate and based on actual consumption.

Where smart electricity/gas meters are available, this article gives final customers a right to detailed information on their energy consumption under their present supply contract for the previous two years and (with exceptions) to a comparison with the consumption of a typical user. The smart meters must enable accurate billing based on actual consumption, and Member States are obliged to ensure that final customers have the possibility of

easy access to complementary information on their own historical consumption. This must include at least the following information:

- Cumulative consumption data corresponding to the intervals for which frequent billing information based on actual consumption has been produced. Such data should be made available for at least the three previous years or the period since the start of the supply contract, if this is shorter.
- Detailed consumption data according to the time of use for any day, week, month and year. Such data should be made available to the final customer for the period of at least 24 months or the period since the start of the supply contract if this is shorter.

Article 11 gives a right for final customers to receive bills and billing information for their energy consumption free of charge and in an appropriate way. It should be recalled that Member States are required to lay down rules on effective, proportionate and dissuasive penalties applicable in case of non-compliance with the national provisions adopted pursuant to Articles 9 to 11 (Article 13 EED)

Notwithstanding with the previous information, the distribution of costs of billing information for the individual consumption of heating and cooling in multi-apartment and multi-purpose buildings pursuant to Article 9(3) shall be carried out on a non-profit basis. Costs resulting from the assignment of this task to a third party, such as a service provider or the local energy supplier, covering the measuring, allocation and accounting for actual individual consumption in such buildings, may be passed onto the final customers to the extent that such costs are reasonable.

Article 12 refers to consumer information and empowering programmes, and describes that Member States shall take appropriate measures to promote and facilitate an efficient use of energy by small energy customers, including domestic customers. These measures may be part of a national strategy.

These measures shall include one or more of the following elements: (i) fiscal incentives; (ii) access to finance, grants or subsidies; (iii) information provision; (iv) exemplary projects; (v) workplace activities;

The ways and means to engage consumers and consumer organisations during the possible roll-out of smart meters would be made through communication of: (i) cost-effective and easy-to-achieve changes in energy use; (ii) information on energy efficiency measures.

The effective implementation of the Directive on Energy Efficiency (2012/27/EU) in all EU Member States as well as Norway is still partial.

The Third Energy Package (Directives: 2009/72/EC and 2009/73/EC)

Member States are required to ensure the implementation of smart metering under EU energy market legislation in the Third Energy Package. This implementation may be subject to a long-term cost-benefit analysis (CBA). In cases where the CBA is positive, there is a roll-out target of at least 80% market penetration for electricity by 2020.

The Directives on the Internal Market for Electricity and Gas (Directives 2009/72/EC and 2009/73/EC) require Member States to ensure the implementation of intelligent metering systems to assist the active participation of consumers in the electricity and gas supply markets.

As regards electricity, where an economic assessment of the long-term costs and benefits has been made, at least 80% of those consumers who have been assessed positively have to be equipped with intelligent metering systems for electricity by 2020. Where no economic assessment of the long-term costs and benefits is made, at least 80 % of all consumers have to be equipped with intelligent metering systems by 2020 (Annex I(2) of the Electricity Directive).

As regards natural gas, no deadline is given but the preparation of a timetable is required, subject to an assessment of long-term costs and benefit (Annex I(2) of the Gas Directive). These Directives also state that final customers must be properly informed of actual electricity/gas consumption and costs frequently enough to enable them to regulate their own consumption.

The Directive on internal markets (2009/72/EC), demands in Art. 3(11) that, in order to promote energy efficiency, Member States or regulatory authorities shall strongly recommend that electricity undertakings optimise electricity use by, for example, introducing intelligent metering systems or smart grids.

Annex I(1)(i) states that customers must be properly informed about actual electricity consumption and costs frequently enough to enable them to regulate their own electricity consumption. Moreover, Member States shall ensure the implementation of intelligent metering systems. The implementation of those metering systems “may be subject to an economic assessment of all the long-term costs and benefits to the market and the individual customer or which form of intelligent metering is economically reasonable and cost-effective and which timeframe is feasible for their distribution.” The later EED provided more specifications on this issue.

The Directive obliges Member States to produce cost-benefit assessments for the rollout of smart metering before 3 September 2012. Subject to that assessment, a timetable with a target of up to 10 years for the implementation of smart meters shall be prepared. Some countries have found barriers on developing positive cost-benefit analysis at a first

stage, and are adjusting the methods and information to the current situation due to different options existing in the market.

As regards to retail markets, Art. 41 indicates that in order to facilitate the emergence of well functioning and transparent retail markets in the Community, Member States shall ensure that the roles and responsibilities of transmission system operators, distribution system operators, supply undertakings and customers and if necessary other market participants are defined with respect to contractual arrangements, commitment to customers, data exchange and settlement rules, data ownership and metering responsibility. Those rules shall be made public, be designed with the aim to facilitate customers' and suppliers' access to networks, and they shall be subject to review by the regulatory authorities or other relevant national authorities.

In the Annex I of the Directive, there are defined the *Measures on Consumer Protection*. Without prejudice to Community rules on consumer protection, in particular Directive 97/7/EC of the European Parliament and of the Council of 20 May 1997 on the protection of consumers in respect of distance contracts and council Directive 93/13/EEC of 5 April 1993 on unfair terms in consumer contracts, regulation ensures that:

- ✓ *Customers have at their disposal their consumption data, and shall be able to, by explicit agreement and free of charge, give any registered supply undertaking access to its metering data. The party responsible for data management shall be obliged to give those data to the undertaking. Member States shall define a format for the data and a procedure for suppliers and consumers to have access to the data. No additional costs shall be charged to the consumer for that service*

- ✓ *Customers are properly informed of actual electricity consumption and costs frequently enough to enable them to regulate their own electricity consumption. That information shall be given by using a sufficient time frame, which takes account of the capability of customer's metering equipment and the electricity product in question. Due account shall be taken of the cost-efficiency of such measures. No additional costs shall be charged to the consumer for that service*

- ✓ *Member States shall ensure the implementation of intelligent metering systems that shall assist the active participation of consumers in the electricity supply market. The implementation of those metering systems may be subject to an economic assessment of all the long-term costs*

and benefits to the market and the individual consumer or which form of intelligent metering is economically reasonable and cost-effective and which timeframe is feasible for their distribution.

Recast of Building Directive EPBD 2010/31/EU

Additionally, the recast of the Energy Performance of Buildings directive (2010/31/EU, EPBD) includes a provision on the introduction of intelligent metering systems. Art. 8(2) specifies that Member States shall encourage the introduction of intelligent metering systems whenever a building is constructed or undergoes major renovation. Additionally, Member States may encourage the installation of active control systems such as automation, control and monitoring systems that aim to save energy.

A push has been provided through the Delegated Regulation (EU) No 244/2012 of 16 January 2012 supplementing Directive 2010/31/EU on the energy performance of buildings by establishing a comparative methodology framework for calculating cost-optimal levels of minimum energy performance requirements for buildings and building elements, not directly related to smart metering.

3. Services for EU consumers based on Smart Metering

3.1. Introduction

Overview

Only during the last few years there have been considerable developments in smart metering technology and consumer oriented services, highlighting the feedback tools like information displays in the home, websites, information on moving devices – smart phones and tablets –, informative bills and others. At the same time, innovative tariffs, with dynamic prices directly related to the current demand or prices fixed for specific periods of the day (eg. different prices for night and day) have entered into the market.

The arrival to the market of these services aimed at residential consumers are directly related to the smart meters rollouts, the interest by energy companies in providing better services to their customers and the regulatory requirements.

The publication of and the start of transposition of the internal market package for electricity and natural gas (Directives 2009/72/EC and 2009/73/EC) started a growing confidence in the market opportunity of smart metering services.

The European Commission commits Member States to rollout smart meters to at least 80% of customers by 2020 that are deemed to have a positive cost/benefit ratio. In many EU Member States this energy market package is the major driver for infrastructure pilots, cost-benefit analyses and the development of new businesses for smart metering services.

The developments within the metering service market have the potential to bring actual energy savings. Even while it is still under debate as to what extent these services will in fact achieve energy savings, it is at the same time clear that **without services based on frequent or real time information and their feedback there is no benefit for the end customer.**

It will be difficult to convince customers of the added value of new metering technology and the modernisation of the European electricity grids, if metering data is only of use for operational changes within utilities (to reduce non-technical losses, for remote reading and switching or the simplification of billing procedures, etc.). This is particularly important because the real advantages of smart metering will and have to be compared with the related costs that will be borne by customers (in monetary terms, but also in terms of privacy intervention and other non-monetary issues). Only efficient services based on frequent and real smart meter data will benefit the consumer and result in energy savings.

Besides feedback tools that enable customers to regulate their energy consumption, a number of utilities test and operate **demand response programmes** in order to limit the peak load that has to be provided in the market. Nordic, as well as several other countries, have piloted and put into the market market-based tariffs and demand response services that provide with accurate information, innovative tariffs and other economic incentives aiming to achieve certain customer behaviours or apply direct load curtailment within the contractual framework, showing promising results.

This section gives an overview of available services based on smart metering technologies and data in EU Member States. **It is by no means a complete picture of all the different technologies available at the moment.** This section should rather be a starting point for interested stakeholders to learn and replicate from services that are in use in EU member states and Norway, including real developments, pilots and innovative services.

Services for household sector have been classified in three groups:

- Frequent information to consumer and feedback
- Real-time information to consumer and feedback
- Demand response

Type of service	Frequent information to consumer and feedback
Description	Provides historical and recent information (not real-time) about the home energy usage, benchmark with others, comparisons with the own previous consumption or with average consumption data for the same segment, provides tips on energy efficiency (more effective if based on own and real information), and might establish targets for the month or year
Delivery of the service	By informative billing, on-line services – including Internet on the computer or moving devices as smart phones and tablets-, energy efficiency advice
Origin of the data	It requires using information from databases which has been analysed and put into figures/graphics/images. It does not provide real-time information, but requires a system able to manage a great amount of data, with hourly minimum frequency.
Main targets	Energy saving at home, create awareness, educate, create active consumers

Type of service	Real time information to consumer and feedback
Description	Provides information in real time when directly connected to the meter at home or almost real time when it is returned by the Telemangement system, both aiming at a fast consumer response.
Delivery of the service	Energy display, internet-based services through computers, tablet/smart phone, television.
Origin of the data	The aim is to use information directly available from the smart meter (directly from an existing port or LED indicator pulse in the smart meter), electricity feed phases or smart plugs, or from a Telemangement system which provides information which can change the behaviour of the consumer in few minutes or hours
Main targets	In a first stage, it allows a fast detection of equipment and systems energy consumption to gain awareness on how much these affect overall consumption, and helps to reduce unnecessary consumption without affecting the consumer comfort (e.g. removing equipments from the plug, turn off lights, switch off stand-by, etc.). Also, these services support the consumer in selecting the time of the day and length in which he/she uses the appliances/systems, benefitting from variable tariffs, resulting in demand response based instantaneous behaviour change. In a second stage it helps maintaining the awareness and behaviour change, thus sustaining or increasing the energy savings

Type of service	Demand response
Description	Changes in electricity (or heat) usage by end-use customers compared to their normal consumption patterns in response to: a) changes in the price of electricity over time, or b) to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when production or distribution system reliability is jeopardized

Delivery of the service	a) Dynamic load control by utility (direct) and home or appliances automation. b) Different pricing incentives, such as dynamic pricing, hourly tariffs, compensations A demand response service usually includes both above mentioned components, whereas a) delivers the needed automation and means to function according to the variable price or compensation terms, and b) delivers the financial reward needed to motivate the activity. b) can be also used without a) and the actual change in the consumption pattern is based on a behaviour change (induced by the incentives), instead of automated activity.
Origin of the data (and load control functionalities)	At least hourly data provided by the smart meter to the utility database system, is needed to enable new variable or dynamic tariffs or compensation arrangements. Automated load control can be delivered via smart meters or separate building automation. The control signal can come directly from the utility/demand response service provider or via receiving price information, to the building automation.
Main targets	The main aim is to shift usage from on-peak to off-peak. The consumer uses the energy at the time of the day when it is cheaper, helping to reduce and flatten the national energy consumption wave decrease electricity consumption curve. Additionally, it might help to decrease the average consumption itself.

Table 3: Types of Household Sector Services from Smart Meter Data

3.2. Services provided at full or very large scale

100koll EON Smart Electricity Meter | Sweden

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	First started as a pilot including 10.000 residential customers, now available as a product for E.ON residential customers.
Type of services provided	Monitoring real-time total electricity and appliance consumption and controlling appliances (with smart plugs) through a mobile application.
Years of execution and aim	The pilot was completed in 2013, and now the 100koll is available as a product for residential customers

Target group: Households, with primary focus on detached houses.

Description and aim of the services: the 100Koll started as Sweden's largest energy saving experiment exploring how visualising real-time electricity consumption through on-line and mobile apps can result in behavioural changes in energy consumption and how much households can save electricity through this. The one-year piloted tested the concept "100Koll" and included 10.000 residential customers located all over Sweden. Their consumption was visualised in five different ways, to see what would make them save the most. Also a PR campaign was launched to help spreading wider awareness. The pilot was completed in 2013.

Now E.ON Sweden offers 100Koll to all their electricity customers. The package costs 495 SEK, with a one-time invoice fee of 35 SEK and monthly fee of 19 SEK. The package includes one optical eye and one smart plug. The 100Koll reads real-time electricity consumption from the electricity meter and smart plugs and visualises the data through a mobile application, through which home appliances equipped with smart plug(s) can be controlled. The platform can be extended with new smartplugs, and more features is said to be added over time.

<http://www.eon.se/100koll>

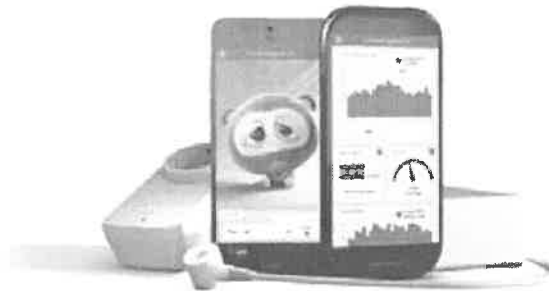


Figure 2: EON: real-time information in Sweden

Data requirements: Access to the electricity meter with a LED pulse is needed for monitoring the real time total electricity consumption of a household. For customers that do not have access to electricity meter, the 100Koll is supplied with 2 smart plugs.

Customer response and results: The pilot resulted in electricity savings up to 15 %, with the average of in 12 %. There are no publicly available studies on the current version of the service.

Your assessment of the service: The real-time information and clear visualisations on the level and trends of home electricity consumption coupled with appliance specific monitoring and control possibilities provide a good platform to increase awareness and change behaviour. Acquiring and installing the service is relatively easy and the app seems to be developing over time. As the service has already been offered for several years, it clearly contributes positively to the utility's image and customer satisfaction and acquisition in a market where smart metering with hourly information and feedback is not yet available for every consumer

Asema E Smart Home System | Finland

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	Available to all consumers in Finland, primary focus on detached houses.
Type of services provided	Appliance specific real-time electricity consumption feedback, smart home automation and appliance control to increase home energy efficiency and enable demand response.
Years of execution and aim	Available to consumers since 2009

Target group: Households, with primary focus on detached houses.

Description and aim of the services:

Asema E Electricity Saver combines information, control and automation to increase home energy efficiency and enable demand response. The system consists of Asema E touch-screen display, operating as a smart home central unit, coupled with adapters, switches, modules, and sensors that connect to the central unit.

The system enables real-time monitoring of home electricity consumption and costs both through a smart meter and with independent sensors. With wireless switches, one can monitor appliance specific consumption, and connected appliances can be controlled and programmed to automatically react to changes in electricity price. Tariff controls can use data from utilities or directly from Nord Pool Spot.

In addition, The Asema E Electricity Saver offers energy saving tips, consumption alerts and extended energy saving and other applications over the internet (e.g. home consumption comparisons to similar users as well as different appliances comparisons). Through the use of customizable applications called screenlets, the system can also function as a direct in-home communication channel between the utility and the user.

Asema E has mobile phone, tablet, PC and Internet access built in, expanding the interfaces and mobility to monitor and control home energy use. More information can be found from the website www.asema.com

Data requirements: The system uses real-time data from a direct local connection to the smart meter and switches connected to appliances. The smart meter is usually provided by the utility, as the Finnish regulation demands.

Customer response and results: According to a recent pilot, consumers find the functionalities of the system valuable. To reach the highest potential value for home owners and builders, the energy efficiency aspects should be complemented with other smart home functionalities such as better home and indoor climate control, safety, weather etc.

Based on general pilots, by combining smart meters with smart home automation in existing homes, householders can realistically expect to reduce their electricity consumption by tens of percent, depending on the nature of the technology used and the consumer's own consumption behaviour.

Generally the greatest savings are possible at peak price times, through the use hourly spot or 'critical-peak' pricing in combination with the use of home automation and appliance controlling.

Your assessment of the services: The appliance specific real-time information coupled with control and automation possibilities of the system provides a large potential for energy saving and demand response, especially in electricity heated houses. The system extensibility and usability is good through applications, different interfaces and remote operability.

The capability to include other functionalities and information besides energy (such as news and weather forecasts) is likely to increase the use of the central display unit and consumer engagement. Price wise, the system is most suitable for consumers with rather large electricity consumption, such as households with electricity heating. Thus the system is not so easily adopted by masses, although still very good potential to reach a wide group of heavy electricity consumers and smart home builders.

Energy Watch and Smart Plugs from Vattenfall | Finland and Sweden

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	Available to all household customers in Finland and Sweden
Type of services provided	Visualising real-time electricity consumption, monitoring and controlling appliance consumption via computer and smart phones.
Years of execution and aim	EnergyWatch and SmartPlugs are available to consumers continuously

Target group: Available to household customers in Finland and Sweden.

Description and aim of the services:

The aim of EnergyWatch is to help utility customers to gain awareness, change behaviour and reduce their energy consumption and bills. EnergyWatch visualises real-time electricity consumption and appliance consumption and costs through computers and smart phones. The programme recognises recurring changes and patterns of electricity consumption and deduces the consumption of different appliances, enabling to break down the total consumption to home appliances, heating and hot water.

The service:

- Shows electricity consumption and costs in real time, from different perspectives
- Analyzes how electricity consumption is affected by appliances that never turn off
- Analyzes how much of your electricity consumption goes into household electricity and heating and hot water
- Saves electricity consumption history enabling comparisons between different times
- Shows the instant effects of turning on/off appliances and energy saving measures

Vattenfall also offers Smart Plugs that use the EnergyWatch application and extend its features to monitoring the energy consumption of appliances (sockets), and controlling and scheduling their use through a smart phone. The Smart Plugs can also be used individually without buying the EnergyWatch product.

Data requirements: An electricity meter with a LED pulse is needed. The EnergyWatch system reads real-time data from the electricity meter LED pulse and smart plugs.

Customer response and results: There are no publicly available customer study results. According to Vattenfall, up to 20 % energy savings are possible with EnergyWatch, but the utility does not guarantee this. According to Swedish customer testimonials, the system is easy to install and it has helped in identifying where electricity is consumed in the household and relevant energy saving measures.

Your assessment of the services: The real-time information enhanced with appliance specific monitoring and control possibilities provides a good platform to increase awareness and change behaviour. The costs of the system and smart plugs are reasonable.

Eesti Energia Consumption Monitoring Services | Estonia

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	Available to Eesti Energia customers with smart meters in Estonia
Type of services provided	Consumption information and feedback
Years of execution and aim	The services have been available from 2014 for the smart metered customers, the smart meter roll-out is completed by 2017.

Target group: EestiEnergia customers with smart meters in Estonia.

Description and aim of the services:

As a part of their smart metering roll-out, Eesti Energia provides to its customers both online service and mobile application for monitoring consumption and saving electricity.

The online service displays customer's electricity consumption of the past year on a graph and enables monitoring and comparing different consumption points (if more than one) and comparing different periods of consumption. The service also includes weighted consumption to match consumption with e.g. the number of residents and adding events affecting consumption, helping to analyze the consumption graphs more accurately.

The Eesti Energiamobile app allows customers to monitor monthly, weekly, daily or hourly electricity consumption, including consumption in the current month and previous month. The app can send notifications about the market price and information on the cheaper and more expensive price periods during the next day. The app also includes electricity contract and invoice information, possibility to pay invoices, submitting meter readings, having notifications on bills, due payments and consumption as well as special offers for EestiEnergia customers. According to EestiEnergia nearly 30,000 customers are already using the app. In their website, EestiEnergia also has "Test your consumption" page informing customers on how much energy they can save by monitoring their consumption using the app.

Data requirements: Hourly smart metering is rolled out to all the customers.

Customer response and results: There are no publicly available customer studies available. According to academic studies and pilots, the energy savings from indirect (non-real time) consumption feedback services usually range from 1 % to 5 %.

Your assessment of the service: Interpreting hourly consumption data and understanding its connection to one's own behaviour and saving possibilities can be challenging for most consumers. In indirect feedback services, the key issue is the proper design and choice of channels of the feedback to gain maximum and long lasting consumer engagement leading to behavioural changes towards energy saving. The strength of EestiEnergia's approach is that, in addition to the on-line service, they offer a mobile app with a good variety of key functionalities which supports engaging the customers in using the consumption feedback. Further features such as normative comparisons, goal settings and tracking, innovative visualisations, as well as energy advice and consumption explanations integrated directly into the reporting system could enhance the energy savings. Also providing real-time and appliance specific data as well as solutions for appliance control and demand response would most likely increase the energy saving and efficiency effects.

Fortum Fiksu - Demand Response System for Houses | Finland

Type of supply:	Electricity (also oil heating systems)
Number of households involved	Available for all households with direct electric heating, electric boiler and oil heating (over 700 000 households in Finland)
Type of services provided	Demand response through controlling electric or oil/electric heating; real-time information and heating system optimisation
Years of execution and aim	Since 2012

Target group: The system is available for households with direct electric heating, electric boiler and oil heating, which covers over 700 000 households in Finland. In Nordic countries Finland, Sweden and Norway, the potential electric heating systems include c.a. 2 million households.

Description and aim of the services: Nordic energy company Fortum was the first utility to launch a commercial demand response system for Finnish consumers in October 2012. Based on Home Energy Management system developed by There Corporation, the system is said to be the first fully commercial market based demand response consumer product in the world.

The FortumFiksu ("FortumSmart") system for houses with electric heating features an automatic control for electric boilers and direct electric heating to operate on the cheapest hours of electricity price (including Nord Pool spot price and network tariffs). For oil heated houses, the system compares the oil price defined by the user with customer's hourly electricity price (Nord Pool Spot and network tariff), and automatically switches heating to the cheapest alternative. Through these features, the service can offer cost savings in the range of 15 - 20 % of heating costs. The system can also bring energy savings by optimizing heating more accurately considering the indoor temperature and heating need of the house.

The basic package consists of the central control system and a spot-priced electricity contract. The control system automatically fetches the current Nord Pool Spot and network tariff prices for electricity and a local weather forecast. Based on this data and other site specific parameters, the system calculates the optimal hours and controls the heating accordingly. The system can also utilize feedback from the household's main electricity meter to further improve its accuracy. In principle, the system is totally automatic and no user interaction is necessary.

The system includes a web interface that enables monitoring and controlling heating system as well as monitoring real-time electricity (and oil) consumption, accumulated savings, Nord Pool Spot prices and receiving price alerts. The interface can be used

through computer or smart phone. Furthermore, the system has wideupscale possibilities within energy, security, homeautomation and health services. The energy management systems developed by There Corporation also include solutions for optimizing comfort and energy costs in houses and holiday homes, optimising photovoltaic systems with home energy consumption and controlling heat pumps.

More info at: <http://smarthomepartnering.com/en/node/151>, www.fortum.fi/fiksu, www.there.fi/solutions

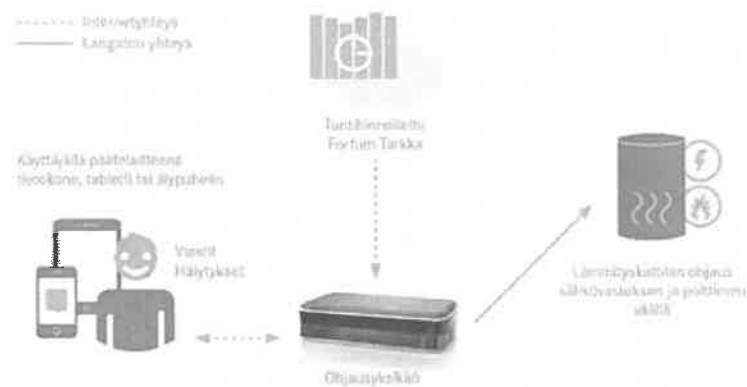


Figure 3: Fortum Fiksu

Data requirements: Hourly smart metering is needed to enable spot priced electricity contract.

Customer response and results: The system is easy to install and its use is automatic and effortless for the customer while delivering costs savings and possibilities for remote monitoring and control of heating. According to monitored customers, the system can deliver 15 – 20 % energy cost savings.

Your assessment of the service: The service has a wide potential among consumer segments that use a lot of electricity. On the national system level, if widely implemented the service has potential to cut electricity peak consumption and emissions, contribute in reducing the stress on electricity production systems and to some extent lowering the electricity system price.

When comparing the costs and benefits, the system provides positive value. The price of the installed system is ca. 750 € for electric boiler heating and 850 € for oil heating, with a monthly service fee of 9,90 €. When the cost savings of 15 -20 % are assumed, the annual monetary cost savings are in the range of 300 - 500 € in a typical one-family house with electric or oil heating. This results in roughly 2 - 4 year investment payback times. Remote monitoring and control possibilities provide extra benefit in addition to monetary savings. The system can be also extended to include other smart home functionalities related to security and home management, which further increase the range of expected benefits.

Gas Natural Fenosa TuLuz | Spain

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	Available to all citizens in Spain (website) and to Gas Natural Fenosa / Unión Fenosa Distribución customers (mobil App)
Type of services provided	Web service available to all citizens in Spain (information on incidences in the distribution network) and to Gas Natural Fenosa / Unión Fenosa Distribución customers (mobil App with incidences and consumption information)
Years of execution and aim	Available to consumers continuously Inform consumers on incidences (any consumer in Spain) Inform GNF/UF Distribución customers on incidences and energy consumption by mobil App

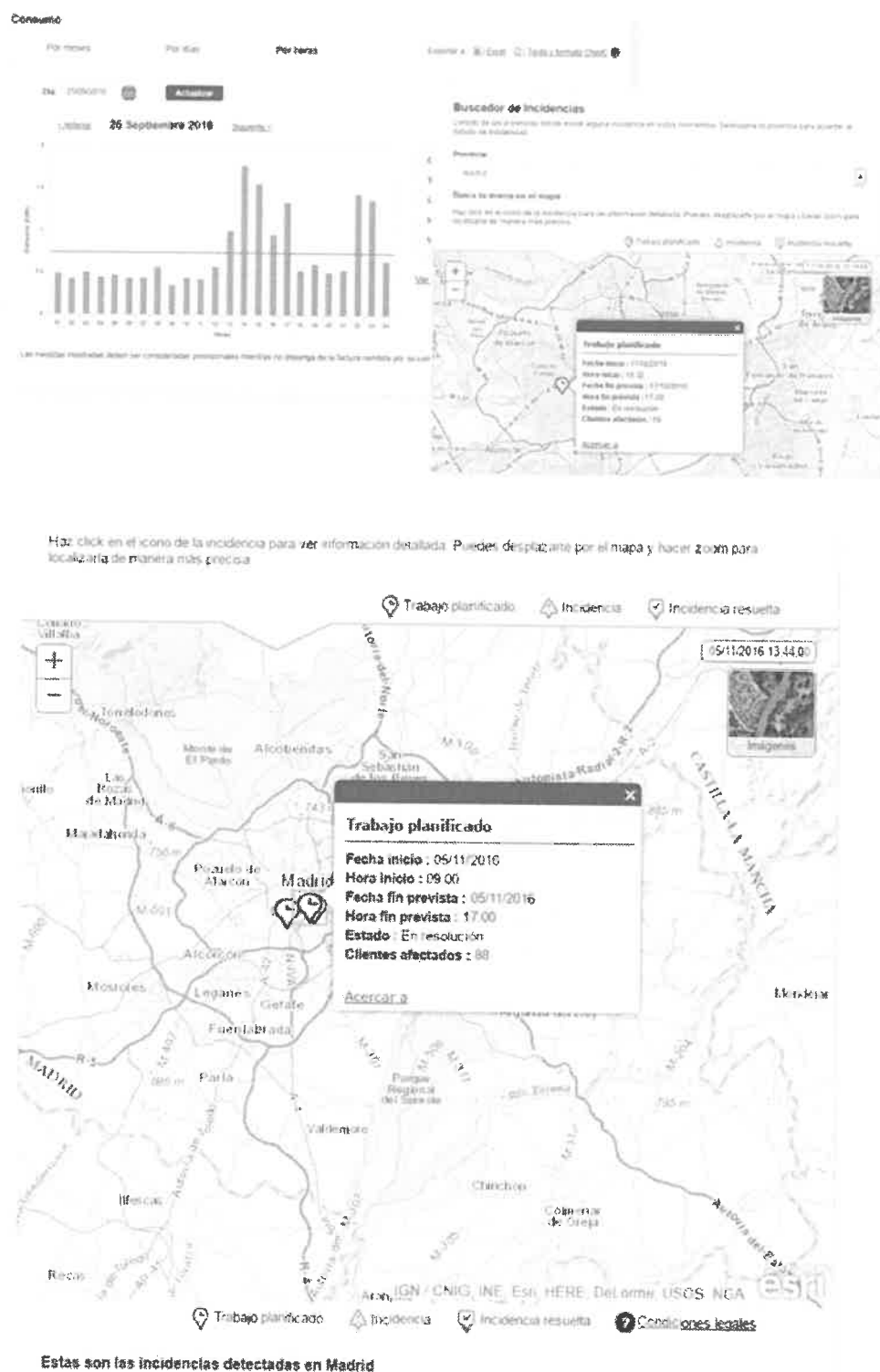
Target group: Available to household customers in Spain.

Description and aim of the services:

The aim of TuLuz is double. On one side, any Spanish consumer can look at the website www.unionfenosadistribucion.com and check the incidences happening in the distribution network in real time, as well as the starting and ending time of the works to solve it. On the other side there is an App (mobil) to help utility customers to gain awareness, change behaviour and reduce their energy consumption and bills by providing the hourly consumption curve.

The service:

- Shows the incidences in the distribution network, indicating the location affected, number of customers, date/hour incidence detection and date/hour estimated for fixing the problem
- Provides the hourly curve for each GNF / Unión Fenosa Distribución customer, based on their smart meter data.
- Provides daily and monthly consumptions
- Saves electricity consumption data for two years, and allows customer to read the historical consumption
- Customer can download the above mentioned data in several formats to manage the consumption



Estas son las incidencias detectadas en Madrid

Figure 4: Gas Natural Fenosa / Union Fenosa Distribución Tuluz service

Data requirements: smart meter managed by Gas Natural Fenosa / Unión Fenosa Distribución

Customer response and results: There are no results from a wide sample yet as the service was started recently in October 2016.

Your assessment of the services: The system is automatically available for any consumer in Spain, which provides transparency to the utility distribution system performance in almost real time. It provides dates and hours for incidences in the network and fixing. The App also provides hourly curves and historical information, as well as monthly and daily figures, helping consumers to manage their own data to better decide how to manage their energy and select the best retailer offer.

Iberdrola Distribución information system | Spain

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	+8.000.000 (September, 2016)
Type of services provided	Frequent information to consumer and feedback in web platform
Years of execution and aim	Currently existing and will progress until the end of the period for the full rollout

Target group: there are currently over 8 million consumers with the services from all segments in Spain. The target would be the almost 11 Million households with Iberdrola smart meters by 2018. This service is provided by the distribution company.

Description and aim of the services:

This information and feedback services are provided to all customers with smart meter installed, since 2014. The consumers can join a portal where information on their consumption can be obtained.

The main services include:

- Hourly energy consumption
- Daily energy consumption
- Monthly energy consumption
- Power consumed
- kWh consumed versus similar consumers
- Access to the invoice based on real information of the energy consumption

The information and feedback services are provided through an innovative web service with access through a computer.

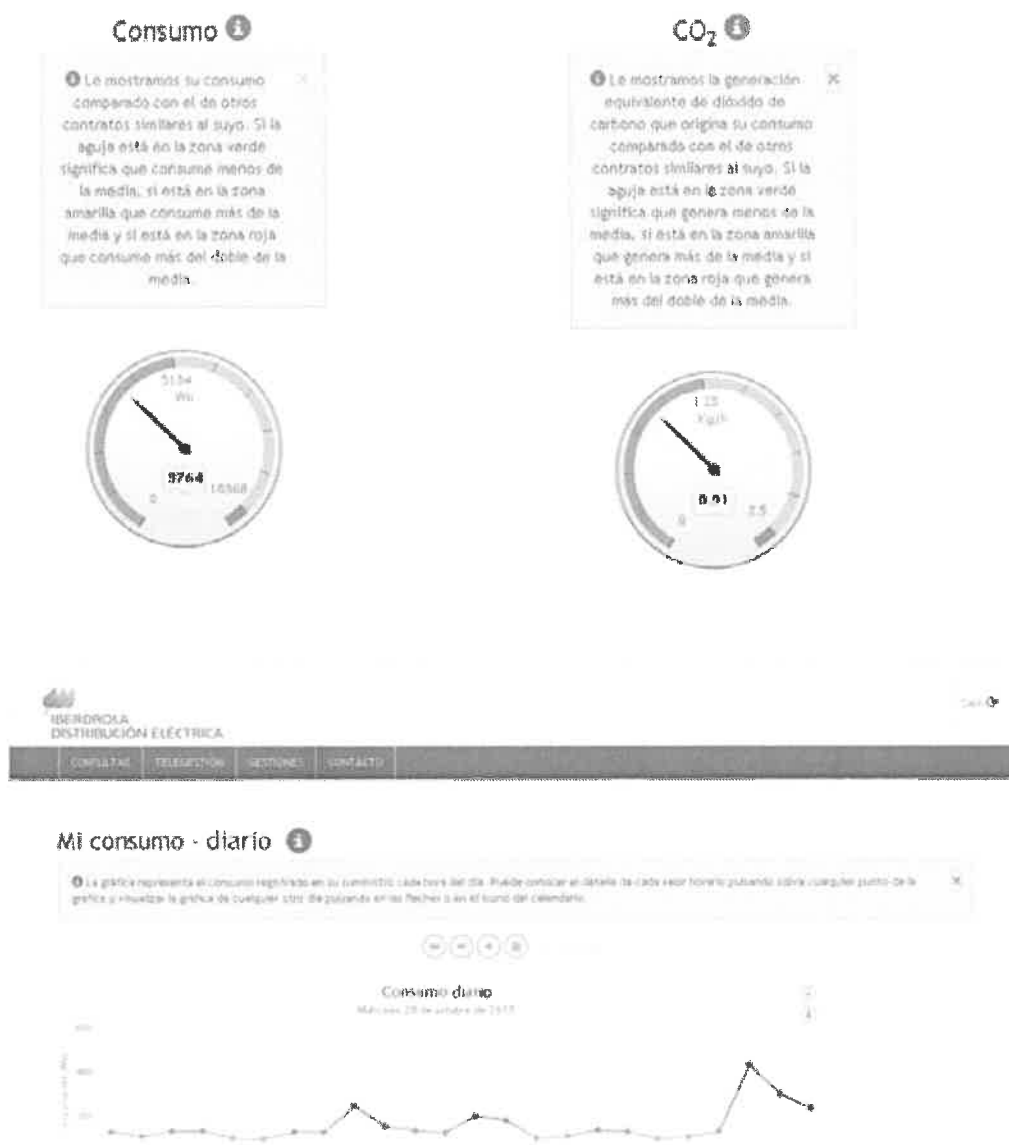


Figure 5: Hourly real energy consumption curves by Iberdrola Distribución

Data requirements: the data are provided from the smart through the smart grid (PRIME Protocol) to provide the services: as the energy data, status of the equipment, energy unitary cost.

Customer response and results:

At the moment 8 million Iberdrola distribution consumers can access the innovative service provided at the time they get their smart meter installed and connected to the smart grid system with full functionalities.

As the service is relatively new, there is still not enough data to evaluate the results. During this year and 2015 some results might arise.

Your assessment of the services: the innovative service developed by Iberdrola, which will be available for millions of consumers, is an example of how real energy data from the smart meter can be provided to the consumer in a simple way to benefit them and save money, without any additional cost (the service is provided for free).

The service provides clear information to the consumers without cost (free for a consumer in the distribution area). The web platform allows to understand the hourly, daily and monthly consumption profile, and compare to others to check your position in the segment. Also, you can check the power consumed and adjust the contract. The project will allow the approximately 11 million customers to use the service by 2019.

Inovgrid | Portugal

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	130.000 (2014)
Type of services provided	Real time information to consumer and feedback, and frequent information to consumer and feedback
Years of execution and aim	Since 2010, currently existing and will progress in the coming years to the new InovGrid developments in Portugal

Target group: at present 130.000 consumers from all segments in Portugal. The target would be the 6 Million households with smart meters by 2020. The InovGrid will also apply to tertiary buildings and other installations integrated into the smart grid.

Description and aim of the services:

The information and feedback services have been provided to the customers inside the InovGrid project since 2010, when the project started at the Évora InnovCity, with 30.000 smart meters.

The services include:

- Real time monitoring of the energy consumption and production
- Real time information on billing
- Real time control (switch on/off, increase/decrease)
- Monitoring and control of energy costs
- Added value service, as information on energy efficiency, alerts, reports
- Access to new tariffs and price plans

The information and feedback services are provided through innovative web services and applications on computer, smart phone or tablet. A test group was provided with display systems.



Figure 6: EDP Box services in InnovGrid

Data requirements: the data are provided from the smart meter (EDP Box) through the smart grid to provide the services: as the energy data, status of the equipment, energy unitary cost.

Customer response and results:

More than 130.000 consumers can use the innovative services provided by EDP by the time they get their smart meter installed and connected to the smart grid system with full functionalities.

- The Évora population were provided with invoices based on real consumption, permanent access to historical consumption in the EDP online portal and energy efficiency recommendations. A study carried out during March 2011 and February 2013 resulted in a 3,9% reduction in energy consumption compared to a control group, and they seem to be sustainable.
- A Test Group was provided with New Products and Services as alerts, reports and some special tariffs. They showed a 5,3% energy savings.
- Another Test Group was provided also with display system to monitor their consumption, reaching energy savings of 6,6%.

Your assessment of the services: the InvoGrid project developed by EDP and the associated services have shown interesting energy savings associated with the smart meter services rollout. The reduction in the energy consumption varies from 3,9 to 6,6%, which at the same time seems a sustainable result. The project will progress to reach the 6 million customers by 2020, optimizing the overall system.

Linky meters and services | France

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	300.000
Type of services provided	Frequent information to consumer and feedback: on-line consumption historic data comparison, thresholds, SMS notifications on consumption.
Years of execution and aim	2010-2012, pilot in rural and urban area to test the smart meters, their functionalities and the services to consumers

Target group: the pilot project was aimed at 300.000 consumers from two areas in France, one rural and the other one urban. The target was to test the performance of the smart meters functionalities and some services for the consumers. The positive result will allow to deploy the 25 million households with smart meters by 2018.

Description and aim of the services: The smart metering pilot, which included 300.000 meters and 7.000 concentrators in total, was carried out in order to validate the technical performance of the smart metering solution and the smart Linky-meters provided by several suppliers especially for ERDF (e.g. Landis and Gyr).

Installation, logistics and rollout management practices were tested and verified. The benefits in terms of distribution quality, customer satisfaction. The total investment of 4.4 billion Euro was financed by ERDF, while no additional costs will be allocated to the French consumers.

The pilot took place in the Tours region, a rural area, and Lyon, an urban area. By focusing on these two diverse regions, the widest possible variety of installation requirements could be tested. ERDF and meter solution providers evaluated physical meter installation as well as all the associated logistics. The partners took a careful look at production, warehousing, distribution and installation. They also ran tests on data collection and collating within the central system.

The smart meters enabled new services to the consumers based on their real consumption and with reasonable frequency to take better decisions.

Data requirements: Linky is a smart electricity meter, developed especially for ERDF, according to their specifications. It includes a breaker for remote power disconnection and connection, advanced tariff management possibilities, and a two-way PLC communication modem, based on IEC61334 S-FSK profile. The future PLC-G3 OFDM standards have also been considered in the meter design.

The system reads the data through concentrators and a GSM interface. In the pilot-phase, ERDF used the networks of the three main telco operators for better coverage.

Customer response and results:

The over 300.000 consumers have been provided with the Linky system and can use the innovative services provided by ERDF

The meters are supplied to customers free of charge, with the additional costs of the deployment expected to be offset by the productivity gains ERDF will achieve. Since 2013, the consumer benefits from new services, including invoices based on actual consumption, which will eliminate one main cause of customer complaints.

In addition, customers have access to up to two years of consumption history online and are able to set consumption targets. In case they exceed their self-imposed thresholds, they will receive notification via SMS. The system also enables flexible tariffs and demand response. Thus, the end consumers can decrease their energy costs by adapting the timing of their consumption and the utility has powerful tools to cut off peak loads.

No specific results in terms of energy savings have been provided related to this project. ADEME, the National Energy Agency, developed an study where indicates that 4,5 to 11% energy savings can be reached if specific information based on the real consumption is provided to the customers.

Your assessment of the services: the smart metering project based on Linky has shown that a wider deployment of smart metering and the associated services to domestic consumers will be reasonable in France. The project led by ERDF, with the cooperation of some major international providers (LANDIS and GYR, ITRON, etc.) should bring interesting benefits for the electric system and the consumers. Nevertheless, there is still need to start the massive rollout to confirm the results found so far.

“Muehlheim zaehlt” by RWE AG | Germany

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	around 100,000
Type of services provided	Frequent information to consumer and feedback, real-time information to consumer and feedback, smart home application
Years of execution and aim	2008 - 2012

Target Group: Residents of the city of Muehlheim, regardless of whether they are a RWE customer or not.

Description and aim of the services: The smart meter solutions of RWE's pilot „Muehlheim zaehlt“ consist of two components: the smart meter and an additional information / communication module. This module can be read remotely and will also be applicable to gas, water and heat meters in future.

The data transmission is done via “Powerline” (electric cable) or via mobile communications networks. In the pilot, different devices and communication concepts were tested and further developed. An accompanying research project examined the question, whether households with smart meters will have higher energy savings than households without.

The supplied smart meters can also be upgraded with *Smart Home Power Control*, which allows customers an overview of the consumption data for the past three days of his electrical appliances. The data can be displayed as charts and diagrams. With the aid of the *Power Control Basic App* customers can remotely turn of and on their electrical appliances (RWE, n.d.).

Data requirements: The consumption values are read out only once per month. The data transfer routine complies with the current data protection requirements of Germany, which are among the most strict in the world. The transmission of consumption data is

encrypted.

Customer response and Results: The accompanying research project found an average of 2.8 percent energy savings in the test group in the period between 2010 and 2011, compared to the control group outside Muelheim, with no installed smart meters.

Furthermore, the analysis showed particularly high savings, when participants changed their consumption behaviour actively (e.g. exchange of equipment with low energy efficiency). The smart meter customers found it particularly helpful to constantly obtain a current consumption overview with *Smart Home Power Control*. The possibility to compare the consumption for individual days or weeks was also evaluated to be helpful (RWE, n.d.).

Your assessment of services: This large-scale pilot is well suited to evaluate a comprehensive rollout of smart meters due to its size. Especially the development of concepts is important for future distribution. The project shows the potential to conveniently reduce power consumption and increase the customer awareness of electricity consumption. The frequent comparison of individual consumptions might foster something like a "competition" for energy savings. The upgrade with the *Power Control* devices is a first starting point for smart home solutions, which will help the customer to reduce their consumption even further.

OptiWatti–Smart Automation Service for Electrically Heated Houses | Finland

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	The service is available for all households with direct electric heating (ca. 500 000 households in Finland)
Type of services provided	Accurate and real-time heating optimisation, demand response according to hourly electricity price and providing real-time information on indoor temperatures and heating electricity use.
Years of execution and aim	Available from 2014 -

Target group: Consumers living in buildings or holiday homes with direct electric heating (radiators, roof and floor heating).

Description and aim of the services:

OptiWatti automation service enables accurate and real-time indoor temperature controlling for each room or space, as well as setting heating schedules and profiles for different times during the day. The timing of heating can be optimized according to outside temperature, weather forecast and the price of electricity, enabling customers to effectively use hourly tariffs and demand response.

OptiWatti can be used with computer, tablet or smartphone through easy-to-use visual, allowing remote access to control homes from anywhere. The service also provides real-time information on indoor temperatures, heating electricity consumption and indoor humidity for each room, making it easier to recognize saving opportunities.

Users can effectively save energy by decreasing temperature, for example while away and at night. The system features home-away switch to easily switch between different preferences of heating and indoor temperature. More accurate control also prevents overheating of rooms, which is usually the case in households with less accurate heating control systems. The system learns how different rooms react to temperature adjustments, providing more accurate control of heating and room temperatures.

Installation of the system is easy as the system is wireless and no major changes are needed to current heating system. Installation is done by an authorized electrician. The installation includes room sensors, heating element controlling devices and OptiWatti Central Unit.

Sources: www.optiwatti.fi/english



Pictures: www.optiwatti.fi

Figure 7: Optiwatti smart automation service

Data requirements: The system includes all the needed sensors and devices. For optimising heating according to hourly spot market tariffs, hourly priced electricity contract and a utility smart meter is needed to provide the hourly consumption data for billing.

Customer response and results: According to the published customer responses, the system has helped saving energy while increasing comfort due to better indoor temperature control. Compared to existing systems with several room thermostats, adjusting heating is easier when centralised to one system and interface which also enables remote use. Once set the system automatically controls heating and customers have achieved significant savings, averagely 30-40 % of heating costs. According to customer reviews, the system pays itself in a couple of years.

Your assessment of the service: TheOptiWatti system can be acquired by any household with direct electric heating, which presents a large potential group for new home energy management services in the Nordic countries. It provides very accurate control and monitoring of heating, indoor temperatures and real-time energy use wherever and whenever, coupled with user friendly mobile-based interface, which are nowadays must for modern home energy management systems. All in all, the system provides good value for the investment, coupling significant energy savings and efficient use of hourly tariffs and demand response with increased comfort and remote controlling.

RWE SmartHome Power Control | Germany

Type of supply:	Electricity and Heating
Number of households involved	All households in Germany possible (appr. 6-digit-number of households involved)
Type of services provided	RWE SmartHome is home automation for every household. It enables the modern house a wireless control of electrical and heating appliances.
Years of execution and aim	Since 2013 RWE SmartHome Power Control allows - in connection with the RWE SmartHome central control unit - the reading of meter data from electricity meters (EDL21).

Target group: No limitation to the target group because just a connection to the electricity meter is needed. Therefore all households can be seen as the target group.

Description and aim of the services: In order to use the RWE Power Control for intelligent consumption control, a digital meter (EDL21), the intelligent home control RWE SmartHome central control unit and a device driver is required.



The RWE SmartHome Power Control readout unit is used for reading of electronic household meters (EDL21) and transmits power (W) and meter reading (kWh) of one- and two-tariff meters to the RWE SmartHomePowercontrol receiving unit.

The RWE SmartHome central is the control unit for all RWE SmartHome devices and the interface to the RWE SmartHome Backend. About the central all settings, profiles and timings are regulated.



The device driver can either be displayed on the power control based app or the Premium app. The Basic App is freely available in the Smart Home AppStore. In the Basic App energy consumption in kilowatt hours and the power in watts of the last three days can be dis-

played. The consumption data can be displayed in the RWE SmartHome user interface as graphics - and the app also enables the control of electrical appliances

In the liable to pay cost premium app, values for energy consumption in euro can be found, provided that the information of the individual tariff has been deposited. Moreover, not only information of the last three days can be stored but daily, monthly and annual values can be displayed and compared with each other.

Features and benefits at a glance

- Graphic display of consumption and power values
- Consumption overview by daily, monthly or yearly values
- Comparison of individual consumption periods
- Cost summary in euro
- efficient control of electrical equipment (remote access possible)
- easy installation and expansion
- intuitive usability at home and away
- readout and receiver unit communicate via an encrypted wireless standard at the highest level (128-bit AES, wireless MBus)

Data requirements: Due to the fact that all components interact with each other no data requirements exist for the system.

Customer response and results: The favorable entry into house control systems, the simple setup, the comprehensible web interface, flexible configuration and the opportunity to quickly expand the system are valued positively.

On the other hand the aspect that many services cost extra and are only available on subscription, the limited and poorly operable mobile app and the proprietary radio standard are valued negatively.

Your assessment of the service: With its smart home products RWE offers a variety of intelligent sensors, actuators, instrumentation and display options. The system is, according to customer reviews, easy to install and expand. Only temporal aspects of loading the app and clarity can be negatively valued. RWE is currently working on the integration of other companies (Miele, Phillips, etc.) in the Smart Home project. In a separate store RWE provides packages and individual items for purchase, but these can also be purchased on the open market on more favorable terms.

Smart Metering Based Information and Feedback Services | Finland

Type of supply:	Electricity (also district heat for larger suppliers)
Number of households involved	All households in Finland (c.a 3,2 million, smart metering coverage 97 % of consumers)
Type of services provided	Frequent information and feedback to consumers; optional services also: real-time information and feedback (display, apps), demand response and hourly tariffs based on spot price.
Years of execution and aim	Smart meter roll out ready from the beginning of 2014, with information and feedback services available for the customers

Target group: DSOs and retailers offer information and feedback services for their customers, covering all electricity consumers in Finland. The regulation demands smart meters for at least 80% of customers, but in practice the coverage is estimated to be 97 %.

Description and aim of the services: The aim of the Finnish smart metering roll-out is to deliver better tools for households to increase energy efficiency and to enable demand response through new tariffs and load control services.

DSOs are responsible for the roll-out, reading the meters, and reporting and forwarding the meter data. Both DSOs and electricity retailers offer information and feedback services to their customers. The hourly electricity consumption data is made available on the next day to the consumer through on-line energy reporting services. The data is also made available to the electricity supplier for hourly balance settlement and billing, and if authorised by the customer, to a 3rd party to enable new energy efficiency services.

The energy reporting services for consumers differ between DSOs and retailers. Most of the services include the following features:

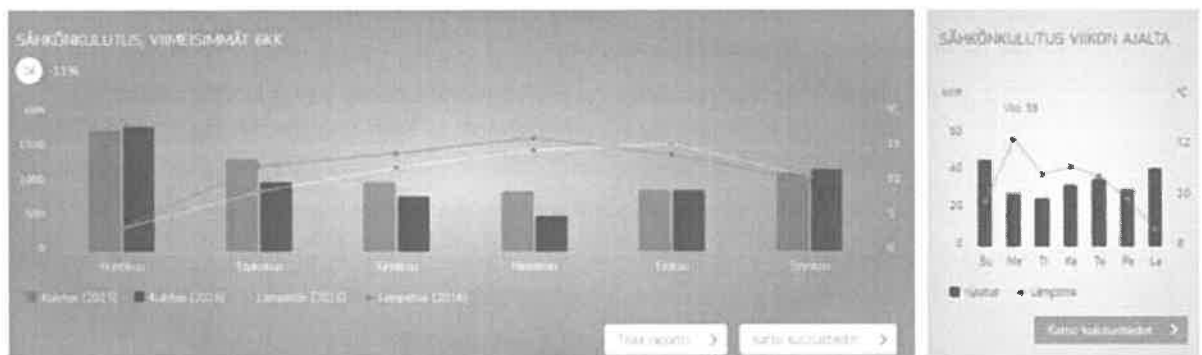
- Monitoring energy consumption from one hour to years in different time scales, usually visualized in bar charts, in kWh and Euros. The information updates once in a day.
- Daily energy use broken down to night and daytime electricity (when 2-time tariff is used)
- Monetary costs broken down to energy, distribution and taxes.
- Hourly or daily outdoor temperature data
- Comparisons to town historic use and other similar users

More extensive energy reporting services can also include the following:

- Graphic views indicating whether the level of consumption and emissions are high or low (e.g. "speedometer"), based on own previous consumption or other similar consumers
- Forecasts of consumption and energy bills, planning own energy goals and tracking them
- Virtual testing how turning on different home appliances or installing a heat pump affects consumption (virtually)
- Calendar marks to mark down actions affecting energy use,
- Tips and advice how to save energy.
- Electricity spot price (when applying hourly tariffs)
- Comparing the prices of different retailers (service implemented by a DSO)

For district heat, several suppliers have smart metering available and provide on-line energy reporting services for their small consumers. Depending on the supplier, services can include the following features:

- Monitoring energy consumption and costs from one hour to years, depending on the availability of data
- Monthly and annual average outside temperatures
- Comparisons to other similar users and own historic use
- A graphic view indicating the consumption and emission levels
- District heat costs, and forecasts own consumption and bills
- Information on how the heating system is functioning (cooling of district heat water based on coming and leaving water temperatures) and improvement recommendations

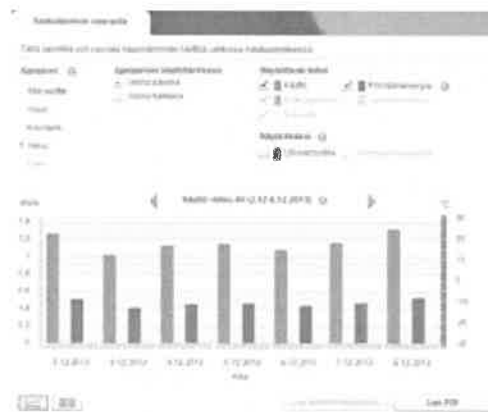




Picture: Elenia (DSO) online energy reporting service and mobile app



Picture: Helsingin Energia energy reporting service for electricity



Picture: Helsingin Energia energy reporting service for district heat

Figure 8: Smart metering and feedback services in Finland

Data requirements: The electricity consumption data utilised is hourly-based and read once a day, as demanded by the regulation. For district heat, the utilised consumption data ranges from hourly to monthly depending on the supplier. The quality of data is also important in order to create reliable services from the huge amount of data.

Customer response and results: No extensive publicly available research on customer response has been done. Many utilities have perceived that at first the user numbers peak at high level and start to decline as the novelty value starts to decrease. When customers use the service for monitoring e.g. summer house (whether electricity is on, how the heating is working), higher level of interest remains at longer term. According to academic studies and pilots, the energy savings from indirect (non-real time) consumption feedback services usually range from 1 % to 5 %.

Your assessment of the service: The reporting services provided by utilities to fulfil the Finnish regulatory demands usually include the basic hourly data provision through visualisation and outdoor temperature, with varying added features such as showing monetary costs and comparisons to own previous use and other similar users. For regular small consumers, interpreting the consumption data and understanding their meaning and saving possibilities is usually challenging.

Designing the main features well and adding further functionalities, such as easy-to-understand consumption data explanations and analyses, goal settings and tracking, innovative visualisations and energy advice, integrated directly into the reporting service, can significantly enhance the consumer engagement and energy saving effect.

Also, making the consumption data more visibly available and integrated to everyday life through a channel preferred by consumers, such as a mobile app with relevant reports and notifications, can clearly contribute to this. Generally consumers prefer real time and appliance specific data over indirect feedback and thus providing these can potentially increase the energy saving effects.

Smart Metering Services – Non real time | Netherlands

Type of supply:	Electricity and Gas
Number of households involved	All households by 2020.
Type of services provided	Bi-monthly home energy reports from the energy provider (regulated, standard feedback for all smart metered consumers). Additional indirect and direct (real-time) smart metering services on request of the consumer, to be provided by market.
Years of execution and aim	Large scale rollout from 2015 to 2020. Smart meter offered to all households by 2020.

Target group: Households.

Description and aim of the services in The Netherlands:

Smart Metering Trials in The Netherlands (both non-real and real time)

The Dutch Government's objective is for all residential and small business customers to have the next generation of electricity and gas meters offered to them by the end of 2020. It was agreed in the Dutch Parliament that smart meters would be introduced according to a two-phased rollout-approach, to begin on a small scale in 2012 and 2013. The purpose of the small-scale rollout was to gain experience and signal possible problems at an early stage, in order to take additional measures in time for the second phase, the large-scale rollout.

Following similar national customer trial programs in the UK (EDRP) and Ireland (CBT), the Netherlands performed a series of smart metering services trials in 2012 and 2013 to deliver evidence for the energy efficiency potential of smart metering and to contribute to balanced decisions on the large scale rollout of smart meters from 2015.

Durable average savings of around 3% are achievable for both electricity and gas, especially in combination with displays, as can be seen from recent trials in UK, Ireland and the Netherlands. The 3% figure is consistent with the findings of the Energy Demand Research Project carried out by four energy suppliers in the UK between 2009 and 2011. The comparable headline figures from the more complicated EDRP trials in Great Britain showed that a combination of smart meters and displays gave persistent energy savings

of around 3% against controls, for both gas and electricity. The EDRP trials showed that a combination of 'generic advice' (normally in leaflet form) and consumption feedback did not always show an effect but, when there was one, savings of up to 5% were achieved. This is in line with expectations from previous research.

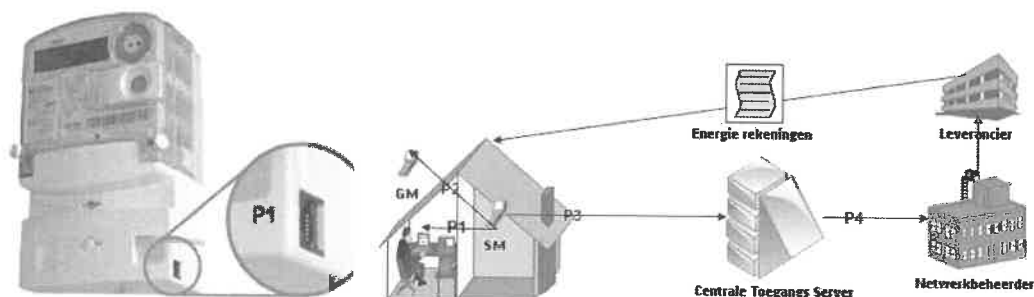
The Irish smart meter trials, in which a thousand representative participants had smart meters, with or without different forms of feedback and time-of-use tariffs, reported average electricity savings of 2.5% relative to a control group, at the end of a year of TOU tariffs and improved feedback, with the figure rising to 3.7% when customers had a bimonthly bill and an IHD. Comparable figures for peak-time savings were 8.8% and 11.3%. For gas, savings at the end of a year were 3% from smart metering (and the associated more accurate bills), rising to 3.6% for those with bimonthly bills, an IHD and a seasonal tariff. Three quarters of participants were still using their displays at the end of the year, and two-thirds said that it was helping them.

The recently-completed Dutch trials found electricity savings of <1% from smart metering plus a bimonthly energy statement (though many customers did not realize the statement was there for them), and 3-4% if this was supplemented by an IHD. Smart meters with dedicated real-time feedback are most consistent in achieving savings. In-home displays often appear to be the more important factor and a crucial first step to activate consumer interest and engagement in accessing real-time energy information. Sophisticated real-time web-based services on PCs, tablets and smart phones are potentially powerful to help reduce energy demand, but more so with already committed subsets of the population who are actively looking to further reduce their energy use.

From this (inter)national evidence base, in March 2014 the Dutch parliament approved additional implementing regulation for the large scale rollout of smart meters from 2015 until 2020.

The current smart metering services in the Netherlands can best be presented by way of differentiation between the two communication channels along which metering data can be read from the smart meter:

1. Non real-time meter readings through the so-called P3/P4 port, designed for the grid operator;
2. Real-time meter readings through the so-called P1 port, designed for the consumer.



Description of the non real-time smart metering services:

The smart metering services provided by Dutch suppliers in this category (pictured below) all offer free or low-cost web tools for viewing and analyzing energy use and energy costs, delayed by at least one day. Through a secured and personalized web page on a PC, laptop, tablet or smart phone, customers can monitor the electricity and gas consumption, in some cases also feed in electricity of own generation via solar panels. Most systems also allow programming of consumption targets, benchmarking with other (participating) households and the provision of energy saving tips as well as tariff- and consumption costs. Some systems use colourful graphic presentations for quick indication of energy spilling (red), average energy use (orange), small energy savings (green) and large energy savings (blue). Admission fees and/or subscription charges are generally low, varying from free services to admission fees up to € 20 and/or annual subscription fees up to € 20.

 EnergyMonitor – Oxxio Only for Oxxio customers Subscription: not needed	 Enelogoic Basis Admission fee: not needed Subscription: not needed	 Slimmeme-teruitlezen.nl - Enepa Admission fee: not needed Subscription: € 20 / year

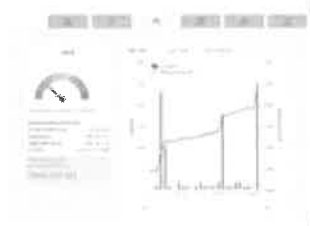
 Energiemanager online – E.O. VOF Admission fee: € 7.50 Subscription: € 12 / year	 i-Care Advanced – EnerGQ Admission fee: not needed Subscription: € 20 / year	 Slimme meter portal – Energy Alert Admission fee: not needed Subscription: not needed
 Meter-Online – Meter-Online Admission fee: not needed Subscription: € 19 / year	 Basis portal – Watch E Admission fee: not needed Subscription: € 24 / year	 Slimme meter Lezer Admission fee: € 1.79 Subscription: not needed
 Het Slimmer Collectief-Uitlezen Admission fee: not needed Subscription: not needed	 Mijn Energieinzicht Admission fee: not needed Subscription: not needed	 Nieuwe Stroom Only for energy customers Subscription: not needed

Figure 9: Frequent information in The Netherlands

Data requirements: Participating customers authorise the network operator to forward the daily collected metering data from their smart meter (15 minute readings for electricity and hourly values for gas) to the chosen service provider (energy supplier or other market player).

Customer response and results: Not known yet for most feedback systems presented here. Notable exception is the Energy Monitor of energy supplier Oxxio. Scientific research in 2011 amongst appr. 2,500 of Oxxio's clients for a period of two years, pointed out that clients who used the web application, consumed on average 1.5 % less electricity and 1.8 % less gas compared to other Oxxio clients with a smart meter, but without using the website. Three-quarters of the examined group still visited their personal area on the website after a year to obtain insight into their in-home changes in consumption. The researchers assumed that the savings with new smart meter users would potentially be higher, since the clients that were studied also had a smart meter for a longer period of time, and likely formed part of a select group interested in energy savings.

Assessment of these services:

The 'P4 port' is the standard communication channel for the grid operator. Metering data from the smart meter is sent to a Central Access Server for specific network operations. This port will only be activated for licensed duties and, subject to data protection requirements, specific opportunities, such as for annual billing, the bi-monthly home energy reports and in case of switching supplier or moving house.

The consumer may also choose to have the meter readings forwarded on a daily basis via the grid operator to the energy supplier or an independent service provider for energy management purposes through a personal and secure internet page on the commercial (energy) supplier's website. This type of energy management is only legal if the consumer has signed a contract with the supplying party for the use of metering data. The smart metering services via the P4-port are restricted to deliver indirect feedback by definition, since the metering data are provided to the consumer afterwards (a delay of at least one day).

Smart Metering Services – Real time | Netherlands

Type of supply:	Electricity and Gas
Number of households involved	Not provided. Available in the whole country.
Type of services provided	Several, real time, based on internet gateway devices that forward meter readings in real-time either directly to an in-home display or via the internet-router to a web-based application on PC, tablet or smartphone.
Years of execution and aim	Currently available

Target group: Households.

Description and aim of the services: The smart metering services in this category (pictured below) are based on internet gateway devices, also called 'bridges', that are connected to the P1-port of the smart meter and forward meter readings in real-time either directly to an in-home display or via the internet-router to a web-based application on PC, tablet or smartphone. Most smart metering services represent online energy management systems and offer real-time consumption data as well as additional analysis and graphical presentation options and tailored advice. Apart from visualization of the (real-time) consumption, customized graphical consumption analyses and comparisons to neighbors or other (participating) consumers (benchmarking) are also possible. A contract with the service provider is generally needed for this. Some energy management systems also provide additional (non-energy related) services via the internet, such as weather forecast and remote control for central heating. The consumer interface for such a system could be an in-home display or thermostat (Toon® by Eneco, for example), but in most cases, is a PC, tablet or smart phone.

 Toon® - Eneco Purchase price: € 0 with 4 year contract (else : up to € 275) Subscription: € 42 / year	 E.ON EnergieAssistent Purchase price: € 0 with 3 year contract Subscription: € 174 / year for non customers	 Smile P1 – Plugwise Purchase price: € 109.95 Subscription: € 12

 Internet gateway – BeNext Purchase price: € 135 Subscription: -	 Enelogic P1 – Enelogic Purchase price: € 99 Subscription: € 19 / year	 Delta Comfort Wijzer Purchase price: € 99 only with Delta contract Subscription: -
 Aurum Energy App Purchase price: € 199,95 Subscription: -	 Future Power P1 Monitor Purchase price: € 62,90 Subscription: € 12,10 / year	 Home Wizzard Energy Link Purchase price: € 319 Subscription: -
 i-Care Premium – EnerGQ Purchase price: € 79.95 Subscription: € 35 / year	 I-CE - iNRG Purchase price: € 179 Subscription: -	 iungo - iungo Purchase price: € 160 Subscription: -

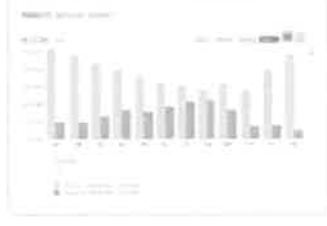
 SmartBridge - NET2GRID Purchase price: € 49.95 Subscription: € 30 / year	 Current Qbox - Current Purchase price: € 90 Subscription: -	 Watch-E Portal – Watch-E Purchase price: € 98.50 Subscription: € 30

Figure 10: Real time services in the Netherlands

Data requirements: Consumers can also directly retrieve meter readings from their smart meter at any time via the P1 port. Metering data is forwarded through the P1 port to an in-home device or web-based application at an interval of once every 10 seconds for electricity and every hour for gas. Smart metering feedback services via the P1 consumer port are direct or (near) real-time feedback, because of the high update frequency for electricity, in particular.

Customer response and results: Not yet known or considered commercially sensitive information for the feedback systems presented here.

Assessment of these services:

A review of the current market supply of real-time smart metering services shows that simpler in-home displays are not yet or hardly being offered. For the time being, most solutions pictured above are aimed at 'high-end' solutions: advanced management systems with detailed analysis and comprehensive graphic presentation options for the most committed consumers. Simpler yet appealing in-home displays for electricity and gas, as a 'stepping stone' channel for less motivated or skilled consumers, are almost absent on the market as yet. Especially less capable consumers might therefore not profit immediately from the smart meter offer. These consumers are generally those in low-income groups, those with minimal education and low levels of numeracy and elderly. These consumers might prefer a simpler local energy monitor as an initial step, in order to be able to save on energy costs successfully. It is therefore important that the market also provides products for low-income groups and consumers who aren't internet skilled.

Smart Metering Services – Real time | UK

Type of supply:	Electricity and Gas
Number of households involved	2 million households to date
Type of services provided	In Home Display communicating directly with smart meter hubs to provide real time and historical consumption data. Different models provided by each energy retailer on point of installation of smart meter.
Years of execution and aim	All consumers with a smart meter installed since 2013

Target group: Households.

Description and aim of the services: As part of the smart metering roll out regulations in the UK every supplier is required to provide the householder with a free In Home Display (IHD) at the same time as smart meters are installed. Each supplier is free to procure their own model and supply a branded product but there is a requirement that all equipment will work with alternative retail supplies in the future. Although the design and display screens vary the information provided must include real time consumption data in both kWh and in monetary terms for electricity consumption and where mains gas is metered updated consumption data every 30 minutes. In addition there is a requirement for views of historical energy use and a facility for budget/target setting. Where consumers are on a pay-as-you-go tariff the IHD will also display credit balances, debts outstanding and status of any emergency credit used.

Installers are expected to demonstrate the IHD to householders as part of the smart meter installation process and provide energy efficiency advice to help consumers reduce bills. The provision of the IHD was included as part of the UK cost benefit analysis with expected energy savings realised by consumers being more knowledgeable and in control of their energy use contributing substantially to the benefits side of the equation.



Figure 11: Real time services in the UK

Data requirements: Real time consumption data in both kWh and in monetary terms for electricity consumption and where mains gas is metered updated consumption data every 30 minutes. This is facilitated by a 'smart hub' usually incorporated within the electricity smart meter this communicates directly with the gas meter, the IHD and is responsible for sending data to the energy supplier. Feedback to the IHD is near instantaneous enabling consumers to see an immediate impact of individual appliances as they are turned on or off.

Customer response and results: recent trial evaluations indicated that energy savings are in the region of 2-3%. Research by Smart Energy GB reports that 80% of people with a smart meter have taken at least one step to reduce energy use

Your assessment of the services:

The provision of a free IHD ensures that every household has the opportunity to access smart meter data that can help them to control energy use. The provision of real time information means that feedback is immediate enabling consumers to quickly understand where there are opportunities for energy reduction. Unlike online or phone apps the IHD is available to view by all members of the family not just the named account holder and by displaying in a prominent place the display acts as a constant reminder. Consumers with less technical knowledge and lower numeracy skills may still find interpreting the data challenging but with guidance available at installation it is likely that every household will find at least once screen that they will look at and find useful.

Social Tariff for vulnerable consumers | Spain

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	around 2,5 Million
Type of services provided	Demand response and energy efficiency information: special reduced tariff for vulnerable consumers that contract low power (less 3 kW). Saving of 25% compared to the average energy price. Both for smart meter and non smart meter customers.
Years of execution and aim	Currently existing. Aimed at protecting vulnerable consumers and reducing their energy consumption and bill.

Target group: around 2,5 Million households with or without smart meters. The Social Tariff is aimed at vulnerable consumers who can select to consume less power and then receive an incentive of 25% in their energy bills.

The Government requests information to assure that the vulnerable consumer fulfils the requirements and can obtain this service for two years. The consumer has to repeat the procedure to obtain the service after this time.

Description and aim of the services:

The service was established as an innovative tariff in 2014, although it follows the previous "social bonus" which had a similar aim. With the new regulation based on smart metering and hourly energy prices, this service has been created.

The result is that the vulnerable consumer can obtain a 25% saving on their bill if they fulfil the requirements of maximum power installed (lower than 3kW) as well as other situations related to low incomes or families with a big number of members.

The vulnerable consumers, as well as any other consumer, can use also the informative services provided by the national government and energy agency (IDAE), as the "Citizen information service for energy efficiency and renewable energies" to obtain additional information on how they can save more energy.

These information services are announced frequently on their bills through several campaigns (efficient bulbs, efficient appliances, etc.). All available tariffs can be checked to select the most profitable for the consumer at the CNMC website: <http://comparadorofertasenergia.cnmc.es/>



Figure 12: Electricity and gas tariffs comparison tool in Spain

Data requirements: the main data required is the contracted power and personal details to assure the vulnerable situation of the family living in that specific home. In the case of smart meters, the power should be limited to 3 kW.

Customer response and results:

More than 2,5 million consumers use the social benefits for tariffs, and as it needs to be renewed every two years, that means that an average of 1,25 million customers request it every year.

Considering the conditions for the new social tariff, the benefits will be a 25% reduction on the energy part of the bill, plus additional benefits due to energy consumption reduction by the information provided through the information systems. Those customers with smart meter will have additional information to better use their energy.

Your assessment of the services: this new commercial tariff allows vulnerable consumers with or without smart meters to pay less. It increases the awareness of how to better use energy; this is a necessary expense for all consumers, and more relevant for the vulnerable ones. As it is supported by the national government, it seems that it will be sustainable in the medium and long term. Additional information for energy saving, using the specific consumer data provided by the smart meters will help to provide better information and tools to save more energy.

The success on the smart metering | Poland

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	around 800.000
Type of services provided	Energa-OPERATOR completed the first phase of building the smart metering system. The company is currently conducting a massive meter exchange in all areas of its operation.
Years of execution and aim	2013 - 2014

Target group: The measurement data of more than 800.000 meters are regularly transmitted to a computer system. The company is currently conducting a massive meter exchange in all areas of its operation.

Energa-OPERATOR and its customers are already using the opportunities brought the new smart metering system. In locations where smart meters are installed meter readings, for instance on change of electricity tariff no longer requires a visit by a company representative. Remote procedures for arming and disconnect the meter have also implemented. Some new tools for customers who already have the new meters installed are activated eg. portal and mobile applications allow for checking daily energy consumption. Furthermore, the system allows checking of the energy consumption of every appliance in the home at any time of the month. This functionality is already available in Kalisz and will be gradually launched in other areas of implementation.

Description and aim of the services:

In the finishing stage of the pilot project, in addition to the meter exchange, more than 1,550 power cabinets have been upgraded and the new data technology (PLC LV and 3GPP / CDMA) has been established and an information system to handle and manage the data from meters was also built from scratch. As the result it is one of the most technologically advanced solutions in Europe in the field of smart metering infrastructure.

An information system built by the Energa Operator company complies with the all requirements of the Polish Energy Regulatory Office and can make energy readings at 15 minute intervals. For the meters used for during testing the data necessary for billing customers are remotely transmitted to the system with the efficiency level of 99%. Initially,

we assumed that system would be considered successful if a 95% effective readings were achieved¹

The data sent over the meter are encrypted, like bank details and stored in accordance with the Act on the Protection of Personal Data. Access to them is strictly recorded, to make sure that they are used as intended. These data are needed to bill for the actual energy consumption of each customer and to work out individual tariffs and offers, through which customers will be able to save on electricity bills by analysing them.

The energy consumption meters are the property of the ENERGA- OPERATOR. They are part of the infrastructure that allows companies to supply electricity to customers. The exchange of the meters includes all clients. The new tools and services for customers are under development.

Data requirements:

Due to the importance and complexity of the infrastructure and remote meter reading, the standard technical requirements were analysed by the Polish Energy Regulatory Office. The requirements were published, after public discussion.

The elaborated standard technical requirements are thus in effect of a common vision of the Polish Regulator, Operators of the Electricity Distribution System (OSD E), sellers of energy, technology providers and energy consumers . to achieve an effective balance of interests which are sometimes contradictory.

Customer response and results:

The research conducted by the Energa-OPERATOR SA clearly indicates considerable potential for reducing technical and commercial losses through smart grid and smart metering solutions. The company studied the possibility of limiting the amount of the difference in Kalisz and the reduction of technical losses on the Hel Peninsula.

The research carried out in Kalisz 12 months after installation and covering the year 2013 indicates a 10-percent reduction in the ability to balance differences in relation to the year 2012.

This amount it is the sum of the difference of technical losses, resulting from a physical phenomenon accompanying the flow of the energy through the network or mains voltage and commercial losses. The reduction of the balance difference in Kalisz depends on a number of factors, among others, reduction of illegal consumption of the energy, reducing the amount of energy consumed by the measurement system, growth effectively obtained the correct meter readings and the reduction of technical losses. In parallel with the experience of the city Kalisz Energa-Operator also examined the possibility of reducing

¹ interview of Rafał Czyzewski, CEO of Energa-Operator

technical losses themselves on the Hel Peninsula. The pilot project was installed in the area of smart grids solutions. In addition to the meter system (AMI approx. 5000 devices) it was installed here on a remote power grid monitoring and measurement of the medium and low voltage system. Also a system to manage the operation of the distribution network DMS (Distribution Management System) was fitted.

At the peak load period (summer) the research indicated the possibility of reducing technical losses by up to 9% just by optimizing the layout of the network.

The meters using technology "smart metering" provide to customers, in a clear and legible way, a full range of information about energy consumption and above all how much the used energy will cost. This means that when we have installed the meter at home, we can keep track of how the various domestic appliances affect energy consumption. If we want to consciously manage the energy in your home or apartment we have to know what really uses the most energy- and it will show galloping digits on the meter, eg. after switching on the washing machine or dishwasher or even quietly changing the number of devices in standby mode. "Smart" meter can show us how much we have to pay today and to the end of the month, if there is no change in their behaviour. Smart meters do not save the energy for us, but teach us to be aware of managing our energy and how much we are spending. Having accurate and current information from the meters we have a chance to change our habits.

Your assessment of the services:

The counters based on the technology of "smart metering", enable the payment of the energy consumption in both credit (traditional) and prepayment method. The ability to change the mode of payment without having to replace the meter is a new in the Polish market. For the individual a particularly important role is in the control of energy consumption in a prepayment system (www.licznikiprzedplatowe.pl), which allows shaping of future energy costs. It gives the ability to purchase the energy at any time and any amount.

3.3. Services provided at medium and large scale

“EnergieSpar-Helfer” by EON AG | Germany

Type of supply:	Electricity and gas
Number of households involved	10,000 (9,000 electricity; 1,000 electricity and gas)
Type of services provided	Frequent information to consumer and feedback (historic, benchmark, efficiency information, CO ₂ emissions), visualization of key consumption data, real-time information to consumer (In-home Solutions), demand response
Years of execution and aim	2008 - 2010

Target Group: For acquisition purposes it was decided to lower participation barriers for customers, so that willing participants do not have to change to a specific smart meter tariff. Moreover, the project was subdivided into two parts, a concentrated use in the town of Bad Staffelstein as a simulation for a full rollout (about 5000 PLC based smart meters) and a scattered use in the rest of the network area of E.ON Bayern (about 5000 mobile communication based smart meters) (E.ON, 2011).

Description and aim of the services: The main tasks and objectives of the 10,000 smart meter program were:

- Evaluation and testing of available smart meters for electricity and gas.
- Conceptual development of the IT landscape for future smart meters systems.
- Implementation and practical testing of IT systems and the integration into the existing system.
- Development and testing of customer service processes.
- Development of smart meter products and service offerings. This includes energy products, but also related services, such as a web portal for the convenient presentation of consumption and cost data, as well as highly sophisticated in-home solutions for consumption transparency.
- Conducting market research studies in order to evaluate customer acceptance and the willingness to pay for the development of new product ideas and benchmarking.
- Evaluation of the impact of smart meter offerings on customer loyalty and brand perception.
- Evaluation of the results and recommendations for future implementations (Achiele, 2013).

The *EnergieSpar-Portal* is an online application, where the customer can log in and track statistics on their total consumption, current and past electricity consumption, cost structure of consumption and their personal CO₂ emission. The smart meter data is transmitted and updated in 15-minute intervals. The application allows customers to view different statistics in the form of tables and charts along various time dimensions. The visualisation of the 15-minute values can be displayed in days, weeks, months and years.

The main challenge of the web portal was the development of a free personalized smart meter application that enables customers to display and track consumption and cost data. The functions included, among other features, the display and visualization of the following values:

- consumption in kWh
- cost/price in Euro,
- CO₂ emission in gram,
- current tariff of the customer

The in-home solution was developed as a pure offline solution with direct access to the smart meters. Thus, it always provides real-time data. There are two variants:

- The *Inhome-PC*: the smart meter data is transmitted wirelessly to the customer's computer and imported by software based on the web portal.
- The *Inhome-Display*: the display device uses the same wireless technology as the PC solution. It indicates consumption and cost data, and is particularly interesting for customers, who do not use a PC. In addition, the display provides information on weather.

The requirements of the in-home solution were defined as follows:

- display of actual power in watt (electricity only)
- display of consumption in kWh (electricity and natural gas),
- presentation of cost in cents / euro (electricity and natural gas),
- presentation of CO₂ emissions (electricity and natural gas),
- presentation of total, average, maximum and minimum values of the above listed measures for different time dimensions (electricity and gas),
- presentation of forecast values, based on existing standard load profiles (electricity only) (Achiele, 2013).

Data requirements: The *EnergieSpar-Portal* uses metering data in 15-minute intervals. The *Inhome PC-Solution* and *Inhome-Display* use real-time metering data for certain functions, transmitted either directly via the customer's home network or by radio communication.

Customer response and Results: The motivation of costumers using the smart meter system are in line with expectations: improve consumption transparency, identify energy-intensive equipment, achieve energy savings. The reasoning against participation were

diverse. A strong argument is the fear that private information could leak out. Therefore, the privacy issue is to be taken very seriously in future implementation.

Also, only a small fraction of customers showed a willingness to pay for the services offered. Therefore, product packages, with integrated smart metering services, are promising. Smart metering should be offered in exclusive product bundles, not as an option to conventional products. The billing of smart meter tariffs should be based on the actual monthly consumption, instead of (prepayments based on) the annual consumption. This way, customers get a quick and reliable feedback on their current cost development. The number of tariffs and tariff variations should be limited (Achiele, 2013).

95% of participants have an interest in continuing to use smart meter services and expect an offer from their suppliers. Of all respondents, 36.1% say, that they have changed their consumption behaviour strongly and 41.8% say they have changed at least slightly. Overall, participants stated that their power consumption could be significantly reduced by smart meter services (E.On, 2011).

Your assessment of the services: The real-time information and clearly displayed consumption data have a large potential for energy saving. The data accessibility offered by the web-interface, the in-home PC applications, and the in-home display is helpful. Supplementary, value-adding services such as weather forecasts are likely to increase the attractiveness of in-home display units and customer's involvement.

Isernia Project by ENEL | Italy

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	around 8.000
Type of services provided	Display the instantaneous power, the tariff band in place and the total energy drawn; display graphs of historical consumption; view the daily and weekly consumption projections; set of personalized consumption thresholds and receive alerts when they reach; alerts; access to administrative data relating to the supply contract; calculate the power draw from any of the devices connected to your home network; receive warnings by the distributor
Years of execution and aim	Smart Info - and dedicated data display interfaces (Smart Kit info) - was delivered to about 6000 BT users of Isernia and 18 municipalities of the province, involved in a pilot project for energy efficiency. Customers have actively participated in the trial, through the community created for the project and the statistical surveys in which they were involved.

Target group:

Consumers and BT customers

Description and aim of the services:

Smart Info works very simply: you can just plug it into any electrical switch in the house. Once inserted and activated, the device is able to communicate with the electronic meter of the house and to download all the data for electricity consumption.

The consumption data, and production at presence of a photovoltaic system, have been made available to the users who participated in the trial of Isernia through different display interfaces (display, PC). The service includes:

- display the instantaneous power, the tariff band in place and the total energy drawn;
- display graphs of historical consumption by day, week, month, two months, and years;
- view the daily and weekly consumption projections estimated about their habits;

- set of personalized consumption thresholds and receive alerts when they reach;
- receive the alert in case of exceeding the contractual power;
- access to administrative data relating to the supply contract;
- calculate the power draw from any of the devices connected to your home network;
- receive any warnings by the distributor;
- display additional information (date, time).

They also had access to more data by some software applications.

- carry out a breakdown of the consumption curves;
- compare the recorded consumption in different time periods;
- export reports in Office format;
- check the average consumption profile;
- receive tips to consume less;
- view the production data and compare them with those of consumption.



Figure 13: Smart Info+ Kit: Enel Smart Info+ Display, Enel Smart Info+ App, Enel Smart Info+ personal web page

Data requirements:

Personal data and the technical characteristics of the provision are requested. The consumption habits are calculated on historical consumption. The average electricity consumption for each day of the week, are displayed using as reference the last 10 days of the same type (Monday, Tuesday, Wednesday, Thursday, Friday, Saturday, Sunday and holidays). The display stores the data of the last 36 months.

Customer response and results:

Isernia project

Smart Info - and dedicated data display interfaces (Smart Kit info) - was delivered to about 6000 BT users of Isernia and 18 municipalities of the province, involved in a pilot project for energy efficiency. Customers have actively participated in the trial, through the community created for the project and the statistical surveys in which they were involved.

The results obtained from a comparison of consumption of the experimenters (post smart info) with themselves (pre smart info) show that home users have reduced their consumption by an average of 5%, this percentage was higher (8%) in case contractual powers higher than 3 kW. Comparing these variations with those of a control group of households that have not adhered to the experimentation, it appears that the net reduction due to the use of smart Info varies in a range between 2% and 6%. Even in the case of utilities related to small businesses, small and medium enterprises, public buildings for administration, education etc. there has been a decrease in consumption, which on average is equal to 8%. From the comparison with the control group the net reduction values amounted in a range between 2% and 6%.

The telephone survey results conducted to evaluate the popularity of the kit and the effects of the energy awareness kits were satisfactory: a high percentage of the investigators said they better understand their consumption and how they are distributed in the tariff bands (95%), he has given a positive assessment of the kit (95%) expressed satisfaction with the project (89%) declaring himself willing to repeat the experience and stated that the participation would recommend to their friends and acquaintances (93%). 66% of respondents said they continue to use the kit at least once a week even after 6 months of its receipt. The ability to view power consumption in graphical form, to display the breakdown at the times and knowing the instantaneous power were the most appreciated features. Much interest has also been aimed at a passing rate alarms.

About 61% of respondents said they had consumed less by the use of the kit and you change the usage habits of home appliances, while 6% have replaced inefficient appliances.

The results obtained from a comparison of consumption of the experimenters (post smart info) with themselves (pre smart info) show that home users have reduced their consumption by an average of 5%, this percentage was higher (8%) in case contractual powers higher than 3 kW. Comparing these variations with those of a control group of households that have not adhered to the experimentation, it appears that the net

reduction due to the use of smart Info varies in a range between 2% and 6%. Even in the case of utilities related to small businesses, small and medium enterprises, public buildings for administration, education etc. there has been a decrease in consumption, which on average is equal to 8%. From the comparison with the control group the net reduction values amounted in a range between 2% and 6%.

The telephone survey results conducted to evaluate the popularity of the kit and the effects of the energy awareness kits were satisfactory: a high percentage of the investigators said they better understand their consumption and how they are distributed in the tariff bands (95%), he has given a positive assessment of the kit (95%) expressed satisfaction with the project (89%) declaring himself willing to repeat the experience and stated that the participation would recommend to their friends and acquaintances (93%). 66% of respondents said they continue to use the kit at least once a week even after 6 months of its receipt. The ability to view power consumption in graphical form, to display the breakdown at the times and knowing the instantaneous power were the most appreciated features. Much interest has also been aimed at a passing rate alarms.

About 61% of respondents said they had consumed less by the use of the kit and you change the usage habits of home appliances, while 6% have replaced inefficient appliances.

Your assessment of the services:

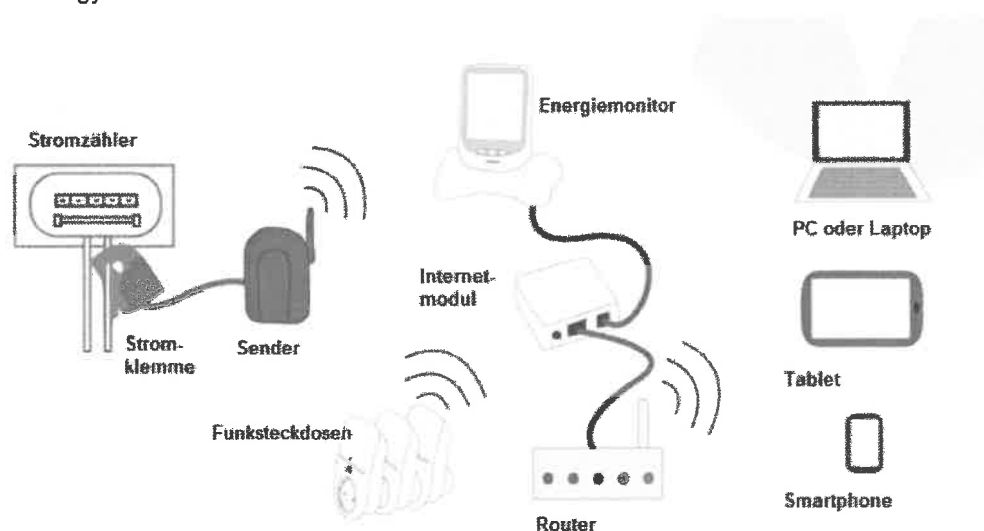
Enel Info+ kit allows you to learn about their habits and understand how to save energy. The in-home display and the apps for smart phones are popular and effective, They have a huge potential, in particular regarding the development of custom services offered by energy suppliers.

Smart Cost Envir Energy Monitor | Germany

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	All households in Germany possible (no number of households involved available)
Type of services provided	The Energy Monitor by the company Smart cost allows the reading and visualization of consumption data. For this purpose, the data is either picked up by a current clamp for the Ferraris meter or an optical sensor, which is compatible with the new digital electricity meters. This way the current consumption is sent to the power monitor.
Years of execution and aim	Since 2011 The Energy Monitor shall help consumer to actively manage their energy consumption and thus reduce energy costs sustainably.

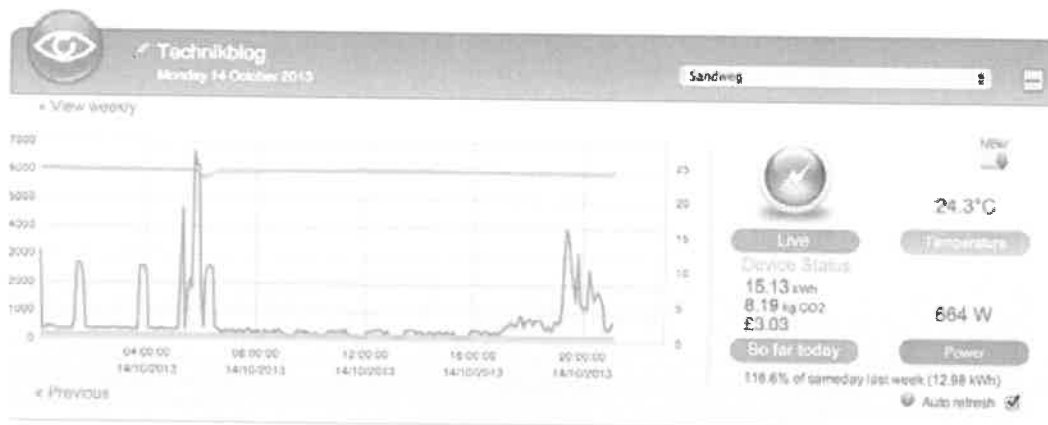
Target group: No limitation to the target group because just a connection to the electricity meter is needed. Therefore all households can be seen as the target group.

Description and aim of the services: The current clamp is either clamped to the cable or an optical sensor is adhered to the digital counter and determines the power consumption by the current pulses per kWh which flash on the LED. The optical sensor intercepts the energy consumption data based on the current pulses per kWh and then sends it to the energymonitor.



Features and benefits of the Smart Cost Envir Energy Monitor at a glance

- detection and monitoring of the current energy consumption with cost indication
- Easy to install, but also partner companies handle the installation
- Tracing consumption intensive devices
- With different channels and radio outlets up to 10 measuring points on a single monitor to monitor (total consumption, individual floors and rooms, electrical appliances such as washing machine, refrigerator, etc., heat pumps, cogeneration, supplying the photovoltaic system and much more.)
- Energeniaal software (monitoring of current energy consumption, the temperature and the time by the minute)
 - Display of the energy data at the following intervals:
 - o the energy consumption in kWh the previous 30 days in a 2 hour interval
 - o daily reminder of the energy consumption in kWh the last 3 months
 - o monthly display of energy consumption in kWh of the last 84 month



- ELink 2.3 Software:
 - presentation and comparison of consumption data
 - alarming when reaching set peaks
 - Simulation of a two-tariff system and the shift of load peaks



Figure 14: elink: energy monitor in Germany

Data requirements: The requirements for the Wattcher are marginal. The Wattcher consists of three parts: a sensor, a transmitting unit and the display. The sensor and the transmitting unit is attached to the meter. From there a wireless signal to the display is sent to any socket in the household.

Customer response and results: Especially the easy installation process was positively valued by the customer. The public knowledge of the product is rather small which might be linked to the fact that Smart Cost is tending towards industrial consumer. The manufacturer promises energy savings of up to 15%, which cannot yet be proven in practice.

Your assessment of the service: In addition to household products, industrial products are offered by Smart Cost for industrial operations. They should help to raise customer's awareness for their own consumption and to simplify energy audit according to DIN EN 16247-1.

Energy monitoring systems are available in smart cost shops starting at 70 €. However, the system is not suitable for all users. The existing electricity meter should be checked in advance. Here it should be ensured that the installation of the current clamp is possible.

The product demonstrates very well the own consumption of electricity and if necessary the specific power consumption of individual devices. The switching off of devices is not provided here. The product is mainly used to visualize the power consumption. Positive feature of the energy monitor is the possible export of data as a csv file. Thus an individual data processing and visualization is possible.

Wattcher | Germany

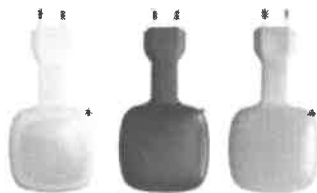
Type of supply:	Electricity
Number of households involved	All households in Germany possible (no number of involved households available)
Type of services provided	With the Wattcher it is possible to check and reduce the power consumption in the household. By identifying the energy inefficient devices, they may be replaced by more efficient equipment.
Years of execution and aim	Since 2009 The Wattcher ensures a better energy awareness by visualizing live data and statistics on energy consumption.

Target group: No limitation to the target group because just a wall socket is needed. So all households can be seen as the target group.

Description and aim of the services: With a small handle a sensor is attached to the electricity meter, which measures the revolutions of the meter and sends it wirelessly to the Wattcher, which is plugged in any socket. Immediately thereafter, the Wattcher shows the current power consumption in real time.

The Wattcher consists of a sensor, a transmission device and a display. Sensor and transmitter are attached to the electricity meter. The display is plugged into an wall socket. The distance from the electricity meter to the apartment should not be further than from the basement to the 3rd floor.

The Wattcher display shows directly what amount of energy is consumed in the entire household at the moment. The display is plugged into an available power outlet and displays the current power consumption.



Source: <https://www.wattcher.nl/de/>

The display pulsates slowly when the power consumption is low and faster when consumption increases.

The Wattcher datalogger is part of the energy monitoring and the management of energy data. If the datalogger is connected to an



internet modem, via Wattcher Online and Mobile Wattcher detailed energy patterns can be seen and for a long time it can be tracked whether savings occur.

Wattcher Online is a supportive online savings program. Here the data is managed and displayed in detailed graphics. Here you will receive a phased program with savings tips and experiences of other users.



Figure 15: Wattcher: frequent information in Germany

In addition to the online version for the PC, there is also the Wattcher Mobile. For all popular smartphone operating systems there is a mobile web page. Positioned in the Center the weekly consumption is displayed, which can be compared to the desired and set consumption.

The Wattcher provides the following functions:

- Current consumption: presentation of the current power consumption in watts
- Daily consumption: display of total consumption of the last 24 hours
- Average daily consumption: Displays the average daily output last 2 months
- Annual savings in euros: Calculates the expected savings from the previous year
- Annual savings in percent: Comparing the average daily consumption with the consumption of last year

Data requirements: The requirements for the Wattcher are marginal. The Wattcher consists of three parts: a sensor, a transmitting unit and the display. The sensor and the transmitting unit is attached to the meter. From there a wireless signal to the display is sent to any socket in the household.

Customer response and results: The **Wattcher** enjoys customer popularity particular due to the end-customer friendly design and simple handling. Through Wattcher saving energy is a playful experience and tangible by means of visual representation. The manufacturer promises energy savings of up to 30%, which cannot yet be proven in practice.

Your assessment of the service: Wattcher is a very easy-to-install intelligent electricity measuring device which makes it simple for households to measure their electricity consumption in the house or in the apartment. It helps to meet individual electricity consumption goals and helps to reduce by up to 30%.

The Wattcher is currently available for about 90 euros in various shops.

3.4. Services provided to a lower number of consumers and smaller pilots

EnBW Cockpit by EnBW AG | Germany

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	around 1,000
Type of services provided	Frequent information to consumer and feedback (historic, benchmark, efficiency information, carbon footprint), real-time information to consumer and feedback (display)
Years of execution and aim	available since 2008

Target Group: The *EnBW Cockpit*, *iCockpit/DruidCockpit* and *StromRadar* are designed for private customers and are offered as part of a product bundle ("Intelligenter Stromzähler®") in combination with a variable tariff and a smart meter. The product bundle has been available since 2008 in EnBW's supply areas.

Description and aim of the services: *EnBW Cockpit* is an online application, where the customer can log in and track statistics on total consumption, current and past electricity consumption, cost structures for usage, and their personal carbon footprint. The smart meter data is transmitted and updated in 15-minute intervals. The application allows customers to view different statistics in the form of tables and charts, as well as comparing the consumption from different time periods. The visualisation of the 15-minute values can be displayed in days, weeks, months and years. A "bullseye" function allows a comparison of the current day's consumption in reference to the price levels. All data can also be exported to a CSV data file for further analysis. The data for the online application is transmitted from the smart meter to the central EnBW server via the customer's DSL router. In addition to viewing consumption data on the Cockpit, the customer can set reminders and alarms in the form of text messages and e-mails.

StromRadar is a stand-alone software tool that can be installed on the customer's home PC. The software analyses data transmitted from the smart meter directly through the

local network. The data can therefore be transmitted in one-second intervals and analysed almost instantaneously. The *StromRadar* allows customers to recognise the consumption of different appliances, calculate costs and estimate annual consumption. It can be downloaded by “Intelligenter Stromzähler®” customers from the *EnBW Cockpit*.

The *iCockpit* is available for free from the iTunes store and the *DruidCockpit* is available from Google Play Store also for free for customers with the “Intelligenter Stromzähler®” tariff. Both Apps include several functions provided by the afore-mentioned systems, but have the advantage of being available for mobile devices.

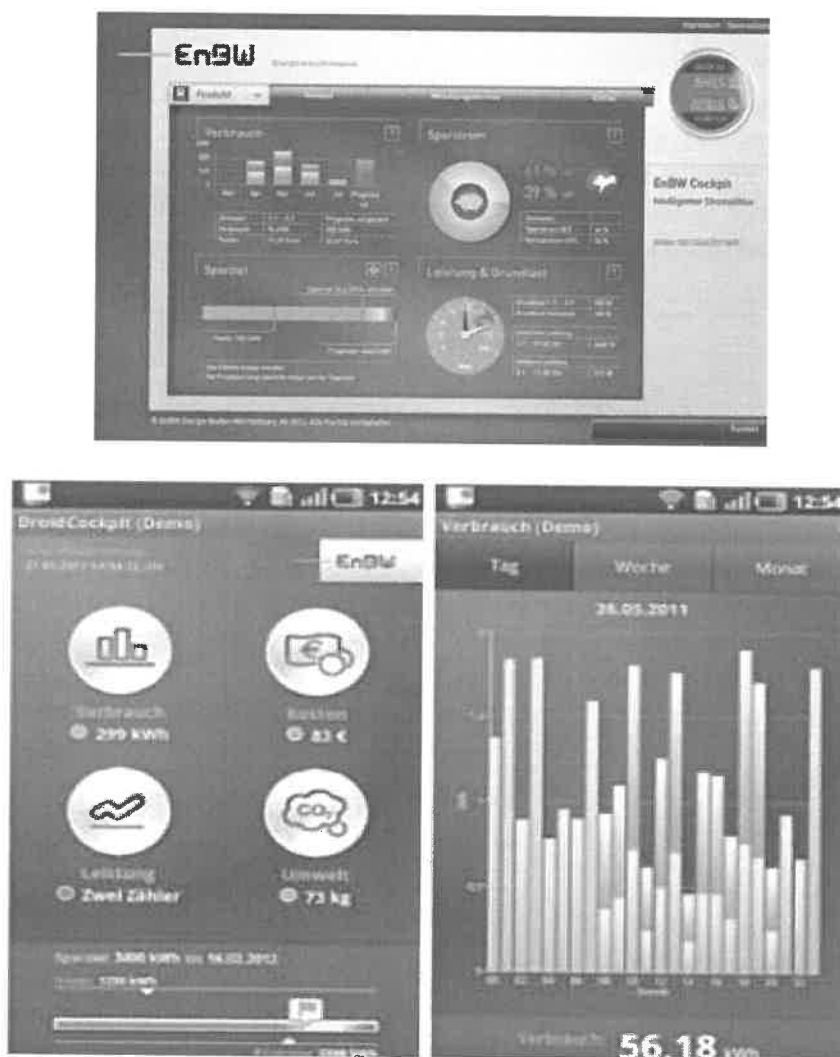


Figure 16: EnBW Cockpit and StromRadar: frequent and real-time information in Germany

Source: EnBW Cockpit and DruidCockpit (EnBW 2013)

Data requirements: The *EnBW Cockpit* uses metering data in 15-minute intervals, provided by the EnBW smart meter device. The *StromRadar* and *iCockpit* and the *Druid-Cockpit* use almost real-time metering data for certain functions, transmitted directly through the customer's home network and not recorded or received by the utility.

Customer response and results: The three systems described above are expected to contribute to, both, energy saving (the real-time function is intended to help customers identify appliances with a high consumption) and load-shifting (the feedback systems are only available in combination with a variable tariff).

EnBW AG carried out a smart meter pilot with 1,000 customers, using smart meters and the three systems described above. Results on the load-shifting and reduction that took place were not published, but feedback from the participants showed a high level of satisfaction. Individual participants explained that they were able to identify appliances with a high consumption as well as recognising times of high consumption in the household.

Assessment of services: The EnBW AG services provide customers with detailed information in a simple and understandable layout. The possibility of viewing consumption in terms of cost and carbon emissions is important factors, which will lead to the customer adjusting consumption on the long-term.

The options of sending text messages and e-mails or of accessing data using a smart phone also contribute to the sustainability of the system. There is still room for improvement. However, - the services are currently only offered in combination with a variable tariff with just two price categories.

“eWave” in-home display pilots | Norway

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	91 households in Follo (Eastern Norway) and Askøy (Western Norway)
Type of services provided	Piloting new Norwegian in-home display “eWave”
Years of execution and aim	The pilot started in 2010 and was completed at the end of 2012.

Target group: Households, with primary focus on detached houses.

Description and aim of the services:

The goal of the pilot was to identify ways of increasing customer awareness of their own electricity consumption, and to thereby encourage them to reduce their consumption.

A new prototype of the new Norwegian in-home display “eWave” was tested in the pilot. eWave offers different display options (e.g. graphs or a speedometer) to present electricity consumption and energy costs. The display communicates wirelessly with a pulse meter connected to the electricity meter. A smart meter is not required. The display is connected with the internet using the household Wi-Fi (WLAN) network. This allows the service provider to send messages to the customer via the in-home display.

Some technical start-up problems were experienced, but have since been resolved. A new version of the display will be released in 2013. The in-home displays were offered by the power retailer (Fredrikstad Energi/Askøy Energi) in combination with an energy contract. The power retailer paid for the in-home displays used in the pilot.

91 displays were installed in customer households for the pilot study: 47 in Askøy and 44 in Follo. Three customer surveys were carried out during the one-year test period. The surveys were distributed to the participating customers before the installation of the in-home display, then three months after the installation, and finally at the end of the pilot. An additional two surveys were carried out with a control group of 42 households.

Data requirements: An electricity meter with a LED pulse.

Customer response and results: The participants saw the displays positively and not as a disturbing factor in their day-to-day lives. This is presented in Figure with a large part of agreed or strongly agreed regarding the help from the display related to making environmental considerations, saving money and saving electricity. A large part disagreed or

strongly disagreed with the statement that the display was a disturbing factor during the day.

In all three surveys the participants answered questions on their electricity consumption habits (see Figure 2). A large share of the households turned appliances and lights off when not using them or if they were not present. A smaller proportion of households reduced the indoor temperature when going out or during the night. This indicates that the customers were more focused on “visible” consumption, despite more electricity is used for heating.

The changes in the electricity consumption in the pilot study, compared to historical consumption, are presented in Figure 3. The curves represent maximum and minimum consumption for the different periods. The columns represent the average consumption for all the customers included. Since some problems were experienced related to the displays, only customers with a well-functioned display for a longer period have been selected. The figures present the results from 19 households with a working display for 6 months and 11 households with working displays for 8-13 months. Compared to the same periods in the years before the pilot, the reduction was 7.5% for 19 households for 6 months and 5.9% for 11 households for 8-13 months. The results include households from both Askøy and Follo. The results are corrected for different temperatures and locations. There is already a reduction for the two previous years, so it is an uncertainty related to how this descending trend would have been without the display.

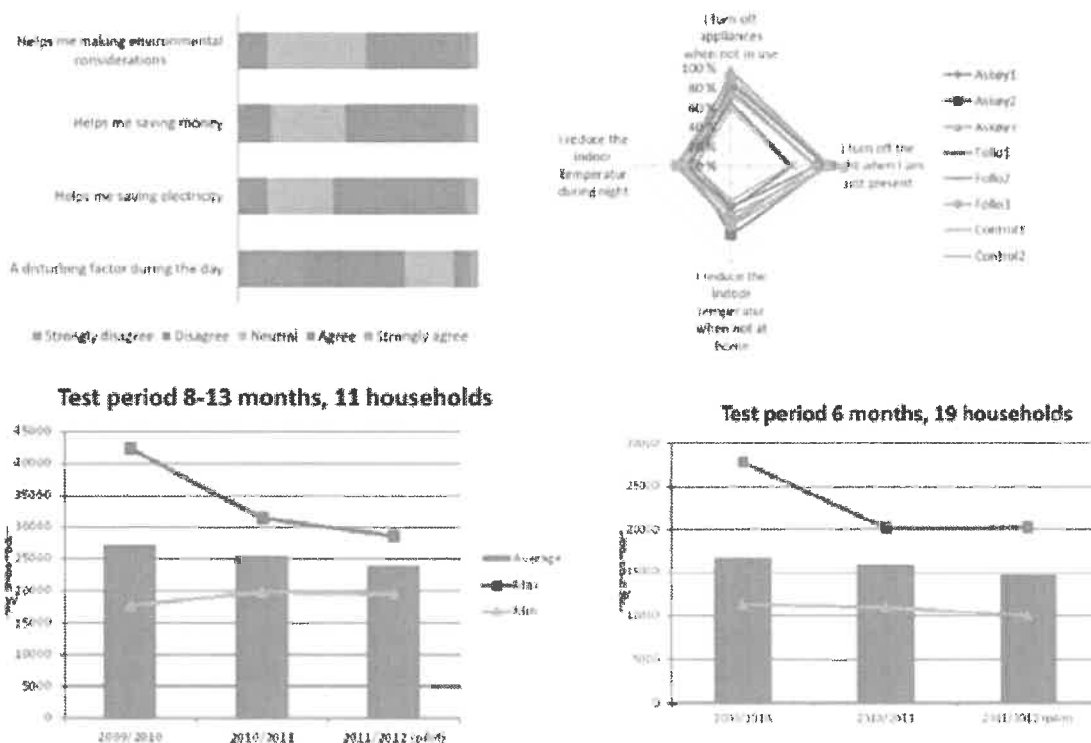


Figure 17: eWave in-home display real time information: results in Sweden

MoMa – Modellstadt Mannheim by MVV | Germany

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	1,500
Type of services provided	Frequent information to consumer and feedback, real-time information to consumer, demand response: flexible tariff choice, smart home application
Years of execution and aim	2009 - 2012

Target Group: Customers of the MVV Energie AG in Mannheim. In the third part of the MoMa-project residents of Mannheim were selected, who produce energy themselves.

Description and aim of the service: The MoMa project consists of major three parts:

Part 1 Intelligenter Stromzähler (October 2009 to September 2010): The aim of the first practical tests was to improve the technical stability of the system, the installation and the operating procedures in respect to the following field tests. The first test also gave a first idea of consumption and behavioral changes in response to increased information and transparency levels (MVV, 2013).

Part 2 Flexibler Stromtarif (October 2010 to July 2011): In the second Part, more than 200 households were equipped with a Smart Meter that enabled their inhabitants to easily track the consumption data of their home. Later *Energiebutler* were installed in more than 100 households in order to establish a secure connection between consumers and network operators. In addition, the use of a special MoMa Bonus Tariff was tested. The intention is to give customers an incentive to shift their use of electricity to off-peak periods (MVV, 2013).

Part 3 „SmarTest Energiebutler“ (Mars 2012 to October 2012): The aim of the third part was to obtain knowledge about the extent, to which customers can help increasing energy efficiency and integrating renewable energies into the grid. For this purpose, smart meters and *Energiebutlers* were installed in about 700 households with renewable energy systems. Furthermore, a flexible tariff model was introduced, which allowed costumers to shift from one tariff to another depending on their current consumption. A website provided, inter alia, detailed information on power consumption and the current tariff and thus, ensured a high cost transparency. The *Energiebutler* supported the participants by starting electronic devices automatically, if the price of electricity is low (MVV, 2013).

Data requirements: The smart meter data is updated every 7.5 minutes. From the received data a 15-minute value is calculated. This is done by means of a linear interpolation. In addition, a value per hour is stored with the corresponding time stamp.

Customer response and results: The participating households responded to the variable electricity prices. The power consumption was not only lower but also shifted to periods, where the price of electricity was below average. The prime motivation of the participants was the prospect of cost savings. Other motivational factors were the contribution to climate protection and the expansion of renewable energy sources.

Assessment of service: The combination of a flexible, daily changing tariff and an assistance system for consumption control has a great potential for energy saving. The ability to integrate self-generated energy in the system is of great importance in terms of future smart grid systems. Of particular advantage is the simple overview of the current consumption of individual devices and the display of the current and future tariff. The MoMa project is primarily designed to develop a smart grid that integrates renewable energy in a decentralized system. The project itself, therefore, goes far beyond the use of smart meter systems.

Personal Energy™ in Rubí Brilla Community | Spain

Type of supply:	Electricity
Number of households involved	150
Type of services provided	Frequent information to consumer and feedback (historic, benchmark, efficiency information, targets), real-time information to consumer and feedback (display and consumption curves), notifications and weekly reports with energy related content (change of tariffs, recipes to cook without using energy, recommendations...), gamification tools including common causes, medals and points.
Years of execution and aim	2013-2014. Pilot project to test the Personal Energy™ service, which is aimed to use the information provided by the smart meters

Target group: Rubí households. The Project *Rubí Brilla Domèstic* aims to improve and meet the European Energy target of the 20/20/20 in the residential sector. The main action has been the implementation of a pilot project in order to understand the energy behaviour of its households and develop an energy map of the city to tailor energy savings measures and recommendations. This pilot project is based in the installation of an energy monitor provided by Cliensol-Current Cost in each of the 150 households and the access of each user to the multiplatform Personal Energy™ provided by Enerbyte.

Description and aim of the services:

Personal Energy™ aims to reduce energy consumption in the household sector by 10%. There are several reasons to trigger a change of behaviour for a better consumption of resources and the solution aims to find out which are the motivations of each consumer to promote a better energy usage in the residential sector by driving pro-saving behaviours.

Personal Energy™ is a multiplatform cloud based product composed by Web, App, on-line and off-line reports and Newsletters has been chosen in order to reach all the possible user's profile to different extents.

Business intelligence and data analysis allows to personalize and improve the users engagement accompanying the user in his/her way towards an energy efficiency behaviour. Last, but not least, some algorithms provides useful insights about how the energy is consumed that prioritizes the different type of energy saving measures.

The main services provided by Personal Energy can be summarized as:

- Energy efficiency advice and other energy related content in order to empower the consumer in his/her path towards the energy efficiency.
- Historic energy consumption information (such as comparison of energy consumption with earlier periods).
- Benchmarking of the customer's consumption against the consumption of households with similar characteristics in order to apply peer-pressure strategies.
- Disaggregation of the consumption in different types of usages (appliances, cooking, lighting...) in order to better understand where consumers can improve and tailor recommendations and messages.
- Customer engagement using targets to reduce the electricity usage (both individual and cooperative) and gamification tools (badges and points)
- A section to ask, answer and comment any energy consumption doubt in order to trigger the use of Personal Energy™ and to give a social perspective to the understanding of the energy consumption and the topics related to it.
- Obtaining different clusters of users in order to better tailor the advices, notifications and improving the understanding of the residential electricity consumers.
- Real-time display (RTD) curve which shows the energy use by days, months and years, maximum and minimum values and forecast the energy consumption at the end of the period.
- Internal temperature shown in the consumption curve in order to relate the cooling and heating consumption to the electricity usage when possible.



Figure 18: Personal Energy™ reports and energy saving plans

Data requirements: the electricity consumption from each household is needed in order to offer the best possible services and an energy monitor (Envir from Current Cost) was installed in the households participating in the project in order to obtain data from the electricity usage every five minutes.

The service is prepared to use the hourly information from the smart meters.



Figure 19: Personal Energy™ in the web, tablet and smart phone

Customer response and results: During the project implementation, a difference between users who used the multiplatform Personal Energy™ (Active users) and households who did not use the multiplatform (Passive users) was detected. Therefore the saving and analysis of the results are differentiated between this two kind of users.

- **Saving results for active and passive users.** Active and Passive Users statistics are presented in the table below. Subjects from the sample due to incomplete

historical data (necessary to quantify the saving level) and corrupted data received from the monitoring device have been discarded.

Number of users	Active Users	Passive users	Total	Population
March	42	40	82	106
April	51	36	87	113
May	48	34	82	116
June	48	35	83	145

Energy savings	Active Users	Passive users
March	23%	5%
April	13%	8%
May	1%	-2%
June	6%	3%

Table 4: "Rubí Brilla project: number of users involved and energy savings compared to the previous year

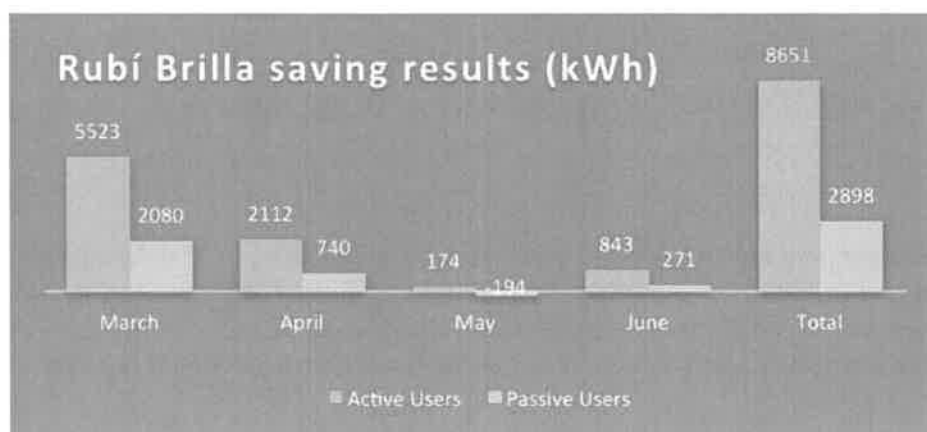




Figure 20: “Rubí Brilla” savings results

▪ Statistics of use

Average of people accessing the web more than twice a month: 57%

Average Newsletter open rate: 67%

Actions that require less proactive behavioural response, e.g. reading the newsletter, have proved to be effective in reducing access barriers to information, reaching an average ratio of 67% in channel impact, higher than the web access average.

- **Community engaging level.** In the period range from March to June, there were 738 interactions with community (visits, questions, responses and comments and votes).

Your assessment of the service: Personal Energy™ is a cost-effective solution to achieve energy efficiency in the residential electricity sector. The importance of the data usage raises the need to involve utilities in providing the own energy consumption data to consumers, preferably from their smart meters. If an energy monitor (display) is required in each household, the large scale implementation of solutions like Personal Energy™ has got drawbacks and the economic feasibility of the Project is not so clear. Therefore, the data requirements should be fulfilled by the European smart meter roll-out which is taking place in most of the countries and in this scenario, the solution Personal Energy™ can be easily scaled and extended to a great share of the European residential electricity consumers.

Smart Metering Trials | Netherlands

Type of supply:	Electricity and Gas
Number of households involved	5.000
Type of services provided	Several. Frequent information to consumer and indirect feedback via bi-monthly home energy reports, provided by the energy suppliers. Real-time feedback systems provided by other service providers in the market.
Years of execution and aim	2012 to 2013, pilots to deliver evidence for the energy efficiency potential of smart metering and balanced decisions on the actual rollout of smart meters.

Target group: The target group are consumers.

Description and aim of the services: Following similar national customer trial programs in the UK (EDRP) and Ireland (CBT) as described in the previous sections, the Netherlands performed a series of smart metering services trials in 2012 and 2013 to deliver evidence for the energy efficiency potential of smart metering and to contribute to balanced decisions on the actual rollout of smart meters. The monitoring programme reported on the actual energy savings of households with a smart meter and a bi-monthly home energy report provided by the suppliers on the one hand and the potential energy savings of households using alternative feedback interventions with the smart meter on the other hand.

Data requirements: not provided.

Customer response and results: Quantitative research pointed out that a representative selection of approx. 750 households with smart meters and bi-monthly home energy reports used 0.9 % less gas (significant at the 95% level) and 0.6 % less electricity (non-significant) after a full consumption year, compared to a control group of 50,000 households without a smart meter. It was noted with this consumption change effect that the households in the experimental group did not yet have access to the final intended home energy report, in which a historic cost comparison to the same consumption period in the previous year is presented. Therefore, a conclusive evaluation regarding the actual effectiveness of savings was not possible at that time.

Based on literature reviews and a suit of trials to investigate consumers' response to improved energy feedback via smart meters, it has been concluded that smart metering in combination with direct feed-back, in particular, can lead to a considerable household energy reduction.

Scientific pilot research by network operator Liander, with an energy management app for smart phones amongst home-owners, showed average savings of 3 % for electricity and 4 % for gas.

Another trial by network operator Stedin, housing corporation Woonbron and the City of Rotterdam, testing the consumption effect of an in-home energy dashboard amongst households in the low rental segment, delivered average savings of 5.6 % for electricity and 6.9 % for gas. Whether households with smart meters and direct feedback interventions will be able to meet the average savings of 6.4 % for electricity and 5.1 % for gas as mentioned in the national cost-benefit analysis, deserves a cautious answer of 'yes, on condition that...'

The smart meter can provide better information with direct and personal feedback, in particular, and this information can result in similar savings to those expected. However, the pilots also indicate that the savings are only persistent if the feedback medium matches the user's practical preference, and if the functionality and data presentation are tailored to the consumer's interests and capability for reinforcement and habit formation with the feedback system (i.e. daily bedtime check). For this reason, more sophisticated web-based services may stand a better chance of succeeding amongst a subset of consumers who are already committed to energy saving and are technology-oriented. The extensive data analysis and graphic presentation options, in combination with the ease of use associated with online media such as PCs, tablets or smart phones, provide the required added value for persistent use of the web tool. However, consumers with less commitment or less technology-orientation, more often experience such systems as too complex or too demanding for reinforcement and routine use. These consumers actually prefer the accessibility of a simple yet visually appealing physical in-home display. In fact, for older people, those with minimal education and low levels of numeracy and computer illiterates, for example, an in-home display will be a crucial first step to achieve consumer interest and engagement in accessing energy information from the smart meter. The interface design and the interaction within the household also play an important role in reinforcement and habit formation with the monitor.

Assessment of service: The Netherlands Enterprise Agency oversaw the pilot programme on behalf of the Ministry of Economic Affairs. As part of this work, NLA was also responsible for monitoring market developments of smart metering services.

Trio smartbox Display by EWE AG | Germany

Type of supply:	Electricity and Gas
Number of households involved	n/a
Type of services provided	Frequent information to consumer and feedback, visualization of key consumption data, real-time information to consumer
Years of execution and aim	since 2011

Target group: The *trio smartbox* display was developed by EWE and has been available for purchase since February 2011. The target group are private customers.

Description and aim of the services: The display is part of a product bundle, including a smart meter, an internet portal and a variable tariff with two price categories. It is marketed as increasing the transparency of household energy consumption.

The product bundle is available in two variations – a bundle for electricity tariffs and a bundle for electricity and gas combined. The *trio smartbox* display has a colour screen with 320*240 pixel resolution and integrated system software (EWE, 2014).

It communicates with the gateway via M-Bus. The display can visualise the load in watts as well as the energy consumed within the last 15 minutes in kWh. It also shows the real-time consumption, the costs of energy consumption and CO₂ emissions for hourly, daily or monthly periods.

The consumption data is visualised using a bar chart, subdivided by the different price levels. The daily average consumption and the average weekly consumption can also be viewed.

A separate online portal allows customers to compare annual consumption data with reference households or previous values.

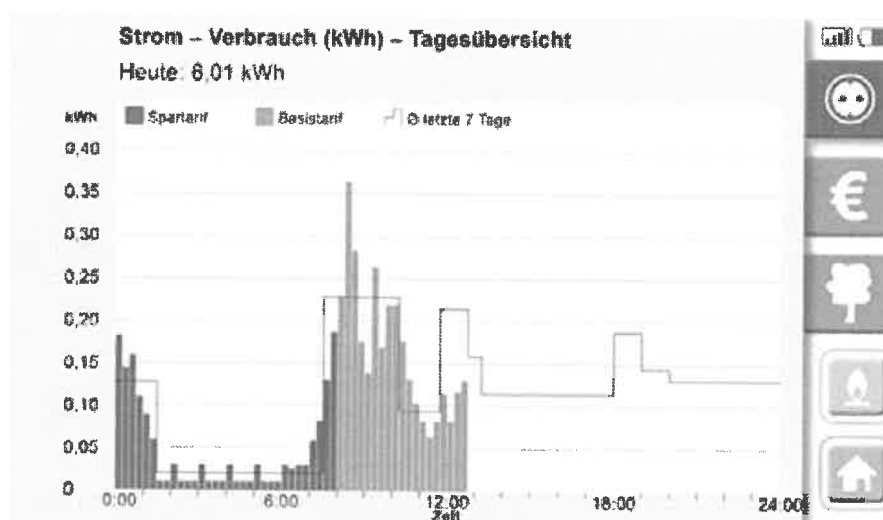


Figure 21: Trio smartbox Display for frequent and real-time information by EWE AG in Germany

Source: Trio smartbox (EWE, 2014)

Data requirements: The *trio smartbox* is provided together with a smart meter, which provides real-time data for electricity and hourly data for gas.

Customer response and results: The customer can respond to feedback from the display by shifting (the costs for the relevant time category are illustrated on the display) or reducing (the real-time feedback allows users to identify appliances with high levels of consumption) loads.

Before the product was released, EWE carried out a field test with 400 households. According to EWE, the increased transparency of the electricity and gas consumption led to a 10% reduction in consumption on average.

Assessment of service: The *trio smartbox* is an easy to use display offering many possible ways of analysing energy consumption. It does not only cover electricity consumption, but also accounts for gas consumption. Therefore, it seems to provide strong incentives to save energy or to shift loads. The portable display would seem to lend the product particular additional sustainability and serve as a more present reminder to customers to shift or reduce loads. The disadvantage of the *trio smartbox* would appear to be the price (the display costs €79 and the installation of the smart meter costs €99), which could be a reason why only about 200 customers ordered the product in its first year on the market.

4. List of References

Estonia:

- EUROPEAN COMMISSION:
https://webgate.ec.europa.eu/fpfis/mwikis/essnetbigdata/index.php/WP3_Minutes_1
- ENERGIA: <https://www.energia.ee/en/avaleht>
- ELERING: <http://elering.ee/estonian-data-hub/>
- ENERGIA: <https://www.energia.ee/en/elektripaketid>

Finland:

- ASEMA: www.asema.com
- Vattenfall: <http://www.vattenfall.fi/fi/energywatch.htm>,
<http://www.vattenfall.fi/fi/smart-plug.htm>
- Fortum Fiksu: <http://smarthomepartnering.com/en/node/151>

General:

- EY: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-electric-smart-metering-market-overview/\\$FILE/ey-mai-2016-etude-compteurs-intelligents.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/ey-electric-smart-metering-market-overview/$FILE/ey-mai-2016-etude-compteurs-intelligents.pdf)

Italy:

- ENEL: http://www.enel.it/it-IT/reti/smart_info/progetto/
- ENEL: http://www.enel.it/it-IT/reti/smart_info/
- AUTORITA ENERGIA: <http://www.autorita.energia.it/it/operatori/smartgrid.htm>
- AUTORITA ENERGIA:
http://www.autorita.energia.it/allegati/operatori/elettricit%C3%A0/smartgrid/Enel_finale.pdf

Nordic countries:

- ENERGIMARKNADSINSPEKTIONEN:
http://www.energimarknadsinspektionen.se/Documents/Publikationer/nordisk_slutkundsmarknad/THEMA_R-2015-03_Framework_for_DR_and_MP.pdf
- NORDIC REGULATORS: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/Common-Nordic-Metering-Methods.pdf>
- NORDIC REGULATORS: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2015/03/NordREG-Status-report-to-EMG-2015.pdf>

- NORDIC REGULATORS: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2016/02/NordREG-Discussion-of-different-arrangements-for-aggregation-of-demand-response-in-the-Nordic-market.pdf>
- NORDIC REGULATORS: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2016/07/NordREG-Status-report-to-the-EMG-2016.pdf>

Norway:

- NVE: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ny-teknologi-og-forbrukerfleksibilitet/>
- NVE: <http://smarthomepartnering.com/en/node/151https://www.nve.no/electricity-market-and-regulation/retail-market/smart-metering-ams/>

Portugal:

- InnovGrid: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/InovGrid.aspx>

Spain:

- CNE, Social Tariff: http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=407&&keyword=&auditoria=F
- Gas Natural Fenosa: www.unionfenosadistribucion.com
- Iberdrola distribution: www.iberdroladistribucionelctrica.com

Sweden:

- MDPI: <http://www.mdpi.com/2079-9276/5/1/3/pdf>
- EON: <https://www.eon.se/privat/for-hemmet/100koll.html>
- SWEDISH SMART GRID: <http://swedishsmartgrid.se/wp-content/uploads/2016/04/swe-day-smart-city-week-23-okt-k-widegren.pdf>

5. List of figures

Figure 1: Legal, regulatory and market situation in the European electric smart metering implementing process (Progress in September 2014 and September 2016)	12
Figure 2: EON: real-time information in Sweden	40
Figure 3: Fortum Fiksu	48
Figure 4: Gas Natural Fenosa / Union Fenosa Distribución Tuluz service	51
Figure 5: Hourly real energy consumption curves by Iberdrola Distribución	54
Figure 6: EDP Box services in InnovGrid.....	57
Figure 7: Optiwatti smart automation service.....	63
Figure 8: Smart metering and feedback services in Finland.....	69
Figure 9: Frequent information in The Netherlands	74
Figure 10: Real time services in the Netherlands	78
Figure 11: Real time services in the UK.....	80
Figure 12: Electricity and gas tariffs comparison tool in Spain	83
Figure 13: Smart Info+ Kit: Enel Smart Info+ Display, Enel Smart Info+ App, Enel Smart Info+ personal web page	91
Figure 14: elink: energy monitor in Germany	96
Figure 15: Wattcher: frequent information in Germany.....	98
Figure 16: EnBW Cockpit and StromRadar: frequent and real-time information in Germany	101
Figure 17: eWave in-home display real time information: results in Sweden	104
Figure 18: Personal Energy™ reports and energy saving plans	108
Figure 19: Personal Energy™ in the web, tablet and smart phone	109
Figure 20: "Rubí Brilla" savings results	111
Figure 21: Trio smartbox Display for frequent and real-time information by EWE AG in Germany	115

6. List of tables

Table 1 : Partner organizations monitoring the European Smart Metering Landscape Report.....	4
Table 2: Smart metering table for each EU country.....	14
Table 3: Types of Household Sector Services from Smart Meter Data	38
Table 4: "Rubi Brilla project: number of users involved and energy savings compared to the previous year	110

7. Abbreviations

AEA	Austrian Energy Agency
AISFOR	Agenzia per l'Innovazione, lo Sviluppo e la Formazione
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMR	Automatic Meter Reading
AMM	Automatic Meter Management
CBA	Cost Benefit Analysis
CFEA	Benet Oy / Keski-Suomen Energiatörmistö
CSE	Centre for Sustainable Energy
DSO	Distribution System Operator
EED	Energy Efficiency Directive
ESCAN	Escan, s.l.
EV	Electrical Vehicles
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive
GSM	Global System for Mobile Communication
HV	High Voltage
IEE	Intelligent Energy Europe
IHD	In-Home Displays
KAPE	Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
LV	Low Voltage
PLC	Power Line Carrier
MV	Medium Voltage
REEM	REE Management GmbH
RES	Renewable Energy Sources
RVO	The Netherlands Enterprise Agency
TSO	Transmission System Operator
USMARTCONSUMER	You are a Smart Consumer Project



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union

The content of this document is for information purposes only and the sole responsibility lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Union. The relevant legal instruments and the text of the call shall take precedence over the information contained in this document. The European Commission, EASME and the USmartConsumer partners do not accept responsibility for any use made of the information contained therein.

RAPORT

z konsultacji publicznych projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC17)

Przedmiotowy Raport sporządzono na podstawie § 51 uchwały Nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn.zm.).

Wykaz podmiotów oraz ich uwagi znajdują się na stronie BIP RCL:

<https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12317354/katalog/12543041#12543041>

Zestawienie uwag zgłoszonych w ramach konsultacji publicznych znajduje się w załączeniu.

Do projektu ustawy w ramach konsultacji publicznych uwagi zgłosiły następujące podmioty:

1. Avrio Media sp. z o.o.
2. CEZ Polska sp. z o.o.
3. ClientEarth
4. European Federation of Energy Traders
5. ENERGA SA
6. Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu
7. Polska Izba Magazynowania Energii
8. Towarzystwo Obrotu Energią
9. Forum Energii
10. Fundacja ProKolej
11. Forum Związków Zawodowych
12. GAZ-SYSTEM S.A.
13. Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa
14. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
15. Izba Gospodarcza Gazownictwa
16. Izba Gospodarcza Komunikacji Miejskiej
17. Izba Gospodarcza Transportu Lądowego
18. Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji
19. Koleje Dolnośląskie S.A.
20. Koleje Śląskie

21. Lewiatan
22. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
23. Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Niezależnych Energii Elektrycznej
24. Polska Grupa Energetyczna
25. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo
26. Polska Izba Gospodarki Odpadami
27. Polska Izba Informatyki i Telekomunikacji
28. Polska Izba Przemysłu Chemicznego
29. Polska Izba Paliw Płynnych
30. PKP Energetyka
31. Polskie LNG
32. Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego
33. Pracodawcy RP
34. Przewozy Regionalne
35. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
36. Polska Spółka Gazownictwa
37. Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego
38. Stowarzyszenie Elektryków Polskich
39. Szybka Kolej Miejska
40. Szybka Kolej Miejska w Trójmieście sp. z o. o.
41. Tauron Polska Energia
42. Towarowa Giełda Energii
43. Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego
44. Związek Przedsiębiorców i Pracodawców
45. PSG Spółka z o. o.
46. Zarządca Rozliczeń S.A.
47. Związek Samorządowych Przewoźników Kolejowych
48. DUON Dystrybucja spółka z o. o.
49. Stowarzyszenie Inżynierów i Techników Mechaników Polskich.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia,

konsultacji albo uzgodnienia, zgodnie z § 27 ust 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. - Regulamin pracy Rady Ministrów .

Przepisy w obszarze inteligentnego opomiarowania zostały ponownie opracowane w ramach Zespołu ds. wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania, w skład którego wchodzi przedstawiciele URE, GUMu, PSE S.A., PTPiREE, TOE, KIGeIT, OSDnEE oraz Federacji Konsumentów, uzgadniając tym samym wszelkie zgłoszone uwagi podczas uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych.

Podobnie w zakresie magazynowania energii elektrycznej. Wypracowano nowe przepisy, które w najwyższym stopniu uwzględniają zgłoszone uwagi oraz stanowiska zajęte przez resorty podczas uzgodnień międzyresortowych i konferencji uzgodnieniowej, w szczególności Urząd Regulacji Energetyki, kierując się zasadą, że projektowane zmiany znoszą bariery dla rozwoju magazynów energii elektrycznej w Polsce, nie wprowadzając jednocześnie systemu wsparcia, który mógłby stanowić obciążenie po stronie pozostałych odbiorców energii elektrycznej.

Również przepisy w obszarze zamkniętych systemów dystrybucyjnych zostały przededagowane, głównie w wyniku uwzględnienia uwag Urzędu Regulacji Energetyki, ale i również PSE S.A. oraz OSDnEE. Należy zaznaczyć, że ograniczono się do niezbędnych wyłączeń (z obowiązków OSD) przewidzianych w prawie UE posilując się najnowszym orzecznictwem TSUE.

Wypracowano również nowe rozwiązania dotyczące rekuperacji energii elektrycznej. Wsluchując się w głos przewoźników kolejowych zrezygnowano z ustawowego określania ceny zakupu energii elektrycznej zwróconej do sieci trakcyjnej lub dystrybucyjnej na rzecz umownego rozliczania. I tak zgodnie z nowymi przepisami rozliczanie dostarczanej energii elektrycznej, w przypadku jej zwrotu do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdu kolejowego, tramwaju oraz trolejbusa będzie następowało na podstawie różnicy ilości energii elektrycznej pobranej i zwróconej przez danego odbiorcę, ustalonej w oparciu o rzeczywiste wskazania urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Rozliczanie strat energii elektrycznej powstałych w sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej oraz w sieci dystrybucyjnej podczas dostarczania lub zwrotu tej energii będzie następowało, jak wskazano wyżej, na podstawie umowy.

Duża część uwag stała się nieaktualna w wyniku opracowania nowej wersji przepisów będącej wynikiem uwag zgłoszonych przez inne podmioty oraz resorty. I tak np. oprócz ww. zmian w obszarze inteligentnego opomiarowania oraz magazynowania energii elektrycznej ograniczono zakres zmian w obszarze kwalifikacji energetycznych kierując się przesłankami o charakterze ekonomicznym – ograniczenie wydatków z budżetu Państwa, z którymi mogłoby się wiązać m.in. stworzenie centralnego systemu rejestru świadectw kwalifikacyjnych.

Uwzględniono również wiele bardziej szczegółowych uwag, jak np.: skorygowanie definicji uczestnika rynku hurtowego, zapewnienie zgodności z przepisami UE rozwiązań w obszarze gazociągów bezpośrednich, wprowadzenie przepisów przejściowych w zakresie znaku towarowego OSD będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, dookreślenie, że ograniczenie farm wiatrowych (przez OSP) w wytwarzaniu energii elektrycznej (ze względu na konieczność równoważenia dostaw oraz bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej) może nastąpić tylko za zwrotem utraconych przychodów, doprecyzowanie metodologii głosowania przez NEMO na podstawie art. 9 ust. 6 rozporządzenia 2015/1222.

Zgodnie z art. 5 **ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingskiej w procesie stanowienia prawa** (Dz. U. z 2017 r. poz. 248), projekt został umieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji oraz przekazany do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych w październiku 2018 r. W toku prac nad projektem żaden podmiot nie zgłosił zainteresowania pracami nad tym projektem w trybie przewidzianym w ww. ustawie.

ZAŁĄCZNIK DO RAPORTU Z KONSULTACJI

ZESTAWIENIE UWAG

Lp.	Dotyczy przepisu	Autor uwagi	Treść uwagi	Odniesienie się do uwagi
Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne				
1.	Art. 1 pkt 1 projektu w zakresie art. 1 ust. 2b ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2b. Ustawa określa także zasady funkcjonowania systemu pomiarowego oraz centralnego systemu informacji pomiarowych”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy rozdzielenie systemu pomiarowego oraz centralnego systemu informacji pomiarowych, ze względu na różny zakres funkcjonalny obu systemów oraz różnych właścicieli systemów (OIP/ OSD).	
2.	Art. 1 pkt 1 projektu w zakresie art. 1 ust. 2b ustawy	GS	W art. 1 pkt 1 dodawanemu ust. 2b nadać brzmienie: „2b. Ustawa określa także zasady funkcjonowania systemu pomiarowego energii elektrycznej.” Zakres przedmiotowy regulacji tej części projektu ustawy, który dotyczy systemu pomiarowego odnosi się wyłącznie do energii elektrycznej, z tego powodu niezbędne jest doprecyzowanie dodawanego ust. 2b.	
3.	Art. 1 pkt 1 projektu w zakresie art. 1 ust. 2b ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „2b. Ustawa określa także zasady funkcjonowania systemu pomiarowego oraz centralnego systemu informacji pomiarowych”. <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana zgodna z uwagą nr 8 - proponujemy rozdzielenie systemu pomiarowego oraz centralnego systemu informacji pomiarowych, ze względu na różny zakres funkcjonalny obu systemów.	

4.	Art. 3 pkt 3a ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „3a) paliwa gazowe – gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan–butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz rolniczy, wodór, niezależnie od ich przeznaczenia”. <i>Uzasadnienie:</i> Postulowana zmiana ma na celu wskazanie w przepisie wodoru jako paliwa gazowego. Proponowana zmiana służy przede wszystkim ujednoliceniu przepisów krajowych z przepisami unijnymi. W związku z postępującym zwiększeniem wykorzystania wodoru jako niskoemisyjnego paliwa gazowego, konieczne jest jego wyszczególnienie w przepisie w celu zapobieżenia ewentualnym wątpliwościom w zakresie klasyfikowania wodoru jako paliwa gazowego. W szczególności konieczne jest uwzględnienie faktu, że w przyszłości, zgodnie z perspektywą Unii Europejskiej do roku 2030 przewiduje się, że w sieciach przesyłowych gazu ziemnego należy spodziewać się możliwości przesyłu mieszanin gazu ziemnego i wodoru w proporcji od kilku do kilkunastu procent zawartości wodoru. Stąd istotnym jest aby operator gazociągów przesyłowych miał przewidzianą taką możliwość w zapisach prawa krajowego.	
5.	Art. 3 pkt 6a ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „6a) sprzedaż – bezpośrednią sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się obrotem; sprzedaż ta nie obejmuje derywatu elektroenergetycznego i derywatu gazowego, bunkrowania skroplonym gazem ziemnym (LNG), tankowania gazu ziemnego i ładowania energią elektryczną pojazdów elektrycznych w rozumieniu ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. poz. 317)” <i>Uzasadnienie:</i> Doprecyzowanie definicji przy uwzględnieniu przepisów ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych i proponowanym modelem regulacyjnym. Obowiązkom wynikającym ze sprzedaży gazu ziemnego (np. koncesji) nie powinno podlegać bunkrowanie LNG, tankowanie gazu do ciężkich pojazdów budowlanych i ładowanie pojazdów elektrycznych.	
6.	Art. 3 pkt 10a ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i>	

			„10a) instalacja magazynowa – instalację używaną do magazynowania paliw gazowych, w tym bezzbiornikowy magazyn gazu ziemnego oraz pojemności magazynowe gazociągów, będącą własnością przedsiębiorstwa energetycznego lub eksploatowaną przez to przedsiębiorstwo, włącznie z częścią instalacji skroplonego gazu ziemnego używaną do jego magazynowania, z wyłączeniem tej części instalacji, która jest wykorzystywana do działalności produkcyjnej, oraz instalacji służącej wyłącznie do realizacji zadań operatorów systemu przesyłowego gazowego, w tym świadczenia usługi elastycznej akumulacji;” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana przepisu ma na celu wyraźne wyłączenie pojemności magazynowych gazociągów na potrzeby realizacji usługi elastycznej akumulacji, o której mowa w art. 43 i art. 44 Rozporządzenia Komisji (UE) NR 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych, Dz. Urz. z 27.03.2014, L (dalej: NC BAL). Niniejsza zmiana jest zgodna z prawodawstwem innych państw członkowskich UE. W państwach o wysokim poziomie rozwinięcia sektora gazu jak np. Dania występuję regulacja wyraźnie wyłączająca elastyczną akumulację z pojęcia instalacji magazynowej.	
7.	Art. 1 pkt 2 lit. a projektu w zakresie art. 3 pkt 10k	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> Brak konkretnej propozycji. <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana definicja zawęży dotychczasowe pojęcie „magazynu energii” zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne („PE”) wyłącznie do jednej postaci energii – energii elektrycznej. Zwracamy uwagę, że przy tak zaproponowanej definicji magazynu energii elektrycznej nieuregulowany pozostanie status magazynów ciepła. Pominięcie w definicji magazynów ciepła może utrudnić rozwiązywanie problemów związanych z jakością powietrza. Biorąc pod uwagę potencjał rozwoju lokalnych źródeł ciepłowniczych wspomaganych pracą magazynów ciepła postulujemy rozszerzenie zaproponowanej definicji na wszystkie rodzaje energii.	
8.	Art. 3 pkt 11e ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „11e) gazociąg bezpośredni - gazociąg, który został zbudowany lub gazociąg wobec którego nastąpiła zmiana przeznaczenia, w celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego” <i>Uzasadnienie:</i> Należy mieć na uwadze, że po wybudowaniu danego gazociągu – z uwagi na potrzebę (np. jeden odbiorca który „się odłącza” od gazociągu) techniczną lub ekonomiczną może dojść do zmiany jego przeznaczenia, tj. przekształcenia go w gazociąg bezpośredni. Zabieg ten jest elementem	

			efektywności zarządzania majątkiem oraz niekiedy i racjonalizacji siatki połączeń dystrybucyjnych, zapewniających bezpieczeństwo gazowe.	
9.	Art. 3 pkt 11e ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „11e) gazociąg bezpośredni – gazociąg, który został zbudowany lub gazociąg wobec którego nastąpiła zmiana przeznaczenia, w celu bezpośredniego dostarczania paliw gazowych do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu gazowego” <i>Uzasadnienie:</i> Należy mieć na uwadze, że po wybudowaniu danego gazociągu – z uwagi na potrzebę techniczną lub ekonomiczną może dojść do zmiany jego przeznaczenia, tj. przekształcenia go w gazociąg bezpośredni. Do takiego stanu może dojść w sytuacji, gdy kilku odbiorców zrezygnuje z dostaw realizowanych danym gazociągiem oraz odłączą się oni od infrastruktury sieciowej. Zabieg ten jest elementem efektywności zarządzania majątkiem oraz racjonalizacji siatki połączeń dystrybucyjnych zapewniających bezpieczeństwo gazowe.	
10.	Art. 1 pkt 2 lit. c projektu w zakresie art. 3 pkt 12a lit. a tiret czwarty i piąty	GS	Zmiana w art. 1 pkt 2 lit. c jest bardzo istotna i zasługuje na akceptację.	
11.	Art. 1 pkt 2 lit. c projektu w zakresie art. 3 pkt 12a	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „,2) w art. 3:(...) c) w pkt 12a w lit a tiret czwarte i piąte otrzymują brzmienie, a obecnie obowiązujący tiret piąte staje się tiret szóste: „– skraplaniem, lub – regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego” <i>Uzasadnienie:</i> W obecnie obowiązującym art. 3 pkt 12 a lit. a tiret piąty Prawa energetycznego brzmi: „-oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tych paliw, albo”. Zgodnie z propozycją zmiany, wyżej wskazane postanowienie zostało usunięte. Mając na uwadze treść zmienianego punktu, należy uznać zmianę za omyłkę pisarską oraz rekomendować przeredagowanie zdania wyrażającego propozycję zmiany.	

12.	Art. 1 pkt 2 lit. d projektu w zakresie art. 3 pkt 13a ustawy	APATOR	„13a) odbiorca końcowy - odbiorcę dokonującego zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania, dystrybucji lub magazynowania energii elektrycznej oraz paliw”. Proponujemy usunięcie całego zapisu 13a z powyższego zapisu lub usunięcie słów: magazynowanie, magazynowania. Taki zapis sugeruje że jeśli prosument zakupi energię do własnego magazynu energii i następnie pobierze ją z magazynu zużyje ją na cele własne to przestaje być odbiorcą końcowym. Naszym zdaniem odbiorca końcowy lub prosument z własnym magazynem energii nadal pozostaje odbiorcom końcowym. Nie widzimy powodu do innego traktowania odbiorców końcowych z rozproszonymi magazynami energii. Wręcz przeciwnie uważamy że powinno się ich wspierać , także finansowo w celu efektywniejszego gospodarowania energią (takie wsparcie na zakup magazynów energii otrzymują np. odbiorcy końcowi i prosumenci w Niemczech co jest świadomym wspieraniem rozwoju efektywności energetycznej).	
13.	Art. 1 pkt 2 lit. d projektu w zakresie art. 3 pkt 13a ustawy	Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji – KIGeIT	Proponujemy usunięcie całego zapisu 13a z powyższego zapisu lub usunięcie słów: magazynowanie, magazynowania. Obecne propozycje uniemożliwią wprowadzenie szeroko rozumianego rynku energetycznych tzw. „Domowych magazynów energii”. Taki zapis sugeruje że jeśli prosument zakupi energię do własnego magazynu energii i następnie pobierze ją z magazynu zużyje ją na cele własne to przestaje być odbiorcą końcowym. Naszym zdaniem odbiorca końcowy lub prosument z własnym magazynem energii nadal pozostaje odbiorcom końcowym. Nie widzimy powodu do innego traktowania odbiorców końcowych z rozproszonymi magazynami energii. Wręcz przeciwnie uważamy że powinno się ich wspierać , także finansowo w celu efektywniejszego gospodarowania energią (takie wsparcie na zakup magazynów energii otrzymują np. odbiorcy końcowi i prosumenci w Niemczech co jest świadomym wspieraniem rozwoju efektywności energetycznej).	
14.	Art. 1 pkt 2 lit. d projektu w zakresie art. 3 pkt 13a ustawy	Polskie Towarzystwo Przesła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Zaproponowane zmiany definicji powodują, że odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym, który zainstaluje u siebie np. źródło fotowoltaiczne wraz z magazynem energii, zgodnie z przyjętymi zmianami przestanie być odbiorcą końcowym. Dodatkowo w takim przypadku przedsiębiorstwo energetyczne nie będzie mogło określić ilości energii pobranej przez tego odbiorcę na własny użytek oraz na potrzeby magazynu energii nawet po zainstalowaniu licznika energii na magazynie energii, ze względu na energię dostarczana przez źródło fotowoltaiczne.	
15.	Art. 3 pkt 21 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> 21) koszty uzasadnione - koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, bilansowania systemu dystrybucyjnego,	

			obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych; <i>Uzasadnienie:</i> Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność w zakresie dystrybucji paliw gazowych bilansuje system dystrybucyjny określając ilości wprowadzone i pobrane z systemu dla każdego użytkownika systemu. Jeżeli ilość pobrana z systemu jest mniejsza niż ilość wprowadzona przez danego użytkownika powstaje różnica, która jest rozliczana z tym użytkownikiem w procesie bilansowania handlowego systemu dystrybucyjnego, tj. przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność w zakresie dystrybucji odbiera ilość paliwa gazowego od użytkownika systemu. Koszty z tym związane są więc kosztami działalności dystrybucyjnej. Proponowana zmiana w definicji „kosztów uzasadnionych” jest wynikiem zmian w obszarze rynku paliw gazowych. Obecnie Spółka dokonuje oprócz standardowego uwzględniania różnicy bilansowej również zadania związane z bilansowaniem systemu dystrybucyjnego. Bilansowanie odbywa się w każdej dobie i z każdym Zleceniodawcom Usługi Dystrybucyjnej. Działania w obszarze bilansowania generują zarówno przychody i koszty. Nadmienić należy, że Spółka decyzją Prezesa URE została wyznaczona „Podmiotem prognozującym” (wypełnienie obowiązków nałożonych przez Kodeks Sieci ds. Bilansowania (NC BAL)). Funkcja ta jest nierozdzielnie związana z bilansowaniem systemu. W momencie tworzenia zapisów ustawy, sytuacja taka nie miała miejsca, więc postulat ten ma za zadanie dostosowanie zapisów do aktualnej sytuacji na rynku paliw gazowych.	
16.	Art. 3 pkt 21 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „21) koszty uzasadnione - koszty niezbędne do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji, bilansowania systemu dystrybucyjnego, obrotu paliwami lub energią oraz przyjmowane przez przedsiębiorstwo energetyczne do kalkulacji cen i stawek opłat ustalanych w taryfie w sposób ekonomicznie uzasadniony, z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców; koszty uzasadnione nie są kosztami uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów podatkowych”. <i>Uzasadnienie:</i>	

			Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność w zakresie dystrybucji paliw gazowych bilansuje system dystrybucyjny określając ilości wprowadzone i pobrane z systemu dla każdego użytkownika systemu. Jeżeli ilość pobrana z systemu jest mniejsza niż ilość wprowadzona przez danego użytkownika powstaje różnica, która jest rozliczana z tym użytkownikiem w procesie bilansowania handlowego systemu dystrybucyjnego, tj. przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność w zakresie dystrybucji odbiera ilość paliwa gazowego od użytkownika systemu. Koszty z tym związane są więc kosztami działalności dystrybucyjnej. Proponowana zmiana w definicji „kosztów uzasadnionych” jest wynikiem zmian w obszarze rynku paliw gazowych. Obecnie operator oprócz dokonania standardowego uwzględnienia różnicy bilansowej, realizuje również zadania związane z bilansowaniem systemu dystrybucyjnego. Bilansowanie odbywa się w każdej dobie i z każdym Zleceniodawcom Usługi Dystrybucyjnej. Działania w obszarze bilansowania generują zarówno przychody, jak i koszty. Nadmienić należy, że Prezes URE wyznaczył operatorów realizujących funkcję „podmiotu prognozującego”, którzy wypełniają zadania nałożone w Kodeksie Sieci ds. Bilansowania (NC BAL)). Funkcja ta jest nierozdzielnie związana z bilansowaniem systemu. Postulat ten ma za zadanie dostosowanie przepisów do aktualnej sytuacji na rynku paliw gazowych.	
17.	Art. 3 pkt 34 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „34) ciepło użytkowe w kogeneracji – ciepło wytwarzane w kogeneracji, służące zaspokojeniu niezbędnego zapotrzebowania na energię cieplną, które gdyby nie było wytworzone w kogeneracji, zostałoby pozyskane z innych źródeł”. <i>Uzasadnienie:</i> Należy wskazać na konieczność ujednolicenia tekstu ustawy aby zachować precyzyjność i konsekwencje w pojęciach, którymi posługuje się ustawodawca. W szczególności pojęcie „energia cieplna” używane w Prawie energetycznym powinno zawierać w sobie wszystkie rodzaje energii cieplnej w różnych temperaturach. Energii chłodu jest specyficznym rodzajem energii cieplnej o ujemnej temperaturze. Innymi słowy energia chłodu jest także rodzajem energii cieplnej. W przypadku gdy w przepisach jest mowa o szczególnym rodzaju energii cieplnej – „chłodzie”, wyraz ten powinien być każdorazowo zastąpiony wyrazami „energia chłodu”.	
18.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu w zakresie art. 3 pkt 54 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „54) uczestnik rynku hurtowego - osobę fizyczną, osobę prawną oraz jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej zawierającą transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii”.	

			<i>Uzasadnienie:</i> Uwaga redakcyjna mająca na celu doprecyzowanie definiowanego podmiotu i wyraźne odróżnienie go od innych uczestników rynku np. „uczestnika rynku bilansujące” określonego IRiESP lub „uczestnika rynku detalicznego” określonego w IRiESD	
19.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu w zakresie art. 3 pkt 54 ustawy	Lewiatan	Wątpliwości budzi użycie określenia „hurtowy rynek energii”. W obowiązującej wersji Ustawy Prawo energetyczne nie ma definicji takiego rynku. Dodatkowo jak rozumieć zwrot „na co najmniej jednym hurtowym rynku energii” skoro taki rynek w Polsce jest jeden?	
20.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu w zakresie art. 3 pkt 54 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „54) uczestnik rynku - osobę fizyczną, osobę prawną oraz jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej zawierającą transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii w rozumieniu art. 2 pkt. 6 rozporządzenia wymienionego w pkt 50” <i>Uzasadnienie:</i> W obecnej ustawie uczestnik rynku jest zdefiniowany, <i>jako uczestnik rynku w rozumieniu art. 2. pkt. 7 rozporządzenia wymienionego w pkt 50</i> (tj. rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii; dalej „REMIT”). W REMIT uczestnik rynku oznacza <i>każdą osobę, w tym operatorów systemów przesyłowych, która przeprowadza transakcje, obejmujące składanie zleceń na co najmniej jednym hurtowym rynku energii</i>. Dalej w REMIT zdefiniowany został hurtowy rynek energii jako rynek, na którym prowadzony jest obrót produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym. Zgodnie z definicją tych produktów, kontrakty dotyczące dostawy i dystrybucji do odbiorców końcowych stanowią produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym tylko wtedy gdy dotyczą odbiorców końcowych o zdolności konsumpcji większej niż 600 GWh rocznie. Z powyższego wynikałoby, że odbiorca końcowy (nie zdefiniowany na potrzeby REMIT, a więc przyjmujący definicje z dyrektywy rynkowej) o rocznej zdolności konsumpcji mniejszej niż 600 GWh nie jest uczestnikiem rynku w rozumieniu REMIT i nie podlega temu rozporządzeniu. Powyższe rozumienie zostało potwierdzone przez ACER w jego Wytocznych oraz w Q&A, gdzie ACER podaje, że co najmniej niżej wymienione podmioty są uczestnikami rynku zgodnie z REMIT, jeżeli przeprowadzają one transakcje, w tym składnie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii:	

			- przedsiębiorstwa prowadzące obrót energią, będące „przedsiębiorstwem energetycznym” w rozumieniu art. 3 ust. 35) dyrektywy 2009/72/WE oraz „przedsiębiorstwem gazowym” w rozumieniu art. 2 ust. 1) dyrektywy 2009/73/WE; - producenci energii elektrycznej lub gazu ziemnego w rozumieniu art. 2 ust. 2) dyrektywy 2009/72/WE i art. 2 ust. 1) dyrektywy 2009/73/WE, w tym producenci dostarczający swą produkcję do własnego działu handlowego lub przedsiębiorstwa prowadzącego obrót energią; - spedytorzy gazu ziemnego; - podmioty odpowiedzialne za bilansowanie; - odbiorcy hurtowi w rozumieniu art. 2 ust. 8) dyrektywy 2009/72/WE i art. 2 ust. 29) dyrektywy 2009/73/WE; - odbiorcy końcowi w rozumieniu art. 2 ust. 9) dyrektywy 2009/72/WE i art. 2 ust. 27) dyrektywy 2009/73/WE, działający jako jeden podmiot gospodarczy o rocznej zdolności konsumpcji gazu lub energii elektrycznej co najmniej 600 GWh. Jeżeli odbiorca końcowy realizuje konsumpcję na rynkach o powiązanych ze sobą cenach, jego całkowita zdolność konsumpcji jest sumą jego zdolności konsumpcji na wszystkich tych rynkach; - operatorzy systemów przesyłowych w rozumieniu art. 2 ust. 4) dyrektywy 2009/72/WE i dyrektywy 2009/73/WE; - operatorzy systemów magazynowania w rozumieniu art. 2 ust. 10) dyrektywy 2009/73/WE; - operatorzy systemów LNG w rozumieniu art. 2 ust. 12) dyrektywy 2009/73/WE; - firmy inwestycyjne w rozumieniu art. 4 ust. 1) nr 1 MiFID. W związku z powyższym do rozważenia poddaje się, czy proponowana zmiana definicji uczestnika rynku nie powinna być uzupełniona o odwołanie do definicji hurtowego rynku energii w REMIT, zgodnie z którą obejmuje on rynek, na którym prowadzony jest obrót produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym, w tym obrót produktami takimi jak kontrakty dotyczące dostawy i dystrybucji do odbiorców końcowych, ale tylko o zdolności konsumpcji większej niż 600 GWh rocznie (z rozumieniem pojęcia odbiorcy końcowego, takim jak w dyrektywie 2009/72/WE, czyli dokonującego zakupu na własne potrzeby, czyli także wtedy, gdy potrzeby te obejmują np. wytwarzanie). Definicja bez takiego odwołania może być interpretowana, jako nie wyłączająca spod REMIT kontraktów dotyczących dostawy i dystrybucji do odbiorców końcowych o zdolności konsumpcji mniejszej niż 600 GWh rocznie..	

21.	Art. 1 pkt 2 lit. f projektu w zakresie art. 3 pkt 54 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „uczestnik rynku hurtowego - osobę fizyczną, osobę prawną oraz jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej zawierającą transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii” <i>Uzasadnienie:</i> Uwaga redakcyjna mająca na celu doprecyzowanie definiowanego podmiotu i wyraźne odróżnienie go od innych uczestników rynku np. „uczestnika rynku bilansujące” określonego IRiESP lub „uczestnika rynku detalicznego” określonego w IRiESD.	
22.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy	APATOR	Proponujemy usunąć z zapisu frazę „i wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej”. Nawet bez ponownego wprowadzenia zmagazynowanej energii do sieci elektroenergetycznej mamy nadal do czynienia z magazynowaniem energii elektrycznej (zmagazynowana energia elektryczna może być przecież zużyta na miejscu przez dowolny odbiornik lub zespół odbiorników i nadal mamy do czynienia z magazynowaniem energii elektrycznej. W obecnej postaci zapis źle definiuje magazynowanie energii niepotrzebnie zawężając do przypadku ponownego zwrócenia energii do sieci el-en. Ponadto zwracamy uwagę na brak odniesień w zmienionym prawie elektroenergetycznym do magazynów w których energia elektryczna jest przetwarzana do postaci cieplnej i w tej postaci zużywana przez końcowego odbiorcę na miejscu lub zwracana do sieci ciepłowniczej. Nowe prawo energetyczne powinno uwzględnić ten rodzaj magazynowania energii. Często są to najbardziej efektywne i najtańsze w budowie i utrzymaniu magazyny energii. Dla przykładu w krajach skandynawskich powszechnie wykorzystuje się proste magazyny energii cieplnej czyli zbiorniki z wodą która może być ogrzewana na przykład z energii elektrycznej wytwarzanej w PV lub elektrowni wiatrowej. Ciepła zgromadzonego w ogrzanej wodzie nie przetwarza się powtórnie do postaci energii elektrycznej tylko wykorzystuje się je bezpośrednio (lub za pośrednictwem pompy ciepła) do ogrzewania (lub chłodzenia) domów i zakładów. To najprostszy i często najefektywniejszy sposób magazynowania nadwyżek energii elektrycznej. Szkoda że proponowane zmiany prawa energetycznego go nie uwzględniają	
23.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy	Fundacja ClientEarth	Proponowana definicja magazynowania energii elektrycznej (art. 1 pkt 2 lit. g projektu) wydaje się być zbyt wąska, ponieważ obejmuje ona swym zakresem jedynie funkcjonowanie instalacji bezpośrednio współpracujących z siecią elektroenergetyczną. Ponadto, przewidziany w projekcie próg mocy zainstalowanej, wynoszący 0,8 kW (dostępne na rynku detalicznym „flagowe” bateryjne magazyny energii charakteryzują się kilkukrotnie większą mocą) wydaje się być bardzo niski, co rodzi wątpliwości dotyczące tworzenia niepotrzebnych obciążeń administracyjnych dla małych odbiorców energii.	

24.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy	Energa S.A.	Należy zostawić obecną definicję. Proponowany zapis definiuje nowy rodzaj źródła energii.	
25.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie w postaci energii końcowej lub ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną i wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej” <i>Uzasadnienie:</i> Rozwój technologii wytwarzania niskoemisyjnych źródeł energii uzasadnia podjęcie przez ustawodawcę kroków pozwalających na dostosowanie rozwiązań prawnych do dynamicznego procesu postępu technologicznego. Dla przykładu wskazać należy, że wodór, wytworzony wskutek procesów chemicznych energii elektrycznej, może być również wykorzystywany do zasilania samochodów, jak również, może być przekształcony w gaz ziemny lub metan (również jako napęd do pojazdów). Bardziej „pojemna definicja” pozwoli na elastyczne zagospodarowanie nadmiarowej energii elektrycznej oraz zapewni wsparcie w integrowaniu rozwiązań takich jak Power to Gas, Power to Liquids lub Power to Heat, a tym samym sektorów i segmentów rynku energii.	
26.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną i wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej <u>na tym samym poziomie napięć</u>” <i>Uzasadnienie:</i> Doprecyzowanie zapisu. Proponowany zapis pozwoli na uniknięcie niekontrolowanych przepływów między poszczególnymi poziomami napięć sieci OSD.	
27.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> „59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii <u>lub zamiana parametrów energii elektrycznej w celu jej przechowania</u>, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej	

			przetworzenie na energię elektryczną <u>lub</u> zmiana parametrów energii elektrycznej w celu jej <u>przechowania</u> i wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej.” <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana definicja jako konieczny element procesu magazynowania energii elektrycznej zakłada dwukrotną zmianę postaci energii elektrycznej. Zwracamy uwagę, że proces zmiany nośnika energii (inaczej: konwersja energii) nie jest tożsamy z procesem zmiany parametrów energii elektrycznej, który także może zostać wykorzystany do magazynowania energii elektrycznej (technologie z zastosowaniem superkondensatorów i nadprzewodników). Aby zachować pełną neutralność technologiczną proponujemy zmianę brzmienia przepisu zgodnie z przedstawioną propozycją.	
28.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy	KIGEiT	Proponujemy usunąć z powyższego zapisu frazę „i wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej”. Bardziej właściwym byłoby stwierdzenie: działanie techniczne mające na celu przesunięcie zużycia energii elektrycznej w czasie. Nawet bez ponownego wprowadzenia zmagazynowanej energii do sieci elektroenergetycznej mamy nadal do czynienia z magazynowaniem energii elektrycznej (zmagazynowana energia elektryczna może być przecież zużyta na miejscu przez dowolny odbiornik lub zespół odbiorników i nadal mamy do czynienia z magazynowaniem energii elektrycznej. W obecnej postaci zapis źle definiuje magazynowanie energii, niepotrzebnie zawężając do przypadku ponownego zwrócenia energii do sieci el-en. Ponadto zwracamy uwagę na brak odniesień w zmienionym prawie elektroenergetycznym do magazynów w których energia elektryczna jest przetwarzana do postaci cieplnej i w tej postaci zużywana przez końcowego odbiorcę na miejscu lub zwracana do sieci ciepłowniczej. Nowe prawo energetyczne powinno uwzględnić ten rodzaj magazynowania energii. Często są to najbardziej efektywne i najtańsze w budowie i utrzymaniu magazyny energii. Dla przykładu w krajach skandynawskich powszechnie wykorzystuje się proste magazyny energii cieplnej czyli zbiorniki z wodą, która może być ogrzewana na przykład z energii elektrycznej wytwarzanej w PV lub elektrowni wiatrowej. Ciepła zgromadzonego w ogrzanej wodzie nie przetwarza się powtórnie do postaci energii elektrycznej tylko wykorzystuje się je bezpośrednio (lub za pośrednictwem pompy ciepła) do ogrzewania (lub chłodzenia) domów i zakładów. To najprostszy i często najbardziej efektywny sposób magazynowania nadwyżek energii elektrycznej. Proponujemy, by w zapisach przedmiotowej ustawy uwzględnić ten sposób magazynowania energii.	

29.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie w postaci energii końcowej lub ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną i wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej”. <i>Uzasadnienie:</i> Rozwój technologii wytwarzania niskoemisyjnych źródeł energii uzasadnia podjęcie przez ustawodawcę kroków pozwalających na dostosowanie rozwiązań prawnych do dynamicznego procesu postępu technologicznego. Dla przykładu wskazać należy, że wodór, wytworzony wskutek procesów chemicznych energii elektrycznej, może być również wykorzystywany do zasilania samochodów, jak również, może być przekształcony w gaz ziemny lub metan (również jako napęd do pojazdów). Bardziej „pojemna definicja” pozwoli na elastyczne zagospodarowanie nadmiarowej energii elektrycznej oraz zapewni wsparcie w integrowaniu rozwiązań takich jak Power to Gas, Power to Liquids lub Power to Heat, a tym samym sektorów i segmentów rynku energii.	
30.	Art. 1 pkt 2 lit. g projektu w zakresie art. 3 pkt 59 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną i wprowadzenie do sieci elektroenergetycznej na tym samym poziomie napięć” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany zapis pozwoli na uniknięcie niekontrolowanych przepływów energii między poszczególnymi poziomami napięć sieci OSD i OSP.	
31.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 60 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „60) dane pomiarowe – informacje o: a) ilości energii elektrycznej wytworzonej lub wprowadzonej do sieci, lub b) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorcę końcowego lub grupę odbiorców końcowych, lub przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, lub dostawcę usług ładowania w ogólnodostępnej stacji ładowania w rozumieniu ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317 i 1356), lub c) wartości mocy czynnej 15 minutowej lub	

			d) wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych energii elektrycznej w zakresie napięcia lub e) ilości energii elektrycznej przepływającej w sieciach elektroenergetycznych”. <i>Uzasadnienie:</i> Wnioskujemy o doprecyzowanie zapisów. Uzupełnienie zapisów ppkt. b) ma charakter redakcyjny, tak aby ująć wszystkie podmioty pobierające energię elektryczną. Uzupełnienie zapisów ppkt. c) ma na celu doprecyzowanie jaką moc należy traktować jako dane pomiarowe. Pomiar mocy w licznikach może odbywać się tylko przy określonych interwałach uśredniania. Proponujemy doprecyzować, że wartość mocy czynnej 15 minutowej. Tym bardziej, że w art. 11w. ust. 1. pkt 2 jest informacja określająca, że OSD pozyskuje z licznika zdalnego odczytu dane dotyczące wartości mocy – za okresy 15 minutowe. W zakresie ppkt d) proponujemy, aby wskaźniki jakości zostały określone w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 11zf., gdyż parametry jakościowe określone zostały w rozporządzeniu systemowym, natomiast wskaźniki jakości znalazły się jedynie we wspólnej specyfikacji technicznej i powinny zostać jeszcze doprecyzowane (skorygowane) oraz wprowadzone do stosowania poprzez stosowne rozporządzenie. W zakresie ppkt e) wnioskujemy o doprecyzowanie o jaką energię dokładnie chodzi? Czy są to punkty styku pomiędzy sąsiadującymi OSD?	
32.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 60 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „60) dane pomiarowe – informacje o: a) ilości energii elektrycznej wytworzonej lub wprowadzonej do sieci, lub b) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorcę końcowego lub grupę odbiorców końcowych, magazyn energii elektrycznej lub dostawcę usług ładowania w ogólnodostępnej stacji ładowania w rozumieniu ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317 i 1356), lub c) wartości mocy, lub	

			d) wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych energii elektrycznej w zakresie napięcia, lub e) ilości energii elektrycznej przepływającej w sieciach elektroenergetycznych, lub f) ilości energii elektrycznej pobranej i oddanej w procesie magazynowania energii elektrycznej;" <i>Uzasadnienie:</i> 1. Konieczne jest rozszerzenie katalogu podmiotów, których dane pomiarowe dotyczą, o odbiorców innych niż odbiorcy końcowi. 2. Projekt wprowadza do ustawy PE szczegółowe regulacje w zakresie magazynowania energii elektrycznej; proponuje się zatem rozszerzenie określenia „dane pomiarowe” również o informacje odnośnie energii elektrycznej używanej w procesie magazynowania energii elektrycznej. Ponadto art. 11w ust. 1 pkt 1 lit. f uwzględnia pozyskiwanie danych pomiarowych odnośnie pobranej i oddanej przez magazyn energii.	
33.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 60 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „dane pomiarowe – informacje o: a) ilości energii elektrycznej wytworzonej lub wprowadzonej do sieci, lub b) ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez odbiorcę końcowego lub grupę odbiorców końcowych, lub przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, lub dostawcę usług ładowania w ogólnodostępnej stacji ładowania w rozumieniu ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317 i 1356), lub c) wartości mocy czynnej za okresy 15-minutowe, lub d) wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych energii elektrycznej w zakresie napięcia lub e) ilości energii elektrycznej przepływającej w sieciach elektroenergetycznych” <i>Uzasadnienie:</i> Pomiar mocy w licznikach może odbywać się tylko przy określonych interwałach uśredniania. Proponujemy doprecyzować, że wartość mocy 15 min. w Art. 11w.1. pkt 2 jest informacją określającą, że OSD pozyskuje z licznika zdalnego odczytu dane dotyczące wartości mocy – za okresy 15 minutowe Określenie informacji o parametrach jakościowych mierzonych, rejestrowanych i pozyskiwanych z liczników zdalnego odczytu i liczników bilansujących wymaga precyzyjnego zdefiniowania w	

			rozporządzeniu, o którym mowa w Art. 11zf projektu ustawy. Powyższe działanie niezbędne jest dla zachowania spójności i porównywalności danych o parametrach jakościowych energii. Zakres informacji, które powinny być zawarte w definicji danych pomiarowych, powinien obejmować jedynie te dane pomiarowe, które są niezbędne do realizacji zadań Operatora Informacji Pomiarowych, które zostaną określone w rozporządzeniu, o którym mowa art. 11t ust. 2. Tym samym katalog informacji określonych w Ustawie powinien być katalogiem minimalnym. W naszej ocenie nadmiarowe są dane z lit. d) oraz e), gdyż przez ogólnikowość definicji można pod nie zakwalifikować dowolny zakres danych. Uzupełnienie zapisów ppkt. b) ma charakter redakcyjny, tak aby ująć wszystkie podmioty. Uzupełnienie zapisów ppkt. c) ma na celu doprecyzowanie jaką moc należy traktować jako dane pomiarowe.	
34.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 61 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „61) informacje pomiarowe – dane pomiarowe, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu oraz zdarzenia licznikowe ~~oraz dane dotyczące punktu pomiarowego~~”. <i>Uzasadnienie:</i> Definicja „informacji pomiarowych” nie powinna obejmować wyrażenia „oraz dane dotyczące punktu pomiarowego”, gdyż pod tym pojęciem można ująć bardzo szeroki zakres informacji, bliżej nie zdefiniowany w ustawie PE. Jeżeli informacje pomiarowe mają obejmować szerszy zakres danych, to należy je jednoznacznie zdefiniować. Ponadto proponujemy dodanie do definicji informacji pomiarowych - zdarzeń licznikowych, które także są pobierane z liczników np. awaria pamięci, rozładowana bateria, rozsynchronizowany zegar licznika, ingerencja w obudowę licznika, działanie silnym polem elektromagnetycznym.	
35.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 61 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „61) informacje pomiarowe – dane pomiarowe, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu ~~oraz dane dotyczące punktu pomiarowego~~”. <i>Uzasadnienie:</i> Definicja „Informacji pomiarowych” nie powinna obejmować wyrażenia „oraz dane dotyczące punktu pomiarowego”, gdyż pod tym pojęciem można ująć bardzo szeroki zakres informacji, bliżej nie zdefiniowany w ustawie PE. Jeżeli informacje pomiarowe mają obejmować szerszy zakres danych, to należy je jednoznacznie zdefiniować. Informacje pomiarowe z definicji dotyczą kwestii pomiarowych, a w ustawie używa się tej definicji w kontekście tzw. „master data”, które są związane	

			z funkcjonowaniem CSIP, i są pojęciem znacznie szerszym (które również powinno zostać zdefiniowane, jak wspomniano w uwagach ogólnych).	
36.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 62 i 63 ustawy	APATOR	Proponujemy po określeniu „licznik zdalnego odczytu” oraz „licznik bilansujący” dodać skrót „ee” (energii elektrycznej) ponieważ definicje w tej postaci są nieprecyzyjne. Liczniki ciepła, wody czy gazu z dwukierunkową komunikacją także są licznikami zdalnego odczytu! Ponadto uważamy że lepiej byłoby zamienić frazę „licznik zdalnego odczytu” frazą „licznik inteligentny” ponieważ fraza w tej postaci wprowadza w błąd (przecież liczniki smart nie tylko jest licznikiem zdalnego odczytu ale także zdalnego sterowania jak i urządzeniem do kontroli parametrów jakości energii. ‘Licznik bilansujący’ także jest określeniem wprowadzającym w błąd ponieważ w obecnej postaci liczniki stosowane w stacjach na ogół nie bilansują energii na odpływach. Proponujemy by frazę tą zastąpić frazą: ”stacyjne liczniki dystrybucyjne”.	
37.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 62 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> 62) licznik zdalnego odczytu – zespół urządzeń i technicznych środków łączności umożliwiających dwukierunkową komunikację z systemem zdalnego odczytu, przeznaczony do: a) pomiaru energii elektrycznej: - wytwarzanej lub wprowadzanej do sieci, - pobieranej z sieci, b) przekazywania danych pomiarowych do systemu zdalnego odczytu oraz odbierania i wykonywania poleceń; c) udostępniania danych pomiarowych jednostkowych bezpośrednio odbiorcy końcowemu. Odbiorca końcowy jest właścicielem danych pomiarowych i musi mieć możliwość bezpośredniego dostępu do nich. Dane te są niezbędne do realizacji działań efektywnościowych i usług zarządzania popytem. Brak tego typu rozwiązania będzie skutkował niepotrzebnym wzrostem kosztów z uwagi na potrzebę budowy zdublowanego układu pomiarowego. Samo przesyłanie informacji o „d) wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych energii elektrycznej w zakresie napięcia” jest w wielu przypadkach daną niewrażliwą dla procesów produkcyjnych odbiorcy końcowego. Możliwość ta odciąży Operatora Informacji Pomiarowej i umożliwi odczyt danych Odbiorcy końcowego z wyższą częstotliwością.	
38.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 62 ustawy	KIGeIT	Proponujemy po określeniu „<i>licznik zdalnego odczytu</i>” oraz „licznik bilansujący” dodać skrót „ee” (energii elektrycznej) ponieważ definicje w tej postaci są nieprecyzyjne. Liczniki ciepła, wody czy gazu z dwukierunkową komunikacją także są licznikami zdalnego odczytu.	

			Ponadto uważamy że lepiej było by zamienić frazę „<i>licznik zdalnego odczytu</i>” frazą „<i>licznik inteligentny</i>” ponieważ fraza w tej postaci wprowadza w błąd. Licznik inteligentny nie tylko jest licznikiem zdalnego odczytu ale także zdalnego sterowania jak i urządzeniem do kontroli parametrów jakości energii. <u>W dalszej części dokumentu posługujemy się terminem „licznik zdalnego odczytu” tylko dlatego, by nie zaciemniać treści cytatów i poprawek, które dotyczą innych aspektów, niż terminologia, co nie oznacza niespójności uwag.</u>	
39.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 62 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „licznik zdalnego odczytu – zespół urządzeń i technicznych środków łączności umożliwiających dwukierunkową komunikację z systemem zdalnego odczytu, przeznaczony do: a) pomiaru energii elektrycznej oraz niezależne rejestrowanie poboru i oddania energii elektrycznej dla każdej z faz dla podstawowego okresu pomiarowego „T” licznika energii elektrycznej oraz zapisanie do osobnych rejestrów licznika dla kierunku pobór i oddanie po zakończeniu okresu pomiarowego, odpowiednio dla energii elektrycznej: - wytwarzanej lub wprowadzanej do sieci, - pobieranej z sieci,” <i>Uzasadnienie:</i> Niniejsza propozycja stanowi doprecyzowanie metody pomiaru i rejestracji energii elektrycznej przez licznik, pozwalające na poprawne odwzorowanie rzeczywistych wartości przepływów mocy w punkcie przyłączenia odbiorcy (prosumenta) do sieci energetycznej. Taki model pomiaru energii jest stosowany dla rynków, gdzie na poziomie sieci nN występuje generacja rozproszona. Pozwala to na uzyskanie rzeczywistego stosunku energii elektrycznej oddanej do sieci elektroenergetycznej w stosunku do energii elektrycznej pobranej z tej sieci, umożliwia identyfikacji instalacji OZE w sieci dystrybucyjnej (np. prosument „nielegalnie” przyłączony do OSD, bez wiedzy i zgody OSD), umożliwia wykrycie błędnych podłączeń w trójfazowym statycznym liczniku energii elektrycznej, umożliwia wyznaczenie maksymalnych poborów mocy i energii w punkcie wspólnego przyłączenia prosumenta do sieci OSD, umożliwia prowadzenie analiz sieciowych związanych z rozpiętami mocy (pobór i oddanie) w sieci dystrybucyjnej w poszczególnych jej punktach oraz umożliwia na poprawne wyznaczenie różnicy bilansowej.	
40.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 63 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „licznik bilansujący - zespół urządzeń i technicznych środków łączności umożliwiających komunikację z systemem zdalnego odczytu, przeznaczony do pomiaru energii elektrycznej pobieranej z sieci lub wprowadzanej do sieci przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub przez grupę odbiorców, posiadający	

		Elektrycznej – PTPiREE	funkcjonalność rejestracji ~~wskaźników jakości~~ informacji o parametrach jakościowych energii elektrycznej” <i>Uzasadnienie:</i> Zakres informacji, które powinny być zawarte w definicji danych pomiarowych, powinien obejmować jedynie te dane pomiarowe, które są niezbędne do realizacji zadań Operatora Informacji Pomiarowych, które zostaną określone w rozporządzeniu, o którym mowa art. 11t ust. 2. Tym samym katalog informacji określonych w Ustawie powinien być katalogiem minimalnym. W naszej ocenie nadmiarowe są dane z lit. d) oraz e), gdyż przez ogólnikowość definicji można pod nie zakwalifikować dowolny zakres danych.	
41.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 64 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „64) punkt pomiarowy – miejsce w sieci, ~~urządzeniu lub instalacji~~, w którym dokonuje się pomiaru lub wyznacza się wielkości fizycznych ~~dotyczących~~ energii elektrycznej, identyfikowany przez indywidualny kod zgodny ze standardem GS1 (GSRN)” <i>Uzasadnienie:</i> W punkcie pomiarowym dokonuje się nie tylko fizycznego pomiaru, ale również dokonuje się wyznaczania wielkości fizycznych np. w miejscach, w których nie jest zainstalowany licznik, a rozliczenia odbywają się np. w formie ryczałtu.	
42.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 64 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> Proponujemy zmianę pkt. 64) oraz dodanie nowej definicji w pkt. 65) oraz zmianę numeracji kolejnych punktów – zmiany stąd wynikające zostały również ujęte w dalszych uwagach: 64) punkt pomiaru ~~wy~~ energii (PPE) – miejsce w sieci, ~~urządzeniu~~ lub instalacji, w którym dokonuje się pomiaru wielkości fizycznych ~~dotyczących~~ energii elektrycznej, identyfikowany przez indywidualny kod zgodny ze standardem GS1 (GSRN); 65) obiekt pomiaru energii – miejsce w urządzeniu przyłączonym za punktem pomiaru energii, w którym dokonuje się pomiaru wielkości fizyczne dotyczące energii elektrycznej, identyfikowany przez indywidualny kod zgodny ze standardem GS1 <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy zmianę nazwy „punkt pomiarowy” na „Punkt Pomiaru Energii (PPE)”, tak aby odpowiadał stosowanej już obecnie przez OSD w umowach, IRiESD oraz systemach IT identyfikacji miejsc w sieci, przy zachowaniu intencji ustawodawcy. Proponujemy również wyodrębnienie z	

			definicji przypadków, gdy pomiar energii elektrycznej dokonywany jest poza siecią np. w urządzeniu (lodówka, piec akumulacyjny) i wprowadzenie dla niego odrębnej definicji „obiektu pomiaru energii”. Taki obiekt również powinien podlegać kodyfikacji zgodnie z adekwatnym kodem standardu GS1, ale innym niż GSRN użyty dla punktów pomiaru energii identyfikowanych w sieci OSD, czy OSP oraz powinien być dla niego wypracowany certyfikat techniczny, w tym dotyczący systemu łączności. Stąd konieczne jest wprowadzenie dwóch definicji rozróżniających wyraźnie „punkt pomiaru energii” (w którym to OSD będzie miał obowiązek zainstalować liczniki zdalnego odczytu) od „obiektu pomiaru energii” (urządzenia z licznikiem, które podłączone jest do wewnętrznej instalacji odbiorcy). Brak takiego rozróżnienia skutkowałoby ponadto koniecznością instalacji przez OSD nieznannej ilości liczników zdalnego odczytu, znacznie większej niż ilość odbiorców w Polsce (każdy odbiorca może mieć wiele urządzeń wyposażonych w licznik energii, które zgodnie z obecnymi zapisami projektu ustawy należałoby wymienić na liczniki zdalnego odczytu) – wynika to z obowiązku o którym mowa w art. 11u, co byłoby operacją nieuzasadnioną i nie możliwą do przeprowadzenia w terminach określonych w ustawie. W punkcie pomiaru energii dokonuje się nie tylko fizycznego pomiaru, ale również dokonuje się wyznaczania wielkości fizycznych np. w miejscach w których nie jest zainstalowany licznik, a rozliczenia odbywają się np. w formie ryczałtu. W innych krajach europejskich, np. w Danii, na którą ME powołuje się w uzasadnieniu do nowelizacji PE, punkt pomiaru energii określa się wyłącznie jako miejsce w sieci, bez urządzeń i instalacji: „A physical or defined (virtual) point in the electricity supply grid where electrical energy is metered, calculated as a function of several readings or estimated. A metering point is the smallest unit in the electricity market when calculating electrical energy for customers and market participants. A metering point is identified by a metering point ID.” Dlatego proponujemy, aby definicja punktu pomiaru energii w ustawie była zgodna z funkcjonującą na rynku europejskim.	
43.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 65 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> 65) system zdalnego odczytu – system teleinformatyczny operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, służący do odczytu danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i liczników bilansujących oraz wysyłania do liczników zdalnego odczytu poleceń oraz rejestrowania danych o ich wykonaniu;	

			<i>Uzasadnienie:</i> W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych proponujemy jednoznaczne doprecyzowanie definicji oraz skorelowanie z definicją CSIP. Ponadto system zdalnego odczytu będzie również rejestrował informacje zwrotne dot. wykonania przekazanych poleceń.	
44.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 65 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „65) system zdalnego odczytu – system teleinformatyczny operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, służący do odczytu danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i liczników bilansujących oraz wysyłania do liczników zdalnego odczytu poleceń” <i>Uzasadnienie:</i> W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych proponujemy jednoznaczne doprecyzowanie definicji oraz skorelowanie z definicją CSIP.	
45.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 66 ustawy	Energa S.A.	Tak zapisana definicja nie koreluje z dalszymi zapisami nowelizacji Ustawy PE, dotyczącymi zadań, które mają być realizowane za pośrednictwem CSIP, określonych np. art. 4j ust. 6a, ust. 8 itd. Dodatkowo sama nazwa „Centralny system informacji pomiarowych” jest nieadekwatna do ww. zadań określonych w treści nowelizacji Ustawy PE i sugeruje zawężenie jedynie do obszaru związanego z danymi pomiarowymi. Systemy informatyczne typu datahub wdrożone na innych rynkach w większości nie posiadają nazw własnych, lub są one szerokie, dotyczące całego rynku energii np. elhub w Norwegii Wdrożone już w Danii czy Holandii lub trwające wdrożenia systemów informatycznych w Finlandii, czy Norwegii nie dotyczą wyłącznie centralnych systemów inteligentnego opomiarowania – są to systemy obejmujące oprócz danych pomiarowych procesy rynkowe, realizowane w imieniu i na rzecz poszczególnych uczestników rynku.	
46.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 66 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> "66) centralny system informacji pomiarowych – system teleinformatyczny skomunikowany w szczególności z systemami zdalnego odczytu operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego umożliwiającą realizację funkcji operatora informacji pomiarowych" <i>Uzasadnienie:</i> W obecnej postaci przepis uwzględnia jedynie zamknięty katalog podmiotów, których systemy są skomunikowane między sobą. Poprawka ma na celu ewentualne uwzględnienie skomunikowania centralnego systemu informacji pomiarowych również z innymi systemami, w tym innych podmiotów.	

47.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 66 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> proponujemy zmianę nazwy i definicji – przyjęcie tej poprawki skutkuje koniecznością dokonania korekty w całej treści ustawy: 66) centralny system wymiany informacji ~~pomiarowych~~ – system teleinformatyczny służący do gromadzenia, przetwarzania i udostępniania danych w celu realizacji procesów rynkowych w imieniu i na rzecz uczestników rynku oraz wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii ~~skomunikowany z systemami zdalnego odczytu operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego umożliwiające realizację funkcji operatora informacji pomiarowych"~~ <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana w projekcie ustawy definicja nie koreluje z dalszymi zapisami tej nowelizacji Ustawy PE, dotyczącymi zadań, które mają być realizowane za pośrednictwem CSIP, określonych np. art. 4j ust. 6a, ust. 8 itd. Dodatkowo sama nazwa „Centralny system informacji pomiarowych” jest nieadekwatna do ww. zadań określonych w treści nowelizacji Ustawy PE i sugeruje zawężenie jedynie do obszaru związanego z danymi pomiarowymi. Systemy informatyczne typu datahub wdrożone na innych rynkach w większości nie posiadają nazw własnych, lub są one szerokie, dotyczące całego rynku energii np. elhub w Norwegii Wdrożone już w Danii, czy Holandii lub trwające wdrożenia systemów informatycznych w Finlandii, czy Norwegii nie dotyczą wyłącznie centralnych systemów inteligentnego opomiarowania – są to systemy obejmujące oprócz danych pomiarowych procesy rynkowe, realizowane w imieniu i na rzecz poszczególnych uczestników rynku. System CSIP nie ma służyć wyłącznie realizacji funkcji OIP, ale powinien umożliwiać realizację procesów i wymianę informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii. OIP jest w tym wypadku jedynie podmiotem, który został wskazany jako odpowiedzialny za zarządzanie CSIP i jego rolę powinno być w tym zakresie gromadzenie, przetwarzanie i udostępnianie informacji, stanowiących podstawę do realizacji procesów rynkowych i wymianę informacji pomiędzy uczestnikami rynku. W związku z powyższym proponujemy modyfikację nazwy systemu oraz definicji, tak aby odpowiadała funkcjom, które ma pełnić. Wprowadzona zmiana powinna być odpowiednio uwzględniona w całej treści ustawy.	
48.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 67 ustawy	APATOR	Proponujemy określenie „centralny system pomiarowy” które lepiej pasuje do pełnionych funkcji.	

49.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 67 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „67) system pomiarowy – liczniki zdalnego odczytu i liczniki bilansujące wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną, skomunikowane z systemami zdalnego odczytu oraz inne liczniki energii elektrycznej i ~~centralny system informacji pomiarowych~~” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy usunięcie CSIP z definicji systemu pomiarowego, gdyż planowany zakres działania CSIP ma być szerszy niż obsługa danych pomiarowych. Ponadto dodanie centralnego systemu informacji pomiarowych do definicji sugerowałoby, że system pomiarowy to centralny system informacji pomiarowych wraz z licznikami, a w ramach projektu PE definiowany jest jako odrębny system każdego z OSD.	
50.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 67 ustawy	KIGeIT	Proponujemy wprowadzić określenie „centralny system pomiarowy” które lepiej pasuje do pełnionych funkcji.	
51.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 67 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „67) system pomiarowy – liczniki zdalnego odczytu i liczniki bilansujące wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną, skomunikowane z systemami zdalnego odczytu oraz inne liczniki energii elektrycznej i ~~centralny system informacji pomiarowych~~” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy usunięcie CSIP z definicji systemu pomiarowego, gdyż zgodnie z uwagą nr 8, planowany zakres działania CSIP ma być szerszy niż obsługa danych pomiarowych.	
52.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 69 ustawy	APATOR	Proponujemy na końcu frazy dopisać: „bezpieczną transmisją danych z urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych i bezpieczeństwem informacji”. Jeżeli chcemy by system elektroenergetyczny był w pełni bezpieczny cyfrowo to OIP powinien objąć swoją działalnością wszystkie elementy transmisji danych a także zabezpieczenia cyfrowego danych i powinien być to standard wypracowany w Polsce i na potrzeby polskiego rynku (a nie na przykład kupiony z zewnątrz). Podobne podejście mają Niemcy (specjalizowany układ szyfrujący i deszyfrujący transmisję danych certyfikowany w Niemczech) oraz w Wlk. Brytanii gdzie mamy operatora bezpieczeństwa i informacji pomiarowych, w którego gestii jest zabezpieczenie transmisji od licznika (tylko certyfikowane modemy) aż do aplikacji zbierania i przetwarzania danych pomiarowych . Uważamy że samo przetwarzanie danych pomiarowych przez OIP to stanowczo zbyt mało by zapewnić bezpieczeństwo systemu ponieważ ingerencja może nastąpić na wcześniejszych etapach (konwersja protokołów, transmisja z liczników, szyfrowanie, deszyfrowanie).	

53.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 69 ustawy	Energa S.A.	Tak zapisana definicja nie koreluje z dalszymi zapisami nowelizacji Ustawy PE, dotyczącymi zadań, które mają być realizowane przez OIP. Zadania te są znacznie szersze niż przetwarzanie informacji pomiarowych i określone zostały np. w art. 4j ust. 6a, art. 11t ust. 2 itd. Wnioskujemy o rozszerzenie odpowiedzialności przedmiotowej OIP również o przetwarzanie innych informacji niż tylko informacji pomiarowych np. powiązanych z punktem pomiarowym, które pochodzą m.in od sprzedawców, POB czy OSD. Ponadto OIP powinien być również odpowiedzialny za proces zmiany sprzedawcy czy też innych procesów realizowanych w centralnym systemie informacji pomiarowych.	
54.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 69 ustawy	KIGeIT	Proponujemy na końcu frazy dopisać: „<i>bezpieczną transmisją danych z urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych i bezpieczeństwem informacji</i>”. Ponadto postulujemy wprowadzenia całego zestawu zapisów definiujących certyfikowanie zdolności do zapewnienia cyberbezpieczeństwa urządzeń cyfrowych działających w sieciach elektroenergetycznych, które realizują funkcjonalności pomiarowe, transmisyjne i wykonawcze. Ustanowienie zasad certyfikacji tych urządzeń proponujemy delegować do poziomu rozporządzenia. Jeżeli chcemy by system elektroenergetyczny był w pełni bezpieczny cyfrowo to OIP powinien objąć swoją działalnością wszystkie elementy transmisji danych, a także zabezpieczenia cyfrowego danych i powinien być to standard wypracowany w Polsce i na potrzeby polskiego rynku (a nie na przykład kupiony z zewnątrz). Podobne podejście mają np. Niemcy (specjalizowany układ szyfrujący i deszyfrujący transmisję danych certyfikowany w Niemczech) oraz w Wlk. Brytanii, gdzie mamy operatora bezpieczeństwa i informacji pomiarowych, w którego gestii jest zabezpieczenie transmisji od licznika (tylko certyfikowane modemy) aż do aplikacji zbierania i przetwarzania danych pomiarowych. Uważamy że samo przetwarzanie danych pomiarowych przez OIP to stanowczo zbyt mało by zapewnić bezpieczeństwo systemu ponieważ ingerencja może nastąpić na wcześniejszych etapach (konwersja protokołów, transmisja z liczników, szyfrowanie, deszyfrowanie).	
55.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 pkt 69 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiany:</i> „(69) operator centralnego systemu wymiany informacji pomiarowych – podmiot odpowiedzialny za wdrożenie, utrzymanie i rozwój systemu teleinformatycznego w postaci centralnego systemu wymiany informacji oraz administrowanie zgromadzonymi w nim danymi na potrzeby wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii oraz realizacji procesów rynkowych w zakresie określonym w Art.11zf ust 1. zajmujący się przetwarzaniem informacji pomiarowych, w tym ich pozyskiwaniem, przechowywaniem, opracowywaniem, udostępnianiem i usuwaniem” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Tak zapisana definicja nie koreluje z dalszymi zapisami nowelizacji Ustawy PE, dotyczącymi zadań, które mają być realizowane przez OIP. Zadania te są znacznie szersze niż przetwarzanie informacji pomiarowych i określone zostały np. w art. 4j ust. 6a, art. 11t ust. 2 itd. W związku z powyższym proponujemy zmianę nazwy i definicji na adekwatną do zakresu odpowiedzialności przypisanej temu podmiotowi.	
56.	Art. 1 pkt 2 lit. h projektu w zakresie art. 3 ustawy – dodać pkt 70	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Zgodnie z uwagami ogólnymi proponujemy uzupełnieni definicji o: 70) polecenia – komendy sterujące kierowane do licznika zdalnego odczytu Projekt Ustawy nie zawiera definicji pojęcia „polecenia”, a jest ono używane w ramach pozostałych definicji. Konieczne jest sprecyzowanie czym są polecenia, o których mowa w projekcie nowelizacji Ustawy.	
57.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „6a. Nowy sprzedawca energii elektrycznej upoważniony przez odbiorcę końcowego powiadamia drogą elektroniczną operatora informacji pomiarowych o zawarciu z tym odbiorcą umowy sprzedaży energii elektrycznej, nie później niż w terminie 7 dni przed planowanym terminem wejścia w życie umowy sprzedaży. Operator informacji pomiarowych ustala wzór powiadomienia oraz sposób jego przekazywania i udostępnia je na swojej stronie internetowej”. Z treści którego wynika m.in. 21 dniowy termin na zmianę sprzedawcy i obowiązek powiadamiania OSD o zmianie sprzedawcy. Pozostawienie ust. 6 w obecnym brzmieniu może powodować, że Sprzedawca będzie 2 - krotnie informować o zmianie sprzedawcy (1 - szy raz OIPa - zgodnie z projektowanym ust. 6a, 2-gi raz OSD, zgodnie z obecnym ust. 6). Takie dublowanie działań jest zbędne. Lepszym rozwiązaniem wydaje się zaprojektowanie scenariusza w którym zmiana sprzedawcy będzie realizowana za pomocą 1 komunikatu, kierowanego przez sprzedawcę do centralnego systemu informacji pomiarowej, który dalej będzie trafiał do właściwego OSD i/lub OIPa. Ponadto proponuje się skrócenie obecnego 21 dniowego terminu na zmianę sprzedawcy do 7 dni, co powinno być możliwe do osiągnięcia na skutek usprawnienia komunikacji na styku OSD-Sprzedawca, która stosownie do projektowanego ust. 8 ma być realizowana poprzez centralny system informacji pomiarowej. Powiadamianie OIPa i OSD o zmianie sprzedawcy powinny być realizowane w ramach tego samego komunikatu. Termin na dokonanie takiego powiadomienia dla sprzedawcy powinien być liczony z	

			uwzględnieniem planowanego terminu wejścia w życie umowy sprzedaży. Proponowany przez ustawodawcę obowiązek informowania w ciągu 3 dni od zawarcia umowy wydaje się w praktyce trudny do realizacji, m.in. ze względu na: - czas obiegu dokumentów u sprzedawcy - część umów zawierana jest na odległość (np. korespondencyjnie) i sprzedawca pozyskuje informację o zawarciu umowy z opóźnieniem w stosunku do daty zawarcia. Ponadto powszechną praktyką jest zawieraniu umów, które wchodzą w życie ze znacznym opóźnieniem w stosunku do daty ich zawarcia (nawet do kilku lat od momentu zawarcia) - takie umowy musiałyby być zgłaszane od razu do OIPa, pomimo tego, że faktycznie zacznie być wykonywana wiele miesięcy później. Jeżeli OIP wyeliminuje komunikację z OSD przez PWI to ok. bardzo ważny jest termin 3 dni od podpisania umowy jest niemożliwy do spełnienia patrząc na sam czas obiegu dok. Termin należy zmienić - jest to już odpowiedzialność sprzedawcy ze nie wprowadził umowy w terminie umożliwiającym rozpoczęcie sprzedaży.	
58.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	Energa S.A.	Biorąc pod uwagę zapisy art. 4j ust. 6 oraz ust. 8 proces zmiany sprzedawcy jest realizowany przez OSD i pozostaje jego ustawowym obowiązkiem. Wymiana informacji między OSD i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem CSIP. Stąd nie jest zrozumiały wymóg ust. 6a. dotyczący powiadamiania OIP przez sprzedawcę o zawarciu z odbiorcą umowy sprzedaży, skoro zgodnie z ust. 6 sprzedawca przesyła tą samą informację do OSD, przez system CSIP wskazany w ust. 8.	
59.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	EOEEiG	Zgodnie art. 6a projektu nowy sprzedawca energii elektrycznej upoważniony przez odbiorcę końcowego powiadamia drogą elektroniczną operatora informacji pomiarowych o zawarciu z tym odbiorcą umowy sprzedaży energii elektrycznej, w terminie 3 dni od dnia jej zawarcia. Operator informacji pomiarowych ustala wzór powiadomienia oraz sposób jego przekazywania i udostępnia je na swojej stronie internetowej. Mając na uwadze, że zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej może nastąpić w okresie przed weekendowym lub świątecznym uzasadnionym jest wydłużenie przedmiotowego terminu do 7 dni roboczych.	
60.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Zgodnie art. 6a projektu nowy sprzedawca energii elektrycznej upoważniony przez odbiorcę końcowego powiadamia drogą elektroniczną operatora informacji pomiarowych o zawarciu z tym odbiorcą umowy sprzedaży energii elektrycznej, w terminie 3 dni od dnia jej zawarcia. Operator	

			informacji pomiarowych ustala wzór powiadomienia oraz sposób jego przekazywania i udostępnia je na swojej stronie internetowej. Mając na uwadze, że zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej może nastąpić w okresie przed weekendowym lub świątecznym uzasadnionym jest wydłużenie przedmiotowego terminu do 7 dni roboczych.	
61.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiany:</i> „6a. Nowy sprzedawca energii elektrycznej upoważniony przez odbiorcę końcowego powiadamia drogą elektroniczną operatora informacji pomiarowych o zawarciu z tym odbiorcą umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, w terminie 3 dni od dnia jej zawarcia. Operator informacji pomiarowych ustala wzór powiadomienia oraz sposób jego przekazywania i udostępnia je na swojej stronie internetowej.” <i>Uzasadnienie:</i> Odbiorca może zawrzeć także umowę kompleksową, co zostało przewidziane w art. 5 ust. 3 Prawa energetycznego, stąd propozycja dodania „umowy kompleksowej”.	
62.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	PGE	Postulujemy ujednolicenie procedury zgłaszania zmiany sprzedawcy oraz umowy do OIP i OSD. Alternatywnie proponujemy: a) po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu: „6a. Nowy sprzedawca energii elektrycznej upoważniony przez odbiorcę końcowego powiadamia drogą elektroniczną operatora informacji pomiarowych o zawarciu z tym odbiorcą umowy sprzedaży energii elektrycznej, w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia, nie później jednak niż na 21 dni przed planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży energii ~~3 dni od dnia jej zawarcia~~. Operator informacji pomiarowych ustala wzór powiadomienia oraz sposób jego przekazywania i udostępnia je na swojej stronie internetowej.” <i>Uzasadnienie:</i> Mając na uwadze, że realizacja sprzedaży energii elektrycznej możliwa jest po uprzednim przyjęciu umowy do realizacji przez OSD rekomendujemy jednolity sposób postępowania w zakresie zgłoszenia umowy do OIP oraz zgłoszenia zmiany sprzedawcy do OSD, a także powiązanie terminu do realizacji powyższej czynności z planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży w miejsce terminu liczonego od dnia zawarcia umowy. Mając na uwadze konieczność wprowadzenia zawartej umowy	

			do systemów informatycznych sprzedawcy oraz dokonania czynności niezbędnych do przeprowadzenia procedury zmiany sprzedawcy u OSD, termin 3 dni na przekazanie informacji do OIP może nie być możliwy do dotrzymania (spływ informacji o zawartych umowach, np. przez zewnętrzną sieć sprzedaży trwa dłużej). Jednocześnie zwracamy uwagę, że w ustawie brak jest przepisów co do sposobu postępowania w przypadku, gdy zgłoszona uprzednio umowa nie zostanie pozytywnie zweryfikowana przez OSD w procesie zmiany sprzedawcy.	
63.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	KIGeIT	Krótkie okresy na zgłaszanie zmiany klienta – 3 dni wskazuje jednoznacznie na sprzedaż w PoS, sprzedaż z wykorzystaniem D2D czy e-commerce w większości przypadków nie zdąży z dokumentami przy obecnej formie dokumentowej. Proponujemy zmiany zapisów formy dokumentowej, by sprzedaż D2D z terminem 3 dni była realizowalna.	
64.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiany:</i> zdanie drugie „6a. Nowy sprzedawca energii elektrycznej upoważniony przez odbiorcę końcowego powiadamia drogą elektroniczną operatora informacji pomiarowych o zawarciu z tym odbiorcą umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej, w terminie 3 dni od dnia jej zawarcia. Operator informacji pomiarowych ustala wzór powiadomienia oraz sposób jego przekazywania i udostępnia je na swojej stronie internetowej” <i>Uzasadnienie:</i> Odbiorca może zawrzeć także umowę kompleksową, co zostało przewidziane w art. 5 ust. 3 Prawa energetycznego, stąd propozycja dodania w przepisie pojęcia „umowy kompleksowej”.	
65.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiany:</i> zdanie drugie ”6a. Nowy sprzedawca energii elektrycznej upoważniony przez odbiorcę końcowego powiadamia drogą elektroniczną za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych operatora informacji pomiarowych o zawarciu z tym odbiorcą umowy sprzedaży energii elektrycznej, w terminie 3 dni od jej zawarcia. ~~Operator informacji pomiarowych ustala wzór powiadomienia oraz sposób jego przekazywania i udostępnia je na swojej stronie internetowej.~~” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana przepisu wynika z braku potrzeby określania wzoru powiadomienia i sposobu dalszego z nim postępowania na poziomie ustawowym, gdyż zapewni to funkcjonalność i standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji pomiarowych.	

66.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiany:</i> zdanie drugie „Nowy sprzedawca energii elektrycznej upoważniony przez odbiorcę końcowego powiadamia drogą elektroniczną operatora informacji pomiarowych o zawarciu z tym odbiorcą umowy sprzedaży energii elektrycznej, nie później niż w terminie 21 dni przed planowanym terminem rozpoczęcia sprzedaży. Operator informacji pomiarowych ustala wzór powiadomienia oraz sposób jego przekazywania i udostępnia je na swojej stronie internetowej.” <i>Uzasadnienie:</i> Zapis ust. 6 w obecnym brzmieniu może powodować, że sprzedawca będzie 2krotnie informować o zmianie sprzedawcy (1 -szy raz OIPa - zgodnie z projektowanym ust. 6a, 2-gi raz OSD, zgodnie z obecnym ust. 6). Takie dublowanie działań jest naszym zdaniem zbędne. Lepszym rozwiązaniem wydaje się zaprojektowanie scenariusza, w którym zmiana sprzedawcy będzie realizowana za pomocą tylko 1 komunikatu, kierowanego przez sprzedawcę do centralnego systemu informacji pomiarowej, który dalej będzie trafiał do właściwego OSD i/lub OIPa. Powiadamianie OIPa i OSD o zmianie sprzedawcy powinny być realizowane w ramach tego samego komunikatu. Termin na dokonanie takiego powiadomienia dla sprzedawcy powinien być liczony z uwzględnieniem planowanego terminu rozpoczęcia sprzedaży. Proponowany przez ustawodawcę obowiązek informowania w ciągu 3 dni od zawarcia umowy wydaje się w praktyce trudny, a czasami wręcz niemożliwy, do realizacji, m.in. ze względu na następujące fakty: • część umów zawierana jest na odległość (np. korespondencyjnie) i sprzedawca pozyskuje informację o zawarciu umowy z opóźnieniem w stosunku do daty zawarcia (np. w przypadku, gdy umowa zostanie zawarta w piątek, to obowiązek informacyjny powstanie w poniedziałek); • czas obiegu dokumentów niezbędny u samego sprzedawcy. Powszechną praktyką jest także zawieranie umów, które wchodzi w życie ze znacznym opóźnieniem w stosunku do daty ich zawarcia (nawet do kilku lat od momentu zawarcia) - takie umowy musiałyby być zgłaszane od razu do OIPa, pomimo tego, że faktycznie zaczęły być wykonywane wiele miesięcy później. Ponadto w przypadku, gdy odbiorcą jest konsument ma on zgodnie z prawem 14 dni na odstąpienie od umowy. Nie widzimy sensu informowania OIP o tej umowie, skoro odbiorca od niej może odstąpić. W związku z tym informowanie OIP o umowie winno być powiązane np. z procesem zmiany sprzedawcy lub terminem wejścia w życie umowy – tj. z momentem, gdy już praktycznie jest pewność, że w oparciu o daną umowę będzie prowadzona sprzedaż.	

			W przypadku braku możliwości zastosowania rekomendowanego rozwiązania proponujemy zapis: „...w terminie 14 dni od dnia jej zawarcia, nie później jednak niż na 21 dni przed planowaną datą rozpoczęcia sprzedaży energii.” Jednocześnie w ustawie brak jest regulacji na temat sposobu postępowania w przypadku, gdy zgłoszona uprzednio umowa nie zostanie pozytywnie zweryfikowana przez OSD w procesie zmiany sprzedawcy.	
67.	Art. 1 pkt 3 lit. a projektu w zakresie art. 4j ust. 6a ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Biorąc pod uwagę zapisy art. 4j ust. 6 oraz ust. 8 proces zmiany sprzedawcy jest realizowany przez OSD i pozostaje jego ustawowym obowiązkiem. Wymiana informacji między OSD i sprzedawcą odbywa się za pośrednictwem CSIP. Stąd nie jest zrozumiały wymóg ust. 6a. dotyczący powiadamiania OIP przez sprzedawcę o zawarciu z odbiorcą umowy sprzedaży, skoro zgodnie z ust. 6 sprzedawca przesyła tą samą informację do OSD, przez system CSIP wskazany w ust. 8.	
68.	Art. 1 pkt 3 lit. b projektu w zakresie art. 4j ust. 7 ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiany:</i> zdanie drugie „Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu dystrybucyjnego gazowego przekazują dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy paliw gazowych dane dotyczące ilości zużytych paliw gazowych przez odbiorcę końcowego, w celu <u>rozliczenia przez dotychczasowego sprzedawcę tych paliw dokonanie rozliczeń z odbiorcą końcowym paliw gazowych. Termin przekazania określa się w instrukcji danego operatora.</u> ” <i>Uzasadnienie:</i> Konieczne doprecyzowania terminu - pozostawienie będzie powodowało nadinterpretację oraz roszczenia.	
69.	Art. 1 pkt 3 lit. c projektu w zakresie art. 4j ust. 8 ustawy	Energa S.A.	W ocenie OSD wymagane jest doprecyzowanie roli OIP w procesie zmiany sprzedawcy.	
70.	Art. 1 pkt 3 lit. c projektu w zakresie art. 4j ust. 8 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> "8. Informacje niezbędne do prawidłowego przebiegu procesów rynku detalicznego będą wymieniane pomiędzy zainteresowanymi użytkownikami sytemu, za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych." <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany zapis ma celu zapewnienie sprawnej komunikacji pomiędzy stronami uczestniczącymi w procesach rynku detalicznego na każdym etapie ich trwania. Ma to zasadnicze znaczenie dla	

			zachowania w centralnym systemie informacji pomiarowych najbardziej aktualnej konfiguracji rynku.	
71.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ust. 1 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 4k. 1. Rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji lub usługę kompleksową lub usługi przesyłania energii elektrycznej dokonuje się na podstawie danych pomiarowych oraz innych danych uzyskanych w postaci elektronicznej z centralnego systemu informacji pomiarowych”. <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana redakcyjna – ponieważ CSIP zawiera dane pomiarowe z wszystkich liczników, stąd rozliczenia usług powinny odbywać się również na podstawie danych z CSIP. Ponadto zwracamy uwagę, że do realizacji rozliczeń, poza danymi pomiarowymi, wymagane są inne dane takie jak np. grupa taryfowa, okres rozliczeniowy itp., które powinny być również pozyskane z CSIP.	
72.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ust. 1 ustawy	KIGeiT	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji energii elektrycznej, związane z wykorzystaniem publicznej sieci elektroenergetycznej, dokonuje się na podstawie danych pomiarowych uzyskanych w postaci elektronicznej z centralnego systemu informacji pomiarowych”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana ma celu umożliwienie funkcjonowania na rynku małym podmiotom energetycznym, np. w ramach klastrów energii, które ze względu na wysokie koszty rozwiązań IT, nie będą w stanie współpracować z operatorem informacji pomiarowych.	
73.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ust. 1 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji energii elektrycznej dokonuje się na podstawie danych pomiarowych uzyskanych w postaci elektronicznej z centralnego systemu informacji pomiarowych, z uwzględnieniem harmonogramu wynikającego z art. 11u ust. 2”. <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana zmiana zmierza do uspoźnienia przepisu z art. 1 pkt 15 Nowelizacji, który określa harmonogram osiągania poszczególnych poziomów zainstalowania liczników zdalnego odczytu w punktach pomiarowych.	
74.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ust. 1 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i>	

			„1. Rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji energii elektrycznej dokonuje się na podstawie informacji danych pomiarowych uzyskanych w postaci elektronicznej z centralnego systemu informacji pomiarowych.” <i>Uzasadnienie:</i> Doprecyzowanie przepisu. Rozliczenie energii elektrycznej dokonuje się w oparciu o dane pomiarowe oraz informacje dodatkowe.	
75.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ust. 1 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „Rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji energii elektrycznej pomędzy: sprzedawcą energii i odbiorcą, sprzedawcą energii i operatorem systemu dystrybucyjnego oraz operatorem systemu dystrybucyjnego i odbiorcą, dokonuje się na podstawie danych pomiarowych uzyskanych w postaci elektronicznej z centralnego systemu informacji pomiarowych.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy doprecyzowanie zapisu tak, aby jednoznacznie wskazać strony, pomiędzy którymi następuje rozliczanie energii i usług dystrybucyjnych, zobowiązane do stosowania tej regulacji lub potwierdzić precyzyjnie intencję ustawodawcy (jeśli byłaby inna). Brak zapisu może spowodować wątpliwość czy ten zapis należy stosować w relacji pomiędzy odbiorcą a sprzedawcą energii lub operatorem systemu dystrybucyjnego czy też miałby być stosowany również w relacji pomiędzy sprzedawcą energii a operatorem systemu dystrybucyjnego – do rozliczania usług dystrybucyjnych świadczonych przez sprzedawcę (w imieniu OSD) na rzecz odbiorców w ramach usług kompleksowych.	
76.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ust. 1 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 4k. 1.Rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji lub usługę kompleksową lub usługi przesyłania energii elektrycznej dokonuje się na podstawie danych pomiarowych oraz innych danych uzyskanych w postaci elektronicznej z centralnego systemu informacji pomiarowych” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana redakcyjna – ponieważ CSIP zawiera dane pomiarowe z wszystkich liczników, stąd rozliczenia usług przesyłowych powinny odbywać się również na podstawie danych z CSIP. Ponadto zwracamy uwagę, że do realizacji rozliczeń, poza danymi pomiarowymi, wymagane są inne dane takie jak np. grupa taryfowa, okres rozliczeniowy itp. które powinny być również pozyskane z CSIP.	

			Ponadto należy zwrócić uwagę, iż art. 4k PE wchodzi w życie w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie Projektu, podczas gdy zgodnie z projektowanym art. 11u PE do 2026r., OSD ma zainstalować liczniki zdalnego odczytu w 80% punktów pomiarowych (w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie Projektu procent ten będzie jeszcze niższy – 20%). Stąd też pojawia się pytanie i zastrzeżenie, na ile OSD będzie mógł stosować art. 4k ust. 1 PE i dokonywać rozliczeń na podstawie danych uzyskanych z centralnego sytemu informacji pomiarowych, skoro w momencie wejścia w życie art. 4k PE proces wdrażania liczników zdalnego odczytu będzie jeszcze trwał.	
77.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ust. 2 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 4k. 2. Za okres, w którym nie jest możliwe uzyskanie danych ~~pomiarowych~~ niezbędnych do rozliczeń lub dane te są błędne, rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji lub usługę kompleksową lub usługi przesyłania energii elektrycznej dokonuje się na podstawie danych ~~pomiarowych~~ przekazanych do centralnego systemu informacji pomiarowych lub danych wyznaczonych na podstawie danych dotyczących analogicznego okresu rozliczeniowego”. <i>Uzasadnienie:</i> Uzasadnienie jak wyżej w zakresie dodania usług przesyłania oraz innych danych pozyskiwanych z CSIP. Ponadto proponujemy doprecyzowanie, aby w przypadku braku możliwości uzyskania danych, możliwe było wykorzystanie danych które zostały przekazane przez OSD do CSIP, dzięki czemu uniknie się konieczności szacowania tych danych i na ich podstawie wystawienie faktur, które później będą podlegały korekcie. Konieczność doprecyzowania, w którym systemie nastąpi szacowanie danych pomiarowych w przypadku braku możliwości pozyskania odczytu rzeczywistego oraz ustalenia podmiotu odpowiedzialnego za wyszacowanie danych. Konieczne jest również szczegółowe określenie terminu „analogiczny okres rozliczeniowy”.	
78.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ust. 2 ustawy	PGE	4) po art. 4j dodaje się art. 4k w brzmieniu: „Art. 4k. (...) 2. Za okres, w którym nie jest możliwe uzyskanie danych pomiarowych lub dane te są błędne, rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji energii elektrycznej dokonuje się na podstawie danych pomiarowych dotyczących analogicznego okresu rozliczeniowego roku poprzedniego.” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Proponujemy doprecyzowanie określenia „okres analogiczny” poprzez jednoznaczne wskazanie, że jest to analogiczny okres rozliczeniowy z roku poprzedniego. Brak doprecyzowania tego terminu będzie skutkował niejednoznacznością w zakresie określania który okres należy traktować jako analogiczny. Jednocześnie zwracamy uwagę, że przepisy w proponowanym brzmieniu wprowadzają lukę prawną w sytuacji gdy brak jest danych bieżących oraz danych pomiarowych dotyczących analogicznego okresu rozliczeniowego.	
79.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ust. 2 ustawy	KIGEiT	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Za okres, w którym nie jest możliwe uzyskanie danych pomiarowych lub dane te są błędne, rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji energii elektrycznej dokonuje się na podstawie danych pomiarowych dotyczących analogicznego okresu rozliczeniowego lub szacowania”. <i>Uzasadnienie:</i> Dla nowych odbiorców lub nowo zainstalowanych liczników może nie być możliwości pozyskania danych z „analogicznego okresu rozliczeniowego”. Nowy sprzedawca obecnie nie dysponuje informacjami odczytowymi za okresy przed zawarciem umowy, a ustawa nie wskazuje obowiązku udostępniania takich danych przez dotychczasowego sprzedawcę jak i przez Operatora Informacji Pomiarowych – czyli mamy ograniczenie możliwości działania dla Nowych Sprzedawców.	
80.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ust. 2 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 4k. 2. Za okres, w którym nie jest możliwe uzyskanie danych ~~pomiarowych~~ niezbędnych do rozliczeń lub dane te są błędne, rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji lub usługę kompleksową lub usługi przesyłania energii elektrycznej dokonuje się na podstawie danych ~~pomiarowych~~ przekazanych do centralnego systemu informacji pomiarowych lub danych wyznaczonych na podstawie danych dotyczących analogicznego okresu ~~rozliczeniowego~~.” <i>Uzasadnienie:</i> Uzasadnienie jak wyżej w zakresie dodania usług przesyłania oraz innych danych pozyskiwanych z CSIP. Ponadto proponujemy doprecyzowanie, aby w przypadku braku możliwości uzyskania danych z CSIP, możliwe było wykorzystanie danych które zostały przekazane przez OSD do CSIP, dzięki czemu uniknie się konieczności prognozowania tych danych i na ich podstawie wystawienie faktur, które później będą podlegały korekcie.	

			Użyte w projekcie Ustawy sformułowanie “analogicznego okresu rozliczeniowego” wymaga zmiany lub doprecyzowania, celem zachowania jednolitego postępowania przez wszystkich uczestników rynku.	
81.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ustawy	Energa S.A.	Taki zapis blokuje możliwość fakturowania klienta na podstawie szacunków klienta itp. Zapis o - danych pomiarowych dotyczących analogicznego okresu – jest mało precyzyjny. Co w przypadku, kiedy sprzedawca nie ma analogicznego okresu, bo dopiero pozyskał klienta?	
82.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	Proponowany zapis blokuje możliwość fakturowania klienta na podstawie szacunków, czy nawet danych klienta itp. Ponadto zwracamy uwagę, że zapis o „ <i>danych pomiarowych dotyczących analogicznego okresu</i> ” – jest mało precyzyjny. Zachodzi wątpliwość, czy nowy sprzedawca będzie miał dostęp do takich danych, aby rozliczyć odbiorcę końcowego. Obecnie często rozliczenie szacunkowe często odbywa się o deklarację samego odbiorcy bez odniesienia do danych historycznych.	
83.	Art. 1 pkt 4 projektu w zakresie art. 4k ustawy	IGG – EWE Energia	Za okres, w którym nie jest możliwe uzyskanie danych pomiarowych lub dane te są błędne, rozliczeń za energię elektryczną lub usługi dystrybucji energii elektrycznej dokonuje się na podstawie danych pomiarowych dotyczących analogicznego okresu rozliczeniowego <u>z poprzedniego roku a w przypadku braku takich danych na podstawie prognozowanego zużycia.</u> Proponowany zapis jest niejednoznaczny za analogiczny okres rozliczeniowy w stosunku do np.; danego miesiąca można uznać zarówno miesiąc go poprzedzający jak i ten sam miesiąc z poprzedniego roku. Ponadto czasami brak jest danych z okresu analogicznego np.: w przypadku nowo uruchomionych punktów czy zmiany sprzedawcy, kiedy to nowy sprzedawca nie dysponuje danymi analogicznymi.	
84.	Art. 5 ust. 1 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Dostarczanie paliw gazowych lub energii odbywa się, po uprzednim przyłączeniu do sieci, o którym mowa w art. 7, na podstawie: 1) umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy użytkownik systemu dostarcza energię z własnej jednostki wytwórczej i pobiera energię elektryczną na własny użytek albo 2) umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo 3) umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji i umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub umowy o świadczenie usług skraplania gazu.” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Obecne brzmienie art. 5 ust. 1 uniemożliwia świadczenie usług przesyłania i dystrybucji bez zawarcia umowy sprzedaży. W przypadku, gdy dany podmiot wytwarza energię elektryczną na jednym ze swoich obiektów i chce ją wykorzystać w innej swojej lokalizacji i nie zamierza jej sprzedawać, obecny zapis uniemożliwia zawarcie jedynie umowy przesyłania, co ma znaczenie dla podmiotu, który wytwarzając tylko na swoje potrzeby energię elektryczną nie musi mieć koncesji. W przypadku, jeśli byłby to OSPg, uzyskanie takiej koncesji jest oczywiście niemożliwe.	
85.	Art. 5 ust. 1 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	Dodanie po ust. 1, ust. 11 w brzmieniu: „1¹ Umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji może mieć charakter ramowy.” Propozycja stanowi dostosowanie do aktualnych realiów rynkowych oraz charakteru prawnego umów przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych. Zgodnie z pkt 11.4.4. IRiESD PSG Sp. z o.o., umowa dystrybucyjna ma charakter ramowy. Umowa o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego określa warunki zawarcia przyszłych umów, jakimi są de facto pojedyncze zlecenia dystrybucji (PZD). Prawidłowe złożenie PZD przez ZUD skutkuje powstaniem zobowiązania OSD do świadczenia usługi Dystrybucji na rzecz ZUD, oraz zobowiązaniem ZUD do przekazania paliwa gazowego OSD i odbioru paliwa gazowego od OSD, w celu umożliwienia OSD świadczenia usługi Dystrybucji. Mając na uwadze, iż w nauce prawa, za elementy istotne umowy ramowej uznaje się określenie warunków zawarcia przyszłych umów wykonawczych (tj. tryb, forma, rodzaj umów) oraz określenie obowiązku zawarcia tych umów, umowa o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, spełniając te wymagania, kwalifikowana jest prawnie właśnie jako umowa ramowa.	
86.	Art. 5 ust. 1 ¹ ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana treść:</i> „11 Umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji może mieć charakter ramowy.” <i>Uzasadnienie:</i> Propozycja służy dostosowaniu przepisów do aktualnych realiów rynkowych oraz charakteru prawnego umów przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych. Zgodnie z postanowieniami zawieranymi w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Systemu Dystrybucyjnego, umowa dystrybucyjna ma charakter ramowy. Umowa o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego określa warunki zawarcia przyszłych umów, jakimi są de facto pojedyncze zlecenia dystrybucji (dalej: „PZD”). Prawidłowe złożenie PZD przez Zlecającego Usługę Dystrybucji (dalej: „ZUD”) skutkuje powstaniem zobowiązania OSD do	

			świadczenia usługi dystrybucji na rzecz ZUD. Ponadto, skutkiem jest zobowiązanie ZUD do przekazania paliwa gazowego OSD i odbioru paliwa gazowego od OSD w celu umożliwienia OSD świadczenia usługi Dystrybucji. Mając na uwadze, że w nauce prawa za elementy istotne umowy ramowej uznaje się określenie warunków zawarcia przyszłych umów wykonawczych (tj. tryb, forma, rodzaj umów) oraz określenie obowiązku zawarcia tych umów, umowa o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, spełniając te wymagania, kwalifikowana jest prawnie właśnie jako umowa ramowa.	
87.	Art. 5 ust. 2 pkt 4 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „4) umowa o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego – postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość oraz długość okresów w których ładunki określonej wielkości będą podlegały skraplaniu lub regazyfikacji, ilość skraplanego gazu ziemnego lub regazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego, stawkę opłat określoną w taryfie, warunki wprowadzania zmian tej stawki, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.” <i>Uzasadnienie:</i> W przypadku dużych instalacji LNG, moc umowna może nie odzwierciedlać właściwego poziomu zdolności technicznej instalacji, której ograniczenia mogą nie wynikać z mocy skraplania lub regazyfikacji, ale fizycznych zdolności przeładunku i składowania dla ładunków LNG. Z tego względu w instalacjach LNG stosuje się tzw. system slotowy, odzwierciedlający zdolność terminalu LNG do przyjmowania ładunków w trakcie obowiązywania umowy. Zmiana pozwoli na wprowadzenie takiego systemu przez krajowych operatorów instalacji skroplonego gazu ziemnego, m. in. poprzez zapewnienie możliwości określenia w treści umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego ilości oraz długości okresów w których ładunki LNG określonej wielkości będą podlegały skraplaniu lub regazyfikacji (a więc określenia w umowie tzw. slotów).	
88.	Art. 5 ust. 2 pkt 4 ustawy	IGG – Polskie LNG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> Umowa o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego - postanowienia określające: moc umowną i warunki wprowadzania jej zmian, ilość oraz długość okresów w których ładunki określonej wielkości będą podlegały skraplaniu lub regazyfikacji, ilość skraplanego gazu ziemnego lub regazyfikowanego skroplonego gazu ziemnego, stawkę opłat określoną w taryfie, warunki wprowadzania zmian tej stawki, sposób prowadzenia rozliczeń, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.	

			<i>Uzasadnienie:</i> W przypadku dużych instalacji LNG, moc umowna może nie odzwierciedlać właściwego poziomu zdolności technicznej instalacji, której ograniczenia mogą nie wynikać z mocy skraplania lub regazyfikacji, ale fizycznych zdolności przeładunku i składowania dla ładunków LNG. Z tego względu w instalacjach LNG stosuje się tzw. system slotowy, odzwierciedlający zdolność terminalu LNG do przyjmowania ładunków w trakcie obowiązywania umowy. Zmiana pozwoli na wprowadzenie takiego systemu przez krajowych operatorów instalacji skroplonego gazu ziemnego, m. in. poprzez zapewnienie możliwości określenia w treści umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego ilości oraz długości okresów w których ładunki LNG określonej wielkości będą podlegały skraplaniu lub regazyfikacji (a więc określenia w umowie tzw. slotów).	
89.	Art. 5 ust. 2a ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana: - dodać pkt 4</i> „4) wymogów określonych w pkt. 1 – 3 nie stosuje się w przypadku gdy użytkownik systemu dostarcza energię z własnej jednostki wytwórczej i pobiera energię elektryczną na własny użytek”.	
90.	Art. 5 ust. 5 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „5. Projekty umów, o których mowa w ust. 1, 3 i 4, lub projekty wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach, powinny być niezwłocznie przesłane odbiorcy; jeżeli w zawartych umowach mają być wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy przesłać informację o prawie do wypowiedzenia umowy.” <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana zmiana ma na celu prawne uregulowanie istniejących i stosowanych w kontakcie z odbiorcą, w prawnie dopuszczalnych ramach i za jego zgodą, innych kanałów komunikacji. Z punktu widzenia odbiorcy najistotniejszy jest fakt otrzymania informacji i w tym zakresie np. elektroniczne kanały kontaktu zapewniają możliwość szybszego zapoznania się z projektowanymi zmianami. Zwracamy także uwagę, że w rzeczonym przepisie mamy do czynienia z niekonsekwencją: z jednej strony nie ma wymogu pisemnego przesłania zmian w zawartych umowach, a z drugiej strony konieczne jest przesłanie pisemnej informacji o prawie do wypowiedzenia umowy w przypadku niez zaakceptowania tych zmian. W obrocie prawnym funkcjonuje forma dokumentowa, która w dobie dzisiejszego, powszechnego użytku urządzeń telekomunikacji bezpośredniej (telefony, smartphony, tablety, komputery) jest ogólnie wykorzystywanym w komunikacji na linii przedsiębiorca – klient narzędziem porozumiewania się i w znacznej mierze również nawiązywania oraz rozwiązywania stosunków prawnych.	

91.	Art. 5 ust. 5 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „5. Projekty umów, o których mowa w ust. 1, 3 i 4, lub projekty wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach, powinny być niezwłocznie przesłane odbiorcy; jeżeli w zawartych umowach mają być wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy przesłać ~~pisemną~~ informację o prawie do wypowiedzenia umowy.” <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana zmiana ma na celu prawne uregulowanie istniejących i stosowanych w kontakcie z odbiorcą, w prawnie dopuszczalnych ramach i za jego zgodą, innych kanałów komunikacji. Z punktu widzenia odbiorcy najistotniejszy jest fakt otrzymania informacji i w tym zakresie np. elektroniczne kanały kontaktu zapewniają możliwość szybszego zapoznania się z projektowanymi zmianami. Zwracamy także uwagę, że w rzeczonym przepisie mamy do czynienia z niekonsekwencją: z jednej strony nie ma wymogu pisemnego przesłania zmian w zawartych umowach, a z drugiej strony konieczne jest przesłanie pisemnej informacji o prawie do wypowiedzenia umowy w przypadku niezaakceptowania tych zmian.	
92.	Art. 1 pkt 5 lit. a projektu w zakresie art. 5 ust. 6c ustawy	APATOR	Proponujemy by sprzedawca był zobowiązany do informowania swojego odbiorcy znacznie częściej niż w raz w roku. Proponujemy by udostępnianie odbywało się co najmniej raz na dobę za dobę poprzednią. Udostępnianie informacji raz na rok nie daje odbiorcy końcowemu żadnej korzyści ze smart meteringu a wręcz pogarsza dostęp o informacji o bieżącym zużyciu do czego wręcz zobowiązuje Dyrektywa Efektywnościowa. Bez dostarczenia informacji o bieżącym zużyciu będzie narastał ruch sprzeciwu do wprowadzenia Smart Meteringu, tak jak stało się to wcześniej w krajach które zaczęły wdrażanie SM bez natychmiastowego udostępnienia korzyści dla końcowego odbiorcy (np. dostęp do informacji o bieżącym zużyciu) USA, Holandia i inne. Co więcej tylko informacja o bieżącym zużyciu pozwala na podjęcie działań w kierunku efektywnego zarządzania energią elektryczną. Informowanie o zużyciu w poprzednim roku jest potrzebne ale niewystarczające.	
93.	Art. 1 pkt 5 lit. a projektu w zakresie art. 5 ust. 6c ustawy	IGG – EWE Energia	Należy doprecyzować co należy rozumieć przez „efektywne energetycznie urządzenia energetyczne” oraz wskazać dla jakich grup odbiorców zapis ten powinien obowiązywać. Po pierwsze bowiem nie wiadomo jakie dane miałyby się znaleźć w takiej informacji a po drugie z proponowanego zapisu wynika, że powinna ona być dostarczona także największym klientom, mającym pełną wiedzę na temat oszczędności energii. Ponadto zakres potencjalnych informacji dla np.; gospodarstw domowych i największych klientów musi być diametralnie różny.	

94.	Art. 1 pkt 5 lit. a projektu w zakresie art. 5 ust. 6c ustawy	Lewiatan	Jak rozumieć dodanie „i efektywnych energetycznie urządzeniach technicznych”? Dodatkowo należy doszczegółowić w jaki sposób sprzedawca ma informować odbiorcę i gdzie taka informacja ma się znajdować. Ma to na celu uniknięcie późniejszych spraw spornych dotyczących tego, czy odbiorcy zostali w sposób wystarczający poinformowani czy nie.	
95.	Art. 1 pkt 5 lit. a projektu w zakresie art. 5 ust. 6c ustawy	PGE	<i>Proponowana zamiana:</i> Proponujemy odroczenie wejścia w życie przepisu do 1 stycznia 2020 r. <i>Uzasadnienie:</i> Obowiązki wynikające z art. 5 ust. 6c ustawy Prawo energetyczne dotychczas spoczywały wyłącznie na sprzedawcach energii elektrycznej. Nałożenie tego rodzaju obowiązków informacyjnych na sprzedawców paliw gazowych oraz ciepła wymaga dostosowania systemu obsługi klientów, dlatego proponujemy uwzględnienie stosownego vacatio legis.	
96.	Art. 1 pkt 5 lit. a projektu w zakresie art. 5 ust. 6c ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	Jak rozumieć i interpretować dodanie słów „i efektywnych energetycznie urządzeniach technicznych”? Dodatkowo należy uszczegółowić w jaki sposób sprzedawca ma informować odbiorcę i gdzie taka informacja ma się znajdować. Ma to na celu uniknięcie późniejszych spraw spornych dotyczących tego, czy odbiorcy zostali w sposób wystarczający poinformowani czy nie.	
97.	Art. 1 pkt 5 lit. a i b projektu w zakresie art. 5 ust. 6c i 6e ustawy	KIGeIT	Są to nadmierne obciążenia nakładane na Sprzedawcę – z czego one wynikają? Ust 6e i 6g – nakładają na Sprzedawcę obowiązek ciągłego dosyłania „kopii” Uprawnień Konsumentów a jednocześnie PURE i PUOKIK nie mają obowiązków publikacyjnych a tym bardziej informacyjnych. Proponujemy by rozwiązania informatyczne zaimplementowane przez OIP dały możliwość informowania odbiorcy znacznie częściej niż w raz w roku. Proponujemy by udostępnianie odbywało się co najmniej raz na dobę za dobę poprzednią. Udostępnianie informacji raz na rok nie daje odbiorcy końcowemu żadnej korzyści ze Smart Meteringu, a wręcz pogarsza dostęp o informacji o bieżącym zużyciu, do czego wręcz zobowiązuje Dyrektywa Efektywnościowa. Bez dostarczenia informacji o bieżącym zużyciu będzie narastał ruch sprzeciwu do wprowadzenia Smart Meteringu, tak jak stało się to wcześniej w krajach które zaczęły wdrażanie SM bez natychmiastowego udostępnienia korzyści dla końcowego odbiorcy (np. dostęp do informacji o bieżącym zużyciu) jak m.in. w USA, Holandia i inne. Co więcej tylko informacja o bieżącym zużyciu pozwala na podjęcie działań w kierunku efektywnego zarządzania energią elektryczną. Informowanie o zużyciu w poprzednim roku jest potrzebne ale niewystarczające.	

98.	Art. 1 pkt 5 lit. b projektu w zakresie art. 5 ust. 6e ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zamiana:</i> „Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej ~~dostarcza odbiorcy~~ informuje odbiorcę tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym ~~aktualną kopię~~ o aktualizacji treści zbioru praw konsumenta energii oraz zapewnia jego publiczny dostęp wraz z aktualnym stanem prawnym”. <i>Uzasadnienie:</i> Przy aktualizacji zbioru praw konsumenta (ZPK) - zaktualizowana wersja musi być dostarczona do klienta. Zmiana niekorzystna dla sprzedawców. Proponujemy ograniczyć obowiązek jedynie do informowania odbiorcy o samym fakcie zmiany ZPK, wraz ze wskazaniem odbiorcy, gdzie aktualna wersja ZPK jest dostępna.	
99.	Art. 1 pkt 5 lit. b projektu w zakresie art. 5 ust. 6e ustawy	IGG – EWE Energia	<i>Proponowana zmiana:</i> dot. zdanie pierwsze zmienianej ustawy Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarcza odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym <u>w momencie zawierania umowy</u> aktualną kopię zbioru praw konsumenta energii oraz zapewnia jego publiczny dostęp wraz z aktualnym stanem prawnym. <i>Uzasadnienie:</i> Należy sprecyzować, iż zbiór praw konsumenta doręczany jest mu raz, a jedynie na stronie przedsiębiorstwa ma być dostępna aktualna kopia praw. W przeciwnym razie może zaistnieć konieczność nawet kilkukrotnego drukowania w ciągu roku milionów wielostronicowych egzemplarzy, co w ostateczności przyczyni się do wzrostu cen. Ponadto zmiana przepisu jest istotna w kontekście sankcji przewidzianych za niedopełnienie tego obowiązku.	
100.	Art. 1 pkt 5 lit. b projektu w zakresie art. 5 ust. 6e ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 5h. 1. Sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonuje zakupu energii elektrycznej wprowadzonej do: 1) sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca, albo 2) sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca – w następstwie hamowania <u>pociągu, tramwaju, trolejbusu oraz metra</u>” <i>Uzasadnienie:</i> • Doprecyzowanie. Zgodnie z uzasadnieniem do projektu ustawy <i>Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania obejmą swoim zakresem podmiotowym pociągi, metro, tramwaje i trolejbusy</i>. Chyba, że intencją ustawodawcy jest jednak nie obejmowanie metra tymi przepisami, co oznacza potrzebę zmiany Uzasadnienia.	

			Pytanie: czy rozliczanie tej energii musi być dokonywane za pośrednictwem OIP?	
101.	Art. 1 pkt 5 lit. b projektu w zakresie art. 5 ust. 6e ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej ~~dostarcza~~ udostępnia odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym ~~aktualną~~ kopię zbioru praw konsumenta energii oraz zapewnia jego publiczny dostęp ~~wraz z aktualnym stanem prawnym~~. W przypadku aktualizacji zbioru, sprzedawca informuje odbiorcę o zmianach oraz miejscu dostępności i publikacji aktualnego dokumentu” <i>Uzasadnienie:</i> Dostarczanie każdemu odbiorcy w gospodarstwie domowym kopii zbioru praw konsumenta w przypadku jego aktualizacji jest obowiązkiem niezwykle kosztownym z punktu widzenia sprzedawcy (wydruk, wysyłka itp.). Dla prawidłowego powiadomienia konsumentów wystarczy zapewnić dostęp do aktualnej wersji wraz z komunikatem o jej aktualizacji i miejscu dostępności zbioru praw konsumenta. Względnie komunikacja masowa mogłaby dotyczyć wyłącznie opisu i wyciągu ze zmian, a nie powinna dotyczyć całego dokumentu z uwagi na nadmierne obciążenia ekonomiczne, które ostatecznie mogą obciążyć odbiorców. Ponadto, projektowany przepis ma charakter nieostry i jego interpretacja może powodować rozbieżności w zakresie sposobu realizacji przedmiotowego obowiązku. Projektowane brzmienie ustawy nie precyzuje, w jaki sposób sprzedawca ma udostępnić dostęp do aktualnego stanu prawnego. Z uwagi na powyższe, zasadne wydaje się doprecyzowanie wskazanego przepisu poprzez określenie formy udostępnienia np. w formie odnośnika do strony sprzedawcy w wiadomości e-mail. Powyższe jest szczególnie istotne w świetle penalizacji niewypełnienia tego obowiązku – poprzez proponowane brzmienie art. 56 ust. 17a PE.	
102.	Art. 1 pkt 5 lit. b projektu w zakresie art. 5 ust. 6e ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „6e. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarcza odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie aktualną kopię zbioru praw konsumenta tych paliw lub energii oraz zapewnia jego publiczny dostęp wraz z aktualnym stanem prawnym”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy, aby projektowany przepis uwzględniał fakt przygotowania przez Prezesa URE dwóch odrębnych zbiorów praw konsumenta. dnia właściwego dla przedstawienia stanu prawnego.	

103.	Art. 1 pkt 5 lit. b projektu w zakresie art. 5 ust. 6e ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> ~~„Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarcza odbiorcy~~ informuje odbiorcę tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym ~~aktualną kopię o aktualizacji treści~~ zbioru praw konsumenta energii oraz zapewnia jego publiczny dostęp wraz z aktualnym stanem prawnym.” <i>Uzasadnienie:</i> Przy aktualizacji zbioru praw konsumenta (ZPK) - zaktualizowana wersja ma być dostarczona do klienta. Proponujemy ograniczyć obowiązek jedynie do informowania odbiorcy o samym fakcie zmiany ZPK, wraz ze wskazaniem odbiorcy, gdzie aktualna wersja ZPK jest dostępna. Dostarczanie każdemu odbiorcom w gosp. domowych kopii całościowego ZPK w przypadku jego aktualizacji jest obowiązkiem niezwykle kosztownym z punktu widzenia sprzedawcy (wydruk, wysyłka itp.). Dla osiągnięcia efektu komunikacji aktualizacji wystarczającym działaniem wydaje się zapewnienie dostępu do aktualnej wersji wraz z komunikatem np. z najbliższą fakturą o aktualizacji i miejscu dostępności. Względnie tzw. komunikacja masowa mogłaby dotyczyć wyłącznie opisu i wyciągu ze zmianą, a nie całego dokumentu. Projektowana zmiana powoduje, że przepis ma charakter nieostry i jego interpretacja może powodować rozbieżności w zakresie sposobu realizacji przedmiotowego obowiązku. Projektowane brzmienie ustawy nie precyzuje, w jaki sposób sprzedawca ma udostępnić dostęp do aktualnego stanu prawnego. Z uwagi na powyższe, zasadne wydaje się doprecyzowanie wskazanego przepisu poprzez określenie formy udostępnienia (np. w formie linku do tekstu jednolitego) aktualnego stanu prawnego. Ponadto prosimy o informację jak rozumieć i interpretować dodanie słów „wraz z <i>aktualnym stanem prawnym</i>”?	
104.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 1 pkt 2 ustawy	Izba Gospodarcza Komunikacji Miejskiej - IGKM	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca – w następstwie hamowania pociągu, tramwaju, trolejbusu oraz pociągu metra”. <i>Uzasadnienie:</i> Problem braku uregulowania kwestii rekuperacji energii przez pojazdy komunikacji miejskiej, w tym szczególnie tramwaje, ale także trolejbusy i pociągi metra, był wielokrotnie podnoszony przez nasze środowisko. W piśmie IGKM/P/42/2015 z dnia 10.02.2015 r. skierowanym do ówczesnego Ministra Gospodarki Pana Janusza Piechocińskiego zwracaliśmy uwagę na konieczność podjęcia niezwłocznych prac legislacyjnych, mających na celu doprowadzenie do sytuacji, w której operatorzy transportu publicznego mogliby oddawać energię wytworzoną podczas hamowania pojazdu do	

			Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Od kilku lat jest to sprawa bardzo istotna dla naszego środowiska, tym bardziej, że już w 2015 r. ilość pojazdów przystosowanych do rekuperacji energii wynosił 25% całego taboru i ciągle wzrasta. Uważamy, że należy dopisać pociągi metra do grupy pojazdów, które będą mogły oddawać energię pochodzącą z procesu hamowania. W Polsce system metra dotychczas funkcjonuje jedynie w Warszawie, jednak jest bardzo ważnym elementem systemu transportu publicznego w Warszawie. Zdecydowana większość składów metra, bo aż 53 szt. z wszystkich 75 szt., jakie eksploatuje Spółka Metro Warszawskie, to pojazdy wyposażone w systemy pozwalające na oddawanie energii. Dlatego uprzejmie wnosimy o dopisanie pociągów metra w art. 5h ust.1 pkt 2 projektu w/w nowelizacji. Pozostała treść projektu nowelizacji nie budzi naszych zastrzeżeń. Proponowana nowelizacja pozwoli przedsiębiorstwom komunikacji miejskiej eksploatującym tramwaje, trolejbusy i pociągi metra na prowadzenie jeszcze efektywniejszej i oszczędniejszej polityki transportowej.	
105.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 1 pkt 2 ustawy	Przewozy Regionalne Sp. z o.o.	Wprowadzenie zapisów art. 5h ust. 1 pkt 2 w projekcie ww. ustawy implikuje negatywne konsekwencje dla pasażerskich przewozów kolejowych w Polsce. Po wprowadzeniu zaproponowanego modelu sprzedaży, ponoszone przez przewoźników koszty, z tytułu zakupu energii trakcyjnej oraz usługi dystrybucji wzrosną nawet do kilkunastu procent rocznie tj. w przypadku "Przewozy Regionalne" sp. z o.o. nawet o 10 mln złotych. W obecnej sytuacji rynkowej, gdzie zauważalna jest tendencja wzrostowa cen na Towarowej Giełdzie Energii w kontraktach na 2019 r. w zestawieniu z proponowanymi zmianami regulacji prawnych niesie krytyczne ryzyko dla działalności przewoźników. Przewoźnik, a tym samym „wytwórca” w myśl proponowanych zapisów odzyska jedynie 85% ceny oddanej energii przy czym tylko w zakresie tzw. energii „czarnej”. Tym samym w takim modelu nie będą rekompensowane, opłaty dystrybucyjne. Wzrost kosztów bezpośrednio może przełożyć się na wielkość przygotowywanej oferty dla pasażerów, co warunkuje utrzymanie konkurencyjności kolei na trudnym rynku transportowym w Polsce. W interesie przewoźników kolejowych jest wprowadzenie zasad mających korzystny wpływ na zachowanie konkurencyjności tego sektora i rozwój transportu kolejowego. W przypadku "Przewozy Regionalne" sp. z o.o. niekorzystny model rozliczeń w transporcie publicznym bezpośrednio obciąża budżety województw z uwagi na charakter działalności Spółki.	

			Optymalnym rozwiązaniem jest akceptacja i usankcjonowanie modelu dającego możliwość bilansowania rozliczenia energii rekuperowanej z energią pobraną, który stanowi model najbardziej korzystny, ograniczający negatywne konsekwencje zarówno dla przewoźnika jak i pasażerów.	
106.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 1 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „Sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonuje zakupu energii elektrycznej wprowadzonej do: ~~1. sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca, albo~~ ~~2. sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca~~ – w następstwie hamowania pociągu, tramwaju oraz trolejbusa.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy usunięcie pkt 1 ze względu na brak precyzyjnych zasad na jakich miałyby się odbywać rozliczenia energii wprowadzonej do sieci trakcyjnej. Energia wprowadzona do sieci trakcyjnej przez jeden pojazd może być konsumowana przez inny w sytuacji, gdy sprzedawca energii do pojazdu jest innym podmiotem niż sprzedawca zobowiązany.	
107.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 1 i 2 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 5h. 1. Sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonuje zakupu energii elektrycznej wprowadzonej do: 1) sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca, albo 2) sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na 3) którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca – w następstwie hamowania <u>pociągu, tramwaju oraz trolejbusa.</u> 2. Cena zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, stanowi <u>50 %</u> średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a.” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Biorąc pod uwagę niestabilny, nieprzewidywalny co do wielkości i czasu trwania charakter energii wprowadzanej do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania, proponujemy cenę zakupu na poziomie 50 % średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a. Zwracamy jednocześnie uwagę na trudność w rozliczeniu tej energii z wykorzystaniem średniej ceny z rynku konkurencyjnego w poprzednim kwartale. Jeżeli bowiem przyjmiemy, że w kwartale trzecim (miesiące lipiec – wrzesień) mamy rozliczać co miesiąc energię z wykorzystaniem ceny z poprzedniego (czyli drugiego kwartału), to w roku 2018 za miesiące lipiec i sierpień takie rozliczenie nie mogłoby mieć miejsca, gdyż Prezes URE ogłosił cenę za poprzedni kwartał dopiero 25 września. Taka sytuacja ma miejsce w każdym kwartale. Stąd należy odpowiednio zmienić proponowane zapisy.	
108.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 2 ustawy	APATOR	Proponujemy by cena ta wynosiła 115% ponieważ energia odzyskana podczas hamowania jest cenniejsza od energii dostarczonej z sieci. Energia odzyskana sieci zmniejsza emisję gazów cieplarnianych ponieważ w innym przypadku zostałaby bezpowrotnie stracona (zamieniona na ciepło i wyemitowana do środowiska). Energia odzyskana podczas hamowania jest bardzo cenna z punktu widzenia ochrony środowiska/klimatu ponieważ pozwala uniknąć części centralnej generacji (na ogół węglowej silnie emisyjnej, pozwala uniknąć strat dystrybucyjnych i przesyłowych bo może ją wykorzystać np. inny pojazd lub magazyn energii. Rekuperację i efektywność energetyczną należy promować także za pomocą bodźców finansowych (cena) a nie nie dyskryminować wobec generacji centralnej (współczynnik 0,85).	
109.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 2 ustawy	Fundacja ClientEarth	Przyjęta w projekcie wartość ceny zakupu przez sprzedawcę zobowiązanego energii elektrycznej wprowadzanej do sieci w następstwie hamowania pociągu, tramwaju oraz trolejbusa, wynosząca 85 proc. średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłaszanej przez Prezesa URE (art. 1 pkt 6 projektu), nie została wyjaśniona w uzasadnieniu, ani ocenie skutków regulacji do projektu. Należy zauważyć, że zbliżone, krajowe regulacje przewidują obecnie wynagrodzenie wynoszące 100 proc. ceny Prezesa URE . Projekt wymagałby uzupełnienia o założenia w zakresie ustalenia takiego a nie innego poziomu wynagrodzenia. Ponadto, propozycja dodawanego do Prawa energetycznego przepisu art. 5h ust. 1 – w przeciwieństwie do uzasadnienia do projektu – nie wymienia pojazdów metra.	
110.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 2 ustawy	Fundacja ProKolej (FPK)	Projektowany przepis art. 5h ust. 2, zgodnie z którym cena obieranej od przewoźnika energii elektrycznej będzie ustalana na poziomie 85% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Proponowane rozwiązanie jest niekorzystne zarówno dla dystrybutora energii, jak i jej konsumentów z kilku powodów. Średnia cena energii na rynku konkurencyjnym to cena hurtowa. Jest ona	

			zdecydowanie niższa, niż cena energii trakcyjnej dla transportu kolejowego będąca de facto ceną detaliczną. Pierwsza wartość w IV kwartale 2017 roku kształtowała się na poziomie 164,05 zł/MWh, natomiast w sprzedaży dla transportu kolejowego była dwukrotnie wyższa. Oznacza to, że różnica pomiędzy kosztem energii pobieranej z sieci i oddawanej do niej będzie znacznie wyższa niż założone w projekcie ustawy 15%. W naszej ocenie opisany w projekcie ustawy system rozliczeń oparty na statystycznym wyznaczaniu cen za energię pochodzącą z rekuperacji należy zastąpić znacznie prostszym rozwiązaniem opartym o sumaryczny bilans ilości energii pobranej i oddanej do sieci. Model ten prowadzi będzie dodatkowo do obniżenia opłaty za dystrybucję energii pobranej o koszt dystrybucji tej energii. Bez takiej zmiany koszty dystrybucji ponoszone przez przewoźnika kolejowego i naliczane od całości energii nie będą możliwe do odzyskania przy rekuperacji. Jako podstawę opisu tego mechanizmu proponujemy przyjęcie rozwiązania analogicznego jak dla tzw. małych wytwórców energii odnawialnej (prosumentów). Rekomendujemy jednocześnie, aby w toku dalszych prac legislacyjnych wyraźnie określić, że rekuperacja energii elektrycznej i wprowadzanie jej do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów nie stwarza po stronie przewoźnika obowiązku posiadania koncesji na produkcję energii elektrycznej, jak również nie niesie obowiązku zapłaty akcyzy od sprzedanej energii. Trzeci element, zauważony przez nas na obecnym etapie analizy, to brak komplementarności projektowanych przepisów z rozwiązaniami dedykowanymi dla sektora kolejowego. Przykładem jest przepis art. 5h, który odnosi się on do „hamowania pociągu, tramwaju oraz trolejbusa”. W naszej ocenie pojęcie „pociągu” powinno być zastąpione pojęciem „pojazdu kolejowego”.	
111.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 2 ustawy	Izba Gospodarcza Transportu Lądowego – IGTL	Głównym postulatem branży kolejowej jest korekta proponowanych obecnie zapisów art. 5h, ust. 2, który wskazuje, że cena zakupu energii elektrycznej, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pociągu, stanowi 85% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Takie rozwiązanie jest zdecydowanie mniej korzystne od funkcjonującego obecnie – w ramach umów pomiędzy przewoźnikami kolejowymi, a sprzedawcą i dystrybutorem energii na polskiej sieci kolejowej – modelu rekuperacji. Należy podkreślić, że model ten został wypracowany wspólnie z przewoźnikami i jest stosowany od kilku lat jako otwarty dla każdego przewoźnika posiadającego zdolność wykazania ilości energii rekuperowanej. Podstawowym założeniem obecnego schematu rozliczeń jest odniesienie do bilansu ilości energii zużytej przez przewoźnika wyznaczonej jako różnica ilości energii pobranej i zredukowanej. Dzięki temu przewoźnicy odzyskują 100% ceny oddanej energii (zredukowanej) i całość opłaty dystrybucyjnej za oddaną energię.	

			Rozwiązanie proponowane w projekcie ustawy w nieuzasadniony sposób ogranicza skalę redukcji kosztów ponoszonych przez przewoźników z tytułu zakupu energii elektrycznej oraz świadczenia usługi dystrybucyjnej. Nie jest z naszego punktu widzenia jasne, jakie przesłanki stoją za określeniem ceny energii na poziomie 85% średniej ceny na rynku, bez uwzględnienia stawek w sektorze kolejowym, co więcej bez uwzględnienia redukcji w zakresie opłaty dystrybucyjnej. Z informacji przewoźników kolejowych wynika, że koszty zakupu energii elektrycznej mogą wzrosnąć nawet o kilkanaście procent rocznie, co w przypadku tych odbiorców równe jest kwotom liczoną w milionach złotych. Byłaby to bez wątpienia poważna przeszkoda w budowaniu pozycji konkurencyjnej transportu kolejowego. Nie mniej istotne jest to, że wprowadzenie przepisów w proponowanym brzmieniu de facto uniemożliwi realizację umów zawartych w obecnej sytuacji prawnej i faktycznej, co spowoduje ogromny chaos na rynku. Zwracamy się z prośbą o modyfikację proponowanego brzmienia przepisów w sposób odzwierciedlający powyżej opisane bilansowanie ilości energii	
112.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 2 ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Cena zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, stanowi <u>50%</u> średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a.”. <i>Uzasadnienie:</i> - Biorąc pod uwagę niestabilny, nieprzewidywalny co do wielkości i czasu trwania charakter energii wprowadzanej do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania, proponujemy cenę zakupu na poziomie 50 % średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a. - Zwracamy jednocześnie uwagę na trudność w rozliczeniu tej energii z wykorzystaniem średniej ceny z rynku konkurencyjnego w poprzednim kwartale. Jeżeli bowiem przyjmimy, że w kwartale trzecim (miesiące lipiec – wrzesień) mamy rozliczać co miesiąc energię z wykorzystaniem ceny z poprzedniego (czyli drugiego kwartału), to w roku 2018 za miesiące lipiec i sierpień takie rozliczenie nie mogłoby mieć miejsca, gdyż Prezes URE ogłosił cenę za poprzedni kwartał dopiero 25 września. Taka sytuacja ma miejsce w każdym kwartale. Stąd należy odpowiednio zmienić proponowane zapisy.	
113.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 2 ustawy	KIGEiT	Proponujemy by cena ta wynosiła 115% ponieważ energia odzyskana podczas hamowania jest cenniejsza od energii dostarczonej z sieci. Energia odzyskana sieci zmniejsza emisję gazów cieplarnianych ponieważ w innym przypadku zostałaby bezpowrotnie stracona (zamieniona na ciepło i wyemitowana do środowiska). Energia	

			odzyskana podczas hamowania jest bardzo cenna z punktu widzenia ochrony środowiska/klimatu, ponieważ pozwala uniknąć części centralnej generacji (na ogół wysoko emisyjnej) pozwala uniknąć strat dystrybucyjnych i przesyłowych, bo może ją wykorzystać np. inny pojazd lub magazyn energii. Rekuperację i efektywność energetyczną należy promować także za pomocą bodźców finansowych (cena) a nie dyskryminować wobec generacji centralnej (współczynnik 0,85).	
114.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 3 ustawy	Fundacja ProKolej (FPK)	Art. 5h w ust. 3 przewiduje, że wykorzystanie energii elektrycznej powstającej w wyniku rekuperacji jest uwarunkowane wyposażeniem pojazdów kolejowych w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe. W warunkach polskich systemy takie nie są niestety powszechne. A powody tego stanu rzeczy są dwoiste: ☐ nieuregulowana kwestia certyfikacji, homologacji lub też uwierzytelnienia układu pomiarowego na pojazdach kolejowych , ☐ fakt, że system taryfikacji opłat za energię PKP Energetyka S.A. oparty na statystyce wykonanej pracy przewozowej i normatywów energetycznych dla określonego typu taboru jest korzystniejszy niż rozliczenie na podstawie rzeczywistego zużycia.	
115.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 3 ustawy	Izba Gospodarcza Transportu Lądowego – IGTL	Proponowany przepis 5h w ust. 3 przewiduje, że ilość energii elektrycznej, którą będzie obowiązany zakupić sprzedawca zobowiązany, będzie ustalana na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Ponieważ możliwość rekuperacji jest warunkowana posiadaniem przez przewoźnika kolejowego pojazdów kolejowych wyposażonych w urządzenia pomiarowo – rozliczeniowe rekomendowana jest szersza publiczna debata na temat technicznej możliwości wykorzystania już istniejących urządzeń pomiarowo – rozliczeniowych, w które wyposażane są pojazdy kolejowe. W szczególności należy wziąć pod uwagę najnowsze wymagania TSI zawarte w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 2018/868 z dnia 13 czerwca 2018 roku zmieniającym rozporządzenie (UE) nr 1301/2014 oraz rozporządzenie (UE) nr 1302/2014 w odniesieniu do przepisów dotyczących systemu pomiaru energii i systemu gromadzenia danych (Dz. Urz. UE L 149 z 14 czerwca 2018 roku, str. 16), jak również treść nowego wydania normy PN-EN 50463:2018 Zastosowania kolejowe – Pomiar energii na pokładzie pociągu.	
116.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h ust. 3 ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> Rozwinięcie przepisów, uwzględniając aspekty techniczne poprzez akty wykonawcze – IRiESD lub rozporządzenie. <i>Uzasadnienie:</i> W zaproponowanym art. 5h ust. 1 są pokazane dwa przypadki wprowadzania rekuperowanej energii: do sieci trakcyjnej i do sieci dystrybucyjnej. Jakkolwiek w ust. 3 napisano, że: „ilość energii elektrycznej ... ustala się na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo – rozliczeniowych”, to w uzasadnieniu czytamy, że „ilość energii ... będzie ustalana na podstawie	

			rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo – rozliczeniowych, w które co do zasady jest wyposażony pojazd szynowy”. Wprowadzanie energii do sieci trakcyjnej odnosi się do sytuacji, gdzie rozliczanie energii następuje po stronie prądu stałego na sieci trakcyjnej. Jest też inny przypadek, w którym rozliczanie energii następuje po stronie prądu przemiennego w podstacji trakcyjnej tramwajowej, trolejbusowej lub metra, a energia jest wprowadzana poprzez falowniki do sieci dystrybucyjnej OSD. W drugim przypadku urządzenia pomiarowo – rozliczeniowe muszą być zainstalowane w podstacjach trakcyjnych, a nie w pojazdach. Rozliczenie następuje pomiędzy właścicielem (użytkownikiem) podstacji trakcyjnej a OSD i nie ma znaczenia, który konkretnie pojazd oddał energię do sieci. Ponadto, pomiędzy hamującym pojazdem a podstacją trakcyjną istnieje sieć trakcyjna, w której powstają straty i wówczas przy urządzeniach pomiarowo – rozliczeniowych w pojazdach trudno byłoby uwzględnić te straty w rozliczeniach. W Projekcie brakuje propozycji rozwiązania aspektów technicznych, które powinny zostać uregulowane w aktach niższego rzędu. Do rozważenia czy wystarczające jest dodanie odpowiednich przepisów uprawniających OSD do doprecyzowania kwestii technicznych rekuperacji w IRiESD czy też w Projekcie powinno pojawić się upoważnienie do wydania rozporządzenia. Celem takich rozwiązań jest to, aby instalowane falowniki nie oddziaływały negatywnie na sieć dystrybucyjną (wahania napięcia, wyższe harmoniczne, moc bierna, samoczynne odłączanie w określonych sytuacjach itp.).	
117.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h	Izba Gospodarcza Transportu Lądowego – IGTL	Projektowany przepis art. 5h, odnosi się do „hamowania pociągu, tramwaju oraz trolejbusu”. W naszej ocenie pojęcie pociągu powinno być zastąpione pojęciem „pojazdu kolejowego”, co pozwoli uniknąć w przyszłości wątpliwości interpretacyjne. Definicję „pociągu” zawiera art. 4 pkt 1e ustawy z dnia 28 marca 2003 roku o transporcie kolejowym. Zgodnie z definicją ustawową pociąg to pojazd kolejowy albo skład pojazdów kolejowych, który spełnia wymagania określone dla pociągu i któremu zarządca infrastruktury nadał status pociągu. Z kolei „pojazd kolejowy”, zgodnie z pkt 6 tej ustawy to pojazd dostosowany do poruszania się na własnych kołach po torach kolejowych, z napędem lub bez napędu. Pojęcie „pociągu” jest co do zasady węższe niż „pojazdu kolejowego”. Możliwy jest zakup energii przez pojazd kolejowy, który nie będzie miał przymiotu pociągu (np. pojazd kolejowy wykonujący manewry).	
118.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h	Koleje Dolnośląskie S.A.	Koleje Dolnośląskie S.A. z żywym zainteresowaniem oczekują na przygotowanie przepisów, które zalegalizują i obejmą (w sposób praktyczny) zjawisko rekuperacji energii elektrycznej obecne w kolejowej sieci trakcyjnej 3 kV prądu stałego. W chwili obecnej wszelkie zasady rozliczeń nie	

		wynikają z przepisów prawa, a jedynie z dobrej woli Operatora Systemu Dystrybucyjnego w sieci trakcyjnej 3 kV prądu stałego. Koleje Dolnośląskie S.A. wyrażają swoje niezadowolenie w stosunku do zaproponowanego systemu rozliczeń rekuperacji. Zawiera on mniej korzystne zapisy niż obecnie stosowane we wzajemnych rozliczeniach z PKP Energetyka. W chwili obecnej ilość energii oddanej do sieci jest odejmowana w całości od energii trakcyjnej pobranej z sieci (z uwzględnieniem strat), co przekłada się zarówno na zmniejszenie kosztów zakupu energii elektrycznej, jak i na zmniejszenie opłat związanych z dystrybucją energii elektrycznej. Obawiamy się, że po zaproponowanych dojdzie do zmiany sposobu rozliczenia na ściśle zgodny z nowymi przepisami prawa. Spowoduje to przynajmniej dwukrotny spadek efektów ekonomicznych rekuperacji, co przełoży się wprost na ok. 10 % wzrost kosztów związanych z energią trakcyjną. Wpłynie to na stopę zwrotu inwestycji w montaż liczników energii na pojazdach oraz modernizację układów napędowych, co może czynić nieopłacalnymi kolejne inwestycje w liczniki energii oraz pojazdy zwracające energię hamowania do sieci trakcyjnej. Jako przewoźnik realizujący zadania służby publicznej, zwracamy dodatkową uwagę na fakt zapowiadanych podwyżek cen energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych. Istnieje realna groźba, że zaproponowane rozwiązania zbiegną się w czasie z przedmiotowymi podwyżkami, co spowoduje skokowy wzrost nakładów na zakup energii trakcyjnej, a co za tym idzie – konieczność zwiększenia rekompensaty wypłacanej przez Organizatorów Przewozów lub ograniczenie pracy eksploatacyjnej i zmniejszenie konkurencyjności kolei jako środka transportu. Należy przy zauważyć, że cały system dystrybucyjny w sieci trakcyjnej 3 kV prądu stałego stanowi dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jedynie odbiornik – energia przetworzona przez podstacje na prąd stały, zmagazynowana w energii kinetycznej pojazdów i oddawana do sieci trakcyjnej podczas hamowania nie wraca do KSE, lecz cały czas krąży pomiędzy pojazdami różnych przewoźników. W chwili obecnej każdy z przewoźników płaci wyłącznie za energię faktycznie zużytą (tj. bezpowrotnie straconą), natomiast energia oddana do sieci trakcyjnej jest traktowana jako bezkosztowa. Skutkiem tego jedna kilowatogodzina może być wielokrotnie przekazywana między OSD a przewoźnikami, a jej koszty ponosi dopiero ten nabywca, który ją faktycznie zużywa i wyłącza z obiegu. Po zaproponowanych zmianach OSD będzie mógł tę samą kilowatogodzinę sprzedąć kilkakrotnie (kilku przewoźnikom). Jednocześnie w interesie OSD będzie podwyższanie wskaźników zużycia i oddania energii elektrycznej, ponieważ nawet przy zerowym bilansie energii (gdy ilość energii pobranej i oddanej będą sobie równe) będzie on mógł otrzymać minimum 15% ceny energii. Przy obecnym rozwiązaniu takie działanie nie przynosi OSD korzyści. W odniesieniu do powyższych rozważań należy podkreślić, że dotyczą one przyjęcia, że cena zakupu energii oddanej do sieci trakcyjnej będzie stanowić 85% ceny sprzedaży. Proponowane zapisy mówią jednak o 85 % ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, która jest o ok. 30%	

			niższa od ceny sprzedaży energii elektrycznej trakcyjnej o napięciu 3 kV. Przekłada się to na jeszcze większy spadek efektywności rekuperacji i wzrost kosztów o energii. W związku z przedstawionym stanowiskiem, Koleje Dolnośląskie S.A. proszą o zmianę zapisów proponowanej ustawy „Prawo Energetyczne” tak, aby utrzymane zostały dotychczasowe zasady rozliczania rekuperacji w sieci trakcyjnej 3 kV, tj. rozliczenie zużytej energii elektrycznej na podstawie różnicy wskazań między energią pobraną i oddaną do sieci trakcyjnej.	
119.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 5h. 1. Sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonuje zakupu energii elektrycznej wprowadzonej do: 1) sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca, albo 2) do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca - w następstwie hamowania pociągu, metra, tramwaju oraz trolejbusa. 2. Cena zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, stanowi 35% ~~85%~~ średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a. (...)” Alternatywnie proponujemy wykreślenie przepisu. <i>Uzasadnienie:</i> Pragniemy zwrócić uwagę na następujące kwestie: 1) energia pochodząca z rekuperacji jest wprowadzana do sieci elektroenergetycznej w sposób trudny do przewidzenia (podczas hamowania pojazdów trakcyjnych), w dużych ilościach w bardzo krótkim czasie (w skrajnych przypadkach może to być kilka megawatów w ciągu kilku sekund). To może powodować istotne wyzywania związane z zarządzaniem, dlatego proponujemy rozważenie zasadności zaproponowanej wysokiej ceny (85% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale). Jest to tym bardziej zasadne, że przewoźnik pobiera energię wtedy, kiedy potrzebuje i dostawcy (dystrybucja i spółka obrotu) mają tę dostawę zapewnić; 2) w OSR przywołane zostały przykłady niemiecki i belgijski i niestety zostały zawężone tylko do kolei, a nie np. do komunikacji miejskiej. Zwracamy uwagę na to, że w Niemczech proces „rozliczania” rekuperacji ma bardzo długą historię i kilkanaście lat temu cena energii oddanej	

			przez pojazd trakcyjny wynosiła ok. 1/3 ceny energii pobranej. Ponadto nie bez znaczenia jest to, że koleje niemieckie posiadają własny wydzielony system elektroenergetyczny; 3) zaproponowany przepis nie obejmie Metra Warszawskiego. Na stronie 7 uzasadnienia do ustawy możemy przeczytać, że nie taka była intencja autorów projektu. czytamy: „zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania obejmą swoim zakresem podmiotowym pociągi, metro, tramwaje i trolejbusy”. Jest to pewna niekonsekwencja, a o tyle istotna, że pojazdy trakcyjne Metra Warszawskiego są w większości przystosowane do rekuperacji; 4) zaproponowany mechanizm w naszej ocenie może zostać uznany za mechanizm wsparcia (pomoc publiczną w rozumieniu art. 107 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej), co rodzi pytanie o zgodność pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym UE. Ponadto zwracamy uwagę, że może to być działanie mające na celu poprawę efektywności energetycznej	
120.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h	SKM	W propozycji zmian przedmiotowej ustawy z 5 października br. przyjęto nieprecyzyjne zapisy dotyczące rozliczania rekuperacji, które przy możliwej interpretacji będą niekorzystne dla przewoźników. Uważamy, iż regulacja kwestii rekuperacji w ustawie „Prawo Energetyczne”, sama w sobie, jest słusznym działaniem i krokiem w dobrą stronę. Nie mniej jednak, w interesie środowiska kolejowego jest, aby wdrożone zasady miały korzystny wpływ na zachowanie konkurencyjności i rozwój transportu kolejowego. Pragniemy zwrócić uwagę, iż obecny model rozliczania rekuperacji, został wypracowany przez firmę PKP Energetyka wspólnie z przewoźnikami i jest stosowany od 2014 roku. Jest to dobry model dla każdego przewoźnika posiadającego zdolność wykazania ilości energii rekuperowanej. Dzięki obecnie stosowanemu modelowi przewoźnicy odzyskują prawie 100% wartości oddanej energii (zrekuperowanej) i całość opłaty dystrybucyjnej za zbilansowaną energię. W modelu proponowanym w nowelizacji my przewoźnicy odsprzedamy energię rekuperacji po cenie tylko 85% ceny energii z rynku konkurencyjnego i będziemy zmuszeni ponosić opłatę dystrybucyjną za całą energię pobraną, bez pomniejszenia o energię z rekuperacji. Dla Szybkiej Kolei Miejskiej Sp. z o.o., jako przewoźnika realizującego cele społeczne i pozbawionego możliwości ustalania cen biletów wyłącznie w oparciu o kryteria ekonomiczne, powyższe rozwiązanie jest niekorzystne i naraża Spółkę na poważne straty – szacowane straty tylko z tego tytułu wyniosą ok. 2 mln zł rocznie. SKM obecnie posiada 26 pojazdów, które fizycznie rekuperują energię podczas hamowania i tylko 2 pojazdy bez rekuperacji. Jednym z wymogów zakupu większości taboru była możliwość	

			rekuperowania energii trakcyjnej. Po wejściu w życie ww. ustawy z proponowanymi zapisami może się okazać, że zakup takich pojazdów był nieekonomiczny. Biorąc pod uwagę powyższe proponujemy w ustawie „Prawo Energetyczne” przyjąć model rozliczenia rekuperacji stosowany dotychczas przez przewoźników z dostawcą i dystrybutorem energii trakcyjnej PKP Energetyka S.A.	
121.	Art. 1 pkt 6 projektu w zakresie art. 5h	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Proponujemy usunięcie punktu w całości lub wprowadzenie następujących poprawek: Art. 5h. Sprzedawca zobowiązany, o którym mowa w art. 40 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonuje zakupu energii elektrycznej ~~wprowadzonej do:~~ ~~1) sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca, albo~~ ~~2) do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania został wyznaczony ten sprzedawca~~ wytworzonej w następstwie hamowania pociągu, tramwaju, metra oraz trolejbusa. Proponujemy usunięcie tego punktu w co najmniej wprowadzenie zmian jakie zaproponowano w kolumnie obok. Operator Systemu Dystrybucyjnego nie ma technicznej możliwości określenia, czy energia elektryczna wprowadzona do jego sieci np. z miejskiej sieci trakcyjnej tramwajowej powstała w następstwie hamowania tramwaju (analogicznie: trolejbusu, pociągu, metra), czy w inny sposób. Dodatkowo energia wyprodukowana w wyniku hamowania jest „konsumowana” przez inne pojazdy korzystające z tej sieci trakcyjnej, stąd energia ta nie wpływa do sieci OSD (OSD nie posiadają opomiarowania w tym zakresie). Ponadto nawet gdyby energia wpływała do sieci OSD, to jak stwierdzono na początku trudno byłoby stwierdzić, czy została ona wyprodukowana w wyniku hamowania pociągu, tramwaju czy trolejbusu czy też w inny sposób np. źródło przyłączone do sieci trakcyjnej.	
122.	Art. 6 ust. 1 i 4 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii przeprowadza kontrolę legalności pobierania paliw lub energii, kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz prawidłowości rozliczeń, zwaną dalej „kontrolą”. 4. Kontrolujący mają prawo: 1) wstępu na teren nieruchomości lub do pomieszczeń, gdzie jest przeprowadzana kontrola, o ile przepisy innych ustaw nie stanowią inaczej;	

			2) przeprowadzać, w ramach kontroli, niezbędne przeglądy urządzeń będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego, wykonywać prace związane z ich eksploatacją lub naprawą oraz przeprowadzać ich badania i pomiary; 3) zbierać i zabezpieczać dowody dotyczące nielegalnego pobierania paliw lub energii, a także naruszania przez odbiorcę warunków używania układu pomiarowo-rozliczeniowego”. <i>Uzasadnienie:</i> Należy wskazać, iż przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych nie ma tak możliwości prawnych, jak również instrumentów do tego by poddawać ewaluacji stosunek prawny łączący przedsiębiorstwo obrotu z odbiorcą, a tym samym badać wzajemną relację wykonywana wzajemnych obowiązków nim nałożonych na jego strony.	
123.	Art. 6 ust. 1 i 4 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii przeprowadza kontrolę legalności pobierania paliw lub energii, kontrolę układów pomiarowo-rozliczeniowych, ~~dotrzymywania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń~~, zwaną dalej „kontrolą”. 4. Kontrolujący mają prawo: 1) wstępu na teren nieruchomości lub do pomieszczeń, gdzie jest przeprowadzana kontrola, o ile przepisy innych ustaw nie stanowią inaczej; 2) przeprowadzać, w ramach kontroli, niezbędne przeglądy urządzeń będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego, wykonywać prace związane z ich eksploatacją lub naprawą oraz przeprowadzać ich badania i pomiary; 3) zbierać i zabezpieczać dowody dotyczące nielegalnego pobierania paliw lub energii, a także naruszania przez odbiorcę warunków używania układu pomiarowo-rozliczeniowego ~~oraz warunków umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym.~~”. <i>Uzasadnienie:</i>	

			Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych nie ma możliwości prawnych ani instrumentów do tego, aby poddawać ocenie stosunek prawny łączący przedsiębiorstwo obrotu z odbiorcą, a tym samym badać wzajemną relację wykonywania wzajemnych obowiązków nim nałożonych na jego strony.	
124.	Art. 1 pkt 7 lit. a projektu w zakresie art. 6a ust. 3 i 3a ustawy	IGG – EWE Energia	<i>Proponowana zmiana:</i> Należy skreślić słowa „lub odbiorcę paliw gazowych wykorzystującego te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła” oraz skreślić ust. 3a <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany zapis stawia na równi odbiorców ciepła i energii elektrycznej wytworzonej przez dłużnika przedsiębiorstwa energetycznego z odbiorcami w gospodarstwie domowym. Tymczasem w sytuacji grożącego wstrzymania dostaw to dłużnik przedsiębiorstwa energetycznego powinien przedsięwziąć kroki chroniące jego klientów. Ponadto z przepisów nie wynika, że dłużnik musi dostarczać energii elektrycznej lub ciepła do gospodarstw domowych, a do jakiegokolwiek klienta. Czyli klient któremu ciepło lub energia dostarczane są za pośrednictwem dłużnika przedsiębiorstwa energetycznego jest chroniony bardziej niż gdyby sam był stroną umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Rozwiązanie takie należy uznać za wewnętrznie sprzeczne i niekonstytucyjne.	
125.	Art. 1 pkt 7 lit. a projektu w zakresie art. 6a ust. 3 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. W przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, lub rozwiązać umowę sprzedaży tych paliw gazowych, energii lub ciepła.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana redakcyjna, która uzupełniła przepis o umowę sprzedaży ciepła, nieuwzględnionej pierwotnie na końcu przepisu.	
126.	Art. 1 pkt 7 lit. a projektu w zakresie art. 6a ust. 3 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „W przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, lub rozwiązać umowę sprzedaży tych paliw lub energii albo umowę kompleksową.” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Doprecyzowanie zapisu budzącego obecnie wątpliwości.	
127.	Art. 1 pkt 7 lit. b projektu w zakresie art. 6a ust. 4 ustawy	APATOR	Frazę: „licznik zdalnego odczytu” proponujemy zastąpić frazą „licznik zdalnego odczytu umożliwiający zdalne przełączenie w tryb przedpłatowy i przesyłanie komend przedpłatowych w czasie zbliżonym do czasu rzeczywistego”. Ponadto proponujemy dopisać frazę: „Do rozliczeń może być stosowana zarówno przedpłatowość działająca zdalnie jak i lokalnie”. Nie każdy licznik zdalnego odczytu posiada funkcjonalność przedpłatową. Ponadto obawiamy się że nawet te liczniki którą taką funkcjonalność posiadają podłączone mogą być do systemów zdalnego odczytu lub systemów bilingowych które takiej funkcjonalności nie posiadają. W wyniku tego odbiorca może otrzymać licznik zdalnego odczytu zamiast licznika czysto przedpłatowego i na-dal nie mieć możliwości korzystania z funkcji przedpłatowej (np. odbiorca wrażliwy energetycznie). Także sprzedawca energii pomimo zainstalowania licznika zdalnego odczytu nie mógłby w takim przypadku natychmiast skorzystać z zalet systemu przedpłatowego (odzyskać zaległe płatności). Ponadto po wpłaceniu należności/zakupie porcji przedpłatowej energii odbiorca musi natychmiast ponownie uzyskać dostęp do energii elektrycznej (zapłacił za towar) a taką możliwość stwarza tylko licznik zdalnego odczytu wyposażony w funkcjonalność przedpłatową oraz podłączony do obsługującego tą funkcjonalność działającego w czasie rzeczywistym systemu zdalnego odczytu ze sprawnym szybkim łączem komunikacji, lub tradycyjny licznik przedpłatowy. Przedpłatowość działająca lokalnie w wielu przypadkach jest bezpieczniejsza i tańsza od tej powiązanej ściśle z komendami sterującymi z systemu. Co więcej opóźnienia wynikające ze wprowadzenia OIP mogą wręcz uniemożliwić przedpłatowość zdalną (odbiorca nie otrzyma ponownego dostępu do energii pomimo że już za nią zapłacił). Przedpłatowość lokalna ułatwia także wprowadzenie nowych bardzo bezpiecznych sposobów rozliczeń za energię (tokenizacja, Blockchain który także posługuje się bezpiecznymi tokenami i które można wprowadzić zarówno zdalnie jak i lokalnie).Proponujemy więc dopuszczenie zarówno lokalnej jak i zdalnej przedpłatowości.	
128.	Art. 1 pkt 7 lit. b projektu w zakresie art. 6a ust. 4 ustawy	KIGeiT	Frazę: „licznik zdalnego odczytu” proponujemy zastąpić frazą „licznik inteligentny umożliwiający zdalne przełączenie w tryb przedpłatowy i przesyłanie komend przedpłatowych w czasie zbliżonym do czasu rzeczywistego”. Ponadto proponujemy dopisać stwierdzenie: „Do rozliczeń może być stosowana zarówno przedpłatowość działająca zdalnie jak i lokalnie”. Nie każdy licznik zdalnego odczytu ma funkcjonalność przedpłatową. Należy uwzględnić, że nawet te liczniki, które taką funkcjonalność mają, podłączone mogą być do systemów zdalnego odczytu lub systemów bilingowych, które takiej funkcjonalności nie mają. W wyniku tego odbiorca może	

			otrzymać licznik inteligentny zamiast licznika czysto przedpłatowego i nadal nie mieć możliwości korzystania z funkcji przedpłatowej (np. odbiorca wrażliwy energetycznie). Także sprzedawca energii pomimo zainstalowania licznika zdalnego odczytu nie mógłby w takim przypadku natychmiast skorzystać z zalet systemu przedpłatowego (odzyskać zaległe płatności). Ponadto po wpłaceniu należności lub zakupie porcji przedpłatowej energii odbiorca musi natychmiast ponownie uzyskać dostęp do energii elektrycznej (zapłacił za towar) a taką możliwość stwarza tylko licznik zdalnego odczytu wyposażony w funkcjonalność przedpłatową oraz podłączony do obsługującego tę funkcjonalność działającego w czasie rzeczywistym systemu zdalnego odczytu ze sprawnym szybkim łączem komunikacji, lub tradycyjny licznik przedpłatowy. Przedpłatowość działająca lokalnie w wielu przypadkach jest bezpieczniejsza i tańsza od tej powiązanej ściśle z komendami sterującymi z systemu. Co więcej, opóźnienia wynikające z wprowadzenia OIP mogą wręcz uniemożliwić przedpłatowość zdalną (odbiorca nie otrzyma ponownego dostępu do energii pomimo że już za nią zapłacił). Przedpłatowość lokalna ułatwia także wprowadzenie nowych bardzo bezpiecznych sposobów rozliczeń za energię (tokenizacja, blockchain który także posługuje się bezpiecznymi tokenami i które można wprowadzić zarówno zdalnie jak i lokalnie). Proponujemy więc dopuszczenie zarówno lokalnej jak i zdalnej przedpłatowości.	
129.	Art. 1 pkt 7 lit. b projektu w zakresie art. 6a ust. 4 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „4. Funkcję przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego dla energii elektrycznej, o którym mowa w ust. 1, może pełnić także licznik zdalnego odczytu. Funkcjonalność licznika zdalnego odczytu pełniącego funkcję licznika przedpłatowego jest opisana w Rozporządzeniu określonym w Art. 11zf pkt 1” <i>Uzasadnienie:</i> Funkcjonalność liczników zdalnego odczytu pełniących funkcję liczników przedpłatowych została zdefiniowana w dokumencie „Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku” z dnia 31.05.2011r., jest implementowana, z uwzględnieniem doświadczeń z wdrożenia tych liczników przez OSD, w Polsce we wdrożeniach systemów inteligentnego opomiarowania AMI i powinna być szczegółowo przedstawiona w Rozporządzeniu określonym w Art. 11zf pkt.1	
130.	Art. 6b ust. 1 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii może wstrzymać, z zastrzeżeniem art. 6c, dostarczanie paliw gazowych lub energii, jeżeli:	

			1) w wyniku przeprowadzonej kontroli stwierdzono, że nastąpiło nielegalne pobieranie paliw lub energii; 2) odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi, co najmniej przez okres 30 dni po upływie terminu płatności; 3) układ pomiarowy, który jest własnością odbiorcy nie spełnia wymagań prawnej kontroli metrologicznej, a w szczególności, gdy urządzenia wchodzące w skład układu pomiarowego, podlegające prawnej kontroli metrologicznej, nie posiadają ważnych cech legalizacyjnych nadanych przez organy administracji miar lub inne podmioty upoważnione do dokonania legalizacji; 4) z przyczyn obciążających odbiorcę nie jest możliwe dokonywanie odczytów wskazań układów pomiarowych.” <i>Uzasadnienie:</i> Jedną z przesłanek umożliwiających wstrzymanie dostarczania paliw gazowych lub energii powinna być bezwzględnie utrata cech legalizacyjnych w przypadku kiedy to odbiorca jest właścicielem układu pomiarowego i w sposób uporczywy odmawia spełnienia ciążącego na nim obowiązku prawnego. Podyktowane jest to zarówno koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa sieci i instalacji, jak również wątpliwościami co do poprawności rozliczeń prowadzonych w oparciu o „wadliwe” urządzenia pomiarowe. Analogiczna argumentacja dotyczy drugiej przesłanki, tj. uporczywego uniemożliwiania przez odbiorców końcowych dokonywania odczytów wskazań układów pomiarowych, niejednokrotnie połączonych z kontrolą poprawności działania tych urządzeń.	
131.	Art. 1 pkt 8 lit. a projektu w zakresie art. 6b ust. 3 ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka <u>z zapłatą za świadczone usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych lub energii</u> lub za pobrane paliwo gazowe lub energię, powiadamia na piśmie odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym lub odbiorcę paliw gazowych wykorzystującego te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli odbiorca ten nie ureguje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana ma na celu wyeliminowanie możliwości wstrzymywania dostarczania paliw gazowych lub energii z powodu braku zapłaty odbiorcy za inne niż dostarczanie tych paliw i energii usługi, które mogą być objęte np. umową pomiędzy odbiorcą a sprzedawcą takich jak usługi finansowe, ubezpieczeniowe czy medyczne.	

132.	Art. 1 pkt 8 lit. a projektu w zakresie art. 6b ust. 3 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobrane paliwo gazowe lub energię, powiadamia na piśmie odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym lub odbiorcę paliw gazowych wykorzystującego te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli odbiorca ten nie ureguje zaległych ~~i bieżących~~ należności, wyznaczając termin na uregulowanie tych należności nie krótszy niż 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia” <i>Uzasadnienie:</i> Wydaje się, że przepis nie powinien dotyczyć należności bieżących, których termin płatności nie zapadł lub nie został wyznaczony, w pozostałym zakresie zmiana redakcyjna.	
133.	Art. 1 pkt 8 lit. a projektu w zakresie art. 6b ust. 3 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi związane z dostarczaniem paliw gazowych lub energii lub za pobrane paliwo gazowe lub energię, powiadamia na piśmie odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym lub odbiorcę paliw gazowych wykorzystującego te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli odbiorca ten nie ureguje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana ma na celu wyeliminowanie możliwości wstrzymywania dostarczania paliw gazowych lub energii z powodu braku zapłaty odbiorcy za inne niż dostarczanie tych paliw i energii usługi, które mogą być objęte np. umową pomiędzy odbiorcą a sprzedawcą takich jak usługi finansowe, ubezpieczeniowe czy medyczne.	
134.	Art. 1 pkt 8 lit. a i b projektu w zakresie art. 6b ust. 3 i 3a ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobrane paliwo gazowe lub energię, powiadamia na piśmie odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym lub odbiorcę paliw gazowych wykorzystującego te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła dostarczanych odbiorcom w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli odbiorca ten nie ureguje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.”	

			3a. Odbiorca paliw gazowych, o którym mowa w ust. 3, wykorzystujący te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła dostarczanej odbiorcom w gospodarstwie domowym, po otrzymaniu powiadomienia o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, o którym mowa w ust. 3, niezwłocznie powiadamia swoich odbiorców energii elektrycznej lub ciepła o wstrzymaniu dostarczania paliw gazowych i jego przyczynie oraz o okresie, w którym nastąpi przerwa w dostawie produkowanej przez niego energii elektrycznej lub ciepła. <i>Uzasadnienie:</i> Propozycja ma na celu zagwarantowanie, że w sposób adekwatny zostanie zdefiniowany katalog podmiotów, którzy podlegają szczególnej ochronie w reżimie art. 6b ust. 3 i 3a Prawa energetycznego. Obecne brzmienie przepisu generuje ryzyko związane z nadmiernie szeroką grupą podmiotów podlegających ochronie. Każdy odbiorca wytwarzający energię elektryczną czy ciepło podlegałby ochronie analogicznej do odbiorców paliwa gazowego w gospodarstwie domowego – nawet duże podmioty, które wytwarzają energię elektryczną choćby jako produkt dodatkowy. Mając powyższe na uwadze, sygnalizujemy konieczność doprecyzowania zakresu ochrony poprzez objęcie szczególną ochroną tych podmiotów, które realnie potrzebują dodatkowego zabezpieczenia przed wstrzymaniem dostaw – czyli odbiorców w gospodarstwach domowych.	
135.	Art. 1 pkt 8 lit. a i b projektu w zakresie art. 6b ust. 3 i 3a ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi lub za pobrane paliwo gazowe lub energię, powiadamia na piśmie odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym lub odbiorcę paliw gazowych wykorzystującego te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła dostarczanych odbiorcom w gospodarstwie domowym o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli odbiorca ten nie ureguje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia.” 3a. Odbiorca paliw gazowych, o którym mowa w ust. 3, wykorzystujący te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła dostarczanej odbiorcom w gospodarstwie domowym, po otrzymaniu powiadomienia o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, o którym mowa w ust. 3, niezwłocznie powiadamia swoich odbiorców energii elektrycznej lub ciepła o wstrzymaniu dostarczania paliw gazowych i jego przyczynie oraz o okresie, w którym nastąpi przerwa w dostawie produkowanej przez niego energii elektrycznej lub ciepła”.	

			<i>Uzasadnienie:</i> Propozycja ma na celu zagwarantowanie, że w sposób adekwatny zostanie zdefiniowany katalog podmiotów, którzy podlegają szczególnej ochronie w reżimie art. 6b ust. 3 i 3a Prawa energetycznego. Obecne brzmienie przepisu generuje ryzyka związane z nadmiernie szeroką grupą podmiotów podlegających ochronie. Każdy odbiorca wytwarzający energię elektryczną czy ciepło podlegałby ochronie analogicznej do odbiorców paliwa gazowego w gospodarstwie domowego – nawet duże podmioty, które wytwarzają energię elektryczną choćby jako produkt dodatkowy. Mając powyższe na uwadze, sygnalizujemy konieczność doprecyzowania zakresu ochrony poprzez objęcie szczególną ochroną tych podmiotów, które realnie potrzebują dodatkowego zabezpieczenia przed wstrzymaniem dostaw, czyli odbiorców w gospodarstwach domowych.	
136.	Art. 6b ust. 4 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> 4. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wstrzymuje dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli lub powzięcia uprawdopodobnionej informacji stwierdzono, że instalacja stwarza bezpośrednie zagrożenie życia, zdrowia lub środowiska. <i>Uzasadnienie:</i> Pragniemy zauważyć, iż w przypadku wystąpienia sytuacji zagrożenia życia, zdrowia lub środowiska w budynkach wielorodzinnych, jak również zarządzanych przez wspólnoty mieszkaniowe, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych pozbawione jest narzędzi do szybkiego reagowania (gdy np. następuje konieczność „odcięcia od gazu” całego budynku). Co więcej, bezczynność takiego przedsiębiorstwa energetycznego obwarowana jest karą w sytuacji, gdy nie ma faktycznych możliwości reagowania. Sytuacja taka jest z ww. względów niezrozumiała oraz wymaga interwencji ustawodawcy.	
137.	Art. 6b ust. 4 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „4. Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wstrzymuje dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli w wyniku przeprowadzonej kontroli lub powzięcia uprawdopodobnionej informacji stwierdzono, że instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia lub środowiska” <i>Uzasadnienie:</i> W przypadku wystąpienia sytuacji zagrożenia życia, zdrowia lub środowiska w budynkach wielorodzinnych, jak również zarządzanych przez wspólnoty mieszkaniowe, przedsiębiorstwo	

			energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych pozbawione jest narzędzi do szybkiego reagowania. Co więcej, bezczynność takiego przedsiębiorstwa energetycznego obwarowana jest karą w sytuacji, gdy nie ma faktycznych możliwości reagowania. Sytuacja taka uzasadnia wprowadzenie zmiany legislacyjnej zapewniającej operatorowi możliwości szybszej reakcji na zdarzenia stwarzające bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia lub środowiska.	
138.	Art. 1 pkt 8 lit. c projektu w zakresie art. 6b ust. 4a ustawy	Energa S.A.	W ocenie OSD należy zmienić lub wykreślić ten zapis, gdyż obowiązek nałożony na odbiorcę jest niewykonalny. Odbiorca, któremu przedsiębiorstwo energetyczne wstrzyma dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej nie jest w stanie poinformować swoich odbiorców o terminie wstrzymania dostaw, najpóźniej 14 dni przed dniem wstrzymania, gdyż rzeczywisty termin wstrzymania przez przedsiębiorstwo energetyczne nie jest mu znany.	
139.	Art. 1 pkt 8 lit. c projektu w zakresie art. 6b ust. 4a ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> Skreślenie zapisu. <i>Uzasadnienie:</i> Powyższa propozycja godzi całkowicie w wypracowane i stosowane powszechnie w obrocie wzorce umów ramowych, oraz IRiESD, w ramach którego termin na realizację wynosi 14 dni. Zważywszy na problematykę związaną z ewentualnymi problemami w doręczeniach tj. obiegu korespondencji, de facto odbiorca zostaje w przypadku zaakceptowania niniejszej propozycji podmiotem pokrzywdzonym. Należy podkreślić, iż podmiotem odpowiedzialnym za realizację umowy kompleksowej i kontakt z odbiorcom jest nie przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energią elektryczną, a przedsiębiorstwo obrotu paliwem gazowym lub energią elektryczną.	
140.	Art. 1 pkt 8 lit. c projektu w zakresie art. 6b ust. 4a ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „4a. Odbiorca któremu przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wstrzyma dostarczanie paliw gazowych lub energii z powodu o którym mowa ust. 1, 2 lub 4, powiadamia na piśmie swoich odbiorców paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, o terminie wstrzymania dostaw, najpóźniej w terminie na 14 dni przed dniem ich wstrzymania. Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu o którym mowa powyżej informuje również iż, wznowienie dostarczania energii elektrycznej nastąpi także pod nieobecność odbiorcy w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia odbiorcy. Lokal lub obiekt powinien zostać przygotowany przez odbiorcę w taki sposób, aby wszystkie urządzenia, które u odbiorcy mogłyby spowodować zagrożenie dla osób lub mienia, zostały wyłączone” <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana treść jest wyrazem dbałości o bezpieczeństwo odbiorców. Nie kreuje dla odbiorców żadnych nowych ani uciążliwych obowiązków, jak również nie zmienia zasad odpowiedzialności.	

			Doprecyzowuje techniczny proces realizowany przez OSD na licznikach zdalnego odczytu, gdzie wznowienie dostawy energii elektrycznej następuje w sposób zdalny, poprzez polecenie skierowane do licznika, również pod nieobecność odbiorcy, co znacznie skróci czas oczekiwania na wznowienie, a także ograniczy niedogodności dla odbiorców. Ponadto w ust. 4a) fakt dokonany (tj. wstrzymanie) łączymy z obowiązkiem i terminem powiadomienia na przyszłość – stąd intencja tego zapisu jest niejasna. Czy ta konstrukcja ma wymuszać utrzymywanie rezerw przez takiego odbiorcę przez te co najmniej 14 dni po dniu wstrzymania dostaw przez OSD? Wszak wstrzymanie dostaw przez OSD z przyczyn technicznych może nastąpić z dnia na dzień – jak wtedy zrealizować powinność odbiorcy, aby zapowiedział to (na piśmie) z wyprzedzeniem swoim odbiorcom.	
141.	Art. 1 pkt 8 lit. c projektu w zakresie art. 6b ust. 4a ustawy – dodać ust. 4b	PGNiG S.A.	<i>Proponowana treść:</i> „4b. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii nie ponosi odpowiedzialności za realizację zlecenia dotyczącego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, z wyłączeniem sytuacji gdy do wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii dojdzie w przypadkach określonych w ust. 1 pkt 1 lub ust. 4.” <i>Uzasadnienie:</i> Przedsiębiorstwa sieciowe w przeważającej większości realizują wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii na zlecenie przedsiębiorstw świadczących usługi obrotu paliwami gazowymi lub energią i co za tym idzie powinny być wyłączone z odpowiedzialności za realizację wspomnianych zleceń, które jak się okazuje po czasie, nie powinny być wystawione i zleczone.	
142.	Art. 1 pkt 9 lit. a projektu w zakresie art. 7 ustawy – dodać ust. 2b i 2c	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „2b. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej oprócz postanowień wskazanych w ust. 2, powinna również zawierać postanowienia określające, że podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci w terminie do dnia realizacji przyłączenia jest zobowiązany do zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych z mocą umowną i na okres nie krótszy niż zapewniający istnienie ekonomicznych warunków przyłączenia. 2c. Jeżeli podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci naruszy obowiązki wynikające z ust. 2b, zobowiązany jest do zwrotu wszystkich rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych, niepokrytych opłatą za przyłączenie w przypadku, o którym mowa w ust. 8 pkt 1”. <i>Uzasadnienie:</i>	

			Przepisy mają na celu wprowadzenie mechanizmu, który obligowałby odbiorców przyłączanych do sieci przesyłowej gazowej do zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania z mocą umowną i na okres zapewniający pokrycie kosztów realizacji przyłącza, przy podanych przez odbiorcę parametrach przyłącza. Koszty te, stosownie do dyspozycji art. 7 ust. 8 pkt 1, ponoszone są bowiem przez OSP w ¾. Jednocześnie, obowiązujące przepisy nie przewidują żadnych konsekwencji w przypadku zawarcia przez odbiorcę umowy o świadczenie usług przesyłania, która określać będzie niższy przydział przepustowości aniżeli określone w umowie o przyłączenie ilości paliw gazowych lub energii przewidziane do odbioru, jak również nie wynika z nich jakakolwiek gwarancja, że umowa ta będzie przez odbiorcę kontynuowana. Może on zatem całkowicie zwolnić się z odpowiedzialności za koszty budowy przyłącza, zawierając umowę przesyłową z niskim przydziałem przepustowości i natychmiast ją wypowiedzując. Dodatkowo, propozycja zakłada wskazanie w umowie o przyłączenie, że zapewnia ona odbiorcy rezerwację mocy umownej na czas w niej określony, co odpowiada skutkom jakie zawarcie tego rodzaju umowy wywołuje w świetle § 2 pkt 4 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158).	
143.	Art. 1 pkt 9 lit. a projektu w zakresie art. 7 ust. 2b i 2c ustawy	GS	W art. 1 pkt 9 lit. a w dodawanym ust. 2b i lit. b w dodawanym ust. 3c oraz pkt 31 w dodawanym art. 43f ust. 6 pkt 2 lit. d, przed wyrazem „sprawność” dodać wyraz „znamionową”. Sprawność jednokrotnego czy wielokrotnego cyklu ładowania magazynu energii elektrycznej zależy od trybów eksploatacji magazynu i zmienia się w czasie kolejnych cykli ładowania/rozładowania. Sprawność jakiegokolwiek magazynu przetwarzającego jedną postać energii w drugą nigdy nie będzie równa jedności ze względu na straty (dyssypacja energii). Z kolei te straty są zmienne i zależą m.in. od trybów i czasu eksploatacji magazynu. Dlatego całkowita sprawność magazynu także będzie przyjmować różne wartości, osiągając znamionową (projektowaną) dla ustalonych, projektowanych warunków pracy. W praktyce może to mieć znaczenie, kiedy magazyn energii, wcześniej eksploatowany na potrzeby własne, zostanie przyłączony do sieci. Wtedy jego sprawność może być różna od projektowanej, wyjściowej. Z tego względu zasadne jest doprecyzowanie, iż chodzi o znamionową sprawność cyklu jednokrotnego ładowania wyrażoną w %.	
144.	Art. 7 ust. 3b ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „3b. Wniosek o określenie warunków przyłączenia zawiera w szczególności oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, określenie nieruchomości, obiektu lub lokalu, o których mowa w ust. 3, harmonogram realizacji inwestycji po stronie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, oraz informacje o odbiorze docelowych ilości paliw gazowych lub energii w maksymalnie dziesięcioletniej perspektywie czasowej, niezbędne do zapewnienia spełnienia wymagań określonych w art. 7a.”.	

			<i>Uzasadnienie:</i> Proponowane zmiany mają na celu uszczegółowienie przepisów, aby umożliwić efektywną realizację procesu przyłączeniowego przy uwzględnieniu harmonogramu realizacji inwestycji po stronie podmiotu przyłączanego oraz prognozy poboru paliwa gazowego w 10 letniej perspektywie czasowej, zgodnie z Dziesięcioletnim Planem Rozwoju OSP.	
145.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu w zakresie art. 7 ust. 3e ustawy	APATOR	Proponujemy wykreślenie całego punktu 3e. Dzisiaj magazyny energii można „powiesić na ścianie” podobnie jak wiesza się niektóre meble lub obrazy. Nie widzimy potrzeby żądania tytułu prawnego ani dla powieszenia mebli ani powieszenia magazynu energii (powewall-a). Co więcej zapis ten stawia pod znakiem zapytania możliwość wykorzystania mobilnego magazynu energii jakim może być samochód elektryczny ze zwrotem energii do sieci (V2G) a to przecież jest naturalna zachęta do zakupu i wykorzystania samochodu elektrycznego który jest wspierany między innymi przez ustawę o elektro mobilności. Zapis kwestionuje w praktyce intencje ustawy o elektro mobilności.	
146.	Art. 1 pkt 9 lit. b projektu w zakresie art. 7 ust. 3e ustawy	KIGeiT	Regulacja w powyższej formie wynika z przestarzałej zasady sieci opartej na generacji scentralizowanej, w ramach każde źródło z przyczyn technicznych było „koncesjonowane”. Proponujemy wykreślenie całego punktu 3e. Formułujemy również w ten sposób bardziej generalny postulat – koncesjonowanie źródeł w sieci energetyki rozsianej powinno dotyczyć źródeł i magazynów dużych np. powyżej 5 MW. Sprawna automatyka i oprogramowanie inteligentne nowoczesnej sieci powinny być tak konstruowane aby były w stanie zarządzać przyłączonymi elementami aktywnymi małej mocy bez potrzeby specjalnych regulacji. Dzisiaj magazyny energii można „powiesić na ścianie” podobnie jak wiesza się niektóre meble lub obrazy. Nie widzimy potrzeby żądania tytułu prawnego ani dla powieszenia mebli ani powieszenia magazynu energii (powerwall-a). Co więcej zapis ten stawia pod znakiem zapytania możliwość wykorzystania mobilnego magazynu energii, jakim może być samochód elektryczny ze zwrotem energii do sieci (V2G), a to przecież jest naturalna zachęta do zakupu i wykorzystania samochodu elektrycznego, który jest wspierany między innymi przez ustawę o elektromobilności. <u>Zapis kwestionuje w praktyce intencje ustawy o elektromobilności.</u>	
147.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 3 ustawy	APATOR	Proponujemy usunąć cały powyższy zapis Instalowanie magazynów energii należy wspierać ponieważ promują one efektywne użytkowanie energii i wspierają rozwój OZE oraz użytkowania energii na miejscu zamiast jej przesyłania ze stratami. Należy więc zrezygnować z jakichkolwiek dodatkowych obciążeń. Co więcej w nowym prawie energetycznym powinny znaleźć się zapisy o dofinansowaniu instalowania lokalnych	

			magazynów energii i czasowym systemie dopłat do ich instalacji aż technologia ta nie osiągnie dojrzałości rynkowej. Tak robi się w wielu krajach wysokorozwiniętych – na przykład w Niemczech dopłaty sięgają 6000 Euro/magazyn.	
148.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 3 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3) za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem (...)” <i>Uzasadnienie:</i> Dotychczasowy przepis nakłada obowiązek ponoszenia opłaty przyłączeniowej w wysokości 100% rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Pragniemy zwrócić uwagę, że zapisy te w sposób nieproporcjonalny przenoszą ciężar finansowy na OSD. Koszt realizacji inwestycji obejmującej gazyfikację danego obszaru często obejmuje oprócz budowy odcinków sieci gazowych również realizację stacji wysokiego ciśnienia. Zatem korzyści z realizacji zadania zyskuje nie tylko OSD, ale również OSP, czy firma zajmująca się obrotem gazu. Przeniesienie ciężaru finansowego w ten sposób wpływa na ocenę efektywności danej inwestycji. Zmiana w tym zakresie będzie mieć korzystne przełożenie na rozwój gazyfikacji z uwagi na podział ciężaru finansowania inwestycji związanych z procesem rozbudowy i przyłączania podmiotów do sieci gazowej.	
149.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 3 ustawy w odniesieniu do art. 7 projektu	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> Proponuje się wykreślenie zapisu Artykułu 7 zmiany ustawy Pe (str. 56): Nie pobiera się opłat za przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej pod warunkiem oddania go do eksploatacji w terminie nie dłuższym niż 5 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. <i>Uzasadnienie:</i> Operator wydając projekt umowy o przyłączenie musi podać w nim szacowaną opłatę za przyłączenie. Przy założeniu, że magazyn powstanie w terminie nie dłuższym niż 5 lat od dnia wejścia w życie ustawy szacowana opłata za przyłączenie wynosiłaby 0. W momencie przekroczenia ww. terminu opłata byłaby równa nakładom rzeczywistym. Magazyn energii powinien być traktowany na równi ze źródłami	
150.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 3	KIGeiT	Proponujemy usunąć cały powyższy zapis. Instalowanie magazynów energii należy wspierać ponieważ promują one efektywne użytkowanie energii i wspierają rozwój OZE oraz użytkowanie energii na miejscu zamiast jej przesyłania ze stratami. Należy więc zrezygnować z jakichkolwiek dodatkowych obciążeń. Co więcej, w nowym Prawie energetycznym powinny znaleźć się zapisy o	

			dofinansowaniu instalowania lokalnych magazynów energii i czasowym systemie dopłat do ich instalacji aż technologia ta nie osiągnie dojrzałości rynkowej. Tak robi się w wielu krajach wysoko rozwiniętych. Na przykład w Niemczech <u>wsparcie sięga 6000 Eur/magazyn i jest traktowane jak inwestycja, które zwraca się stosunkowo szybko poprzez uniknięcie inwestycji po stronie sieciowej.</u>	
151.	Art. 1 pkt 9 lit. c projektu w zakresie art. 7 ust. 8 pkt 3	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3) za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem (...).” <i>Uzasadnienie:</i> Dotychczasowy przepis nakłada obowiązek ponoszenia opłaty przyłączeniowej w wysokości 100% rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Pragniemy zwrócić uwagę, że przepisy te w sposób nieproporcjonalny przenoszą ciężar finansowy przedsięwzięcia na OSD. Koszt realizacji inwestycji obejmującej gazyfikację danego obszaru często obejmuje oprócz budowy odcinków sieci gazowych również realizację stacji wysokiego ciśnienia. Zatem korzyści z realizacji zadania zyskuje nie tylko OSD, ale również OSP, czy podmiot zajmujący się obrotem gazu. Przeniesienie ciężaru finansowego w ten sposób wpływa na ocenę efektywności danej inwestycji. Zmiana w tym zakresie będzie mieć korzystne przełożenie na rozwój gazyfikacji z uwagi na podział ciężaru finansowania inwestycji związanych z procesem rozbudowy i przyłączania podmiotów do sieci gazowej.	
152.	Art. 1 pkt 9 lit. d projektu w zakresie art. 7 ust. 8e	Lewiatan	Wydaje się zasadnym doszczegółowienie na czym ma polegać zapewnienie sporządzenia ekspertyzy przez OSD czy OSP (w szczególności, jeżeli ma się to wiązać z ponoszeniem kosztów przez te przedsiębiorstwa).	
153.	Art. 1 pkt 9 lit. d projektu w zakresie art. 7 ust. 8e	KIGeiT	<i>Proponowana zmiana:</i> „8e. W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW lub magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zapewnia na koszt własny sporządzenie ekspertyzy”. <i>Uzasadnienie:</i>	

			Doprecyzowanie ma na celu zapewnienie jednoznacznej odpowiedzialności za koszty sporządzenia ekspertyzy.	
154.	Art. 1 pkt 9 lit. d projektu w zakresie art. 7 ust. 8e	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> Kropkę w pierwszym zdaniu zastępuje się przecinkiem i dodaje wyrażenie w następującym brzmieniu: „lub w przypadku kiedy magazyn energii elektrycznej będzie stanowił część jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej i jednostki wytwórczej nie większej niż 2 MW lub w przypadku kiedy magazyn energii elektrycznej będzie stanowił część instalacji odbiorcy końcowego o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej i mocy przyłączeniowej instalacji odbiorcy końcowego nie większej niż 5 MW.” <i>Uzasadnienie:</i> Należy również wskazać przypadek braku obowiązku wykonywania ekspertyzy przyłączeniowej kiedy magazyn energii elektrycznej jest częścią instalacji wytwórczej bądź odbiorczej.	
155.	Art. 1 pkt 9 lit. d projektu w zakresie art. 7 dodatnie ust. 8f	KIGeiT	<i>Proponowana treść:</i> „Przedsiębiorstwa o dominującej pozycji na rynku energetycznym(zgodnie z definicją ustawową) są zobowiązane do publicznej publikacji szczegółowych informacji dotyczących aktualnego stanu sieci elektroenergetycznej w zakresie zdolności przyłączania magazynów energii i jednostek wytwórczych o mocy do 2 MW oraz informacji na podstawie których sporządza się ekspertyzę wpływu, o której mowa w Art. 7, ust. 8e. – intencją tego zapisu jest umożliwienie inwestorom w źródła podejmowanie racjonalnych decyzji dotyczących lokalizacji jednostek wytwórczych oraz magazynów energii.”.	
156.	Art. 7 ust. 8i	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „8i. Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej albo sieci przesyłowej gazowej są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej albo sieci przesyłowej gazowej”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana na celu usunięcie wątpliwości dotyczących okresu ważności warunków przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej wydanych przez operatora systemu przesyłowego.	
157.	Art. 7 ustawy – dodać ust. 15	GS	<i>Proponowana treść:</i>	

			„15. Przedsiębiorstwo energetyczne nie może przenieść bez zgody operatora systemu przesyłowego całości lub części swoich praw wynikających z umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych lub energii”. <i>Uzasadnienie:</i> Wprowadzenie w art. 7 nowego ust. 15 umożliwi ochronę interesów OSP w przypadku zawarcia umowy przeniesienia praw z umowy przesyłowej z podmiotu posiadającego zawartą umowę o świadczenie usługi przesyłania na podmiot trzeci (w tym nieposiadający ani umowy przesyłowej z OSP, ani koncesji przewidzianej w ustawie Prawo energetyczne). Pozwoli to na ewentualne zablokowanie umowy cesji na podmiot nie posiadający kwalifikacji wymaganych do bycia stroną umowy przesyłowej.	
158.	Art. 7a ust 3 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego lub przed zmianą przeznaczenia gazociągu, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji”.	
159.	Art. 7a ust 3 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Budowa gazociągu bezpośredniego lub linii bezpośredniej wymaga, przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego lub przed zmianą przeznaczenia gazociągu, uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki; zgoda jest udzielana w drodze decyzji” <i>Uzasadnienie:</i> Należy mieć na uwadze, że po wybudowaniu danego gazociągu – z uwagi na potrzebę techniczną lub ekonomiczną może dojść do zmiany jego przeznaczenia, tj. przekształcenia go w gazociąg bezpośredni. Do takiego stanu może dojść w sytuacji, gdy kilku odbiorców zrezygnuje z dostaw realizowanych danym gazociągiem oraz odłączą się oni od infrastruktury sieciowej. Zabieg ten jest elementem efektywności zarządzania majątkiem oraz racjonalizacji siatki połączeń dystrybucyjnych zapewniających bezpieczeństwo gazowe.	
160.	Art. 7b ust 4 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> Art. 7b. ust 4 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania energii cieplnej wykorzystuje się co najmniej w:”	

			<i>Uzasadnienie:</i> Należy wskazać na konieczność ujednolicenia tekstu ustawy aby zachować precyzyjność i konsekwencje w pojęciach, którymi posługuje się ustawodawca. W szczególności pojęcie „energia cieplna” używane w Prawie energetycznym powinno zawierać w sobie wszystkie rodzaje energii cieplnej w różnych temperaturach. Energii chłodu jest specyficznym rodzajem energii cieplnej o ujemnej temperaturze. Innymi słowy energia chłodu jest także rodzajem energii cieplnej. W przypadku gdy w przepisach jest mowa o szczególnym rodzaju energii cieplnej – „chłodzie”, wyraz ten powinien być każdorazowo zastąpiony wyrazami „energia chłodu”.	
161.	Art. 1 pkt 10 lit. a projektu w zakresie art. 8 ust. 1 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zamiana:</i> „1. W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia, ~~oraz~~ zmiany oraz ustalenia warunków umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych lub energii elektrycznej, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d7 pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony złożony nie później niż w terminie 3 miesięcy od dnia wystąpienia okoliczności uzasadniających złożenie wniosku”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy rozszerzenie tego zapisu, tak aby Prezes URE mógł również rozstrzygać w przypadku, gdy nie może dojść do zawarcia umowy ze względu na brak możliwości ustalenia pomiędzy stronami warunków jej realizacji, które będą akceptowalne dla obu stron. Proponowany przez ustawodawcę zapis odnosi się jedynie do przypadku, gdy nastąpi odmowa zawarcia umowy lub jej zmiana. Praktyka rynkowa pokazuje, iż zdarzają się przypadki, gdzie np. OSD nie odmawia Sprzedawcy zawarcia umowy dystrybucji, natomiast proponuje Sprzedawcy warunki świadczenia usług w ramach tej umowy, które są nieakceptowalne dla Sprzedawcy - tym samym pozbawiając sprzedawcy możliwości funkcjonowania na terenie danego OSD. W takich przypadkach dochodzi do sporu pomiędzy Sprzedawcą a OSD związanego z ustaleniem treści umowy, który powinien być możliwy do rozstrzygnięcia przez Prezesa URE.	

162.	Art. 1 pkt 10 lit. a projektu w zakresie art. 8 ust. 1 ustawy	KIGeiT	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia oraz zmiany umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych lub energii elektrycznej, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d7 pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony złożony nie później niż w terminie 3 miesięcy od dnia wystąpienia okoliczności uzasadniających złożenie wniosku. W przypadku stwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nieuzasadnionej odmownej decyzji, wnioskującemu, przez podmiot wydający zakwestionowaną decyzję, zostanie wypłacone odszkodowanie rekompensujące poniesione straty lub utracone korzyści.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowane uzupełnienie ma na celu ograniczenie wydawania nieuzasadnionych decyzji odmownych.	
163.	Art. 1 pkt 10 lit. a projektu w zakresie art. 8 ust. 1 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia oraz zmiany umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zmiany mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw lub energii, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usługi magazynowania paliw gazowych ~~lub energii elektrycznej~~, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy o świadczenie usługi skraplania gazu ziemnego oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych lub energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d7 pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony złożony nie później niż w terminie 3 miesiąca od dnia wystąpienia okoliczności uzasadniających złożenie wniosku.	

			1a. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci, termin, o którym mowa w ust. 1, liczony jest od dnia doręczenia powiadomienia o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie urządzeń, instalacji lub sieci. 1b. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenia do sieci podmiot składający wniosek, o którym mowa w ust. 1, przesyła niezwłocznie jego kopię do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.” <i>Uzasadnienie:</i> Jurysdykcja Prezesa URE nie powinna być ograniczona jedynie do sporów dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej. Proponuje się wyłączyć z przepisu magazynowanie energii elektrycznej gdyż brak jest określenia zakresu i przedmiotu umowy magazynowania energii elektrycznej, a która to działalność, co do zasady jest działalnością poddaną regulacji. Proponuje się skrócenie terminu na wszczęcie postępowania z 3 miesięcy do 1 miesiąca, który jest wystarczający do tego aby podmiot mógł wnioskować o rozstrzygnięcie sporu do Prezesa URE. Dodatkowo proponuje się aby określić precyzyjnie moment od jakiego liczy się ten termin. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie, termin powinien być liczony od daty doręczenia do podmiotu zainteresowanego pisemnego powiadomienia o odmowie. Obowiązek pisemnego powiadomienia Prezesa URE i zainteresowanego podmiotu o odmowie wynika z art. 7 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne. Ponadto proponuje się, aby podmiot w przypadku wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu, przysyłał kopię wniosku do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, od którego otrzymał odmowę zawarcia umowy o przyłączenie.	
164.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	Avrio Media sp. z o.o.	Zgodnie z treścią projektowanego art. 8 ust. 3 PE, zgodnie z którym Prezes Urzędu Regulacji Energetyki będzie uprawniony do zmiany treści umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP, w celu umożliwienia sprzedawcy sprzedaży w/w produktów odbiorcom	
165.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	DUON Dystrybucja sp. z o.o.	Spółka proponuje usunięcie projektowanego art. 8 ust. 3 PE, zgodnie z którym Prezes Urzędu Regulacji Energetyki będzie uprawniony do zmiany treści umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP, w celu umożliwienia sprzedawcy sprzedaży w/w produktów odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora lub będzie uprawniony do zobowiązania stron umowy do jej zmiany, w ustawowo określonych przypadkach. Swoje uprawnienie Prezes URE będzie mógł realizować poprzez wydanie decyzji na wniosek strony lub z urzędu.	

			Należy wskazać, że tak daleko idąca ingerencja regulatora w stosunki cywilnoprawne stanowi istotne ograniczenie zasady swobody umów, nieznana jest także krajowemu porządkowi prawnemu. W doktrynie prawa i orzecznictwie sądowym nie budzi wątpliwości, że o ile istnieje uzasadnienie dla rozstrzygnięcia sporów odnośnie odmowy zawarcia umowy (odbiorca nie ma bowiem żadnej innej drogi ewentualnego dochodzenia zawarcia takiej umowy), o tyle spory dotyczące istniejących już umów stanowią wyłączną domenę sądów powszechnych (tak np. wyrok Sądu Najwyższego z dnia 7 października 2004 r. (sygn. III SK 56/04). Brak jest w tym kontekście jakiegokolwiek uzasadnienia dla ingerencji regulatora w istniejące stosunki umowne, dodać należy, że potencjalnie wchodziłby on w rolę zarezerwowaną dotychczas dla sądów powszechnych. Nie jest także jasne jaki tryb miałby znaleźć zastosowanie w sytuacji gdyby decyzja regulatora w sposób istotny różniła się od orzeczenia sądu powszechnego rozstrzygającego spór w analogicznej sprawie. W konsekwencji istnieje znaczące ryzyko powstania dualizmu prawnego na skutek różnych orzeczeń sądów powszechnych oraz Prezesa URE, co w sposób istotny może zwiększyć niepewność prawną prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności gospodarczej. Podkreślenie wymaga, że zasada swobody kształtowania umów stanowi fundament krajowego porządku prawnego, a jej ewentualne ograniczenie jest możliwe w wyjątkowych, szczególnie uzasadnionych przypadkach. Obrót gospodarczy w Polsce opiera się bowiem na swobodzie kształtowania treści umowy. Nie ulega wątpliwości, że strony jako podmioty profesjonalne mają stosowną wiedzę i doświadczenie w zakresie swoich uprawnień i obowiązków wynikających z prawa energetycznego, nie powinno się ingerować w zapisy umowy, które zaakceptowały samodzielnie. W ocenie Spółki zaproponowana zmiana stanowi naruszenie wyrażonej w art. 20 Konstytucji RP zasady społecznej gospodarki rynkowej i jako taka nie może zostać wprowadzona do krajowego porządku prawnego.	
166.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może w drodze decyzji, z urzędu lub na wniosek strony, ustalić treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, która zostanie zawarta pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego lub zmienić treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego, w celu umożliwienia sprzedawcy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora, lub zobowiązać strony umowy do jej zmiany, w przypadkach uzasadnionych koniecznością:	

			1) zapewnienia ochrony interesów odbiorców końcowych, 2) równoważenia interesów stron tej umowy lub 3) przeciwdziałania praktykom ograniczającym konkurencję, w tym umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnień, o którym mowa w art. 4j ust. 1”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy rozszerzenie tego zapisu, tak aby Prezes URE mógł również rozstrzygać w przypadku, gdy nie może dojść do zawarcia umowy ze względu na brak możliwości ustalenia pomiędzy stronami warunków jej realizacji, które będą akceptowalne dla obu stron. Proponowany przez ustawodawcę zapis odnosi się jedynie do przypadku, gdy nastąpi odmowa zawarcia umowy lub jej zmiana. Praktyka rynkowa pokazuje, iż zdarzają się przypadki, gdzie np. OSD nie odmawia Sprzedawcy zawarcia umowy dystrybucji, natomiast proponuje Sprzedawcy warunki świadczenia usług w ramach tej umowy, które są nieakceptowalne dla Sprzedawcy - tym samym pozbawiając sprzedawcy możliwości funkcjonowania na terenie danego OSD. W takich przypadkach dochodzi do sporu pomiędzy Sprzedawcą a OSD związanego z ustaleniem treści umowy, który powinien być możliwy do rozstrzygnięcia przez Prezesa URE.	
167.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 8 ust. 3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może w drodze decyzji, z urzędu lub na wniosek strony, zmienić treść umowy o przyłączenie, ...”. <i>Uzasadnienie:</i> Brak odniesienia się do umowy o przyłączenie, pomimo że Art. 8 ust. 2 mówi również o tej umowie. Dodanie zapisu o zmianie treści umowy o przyłączenie wpisuje się w sens całego artykułu 8.	
168.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> Skreślenie zapisu. <i>Uzasadnienie:</i> Na podstawie art. 3531 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (dalej: Kodeks cywilny) uczestnicy obrotu prawnego mają zagwarantowane prawo swobody zawierania umów. Z zasady swobody umów wyrażonej w art. 3531 Kodeksu cywilnego wynika wprost, że strony mogą kształtować stosunek prawny według własnej woli, jednak zgodnie z przepisami bezwzględnie obowiązującymi, właściwością stosunku prawnego i zasadami współżycia społecznego. Zasada swobody umów nie ma charakteru bezwzględnego, lecz zadaniem sądu jest ocena łączącego strony stosunku zobowiązaniowego pod kątem zgodności jego treści i celu z ustawą, zasadami współżycia społecznego, jak również zgodności z właściwością (naturą) stosunku prawnego. Przekroczenie	

			przez strony zasady swobody umów poprzez naruszenie wyżej wymienionych kryteriów może oznaczać nieważność umowy bądź jej części. Jednakże do stwierdzenia nieważności postanowień umowy, a tym samym do ich wyeliminowania z obrotu, uprawniony jest sąd. Relacje kontraktowe na rynku energii w istotnej części bazują na Ogólnych Warunków Umów oraz z zasadzie dostępu stron trzecich określonej we wzorach umów. Każda zmiana umowy przez Prezesa URE może skutkować uprzywilejowaniem jednego uczestnika rynku kosztem drugiego. Zmiana jednej umowy bez zmiany umów innych uczestników rynku może skutkować ich nierównoprawnym traktowaniem, krępując tym samym regulacyjnie w sposób nieuzasadniony i ponad miarę działania na wolnym rynku, tak przedsiębiorstw energetycznych, jak również i odbiorców. Faktyczna możliwość jednostronnej ingerencji w treść cywilnoprawnego stosunku prawnego władczym aktem organu administracji publicznej powoduje de facto konwersję tego stosunku na stosunek administracyjnoprawny, charakteryzujący się co do zasady uprzywilejowaniem organu administracji publicznej w sferze decyzyjnej (w znaczeniu władztwa co do kreowania treści danego stosunku prawnego). Należy również dodatkowo podnieść, że odpowiedzialność (materialna i biznesowa) za skutek takiego działania będzie spoczywać na przedsiębiorstwie energetycznym, które będzie musiało ponieść wszelkie konsekwencje z owej władczej decyzji regulatora. Taka koncepcja wypacza całkowicie obecny model funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych na wolnym rynku i krępuje je wręcz w gorset quasi - wolnorynkowej działalności.	
169.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie art. 8 ust. 3 z projektu nowelizacji. <i>Uzasadnienie:</i> Prezes URE (dalej „PURE”) jako organ władzy wykonawczej nie powinien ingerować w zawarte przez strony stosunku prawnego umowy. Zakres umów, funkcjonujących na rynku energii, co do zasady wynika z OWU oraz z uwzględnienia zasady TPA we wzorach umów. Każda zmiana umowy przez PURE może skutkować uprzywilejowaniem jednego uczestnika rynku kosztem drugiego. Zmiana jednej umowy bez zmiany umów innych uczestników rynku może skutkować nierównoprawnym traktowaniem. Ponadto, na podstawie art. 353 (1) KC uczestnicy obrotu prawnego mają zagwarantowane prawo swobody zawierania umów i tym samym gwarancję poszanowania tej zasady przez osoby trzecie, a także organy władzy państwowej. Z zasady swobody umów wyrażonej w art. 353 (1) KC wynika wprost, że strony mogą kształtować stosunek prawny według własnej woli, jednak zgodnie z przepisami bezwzględnie obowiązującymi, właściwością stosunku prawnego i zasadami współzycia społecznego. Zasada swobody umów nie ma charakteru bezwzględnego, lecz to zadaniem sądu, a nie organu władzy państwowej jakim jest niewątpliwie PURE, jest ocena łączącego strony stosunku zobowiązaniowego pod kątem zgodności jego treści i celu z ustawą, zasadami współzycia społecznego, jak również zgodności z właściwością (naturą) stosunku prawnego. Przekroczenie	

			przez strony zasady swobody umów poprzez naruszenie wyżej wymienionych kryteriów może oznaczać nieważność umowy bądź jej części. Jednakże do stwierdzenia nieważności postanowień umowy, a tym samym do ich wyeliminowania z obrotu, uprawniony jest sąd, a nie organ władzy państwowej. Ponadto, ww. decyzja PURE będzie podlegała zaskarżeniu do sądu odwoławczego, a zatem przez okres trwania postępowania sądowego decyzja ta nie będzie prawomocna. Zamiast wyposażania PURE w nową kompetencję – bardziej zasadnym byłoby uzupełnienie art. 9g ust. 3 uPE o zapis, z którego będzie wynikało, że Instrukcja danego operatora zawiera także istotne postanowienia umów. Wówczas istotne postanowienia umów będą przedmiotem zatwierdzenia przez PURE w ramach procedury zatwierdzania instrukcji (patrz uwaga do art. 9g ust. 3).	
170.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	IGG - EWE Energia	<i>Proponowana zmiana:</i> Zapis należy skreślić <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany przepis daje Prezesowi URE niczym nie uzasadnione, nadmierne kompetencje w stosunku do profesjonalnych przedsiębiorców energetycznych działających na rynku. Zauważyć trzeba, iż już obecnie praktyka art. 8 ust. 1 zmienianej ustawy pozwala Prezesowi URE rozstrzygać nie tylko o samym fakcie zawarcia odpowiedniej umowy ale i jej treści. W przypadku już zawartej umowy kompetencja ta jest zbędna zwłaszcza, że strony mogą się zwrócić do sądu powszechnego o rozstrzygnięcie spornych treści. Ponadto Operatorzy są obowiązani do niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich użytkowników sieci. Możliwość uzyskania indywidualnych, lepszych warunków przez każdego użytkownika, który zwróci się do URE, niweczy tę zasadę.	
171.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	Lewiatan	Zgodnie z projektem zapisów, Prezes URE będzie mógł z urzędu lub na wniosek strony, w drodze decyzji, zmienić treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego. Jest to duża ingerencja Prezesa URE w swobodę zawierania umów. W tym przypadku jest bowiem mowa o umowach zawieranych pomiędzy uczestnikami rynku, którzy mają pełną wiedzę i świadomość co do treści obowiązujących przepisów prawnych oraz otoczenia regulacyjnego w jakim działają. Od takiej decyzji Prezesa URE przysługuje możliwość odwołania się strony do właściwego organu sądowego, w przypadku uznania działania Prezesa URE za nieuzasadnione Skarb Państwa będzie musiał pokryć szkodę poniesioną przez przedsiębiorstwo energetyczne.	

172.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie przepisu. <i>Uzasadnienie:</i> Stanowczo postulujemy wykreślenie przepisu z uwagi na jego nieprecyzyjność oraz uznaniowość Prezesa URE. Przepis wprowadza możliwość ingerencji organu administracyjnego w treść stosunku cywilno-prawnego przy bardzo nieprecyzyjnych przesłankach. W naszej ocenie jest to niedopuszczalne z uwagi na nadrzędną zasadę polskiego prawa cywilnego jaką jest zasada swobody umów.	
173.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> ~~3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może w drodze decyzji, z urzędu lub na wniosek strony, zmienić treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego, w celu umożliwienia sprzedawcy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora, lub zobowiązać strony umowy do jej zmiany, w przypadkach uzasadnionych koniecznością:~~ ~~1) zapewnienia ochrony interesów odbiorców końcowych,~~ ~~2) równoważenia interesów stron tej umowy lub~~ ~~3) przeciwdziałania praktykom ograniczającym konkurencję, w tym umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnienia, o którym mowa w art. 4j ust. 1.”~~ <i>Uzasadnienie:</i> Na podstawie art. 3531 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. - Kodeks cywilny (dalej: Kodeks cywilny) uczestnicy obrotu prawnego mają zagwarantowane prawo swobody zawierania umów. Z zasady swobody umów wyrażonej w art. 3531 Kodeksu cywilnego wynika wprost, że strony mogą kształtować stosunek prawny według własnej woli, jednak zgodnie z przepisami bezwzględnie obowiązującymi, właściwością stosunku prawnego i zasadami współżycia społecznego. Zasada swobody umów nie ma charakteru bezwzględnego, lecz zadaniem sądu jest ocena łączącego strony stosunku zobowiązaniowego pod kątem zgodności jego treści i celu z ustawą, zasadami współżycia społecznego, jak również zgodności z właściwością (naturą) stosunku prawnego. Przekroczenie przez strony zasady swobody umów poprzez naruszenie wyżej wymienionych kryteriów może oznaczać nieważność umowy bądź jej części. Jednakże do stwierdzenia nieważności postanowień umowy, a tym samym do ich wyeliminowania z obrotu, uprawniony jest sąd.	

			Relacje kontraktowe na rynku energii w istotnej części bazują na Ogólnych Warunków Umów oraz z zasadzie dostępu stron trzecich określonej we wzorach umów. Każda zmiana umowy przez Prezesa URE może skutkować uprzywilejowaniem jednego uczestnika rynku kosztem drugiego. Zmiana jednej umowy bez zmiany umów innych uczestników rynku może skutkować ich nierównoprawnym traktowaniem. Mając powyższe na uwadze, warto zasygnalizować że nie ma konieczności przyznawania Prezesowi URE bezpośredniej kompetencji do modyfikacji treści umów zawieranych pomiędzy uczestnikami rynku. Tego rodzaju uprawnienie kreacyjne zostało już przyznane sądom cywilnym, a wyposażenie w taką kompetencję Prezesa URE, będącego organem władzy wykonawczej, mogłoby prowadzić do wyposażenia regulatora w kompetencje quasi-orzecznicze. Tego rodzaju aktywność wydaje się być dublowaniem ochrony, która już przysługuje zainteresowanej osobie ze strony sądu. Mając jednak na uwadze, że interesy podmiotów korzystających z infrastruktury sieciowej wymagają wzmocnionej ochrony regulacyjnej, proponujemy uzupełnienie art. 9g ust. 3 Prawa energetycznego o uwzględnienie w treści instrukcji danego operatora także istotnych postanowień umów, co pozwoli na ich zatwierdzenie przez Prezesa URE w ramach procedury zatwierdzania instrukcji. Wskazaną uwagę zgłaszamy oddzielnym punkcie.	
174.	Art. 1 pkt 10 lit. b projektu w zakresie art. 8 ust. 3 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Zgodnie z projektem zapisów, Prezes URE będzie mógł z urzędu lub na wniosek strony, w drodze decyzji, zmienić treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego. Jest to duża ingerencja Prezesa URE w swobodę zawierania umów - zbyt szeroki zakres uznania administracyjnego. W tym przypadku jest bowiem mowa o umowach zawieranych pomiędzy uczestnikami rynku, którzy mają pełną wiedzę i świadomość co do treści obowiązujących przepisów prawnych oraz otoczenia regulacyjnego w jakim działają. Ponadto naszym zdaniem zapisy te stoją w sprzeczności z ustawą Kodeks cywilny w zakresie swobody zawierania umów oraz rodzą ryzyko nierównego traktowania sprzedawców przez OSD, ponieważ zapisy dotyczą umowy już zawartej między OSD i sprzedawcą. Dlatego w każdym przypadku od takiej decyzji Prezesa URE powinna być możliwość odwołania się strony do właściwego organu sądowego. Ponadto zapis jest niespójny z art. 9g ust. 5b zgodnie z którym wzorce tych umów będą częścią IRIESD zatwierdzanej przez Prezesa URE, a ich postanowienia są wiążące dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami. Odrębną kwestią jest fakt, iż dokonywanie przez URE zmian w	

			poszczególnych umowach może doprowadzić do sytuacji, w której OSD będzie musiał posługiwać się wieloma wzorami umownymi, w relacjach z różnymi kontrahentami.	
175.	Art. 9 ust. 12 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> po pkt 10 dodać pkt 10a (nowy przepis) „10a) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji na temat dostępności i wielkości usługi elastycznej akumulacji dla danej doby gazowej oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z wielkości zakupionej usługi”. <i>Uzasadnienie:</i> Odbiorcy to kategoria szersza niż użytkownicy systemu, a zatem uzasadnione jest zróżnicowanie tych dwóch grup na poziomie art. 9 ust. 12 Prawa energetycznego. Ponadto, w praktyce obrotu gospodarczego nie jest jednoznaczne co dokładnie powinni stosować użytkownicy systemu oraz odbiorcy z instrukcji danego operatora. Nie wszystkie zasady opisane w instrukcjach mieszczą się w określeniu „warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji”.	
176.	Art. 9 ust. 12 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> po pkt 10 dodać pkt 10a (nowy przepis) „12. Użytkownicy systemu ~~w tym~~ oraz odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, lub korzystający z usług świadczonych przez tego operatora, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji w zakresie, w którym dotyczą one odpowiednio użytkownika systemu lub odbiorcy, określonych w instrukcji, o której mowa w ust. 1. Instrukcja ta stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy kompleksowej” <i>Uzasadnienie:</i> Odbiorcy to kategoria szersza niż użytkownicy systemu, a zatem uzasadnione jest zróżnicowanie tych dwóch grup na poziomie art. 9 ust. 12 Prawa energetycznego. Ponadto, w praktyce obrotu gospodarczego nie jest jednoznaczne co dokładnie powinni stosować użytkownicy systemu oraz odbiorcy z instrukcji danego operatora. Nie wszystkie zasady opisane w instrukcjach mieszczą się w określeniu „warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji	
177.	Art. 9c ust. 1 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> po pkt 10 dodać pkt 10a (nowy przepis)	

			„10a) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji na temat dostępności i wielkości usługi elastycznej akumulacji dla danej doby gazowej oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z wielkości zakupionej usługi”. <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana polegająca na dodaniu nowego punktu jest konsekwencją wyłączenia pojemności magazynowych gazociągów na potrzeby realizacji usługi elastycznej akumulacji.	
178.	Art. 1 pkt 11 lit. a projektu w zakresie art. 9c ust. 3 pkt 9a ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „9a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez: a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, w szczególności systemów zdalnego odczytu, zapewniającej efektywną współpracę z operatorami systemów elektroenergetycznych, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz operatorem informacji pomiarowych, b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i przekazywanie do centralnego systemu informacji pomiarowych, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców, c) opracowywanie i aktualizację oraz przekazywanie drogą elektroniczną operatorowi informacji pomiarowych standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g, d) uchylony, e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w instrukcji, o której mowa w art. 9g”. <i>Uzasadnienie:</i> Uchylenie zapisów litery b) spowodowałoby, iż OSD nie będą mieli obowiązku pozyskiwania, przechowywania i przetwarzania danych pomiarowych w związku z realizacją zgłoszonych przez sprzedawców umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców. Proponujemy zapis uwzględniający planowaną zmianę w zakresie udostępniania danych pomiarowych uczestnikom rynku – poprzez CSIP.	
179.	Art. 1 pkt 11 lit. a tire dwa projektu w zakresie art. 9c ust. 3 pkt 9a ustawy	PGE	11) w art. 9c: a) w ust. 3 w pkt 9a: (...)	

			– lit b otrzymuje brzmienie: „b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej formie operatorowi informacji pomiarowych, ~~między uczestnikami rynku energii formie~~, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców ~~wybranych przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,~~ (...)” <i>Uzasadnienie:</i> W naszej ocenie niesłusznie postuluje się usunięcie art. 9c lit. b Prawa energetycznego - zarządzanie danymi pomiarowymi, w szczególności pozyskiwanie i przechowywanie danych pomiarowych jest niezbędne do bieżącej pracy sieci oraz planowania jej modernizacji i rozwoju. W związku z powyższym postulujemy zmianę brzmienia przepisu, tak aby OSD mógł pozyskiwać, przechowywać, przetwarzać i udostępniać dane pomiarowe w formach wynikających z przepisów prawa – min. do OIP.	
180.	Art. 1 pkt 11 lit. a tę część projektu w zakresie art. 9c ust. 3 pkt 9a ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> lit. a), dotyczący art. 9c ust. 3 pkt 9a, - skreśla się <i>Uzasadnienie:</i> Standardowe profile zużycia nie znajdują zastosowania w modelu rynku z licznikami rejestrującymi dane dobowo-godzinowe (profile obciążenia).	
181.	Art. 1 pkt 11 lit. a tę część projektu w zakresie art. 9c ust. 3 pkt 9a ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „9a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez: a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, w szczególności systemów zdalnego odczytu, zapewniającej efektywną współpracę z operatorami systemów elektroenergetycznych, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz operatorem informacji pomiarowych, b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i przekazywanie do centralnego systemu informacji pomiarowych, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców, c) opracowywanie i aktualizację oraz przekazywanie drogą elektroniczną operatorowi informacji pomiarowych standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g, d) uchylony,	

			e) wdrażanie warunków i trybu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz ich uwzględnianie w instrukcji, o której mowa w art. 9g” <i>Uzasadnienie:</i> Uchylenie zapisów litery b) spowodowałoby, iż OSD nie będą mieli obowiązku pozyskiwania, przechowywania i przetwarzania danych pomiarowych w związku z realizacją zgłoszonych przez sprzedawców umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców. Proponujemy zapis uwzględniający planowaną zmianę w zakresie udostępniania danych pomiarowych uczestnikom rynku – poprzez CSIP.	
182.	Art. 9c ust. 3a ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> po ust. 3a dodać ust. 3b i 3c (nowe przepisy) „3b. Operator systemu przesyłowego gazowego, gdy nie powoduje to nadmiernych obciążeń finansowych, jest zobowiązany do budowy połączenia z systemem dystrybucyjnym gazowym. „3c Operator sieci dystrybucyjnej gazu jest zobowiązany do współpracy z operatorem sieci przesyłowej gazu, w tym do przekazywania wszelkich informacji niezbędnych do realizacji obowiązku, o którym mowa w ust. 3b.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana ma na celu nałożenie obowiązku na operatora systemu przesyłowego gazu przyłączenia wszystkich operatorów sieci dystrybucyjnej, jeżeli nie będzie to powodowało nadmiernych obciążeń finansowych dla OSP. Konieczność przyłączenia operatorów sieci dystrybucyjnej wynika przede wszystkim ze względów bezpieczeństwa energetycznego kraju. Występowanie odizolowanych sieci dystrybucyjnych nie przyłączonych do krajowego systemu przesyłowego gazu mogą potencjalnie stwarzać zagrożenie dla ciągłości dostaw gazu do odbiorców końcowych. Trzeba również podkreślić, że gdy każdy OSD będzie przyłączony do sieci przesyłowej to wpłynie to pozytywnie na rozwój konkurencji w sektorze gazu, gdyż stworzy możliwość odbiorcom końcowym większego wyboru dostawców gazu. Natomiast zmiana w zakresie ust. 3c jest wynikiem wprowadzenia przepisu art. 9c ust. 3b, aby OSP mógł efektywnie dokonywać przyłączeń OSD do sieci przesyłowej, konieczna jest pełna współpraca między operatorami w tym do przekazywania przez OSD dokumentów umożliwiających OSP realizację obowiązku przyłączenia,	
183.	Art. 1 pkt 11 lit. b projektu w zakresie art. 9c ust. 4c ustawy	Avrio Media sp. z o.o.	Spółka podkreśla, że w/w projekt przepisu nie dotyczy przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 PE. Nie istnieje możliwość, by przedsiębiorstwa tego typu posługiwały się znakami towarowymi odrębnymi.	

			Zgodnie z treścią projektowanego art. 8 ust. 3 PE, zgodnie z którym Prezes Urzędu Regulacji Energetyki będzie uprawniony do zmiany treści umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP, w celu umożliwienia sprzedawcy sprzedaży w/w produktów odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora lub będzie uprawniony do zobowiązania stron umowy do jej zmiany, w ustawowo określonych przypadkach. Swoje uprawnienie Prezes URE będzie mógł realizować poprzez wydanie decyzji na wniosek strony lub z urzędu. Spółka proponuje usunięcie w/w przepisu. Podkreślenia wymaga, że tak daleko idąca ingerencja regulatora w stosunki umowne stanowi znaczące ograniczenie zasady swobody umów, nie jest znana również krajowemu porządkowi prawnemu. W judykaturze i piśmiennictwie podkreśla się, że o ile istnieje uzasadnienie dla rozstrzygnięcia sporów odnośnie odmowy zawarcia umowy (po stronie odbiorcy nie istnieje bowiem żadna inna droga ewentualnego dochodzenia zawarcia tego typu umowy), o tyle spory odnoszące się do istniejących już umów stanowią wyłączną domenę sądów powszechnych (tytułem przykładu: Wyrok Sądu Najwyższego z dnia 7 października 2004 r., sygn. akt: III SK 56/04). Brak jest w tym kontekście jakiegokolwiek uzasadnienia dla ingerencji regulatora w istniejące stosunki umowne, dodać należy, że potencjalnie wchodziłby on w rolę zarezerwowaną dotychczas dla sądów powszechnych. Podobnie, brak jest również jasności co do tego, jaki tryb miałyby znaleźć zastosowanie w sytuacji gdyby decyzja regulatora w sposób istotny odróżniała się od orzeczenia sądu powszechnego rozstrzygającego spór w sprawie w zasadzie analogicznej. Konsekwencją tego typu zabiegu byłoby ryzyko powstania dualizmu prawnego na skutek odmiennych orzeczeń sądów powszechnych oraz Prezesa URE, co w sposób istotny może zwiększyć niepewność prawną prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne działalności gospodarczej. Podkreślenie wymaga, że zasada swobody kształtowania umów stanowi fundament krajowego porządku prawnego, a jej ewentualne ograniczenie jest możliwe w wyjątkowych, szczególnie uzasadnionych przypadkach. Obrót gospodarczy w Polsce opiera się bowiem na swobodzie kształtowania treści umowy. Nie ulega wątpliwości, że strony jako podmioty profesjonalne mają stosowną wiedzę i doświadczenie w zakresie swoich uprawnień i obowiązków wynikających z prawa energetycznego, nie powinno się ingerować w zapisy umowy, które zaakceptowały samodzielnie. W ocenie Spółki proponowana zmiana stanowi naruszenie wyrażonej w art. 20 Konstytucji RP zasady społecznej gospodarki rynkowej i jako taka nie może zostać wprowadzona do krajowego porządku prawnego.	

184.	Art. 1 pkt 11 lit. b projektu w zakresie art. 9c ust. 4c ustawy	DUON Dystrybucja sp. z o.o.	Należy doprecyzować, że projektowany przepis nie dotyczy przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7 PE. Nie ma bowiem możliwości, aby tego typu przedsiębiorstwa posługiwały się odrębnymi znakami towarowymi.	
185.	Art. 1 pkt 11 lit. b projektu w zakresie art. 9c ust. 4c ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> usunięcie proponowanego zapisu 4c. <i>Uzasadnienie:</i> Zapis pozwalający na bardzo luźną interpretację oraz bardzo nieprecyzyjny i zawiły. W zależności od interpretacji może skutkować koniecznością zmiany znaków towarowych OSD. Nie należy wprowadzać zapisów pozwalających na tak luźną interpretację bez podania szczegółowego określenia jak należy go rozumieć.	
186.	Art. 1 pkt 11 lit. b projektu w zakresie art. 9c ust. 4c ustawy	IGG - EWE Energia	<i>Proponowana zmiana:</i> Należy dopisać zdanie. „Obowiązek nie dotyczy przedsiębiorstwa o jakim mowa w art. 9d ust. 7 Ustawy. <i>Uzasadnienie:</i> Uwaga o charakterze doprecyzowującym.	
187.	Art. 1 pkt 11 lit. b projektu w zakresie art. 9c ust. 4c ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> Proponujemy usunięcie lub doprecyzowanie zapisu ust. 4c. <i>Uzasadnienie:</i> Czy ustawodawca wprowadza jakiś okres na wdrożenie proponowanego przepisu? Jeżeli Ustawa ma wejść w życie w ciągu 14 dni od dnia ogłoszenia, trudno jest oczekiwać od OSD, aby w tym terminie zmienić swój znak towarowy / logo tak, aby spełniał on wymagania określone tym przepisem. Proponujemy, aby OSD miały co najmniej 24 miesiące na dokonanie odpowiednich zmian związanych z wdrożeniem rozwiązań pozwalających na odróżnianie się od sprzedawcy z tej samej grupy kapitałowej. Ponadto jest to zapis nieprecyzyjny. W zależności od interpretacji może skutkować koniecznością zmiany znaków towarowych OSD. Odbiorcy przyłączeni do sieci OSD będą wówczas narażeni na poniesienie bardzo wysokich kosztów (uzasadnionych, bowiem wynikających z przepisów prawa) związanych np. w wymianą strojów roboczych, wizualizacji biur obsługi klienta, pojazdów, etc.	
188.	Art. 1 pkt 11 lit. b projektu w zakresie art. 9c ust. 4c ustawy	Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów niezależnych Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „Znak towarowy w rozumieniu art. 120 ustawy z dnia 30 czerwca 2000 r. - Prawo własności przemysłowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 776) operatora systemu dystrybucyjnego będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości	

		Elektrycznej - OSDnEE	sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo z wyłączeniem przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, o których mowa w art. 9d ust. 7” <i>Uzasadnienie:</i> Przedstawiony zapis kumuluje w sobie przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo, w których sprzedawca jest w osobnej formie prawnej jak również jest umiejscowiony w jednym podmiocie prawnych z operatorem systemu dystrybucyjnego. Mając na względzie zapis dyrektywy nr 2003/54/WE, która została przywołana w uzasadnieniu do projektu zmian ustawy Prawo energetyczne, należy wskazać, że ten zapis odnosi się wyłącznie do przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, gdzie sprzedawca posiada osobną formę prawną. Pozostawienie zapisów w obecnym kształcie niewątpliwie skomplikuje realizowane obowiązki przez małe przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo (o których mowa w art. 9d ust 7.), gdzie sprzedawca pozostaje w formie prawnej w tym samym podmiocie z operatorem systemu dystrybucyjnego np. obowiązki sprzedawcy kompleksowego i operatora systemu dystrybucyjnego tak się przenikają, że stosowanie znaków towarowych dla sprzedawcy i osobno dla operatora systemu dystrybucyjnej w praktyce będzie mocno skomplikowane i podważane.	
189.	Art. 1 pkt 11 lit. b projektu w zakresie art. 9c ust. 4c ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> Proponujemy wykreślenie propozycji, ewentualnie odroczenie wejścia w życie przepisu do 1 stycznia 2021 r. <i>Uzasadnienie:</i> Postulujemy wykreślenie proponowanego przepisu, którego wdrożenie będzie wiązało się z istotnymi, nieuzasadnionymi kosztami po stronie operatorów systemów dystrybucyjnych. Ewentualnie, zasadnym jest odroczenie wejścia w życie przepisu z uwagi na to, że termin 14 dni (wejście w życie) jest zbyt krótki na przeprowadzenie odpowiednich procesów celem dostosowania.	
190.	Art. 1 pkt 11 lit. b projektu w zakresie art. 9c ust. 4c ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> Proponujemy usunięcie tego punktu lub wprowadzeni min. 24 miesięcznego okresu przejściowego.. <i>Uzasadnienie:</i> Zapis jest bardzo nieprecyzyjny i pozwalający na bardzo dowolną interpretację – opiera się na indywidualnych odczuciach ewentualnego „wprowadzania w błąd”. W zależności od interpretacji może skutkować koniecznością zmiany znaków towarowych OSD. Nie należy wprowadzać zapisów pozwalających na tak dowolną interpretację bez podania szczegółowego określenia, jak należy go rozumieć.	

			Dlatego wnioskujemy o usunięcie tego zapisu lub jego doprecyzowanie i wprowadzenie co najmniej 24 miesięcznego okresu przejściowego na dostosowanie. Jeżeli Ustawa ma wejść w życie w ciągu 14 dni od dnia ogłoszenia, trudno jest oczekiwać od OSD, aby w tym terminie zmienili swój znak towarowy / logo tak, aby spełniał on wymagania określone tym przepisem. Dlatego proponujemy, aby OSD miały co najmniej 24 miesiące na dokonanie odpowiednich zmian związanych z wdrożeniem rozwiązań pozwalających na odróżnianie się od sprzedawcy z tej samej grupy kapitałowej.	
191.	Art. 1 pkt 11 projektu – dodaje się lit. d wprowadzając art. 9c ust. 7a ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana treść:</i> „ust. 7a. W celu zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, jeśli nie jest to możliwe w wyniku normalnego funkcjonowania centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może: 1) wydać, bezpośrednio lub poprzez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, polecenie zmniejszenia wytwarzanej mocy elektrycznej przez jednostkę wytwórczą wykorzystującą energię wiatru lub promieniowania słonecznego o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW, za zwrotem utraconych przychodów, 2) wydać odbiorcy energii elektrycznej, bezpośrednio albo poprzez podmiot agregujący odbiory energii elektrycznej, polecenie zmniejszenia, za wynagrodzeniem, poboru energii elektrycznej z sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. Zmniejszanie poboru energii elektrycznej może mieć formę usługi systemowej. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego informuje Prezesa URE o wydaniu polecenia, o którym mowa w pkt 1, oraz o środkach, jakie podejmuje w celu ograniczenia potrzeby wydawania takich poleceń w przyszłości.” <i>Uzasadnienie:</i> Postulowana zmiana Prawa energetycznego w postaci dodania art. 9c ust. 7a ma na celu ustalenie zasad, na jakich operator systemu przesyłowego może redukować wytwarzanie z farm wiatrowych („FW”) lub farm słonecznych („PV”). Przepisy mają zapewnić bezpieczeństwo prawne zarówno operatorowi (możliwość polecenia redukcji w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci albo zrównoważenia wytwarzania z zapotrzebowaniem), jak i po stronie wytwórców FW i PV (pewność, że za redukcję otrzymają zwrot utraconych przychodów). W systemie elektroenergetycznym zrównoważenie wytwarzania energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oznacza wytworzenie ilości energii wystarczającej do pokrycia zapotrzebowania. Ma to odzwierciedlenie m.in. w przepisach ustawy PE odnośnie zagrożenia	

			bezpieczeństwa dostaw (art. 11 i nast.) – środki interwencyjne, jakie przyznano OSP na tę okoliczność, są typowe dla sytuacji niewystarczającego wytwarzania energii w stosunku do jej poboru. Jednak dla zachowania bezpiecznej pracy systemu i utrzymania parametrów jakościowych równie niebezpieczna jest sytuacja, w której wytwarza się więcej energii elektrycznej, niż wynosi zapotrzebowanie. Wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych wykorzystujących odnawialne źródła energii, w szczególności siłę wiatru i promieniowanie słoneczne, zwiększa się prawdopodobieństwo wystąpienia takiej sytuacji. W ostatnich latach coraz częściej zdarza się, że w okresach niskiego zapotrzebowania na energię (np. w okresach przerw świątecznych) występuje silny wiatr, przekładający się na wysokie wytwarzanie energii w farmach wiatrowych. Istotny udział mocy FW w zasobach wytwórczych KSE (ok. 13% mocy zainstalowanej) sprawia, że niekiedy wytwarzana przez nie energia pokrywa znaczną część zapotrzebowania (ok. 30%), powodując konieczność odstawiania jednostek konwencjonalnych. Największy problem sprawia to w okresie zimowym, kiedy elektrociepłownie pracują z pełną mocą, w związku z czym możliwości obniżenia wytwarzania w jednostkach cieplnych (konwencjonalnych) są ograniczone. Taka sytuacja miała miejsce np. w święta Bożego Narodzenia w roku 2016 – w dniu 26 grudnia 2016 r. generacja wiatrowa przez większość doby wynosiła ponad 4 GW przy zapotrzebowaniu, które w szczycie nie przekroczyło 17 GW. Operator systemu przesyłowego maksymalnie ograniczył wytwarzanie z innych jednostek wytwórczych, w tym również – na podstawie dwustronnych uzgodnień – z elektrociepłowni (dzięki możliwości przejścia na wytwarzanie wyłącznie ciepła). Możliwość redukcji wytwarzania energii w konwencjonalnych elektrowniach systemowych zależy od minimalnej mocy, jaką mogą wytwarzać, pozostając w pracy (tzw. minimów technicznych). Niektóre jednostki muszą pracować, aby umożliwić poprawną pracę sieci (m.in. utrzymanie napięcia). Ponadto częste odstawienia i uruchomienia jednostek konwencjonalnych znacząco zwiększają ryzyko awarii, powodując tym samym wyłączenia tych jednostek celem przeprowadzenia napraw. Kolejnym ryzykiem jest możliwość wystąpienia sytuacji, w której wiatr gwałtownie się osłabi, wielkość wytwarzanej energii spadnie, a odstawione konwencjonalne jednostki wytwórcze nie uruchomią się wystarczająco szybko, aby pokryć zapotrzebowanie odbiorców. Ponadto ze względu na konieczność zachowania w systemie elektroenergetycznym zdolności regulacyjnej (ze względu na wahania zapotrzebowania) w sytuacji, gdy wytwarzanie energii elektrycznej przekracza zapotrzebowanie na nią, niezbędnym i często jedynym dla zachowania poprawności pracy systemu rozwiązaniem jest ograniczenie produkcji energii z farm wiatrowych lub promieniowania słonecznego.	

		W przepisach rangi ustawowej nie ma obecnie przepisów wprost regulujących przedmiotowe zagadnienie. Prawo energetyczne (art. 11d ust. 4) stanowi, że OSP pokrywa koszty działań wytwórców związanych z usunięciem stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Potrzebne są jednak przepisy dające podstawę do wydania FW i PV polecenia zanim wystąpi stan zagrożenia (w celu zapobieżenia jego powstaniu). Brakuje też konkretnej podstawy do określenia rekompensat. Przykładowo postanowienia niektórych Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych przewidują prawo OSD do redukcji wytwarzania z FW bez wynagrodzenia. Takie postanowienia nie wyłączają oczywiście stosowania ogólnych przepisów prawa cywilnego, jednak sytuacja ta pociąga za sobą ryzyko prawne zarówno dla wytwórcy energii elektrycznej z FW, jak i dla operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Ten pierwszy może ubiegać się w sądzie o odszkodowanie, nie mając gwarancji co do jego uzyskania ani jego wysokości, zaś drugi – obawiając się uwikłania w spór sądowy oraz negatywnej prasy wokół zdarzenia – nie sięgnie po narzędzie interwencyjne w postaci redukcji FW, kiedy jest to potrzebne. Warto dodać, że redukcje wytwarzania z farm wiatrowych są normalnym zjawiskiem w krajach z istotnym udziałem farm wiatrowych w miksie energetyczno-paliwowym (np. w Niemczech, Danii czy Wielkiej Brytanii). To samo dotyczy redukcji jednostek wytwarzających energię elektryczną w instalacjach PV. W systemach takich występuje zjawisko tzw. ekonomicznej redukcji wytwarzania energii ze źródeł niestabilnych. Polega ono na świadomym zaniechaniu rozbudowy sieci dla przyłączenia źródeł niestabilnych (FW czy PV) do stanu umożliwiającego wprowadzenie do systemu całej energii, którą te źródła teoretycznie są w stanie wyprodukować, a następnie ograniczaniu produkcji w sytuacji, gdy przekracza zdolności techniczne sieci (jest to jednocześnie działanie mające na celu utrzymanie bezpiecznej pracy sieci). Rozwiązanie jest efektywne wówczas, gdy koszt rekompensat dla wytwórców jest mniejszy, niż koszt rozbudowy sieci, o ile ta rozbudowa jest w ogóle możliwa w wymaganym czasie. Należy podkreślić, że proponowane zmiany w ustawie PE przede wszystkim zakładają dokonywanie redukcji wytwarzania z FW ze względu na utrzymanie wymaganych parametrów jakościowo-niezawodnościowych w systemie (tj. zakłada się, że środek ten ma mieć charakter interwencyjny i będzie stosowany w przypadku braku możliwości zrównoważenia zapotrzebowania) w ramach procesów rynkowych. Rozwiązanie mieści się w ramach aktualnie obowiązujących przepisów prawa Unii Europejskiej. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE nakazuje Państwom Członkowskim zapewnić jednostkom OZE gwarancję przesyłu i dystrybucji, priorytet dostępu do sieci oraz	

			pierwszeństwo w wytwarzaniu energii elektrycznej , jednak z zachowaniem wymogów dotyczących bezpieczeństwa pracy sieci. Podkreślić należy, że nowe przepisy procedowane w ramach projektu tzw. pakietu „Czysta energia” dotyczące modelu rynku nakazują stosowanie w pierwszej kolejności redukcji na zasadach rynkowych, tzn. w oparciu o oferty składane operatorowi przez wytwórców energii. W przypadku wejścia w życie ww. projektu pakietu „Czysta energia” na etapie jego implementacji do prawa polskiego będzie zatem konieczne wprowadzenie wspomnianego mechanizmu. Przepis ma zastosowanie również do elektrowni wykorzystujących promieniowanie słoneczne. Pomimo obecnie niewielkiej, w porównaniu z farmami wiatrowymi, mocy zainstalowanej w KSE instalacji fotowoltaicznych, objęcie ich przedmiotowymi zasadami ma na celu zapewnienie równego traktowania. Jak wskazano powyżej, operatorzy systemów elektroenergetycznych już obecnie mają prawo redukować wytwarzanie z takich instalacji. Zmiany zapewniają, że wytwórcy energii z farm słonecznych również otrzymają pokrycie utraconych przychodów.	
192.	Art. 9d ust. 1 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „1) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, magazynowaniem, przeladunkiem i transportem paliw ciekłych, w tym ropy naftowej, w szczególności na potrzeby zapasów interwencyjnych lub” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana polega na dodaniu magazynowania i rozładunku paliw ciekłych w zakres działalności, która może być wykonywana przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego. Propozycji nie sprzeciwiają się przepisy unijne oraz jest ona konieczna w celu realizacji obowiązków nałożonych na operatora systemu przesyłowego gazu w Uchwale Rady Ministrów nr 182/2017 z dnia 28 listopada 2017 w sprawie przyjęcia „Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym”. Zmiana polega również na umożliwieniu operatorowi systemu przesyłowego oraz operatorowi systemu połączonego prowadzenia działalności polegającej na przesył lub dystrybucji gazu oraz energii elektrycznej. Praktyka polegająca na występowaniu jednego operatora sieci gazu i energii elektrycznej jest zgodna z przepisami unijnymi i występuje w wielu państwach członkowskich, takich jak np. Dania czy Wielka Brytania.	
193.	Art. 9d ust. 1 ¹ ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i>	

			„11.Operator systemu przesyłowego oraz operator systemu połączonego, mając na względzie racjonalne wykorzystanie posiadanych środków trwałych, jeżeli warunki techniczne i wymagania bezpieczeństwa na to pozwalają, mogą je udostępniać innym podmiotom, w tym również w ramach umowy dzierżawy, na zasadach równego traktowania, na cele niezwiązane z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną”. <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana ma na celu umożliwienie operatorowi systemu przesyłowego oraz operatorowi systemu połączonego udostępnianie środków trwałych nie tylko na cele pozaenergetyczne, jak to miało miejsce w dotychczasowym stanie prawnym, ale także dla potrzeb działalności objętej regulacją prawa energetycznego, za wyjątkiem tych rodzajów działalności w stosunku do których operator powinien pozostawać niezależny zgodnie z wymogami unbundlingu (tj. produkcji/wytwarzania i obrotu). Udostępnienie środków trwałych OSP na rzecz innego przedsiębiorstwa energetycznego może służyć np. zapewnieniu dostaw skroplonego gazu ziemnego na terenach nieobjętych dostępem do sieci gazowniczych, poprzez prowadzenie działalności w zakresie skraplania paliwa gazowego na stacjach gazowych należących do OSP. Jednocześnie, proponowana zmiana utrzymuje wymóg zgodnie z którym udostępnienie powinno odbywać się na zasadach równego traktowania i jest dopuszczalne, jeżeli warunki techniczne i wymagania bezpieczeństwa na to pozwalają.	
194.	Art. 9d ust. 1f ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „1f. Operator systemu magazynowania, będący częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinien pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.” <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana zmiana przepisu ma na celu dopuszczenie możliwości łączenia działalności magazynowej ze skraplaniem lub regazyfikacją gazu ziemnego, bez naruszenia wymogów unbundlingu. Ze względu na dotychczasowe brzmienie nowelizowanego przepisu, który nie wymieniał skraplania gazu ziemnego oraz regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, wątpliwości budziło to czy tego rodzaju działalność narusza wymogi unbundlingu obowiązujące operatora systemu magazynowania.	

			Biorąc jednak pod uwagę treść art. 3 pkt 10a i 10b ustawy – prawo energetyczne, które dopuszczają możliwość, by ta sama instalacja stanowiła w części instalację magazynowania a w części instalację skroplonego gazu ziemnego, proponowana zmiana jest uzasadniona. Możliwość taką dopuszcza także art. 2 pkt 9 i 11 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE nr L 211 z 14.08.2009 r.).	
195.	Art. 9d ust. 1h ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „1h. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych, z zastrzeżeniem ust. 1j.” Art. 9d ust. 1ha otrzymuje brzmienie: „1ha. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego mogą wytwarzać energię elektryczną na własne potrzeby lub ciepło w ramach odzyskiwania energii odpadowej z procesów przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, w tym również prowadzić działalność mającą na celu poprawę efektywności energetycznej realizowanych procesów technologicznych po uzyskaniu zgody Prezesa URE wyrażonej w formie decyzji. Decyzja Prezesa URE zastępuje wymóg posiadania koncesji, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1 w zakresie objętym zgodą.” <i>Uzasadnienie:</i> Dostosowanie treści art. 9d ust. 1h związane jest z proponowaną zmianą polegającą na wprowadzeniu w art. 9d nowego ust. 1j regulującego możliwość prowadzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego operatora systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operatora systemu skraplania gazu ziemnego działalności w postaci odzyskiwania energii i ciepła z procesów technologicznych związanych z prowadzoną przez nich działalnością. Proponowana zmiana ust. 1j ma na celu umożliwienie operatorowi systemu przesyłowego gazowego, operatorowi systemu połączonego gazowego oraz operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego prowadzenia – w zakresie zaakceptowanym przez Prezesa URE – działalności w postaci odzyskiwania energii z procesów technologicznych związanych z realizowanymi przez nich zadaniami, w szczególności odzyskiwania energii odpadowej rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu.	

			Działania te służyć mają poprawie efektywności energetycznej, która jest jednym z podstawowych celów polityki klimatyczno–energetyczne. Obecnie obowiązujące przepisy uniemożliwiają odzysk energii przez operatorów sieci gazowych, w związku z czym zasadne jest uregulowanie przedmiotowej kwestii na poziomie ustawy. Jednocześnie, ze względu na istniejące ograniczenia wynikające z wymogów unbundlingu przesłanką dla podjęcia inwestycji przez operatora powinna być zgoda Prezesa URE, w celu przeciwdziałania ewentualnej możliwości wpływu danej działalności na rynek. Niewątpliwie działalność operatora w tym zakresie powinna być prowadzona w ograniczonym zakresie, z uwzględnieniem potencjału odzysku energii z procesów technologicznych związanych z realizacją zadań operatorskich. W konsekwencji, należy ją traktować jako element tych zadań, pozostający poza reżimem przewidzianym dla wytwórców energii elektrycznej lub ciepła. Należy jednocześnie zauważyć, że w świetle dotychczasowej praktyki stosowania przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE nr L 211 z 14.08.2009 r.), Komisja Europejska nie kwestionuje możliwości spełniania kryteriów niezależności przez operatora systemu przesyłowego gazowego, działającego w modelu rozdziału własnościowego, który prowadzi działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, jeżeli wielkość	
196.	Art. 9d ust. 1h ustawy - po ust. 1i dodać ust. 1j (nowy przepis)	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „1j. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego mogą wytworzoną energię elektryczną w ramach odzyskiwania energii odpadowej z procesów przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego sprzedawać jeżeli ilość wytworzonej energii w roku kalendarzowym ma mały wpływ na lokalny rynek energii.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana ma na celu umożliwienie Operatorowi sieci przesyłowej świadczenie usługi sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w ramach realizacji celu efektywności energetycznej, przy czym ilość sprzedawanej energii elektrycznej musi pozostać na tyle mała aby nie wpływała na lokalny rynek energii elektrycznej. Należy zauważyć, że efektywność energetyczne jest jednym z podstawowych celów polityki energetycznej UE, a ze względu na charakter działalności OSP i procesów technologicznych, które on prowadzi, ma on możliwość techniczną wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej.	

			Takie uregulowanie działalności polegającej na sprzedaży energii elektrycznej pozostaje zgodne z regulacjami unijnymi jak i dążeniu do zapewnienia jak najwyższej efektywności energetycznej przedsiębiorstw.	
197.	Art. 9d ust. 1h ustawy - po ust. 1j dodać ust. 1k (nowy przepis)	GS	<i>Proponowana treść:</i> „1k. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego mogą prowadzić działalność polegającą na magazynowaniu, rozładunku i transporcie paliw ciekłych w tym ropy naftowej, w szczególności na potrzeby zapasów interwencyjnych, po uzyskaniu zgody Prezesa URE wyrażonej w formie decyzji. Decyzja Prezesa URE zastępuje wymóg posiadania koncesji, o której mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1 w zakresie objętym zgodą.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany przepis przyznaje możliwość operatorowi systemu przesyłowego gazu oraz operatorowi systemu połączonego gazowego prowadzenie działalności w postaci magazynowania, rozładunku i transport paliw ciekłych. Propozycja ma przede wszystkim umożliwić realizację postanowień uchwały Rady Ministrów nr 182/2017 z dnia 28 listopada 2017 w sprawie przyjęcia „Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym”, która m.in. nakłada obowiązek na operatora systemu przesyłowego gazu świadczenia usług magazynowania ropy naftowej i paliw.	
198.	Art. 9d ust. 2 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu „2a. Nie stanowi naruszenia zakazu, o którym mowa w ust. 1–1h, przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania lub operatora systemu skraplania gazu ziemnego, rozliczenie z odbiorcą kosztów i odszkodowań z tytułu braku zwrotu paliwa gazowego pobranego przez odbiorcę w związku z korzystaniem z usług przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji”. <i>Uzasadnienie:</i> W celu uelastycznienia pracy instalacji skroplonego gazu ziemnego, jak również instalacji magazynowych, w praktyce światowej i europejskiej stosuje się mechanizmy wypożyczania gazu między użytkownikami bądź ze strony operatora na rzecz użytkownika, np. w celu rozpoczęcia wydawania gazu dla spóźnionej dostawy lub w celu umożliwienia zregazyfikowania danego ładunku w określonym czasie. Tego rodzaju wzajemne „wypożyczanie” gazu pomiędzy użytkownikami czy też przez operatora na rzecz użytkowników, nie powinno wiązać się z obowiązkiem uzyskania koncesji na obrót paliwem gazowym, gdyż będzie miało charakter niehandlowy, mający na celu optymalizację pracy instalacji skroplonego gazu ziemnego. Z tego względu należy przesądzić, że	

			działalność ta nie będzie prowadziła do naruszenia zakazu działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi.	
199.	Art. 9d ust. 2 ustawy	IGG – Polskie LNG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> W art. 9d po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. Nie stanowi naruszenia zakazu, o którym mowa w ust. 1- 1h, przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania lub operatora systemu skraplania gazu ziemnego, rozliczenie z odbiorcą kosztów i odszkodowań z tytułu braku zwrotu paliwa gazowego pobranego przez odbiorcę w związku z korzystaniem z usług przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania lub regazyfikacji” <i>Uzasadnienie:</i> W celu uelastycznienia pracy instalacji skroplonego gazu ziemnego, jak również instalacji magazynowych, w praktyce światowej i europejskiej stosuje się mechanizmy wypożyczania gazu między użytkownikami bądź ze strony operatora na rzecz użytkownika, np. w celu rozpoczęcia wydawania gazu dla spóźnionej dostawy lub w celu umożliwienia zregazyfikowania danego ładunku w określonym czasie. Tego rodzaju wzajemne „wypożyczanie” gazu pomiędzy użytkownikami czy też przez operatora na rzecz użytkowników, nie powinno wiązać się z obowiązkiem uzyskania koncesji na obrót paliwem gazowym, gdyż będzie miało charakter niehandlowy, mający na celu optymalizację pracy instalacji skroplonego gazu ziemnego. Z tego względu należy przesądzić, że działalność ta nie będzie prowadziła do naruszenia zakazu działalności w zakresie obrotu paliwami gazowymi.	
200.	Art. 9d ust. 2 ustawy	IGG – GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> „Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu magazynowania mogą świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym gazowym lub w systemie dystrybucyjnym gazowym. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego mogą świadczyć usługi transportu paliw gazowych środkami transportu innymi, niż sieci gazowe.” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Prawo unijne dopuszcza wykonywanie usług pomocniczych/dodatkowych, które są związane z uzdatnianiem gazu także przez OSM. Wskazuje na to definicja usług pomocniczych zawarta w art. 2 pkt 14 Dyrektywy gazowej „usługi pomocnicze oznaczają wszelkie usługi pomocnicze niezbędne do zapewnienia dostępu i eksploatacji sieci przesyłowych, sieci dystrybucyjnych, instalacji LNG lub instalacji magazynowych, w tym również instalacje do bilansowania obciążenia, instalacje mieszalnikowe i wtrysku gazów obojętnych, ale z wyłączeniem instalacji przeznaczonych wyłącznie dla operatorów systemów przesyłowych dla realizacji ich zadań”. A zatem przepisy Dyrektywy nie ograniczają świadczenia usług pomocniczych do wybranych operatorów. Przeciwnie, każdy operator ma prawo świadczyć usługi pomocnicze niezbędne do zapewnienia dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych, sieci dystrybucyjnych, instalacji LNG lub instalacji magazynowych, w tym również m.in. usługi pomocnicze w postaci instalacji mieszalnikowych i wtrysku gazów obojętnych. W powyższym kontekście zawężenie w art. 9d ust. 2 uPE możliwości wykonywania usług polegających na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych wyłącznie do operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego oraz operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, jest całkowicie nieuzasadnione. W szczególności gdy przedsiębiorstwo zajmujące się magazynowaniem gazu ziemnego posiada niezbędne doświadczenie i kwalifikacje do wykonywania usług uzdatniania gazu celem przystosowania go do standardów jakościowych określonych odrębnymi przepisami. W przypadku dokonania zmiany art. 9d ust. 2 uPE uwzględniającej OSM w katalogu podmiotów mogących świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym gazowym lub w systemie dystrybucyjnym gazowym, należałoby także dokonać odpowiedniej zmiany rozporządzenia systemowego w celu zapewnienia jego zgodności ze znowelizowanym prawem energetycznym. Proponuje się wprowadzenie następującej zmiany do § 39 ust. 2 rozporządzenia systemowego - § 39 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „W przypadku, gdy nie zostały zachowane parametry jakościowe paliw gazowych, o których mowa w § 38, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych może odmówić przyjęcia takich paliw, chyba że świadcząc usługę dodatkową, uzyska dla tych paliw parametry jakościowe, o których mowa w § 38.”	
201.	Art. 9d ust. 2 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu magazynowania mogą	

świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym gazowym lub w systemie dystrybucyjnym gazowym, a także. **Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego mogą świadczyć usługi transportu paliw gazowych środkami transportu innymi, niż sieci gazowe.**”

Uzasadnienie:

Celem postulowanej zmiany jest przyznanie operatorowi systemu magazynowania uprawnienia do prowadzenia działalności w zakresie przystosowywania paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym gazowym lub w systemie dystrybucyjnym gazowym. Przedsiębiorstwo zajmujące się magazynowaniem gazu ziemnego posiada bowiem kompetencje do wykonywania usług uzdatniania gazu celem przystosowania go do standardów jakościowych określonych odrębnymi przepisami.

Zawężenie w art. 9d ust. 2 Prawa energetycznego możliwości wykonywania usług polegających na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych wyłącznie do operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego oraz operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, wydaje się być nieuzasadnionym.

Warto w szczególności wziąć pod uwagę zakres działalności operatorskiej realizowanej przez OSM, która zgodnie z brzmieniem art. 9d ust. 1f Prawa energetycznego może być związana z magazynowaniem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych. Oznacza to, że wprowadzenie postulowanej zmiany w żadnym zakresie nie zaburzyłoby aktualnie obowiązującej systematyki w zakresie zadań realizowanych przez operatorów.

Warto podkreślić, że takie ukształtowanie działalności prowadzonej przez OSM jest dopuszczalne w świetle prawa unijnego. Dopuszcza ono bowiem wykonywanie usług pomocniczych/dodatkowych, które są związane z uzdatnianiem gazu także przez OSM (art. 33 Dyrektywy Gazowej). Wskazuje na to definicja usług pomocniczych zawarta w art. 2 pkt 14 Dyrektywy gazowej, zgodnie z którym „usługi pomocnicze oznaczają wszelkie usługi pomocnicze niezbędne do zapewnienia dostępu i eksploatacji sieci przesyłowych, sieci dystrybucyjnych, instalacji LNG lub instalacji magazynowych, w tym również instalacje do bilansowania obciążenia, instalacje mieszalnikowe i wtrysku gazów obojętnych, ale z wyłączeniem instalacji przeznaczonych wyłącznie dla operatorów systemów przesyłowych dla realizacji ich zadań”. A zatem przepisy Dyrektywy nie ograniczają świadczenia

			usług pomocniczych do wybranych operatorów. Przeciwnie, każdy operator ma prawo świadczyć usługi pomocnicze niezbędne do zapewnienia dostępu stron trzecich do sieci przesyłowych, sieci dystrybucyjnych, instalacji LNG lub instalacji magazynowych, w tym również m.in. usługi pomocnicze w postaci instalacji mieszalnikowych i wtrysku gazów obojętnych. W przypadku dokonania zmiany art. 9d ust. 2 Prawa energetycznego uwzględniającej OSM w katalogu podmiotów mogących świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym gazowym lub w systemie dystrybucyjnym gazowym, uzasadnione byłoby także dokonanie odpowiedniej zmiany rozporządzenia systemowego w celu zapewnienia jego zgodności ze znowelizowanym Prawem energetycznym. Proponuje się wprowadzenie następującej zmiany do § 39 ust. 2 rozporządzenia systemowego - § 39 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „W przypadku, gdy nie zostały zachowane parametry jakościowe paliw gazowych, o których mowa w § 38, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych może odmówić przyjęcia takich paliw, chyba że świadcząc usługę dodatkową, uzyska dla tych paliw parametry jakościowe, o których mowa w § 38.”	
202.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ustawy	APATOR	Proponujemy w punkcie „art. 9da-9dc” wykreślić cały zapis dotyczący warunków jakie musi spełniać zamknięty system dystrybucji. Ponadto powinno to być zgłoszenie z do-myślną zgodą prezesa URE a nie decyzja urzędowa. Nie widzimy potrzeby ingerowania URE za pomocą decyzji w działania lokalnych społeczności energetycznych. Lokalne społeczności energetyczne i lokalne zamknięte systemy dystrybucyjne należy wspierać ze względu na efektywność wykorzystania energii na miejscu (brak strat przesyłu) a nie utrudniać ich powstawanie poprzez wprowadzanie dodatkowych warunków i decyzji. Naszym zdaniem zgłoszenie z domysłem zgody by wystarczyło. Stawianie dodatkowych warunków utrudniających powstanie zamkniętych systemów jest niepotrzebne i szkodliwe. Warunek 1 niepotrzebnie bardzo zawęży grono zainteresowanych do przypadków sieci specjalnych i traktuje zamknięte systemy jako „przypadek szczególny (względy techniczne i bezpieczeństwa) tymczasem systemy te w zamyśle regulacji UE mają powstawać głównie ze względu na lepszą efektywność energetyczną i ochronę klimatu (zmniejszenie emisji). Szczególnie uznaniowe ograniczanie liczby odbiorców do 250 w zamkniętym systemie dystrybucji nie ma naszym zdaniem żadnego obiektywnego uzasadnienia i jest tylko dodatkowym utrudnieniem dla powoływania klastrów energetycznych szczególnie w mocna „zaludnionych” dzielnicach miast .	

203.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 9da.1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, stwierdza, w drodze decyzji, że system jest zintegrowanym systemem dystrybucyjnym, jeżeli zostaną spełnione łącznie następujące warunki (...)”. <i>Uzasadnienie:</i> Definicja zamkniętego systemu dystrybucyjnego wprowadza w błąd, zwłaszcza, że istnieje już pojęcie sieci zamkniętej, oznaczającej coś przeciwnego. Z opisu tego systemu w pkt 1-4 bardziej adekwatna nazwa to „zintegrowany system dystrybucyjny” – słowo „zintegrowany” pojawia się w ustawie.	
204.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ustawy	Pracodawcy RP	Art. 9da.1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, stwierdza, w drodze decyzji, że system jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli zostaną spełnione następujące warunki: 1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania użytkowników tego systemu są zintegrowane lub 2) dystrybucja energii elektrycznej prowadzona jest głównie do właściciela, lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub do przedsiębiorstw z nim powiązanych lub do podmiotów związanych stosunkiem najmu lub dzierżawy z tym właścicielem lub operatorem, na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych oraz 3) system ten znajduje się na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego składającego wniosek i 4) liczba odbiorców w gospodarstwach domowych położonych na obszarze tego systemu jest nie większa niż 500. 2. W decyzji, o której mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa obszar zamkniętego systemu dystrybucyjnego. 3. Decyzja, o której mowa w ust. 1, wydawana jest na czas oznaczony nie dłuższy niż 10 lat. W przypadku gdy koncesja na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub decyzja o wyznaczeniu operatorem, o którym mowa w ust. 1, została wydana na czas krótszy, decyzję, o której mowa w ust. 1, wydaje się na czas nie dłuższy niż okres obowiązywania tej koncesji. <i>Uzasadnienie:</i>	

			Zaproponowane przez Pracodawców RP zmiany to nic innego jak powrót do literalnych zapisów i logiki artykułu 28 Dyrektywy 2009/72/WE, który jest de facto podstawą implementacji zamkniętych systemów dystrybucyjnych. W Dyrektywie – przesłanki uznania systemu dystrybucyjnego za zamknięty – były ujęte alternatywnie. W przypadku postawienia wymogu łącznego wypełnienia tych przesłanek, tak jak zaproponowano w nowelizowanej ustawie, zachodzi obawa iż takim wymaganiom sprosta stosunkowo nieliczna grupa przedsiębiorstw i tym samym – zasięg regulacji i korzyści z niej płynących będzie ograniczony. W przywołanym art. 28 Dyrektywy była mowa o „niewielkiej liczbie gospodarstw domowych” położonych na obszarze obsługiwanym przez zamknięty system dystrybucyjny. Przyjęta w projekcie ustawy liczba 250 gospodarstw domowych jest niewątpliwie wielkością uznaniową. A skoro tak – proponujemy podwoić ją, zwiększając do 500 gospodarstw domowych. W trakcie dyskusji w gronie zainteresowanych pracodawców okazało się bowiem, iż na ich terenie bytuje z reguły więcej gospodarstw niż 250. W takiej sytuacji nie mogliby skorzystać z dobrodziejstwa nowej ustawy. Proponujemy całkowite wykreślenie ust. 4, bowiem ten zapis po raz kolejny zmusza właściciela sieci dystrybucyjnej do angażowania się w przedkładanie wniosku do Prezesa URE. A przecież, zgodnie z art. 9h ustawy Prawo energetyczne, już raz podobny wniosek składał przy wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego. Wydaje się, że można całkowicie pozostawić procedurę wnioskowania o zamknięty system dystrybucyjny – jego operatorowi. Który albo sam jest właścicielem sieci, albo właściciel tych sieci powierzył mu pełnienie obowiązków operatora z wykorzystaniem sieci lub instalacji będących jego własnością.	
205.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 ustawy	Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów niezależnych Energii Elektrycznej - OSDnEE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 9da.1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, stwierdza, w drodze decyzji, że system jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli zostaną spełnione łącznie następujące warunki: 1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania użytkowników tego systemu są zintegrowane lub; 2) dystrybucja energii elektrycznej prowadzona jest głównie do właściciela, lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub do przedsiębiorstw z nim powiązanych lub do podmiotów związanych stosunkiem najmu lub dzierżawy z tym właścicielem lub operatorem, na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych oraz; 3) system ten znajduje się na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego składającego wniosek i:	

			liczba odbiorców w gospodarstwach domowych położonych na obszarze tego systemu jest nie większa niż 250. na podstawie udzielonej koncesji, o której mowa w art. 33, z uwzględnieniem przedstawionych informacji i dokumentów w ramach przeprowadzonego postępowania, o którym mowa w art. 35. Alternatywnie proponujemy inny zapis: 1a. Postępowanie, o którym mowa w ust.1 Prezes URE przeprowadza wraz z postępowaniem o którym mowa w art. 9h, ust. 1 a. Jeżeli przedsiębiorstwo posiada już koncesję na działalność dystrybucyjną i status operatora systemu dystrybucyjnego – postępowanie o uznanie systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego za zamknięty przeprowadza się w oparciu o dokumentację przedłożoną przy uzyskiwaniu koncesji dla dystrybucji energii elektrycznej i statusu Operatora Systemu Dystrybucyjnego”. <i>Uzasadnienie:</i> Wprowadzona zmiana znosi traktowanie wymogów łącznie na zapisy, które są zwarte w artykule 28 Dyrektywy 2009/72/WE tj. jeśli wystąpi jeden z warunków wskazany wyżej tj. przesłanki uznania systemu dystrybucyjnego za zamknięty – są ujęte alternatywnie. Należy wskazać, że Projekt w żaden sposób nie powinien ograniczać prawa, które są zawarte w Dyrektywie, a wręcz Projekt powinien być zgodny z Dyrektywą . Z tego powodu zmiana jest konieczna. Ponadto zapis dodany na końcu tego ustępu wprowadzi znaczące uproszczenie oraz zniweluje uciążliwość postępowania w uzyskaniu statusu ZSD, gdyż w toku postępowania zgodnie z art. 33 oraz art. 35 Ustawy Prawo energetyczne (postępowanie o koncesję na dystrybucję) OSD przedłożyło wszelką wymaganą prawem dokumentację formalną i techniczną dotyczącą wnioskowanego obszaru, pozwalającą na uznanie za zamknięty system dystrybucyjny. Należy uwzględnić w tym postępowaniu fakt, że przedstawione dokumenty w toku postępowania o którym mowa w art. 33 ustawy P.E. zgodnie z wymaganiami art. 35 Ustawy, zawierały wymaganą dokumentację formalną oraz techniczną. Skutkować to będzie mniejszym obciążeniem zarówno Urzędu, jak i wnioskodawcy tj. OSDn.	
206.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 ustawy	Polska Izba Przemysłu Chemicznego - PIPC	Wnosimy o przeanalizowanie niezgodności proponowanej treści art. 9da ust. 1 z art. 28 ust. 1 Dyrektywy 2009/72/WE w zakresie zmiany sposobu traktowania niektórych kryteriów uznania za ZSD.	

			Propozycja treści art. 9da ust. 1 określa cztery warunki, które muszą być spełnione łącznie, aby Prezes URE stwierdził w drodze decyzji, że dany system jest ZSD. Zapisy proponowany w powyższym kształcie w zakresie pkt.1) i pkt. 2), w naszej ocenie, nie są zgodne z treścią Dyrektywy 2009/72/WE. Zgodnie z art. 28 ust. 1 ww. Dyrektywy, państwa członkowskie mogą postanowić, że krajowe organy regulacyjne lub inne właściwe organy klasyfikują system dystrybuujący energię elektryczną na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych i niezaopatrujący odbiorców będących gospodarstwami domowymi, jako zamknięty system dystrybucyjny, jeżeli: a. ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania użytkowników tego systemu są zintegrowane <u>lub</u> b. system ten dystrybuuje energię elektryczną głównie do właściciela lub operatora systemu lub do powiązanych z nim przedsiębiorców. Z powyższego cytatu widać, że w Dyrektywie następuje celowe, wyraźne rozróżnienie tych kryteriów i są wymienione jako opcje. Przedstawiona niezgodność, w naszej opinii, może w sposób nieuzasadniony znacząco zawęzić krąg systemów, które obiektywnie są i powinny zostać uznane za ZSD, powodować spory interpretacyjne a także skłaniać do kwestionowania negatywnych decyzji Prezesa URE jako niezgodnych z Dyrektywą.	
207.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 9da.1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek właściciela systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, stwierdza, w drodze decyzji, że system jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli zostaną spełnione łącznie następujące warunki: 1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa, procesy eksploatacji lub wytwarzania realizowane przez użytkowników tego systemu są zintegrowane; 2) dystrybucja energii elektrycznej prowadzona jest siecią elektroenergetyczną o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, głównie do właściciela systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub do przedsiębiorstwa powiązanego z tym właścicielem, na	

		ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych; 3) system ten znajduje się na obszarze działania jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 4) liczba odbiorców w gospodarstwach domowych położonych na obszarze tego systemu jest nie większa niż 250.” <i>Uzasadnienie:</i> Art. 9da ust. 1 pkt 1) w pierwotnej postaci jest niezrozumiały, a mianowicie nie jest zrozumiałe o jakich „procesach eksploatacji lub wytwarzania użytkowników” tego systemu jest mowa w tym punkcie. Jak procesy eksploatacji i wytwarzania mogą dotyczyć użytkowników systemu. Brak doprecyzowania pojęcia „zintegrowanych procesów eksploatacji i wytwarzania” spowoduje wątpliwości interpretacyjne i trudności w kwalifikacji poszczególnych systemów jako zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Wątpliwości tych nie rozwiewa również uzasadnienie do projektu ustawy W ramach uwag ogólnych do przepisu zwraca się uwagę, iż jednym z kryteriów uznania systemu dystrybucyjnego za zamknięty system dystrybucyjny powinna być jego własna generacja bliska 100% przeciętnego zużycia energii w ostatnich latach. Jednocześnie zawarte w pkt 1 kryteria wytwarzania i eksploatacji nie są doprecyzowane, a ogólne przesłanki nie mogą być uznane za kryterium stwierdzenia czy system elektroenergetyczny faktycznie jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym. Zmiana w zakresie zdania wstępnego ma na celu powiązanie normy wyrażonej w tym zdaniu z ust. 4 w art. 9da – zastosowanie dyspozycji tych norm prowadzi do wniosku, że właściwy do złożenia wniosku zawsze będzie właściciel systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Proponowane zmiany w pkt 2 mają na celu wskazanie, iż system zamknięty nie może obejmować sieci o napięciu 110 kV. Ponadto dostosowano przepis do zmian wynikających ze zmiany zdania wstępnego oraz ujednolicono przepis poprzez odwołanie się do ustawowej definicji przedsiębiorstwa powiązanego. Zwrócić należy uwagę, że pierwotne brzmienie nie stanowi wystarczającej i jasnej przesłanki do uznania systemu za zamknięty – przepis odwołuje się do epizodycznych stosunków najmu lub dzierżawy, zatem stosunków łatwych do nawiązania, a jednocześnie nie dających podstawy do stwierdzenia zintegrowanych procesów eksploatacji lub wytwarzania.	

			Zmiana pkt 3 ma na celu umożliwienie stwierdzenia, że system jest zamknięty jedynie w przypadku, gdy łączy się tylko z jednym systemem dystrybucyjnym elektroenergetycznym. Jeśli system zamknięty posiadałby połączenia z więcej niż jednym systemem dystrybucyjnym, nie może zostać uznany za zamknięty.	
208.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 2 ustawy	FOEEiG	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) ~~dystrybucja~~ dostarczanie energii elektrycznej energii elektrycznej prowadzona jest głównie do właściciela, lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub do przedsiębiorstw z nim powiązanych lub do podmiotów związanych stosunkiem najmu lub dzierżawy z tym właścicielem lub operatorem, na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych”. <i>Uzasadnienie:</i> Posłużenie się sformułowaniem „dystrybucja” jest błędne i może rodzić wątpliwości interpretacyjne na gruncie siatki pojęciowej prawa energetycznego. Dystrybucja zgodnie z legalną definicją (art. 3 pkt 5 Prawa energetycznego) to transport energii elektrycznej sieciami w celu jej dostarczenia odbiorcom końcowym. Odbiorca końcowy to zaś ktoś kto na podstawie umowy zakupuje energię elektryczną na własny użytek. W przypadku OSD, którzy energię elektryczną rozprawdają w zakresie swojego przedsiębiorstwa i zużywają ją na własne potrzeby, nie dochodzi do „dystrybucji” energii. Przedsiębiorca taki, literalnie rzecz biorąc nie zawiera bowiem umowy sam ze sobą. Może zatem powstać wątpliwość czy na potrzeby wykazania wskazanej przesłanki może być brana pod uwagę energia transportowana przez OSD własnym systemem i na własne potrzeby.	
209.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 2 ustawy	HIPH	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) dostarczanie energii elektrycznej lub paliw gazowych prowadzone jest głównie do właściciela, lub operatora systemu, lub do przedsiębiorstw z nim powiązanych lub do podmiotów związanych stosunkiem najmu lub dzierżawy z tym właścicielem lub operatorem, na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych” <i>Uzasadnienie:</i> Posłużenie się sformułowaniem „dystrybucja” jest błędne i może rodzić wątpliwości interpretacyjne na gruncie siatki pojęciowej prawa energetycznego. Dystrybucja zgodnie z legalną definicją (art. 3 pkt 5 Prawa energetycznego) to transport paliw gazowych oraz energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczania odbiorcom. Odbiorca końcowy to zaś ktoś, <u>kto na podstawie umowy</u> zakupuje paliwa lub energię elektryczną na własny użytek. W przypadku OSD, którzy	

			energię elektryczną rozprowadzają lub gaz ziemny w zakresie swojego przedsiębiorstwa i zużywają je na własne potrzeby, nie dochodzi do „dystrybucji”. Przedsiębiorca taki, literalnie rzecz biorąc nie zawiera bowiem umowy sam ze sobą. Może zatem powstać wątpliwość czy na potrzeby wykazania wskazanej przesłanki może być brana pod uwagę energia lub paliwo gazowe transportowane przez OSD własnym systemem i na własne potrzeby.	
210.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 2 ustawy	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> 2) ~~dystrybucja~~ dostarczanie energii elektrycznej energii elektrycznej prowadzona jest głównie do właściciela, lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub do przedsiębiorstw z nim powiązanych lub do podmiotów związanych stosunkiem najmu lub dzierżawy z tym właścicielem lub operatorem, na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych <i>Uzasadnienie:</i> Posłużenie się sformułowaniem „dystrybucja” jest błędne i może rodzić wątpliwości interpretacyjne na gruncie siatki pojęciowej prawa energetycznego. Dystrybucja zgodnie z legalną definicją (art. 3 pkt 5 Prawa energetycznego) to transport energii elektrycznej sieciami w celu jej dostarczenia odbiorcom końcowym. Odbiorca końcowy to zaś ktoś <u>kto na podstawie umowy</u> zakupuje energię elektryczną na własny użytek. W przypadku OSD, którzy energię elektryczną rozprowadzają w zakresie swojego przedsiębiorstwa i zużywają ją na własne potrzeby, nie dochodzi do „dystrybucji” energii. Przedsiębiorca taki, literalnie rzecz biorąc nie zawiera bowiem umowy sam ze sobą. Może zatem powstać wątpliwość czy na potrzeby wykazania wskazanej przesłanki może być brana pod uwagę energia transportowana przez OSD własnym systemem i na własne potrzeby.	
211.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 2 ustawy	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) ~~dystrybucja~~ dostarczanie energii elektrycznej energii elektrycznej prowadzona jest głównie do właściciela, lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub do przedsiębiorstw z nim powiązanych lub do podmiotów związanych stosunkiem najmu lub dzierżawy z tym właścicielem lub operatorem, na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych” <i>Uzasadnienie:</i> Posłużenie się sformułowaniem „dystrybucja” jest błędne i może rodzić wątpliwości interpretacyjne na gruncie siatki pojęciowej prawa energetycznego. Dystrybucja zgodnie z legalną definicją (art. 3 pkt 5 Prawa energetycznego) to transport energii elektrycznej sieciami w celu jej dostarczenia	

			<u>odbiorcom końcowym</u>. Odbiorca końcowy to zaś ktoś <u>kto na podstawie umowy</u> zakupuje energię elektryczną na własny użytek. W przypadku OSD, którzy energię elektryczną rozprawdzają w zakresie swojego przedsiębiorstwa i zużywają ją na własne potrzeby, nie dochodzi do „dystrybucji” energii. Przedsiębiorca taki, literalnie rzecz biorąc nie zawiera bowiem umowy sam ze sobą. Może zatem powstać wątpliwość czy na potrzeby wykazania wskazanej przesłanki może być brana pod uwagę energia transportowana przez OSD własnym systemem i na własne potrzeby.	
212.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 2 ustawy	Polska Izba Przemysłu Chemicznego - PIPC	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) dystrybucja energii elektrycznej prowadzona jest głównie do właściciela, lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub do przedsiębiorstw z nim powiązanych lub do podmiotów związanych stosunkiem najmu lub dzierżawy z tym właścicielem lub operatorem, na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego i przylegającym do niego terenie o obszarze mniejszym niż 5% obszaru gminy, na której jest zlokalizowany, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych” <i>Uzasadnienie:</i> Ze względów historycznych „zakładowe sieci elektroenergetyczne” OSDn obejmują także: osiedla przyzakładowe, szkoły przyzakładowe, domy kultury, przyzakładowe ośrodki zdrowia, itp. Przejęcie sieci dla tych odbiorców przez nadrzędne OSDp jest bardzo trudne technicznie i niecelowe gospodarczo. Z ww. powodów wnioskujemy o zmianę umożliwiającą objęcie takich „zakładowych sieci elektroenergetycznych” z przylegającymi przyzakładowymi osiedlami, szkołami, ośrodkami zdrowia statusem ZSD.	
213.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 2 ustawy	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii – PIME	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) ~~dystrybucja~~ dostarczanie energii elektrycznej energii elektrycznej prowadzona jest głównie do właściciela, lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, lub do przedsiębiorstw z nim powiązanych lub do podmiotów związanych stosunkiem najmu lub dzierżawy z tym właścicielem lub operatorem, na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych” <i>Uzasadnienie:</i> Posłużenie się sformułowaniem „dystrybucja” jest błędne i może rodzić wątpliwości interpretacyjne na gruncie siatki pojęciowej prawa energetycznego. Dystrybucja zgodnie z legalną definicją (art. 3 pkt 5 Prawa energetycznego) to transport energii elektrycznej sieciami w celu jej dostarczenia <u>odbiorcom końcowym</u>. Odbiorca końcowy to zaś ktoś <u>kto na podstawie umowy</u> zakupuje energię elektryczną na własny użytek. W przypadku OSD, którzy energię elektryczną rozprawdzają w zakresie swojego przedsiębiorstwa i zużywają ją na własne potrzeby, nie dochodzi do „dystrybucji”	

			energii. Przedsiębiorca taki, literalnie rzecz biorąc nie zawiera bowiem umowy sam ze sobą. Może zatem powstać wątpliwość czy na potrzeby wykazania wskazanej przesłanki może być brana pod uwagę energia transportowana przez OSD własnym systemem i na własne potrzeby.	
214.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 3 ustawy	HIPH	<i>Proponowana zmiana:</i> „4) system ten znajduje się na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego składającego wniosek” <i>Uzasadnienie:</i> Dostosowanie przepisów do objęcia możliwością wystąpienia o przyznanie statusu ZSD systemom dystrybucyjnym gazowym.	
215.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 4 ustawy	FOEEiG	<i>Proponowana zmiana:</i> „4) liczba odbiorców w gospodarstwach domowych położonych na obszarze przyłączonych do tego systemu jest nie większa niż 250”. <i>Uzasadnienie:</i> Użyte sformułowanie „położonych” dot. odbiorców w gospodarstwach domowych jest niejasne, a przez to niesie ze sobą ryzyka – jak w praktyce będzie stosowane. Obszar systemu zamkniętego systemu dystrybucyjnego będzie określany w decyzji wydawanej przez Prezesa URE. Może dojść do sytuacji, w której obszar w decyzji będzie wyznaczany w sposób bardzo ogólny, a przez to mało precyzyjny. Przykładowo zostanie wskazany obszar zakładu i nie będzie wiadomo dokładnie gdzie on się zaczyna, a gdzie kończy. Jeśli w bezpośrednim otoczeniu będą gospodarstwa domowe może pojawić się wątpliwość jak dokładnie rozumieć odbiorcę położonego na „obszarze systemu” skoro nie chodzi tu o odbiorcę przyłączonego. Może też powstać wątpliwość, czy w tym przepisie na pewno chodzi o obszar zamkniętego systemu dystrybucyjnego, skoro ten na etapie oceny przesłanek wskazanych w art. 9da ust. 1 nie będzie jeszcze formalnie wyznaczony, czy też może o obszar działalności OSD składającego wniosek. W tym drugim, iż mogłaby powstać poważna przeszkoda w uzyskaniu statusu ZSD, ponieważ większość OSD jako obszar swojej działalności ma wskazany obszar co najmniej jednej gminy. Na obszarze zaś większości gmin będzie co najmniej 250 odbiorców w gospodarstwie domowym. Z uwagi na powyższe postuluje się o doprecyzowanie przesłanki, poprzez posługiwanie kryteriami bardziej weryfikowalnymi.	
216.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 4 ustawy	HIPH	<i>Proponowana zmiana:</i> „4) liczba odbiorców w gospodarstwach domowych przyłączonych do tego systemu jest nie większa niż 250” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Użyte sformułowanie „położonych” dot. odbiorców w gospodarstwach domowych jest niejasne, a przez to niesie ze sobą ryzyka – jak w praktyce będzie stosowane. Obszar systemu zamkniętego systemu dystrybucyjnego będzie określany w decyzji wydawanej przez Prezesa URE. Może dojść do sytuacji, w której obszar w decyzji będzie wyznaczany w sposób bardzo ogólny, a przez to mało precyzyjny. Przykładowo zostanie wskazany obszar zakładu i nie będzie wiadomo dokładnie gdzie on się zaczyna, a gdzie kończy. Jeśli w bezpośrednim otoczeniu będą gospodarstwa domowe może pojawić się wątpliwość jak dokładnie rozumieć odbiorcę położonego na „obszarze systemu” skoro nie chodzi tu o odbiorcę przyłączonego. Może też powstać wątpliwość, czy w tym przepisie na pewno chodzi o obszar zamkniętego systemu dystrybucyjnego, skoro ten na etapie oceny przesłanek wskazanych w art. 9da ust. 1 nie będzie jeszcze formalnie wyznaczony, czy też może o obszar działalności OSD składającego wniosek. W tym drugim, iż mogłaby powstać poważna przeszkoda w uzyskaniu statusu ZSD, ponieważ większość OSD jako obszar swojej działalności ma wskazany obszar co najmniej jednej gminy. Na obszarze zaś większości gmin będzie co najmniej 250 odbiorców w gospodarstwie domowym. Z uwagi na powyższe postuluje się o doprecyzowanie przesłanki.	
217.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 4 ustawy	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „4) liczba odbiorców w gospodarstwach domowych ~~położonych na obszarze~~ przyłączonych do tego systemu jest nie większa niż 250” <i>Uzasadnienie:</i> Użyte sformułowanie „położonych” dot. odbiorców w gospodarstwach domowych jest niejasne, a przez to niesie ze sobą ryzyka – jak w praktyce będzie stosowane. Obszar systemu zamkniętego systemu dystrybucyjnego będzie określany w decyzji wydawanej przez Prezesa URE. Może dojść do sytuacji, w której obszar w decyzji będzie wyznaczany w sposób bardzo ogólny, a przez to mało precyzyjny. Przykładowo zostanie wskazany obszar zakładu i nie będzie wiadomo dokładnie gdzie on się zaczyna, a gdzie kończy. Jeśli w bezpośrednim otoczeniu będą gospodarstwa domowe może pojawić się wątpliwość jak dokładnie rozumieć odbiorcę położonego na „obszarze systemu” skoro nie chodzi tu o odbiorcę przyłączonego. Może też powstać wątpliwość, czy w tym przepisie na pewno chodzi o obszar zamkniętego systemu dystrybucyjnego, skoro ten na etapie oceny przesłanek wskazanych w art. 9da ust. 1 nie będzie jeszcze formalnie wyznaczony, czy też może o obszar działalności OSD składającego wniosek. W tym drugim, iż mogłaby powstać poważna przeszkoda w uzyskaniu statusu ZSD, ponieważ większość OSD jako obszar swojej działalności ma wskazany obszar co najmniej jednej gminy. Na obszarze zaś większości gmin będzie co najmniej 250	

			odbiorców w gospodarstwie domowym. Z uwagi na powyższe postuluje się o doprecyzowanie przesłanki, poprzez posługiwanie kryteriami bardziej weryfikowalnymi.	
218.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 4 ustawy	KIGEiT	Proponujemy usunąć zapis art. 9da ust. 1 pkt 4 lub nadać mu następujące brzmienie: „4) liczba odbiorców w gospodarstwach domowych położonych na obszarze tego systemu jest nieograniczona.”	
219.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 4 ustawy	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	<i>Proponowana zmiana:</i> usunąć ust. 4 „4) liczba odbiorców w gospodarstwach domowych ~~położonych na obszarze~~ przyłączonych do tego systemu jest nie większa niż 250” <i>Uzasadnienie:</i> Użyte sformułowanie „położonych” dot. odbiorców w gospodarstwach domowych jest niejasne, a przez to niesie ze sobą ryzyka – jak w praktyce będzie stosowane. Obszar systemu zamkniętego systemu dystrybucyjnego będzie określany w decyzji wydawanej przez Prezesa URE. Może dojść do sytuacji, w której obszar w decyzji będzie wyznaczany w sposób bardzo ogólny, a przez to mało precyzyjny. Przykładowo zostanie wskazany obszar zakładu i nie będzie wiadomo dokładnie gdzie on się zaczyna, a gdzie kończy. Jeśli w bezpośrednim otoczeniu będą gospodarstwa domowe może pojawić się wątpliwość jak dokładnie rozumieć odbiorcę położonego na „obszarze systemu” skoro nie chodzi tu o odbiorcę przyłączonego. Może też powstać wątpliwość, czy w tym przepisie na pewno chodzi o obszar zamkniętego systemu dystrybucyjnego, skoro ten na etapie oceny przesłanek wskazanych w art. 9da ust. 1 nie będzie jeszcze formalnie wyznaczony, czy też może o obszar działalności OSD składającego wniosek. W tym drugim, iż mogłaby powstać poważna przeszkoda w uzyskaniu statusu ZSD, ponieważ większość OSD jako obszar swojej działalności ma wskazany obszar co najmniej jednej gminy. Na obszarze zaś większości gmin będzie co najmniej 250 odbiorców w gospodarstwie domowym. Z uwagi na powyższe postuluje się o doprecyzowanie przesłanki, poprzez posługiwanie kryteriami bardziej weryfikowalnymi.	
220.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 1 pkt 4 ustawy	Polska Izba Przemysłu Chemicznego - PIPC	<i>Proponowana zmiana:</i> usunąć ust. 4 „4) liczba odbiorców w gospodarstwach domowych położonych na obszarze tego systemu jest nie większa niż 250 lub ilość energii dostarczanej do odbiorców w gospodarstwach domowych nie przekracza 10% ilości energii dostarczanej do wszystkich odbiorów łącznie” <i>Uzasadnienie:</i> Uzupełnienie służy umożliwieniu objęcia statusem ZSD „zakładowych sieci elektroenergetycznych” w przypadku gdy obejmują przykładowe osiedla, w których liczba gospodarstw domowych	

			przekracza 250, lecz energia dostarczana do tych odbiorów wciąż stanowi znikomą część zamkniętego systemu dystrybucyjnego.	
221.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 3 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Decyzja, o której mowa w ust. 1, wydawana jest na czas oznaczony nie dłuższy niż 10 lat przy czym nie dłuższy niż obowiązywanie koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub decyzji o wyznaczeniu operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wydanej właścicielowi systemu dystrybucyjnego.” <i>Uzasadnienie:</i> Doprecyzowanie przepisu; pierwotne brzmienie nie precyzowało o czyją koncesję lub decyzję o wyznaczeniu operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego chodziło.	
222.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 4 ustawy	Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów niezależnych Energii Elektrycznej - OSDnEE	<i>Proponowana zmiana:</i> usunąć ust. 4 <i>Uzasadnienie:</i> Zapis w tym ustępie wprowadza w błąd i wręcz dyskredytuje funkcję operatora systemu dystrybucyjnego. Zamknięty System Dystrybucyjny powinien być nierozłącznie związany systemem dystrybucyjnym zarządzanym i będącym we władaniu operatora systemu dystrybucyjnego, również w formie dzierżawy. Wprowadzenie funkcji właściciela, który nie posiada koncesji na dystrybucję i nie jest wyznaczonym na operatora systemu dystrybucyjnego wprowadza komplikację oraz stworzy anomalię, gdzie właściciel niebędący operatorem systemu będzie wnioskował o Zamknięty System Dystrybucyjny. Nawet po uzyskaniu statusu Zamkniętego Systemu Dystrybucyjnego przez właściciela, który nie jest operatorem systemu dystrybucyjnego, to status ten będzie „martwy”	
223.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da ust. 4 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreśla się <i>Uzasadnienie:</i> Przepis stał się bezprzedmiotowy w związku z zaproponowanym brzmieniem art. 9da ust. 1.	
224.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db	Pracodawcy RP	Art. 9db. 1. W przypadku gdy zamknięty system dystrybucyjny elektroenergetyczny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może uchylić decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1. 2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest zobowiązany poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o okolicznościach, w wyniku których system dystrybucyjny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, w terminie miesiąca od dnia zaistnienia tych okoliczności.	

			<i>UZASADNIENIE</i> W artykule 9da ust.1 mowa jest de facto o systemie dystrybucyjnym. To ten system ma spełniać warunki ustawowe, a nie jego operator. Operator jest tylko wnioskodawcą. Jeśli zostanie uznana nasza propozycja odnośnie art. 9da i przesłanki dla systemu zamkniętego będą traktowane alternatywnie a nie łącznie – to w art. 9db powinna być mowa o zaprzestaniu spełniania warunku, który był podstawą uznania systemu za zamknięty. Wykreślenie ust. 2 jest konsekwencją postulatu rozłącznego traktowania przesłanek istotnych dla uznania systemu za zamknięty i modyfikacji dokonanych w art. 9db ust.1.	
225.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db ust. 1 ustawy	Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów niezależnych Energii Elektrycznej - OSDnEE	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. W przypadku gdy ~~operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego~~ zamknięty system dystrybucyjny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może uchylić decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1. ~~2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uchyla z urzędu decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, jeżeli system dystrybucyjny przestał spełniać co najmniej jeden z warunków określonych w art. 9da ust. 1.~~ <u>32.</u> Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest zobowiązany poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o okolicznościach, w wyniku których system dystrybucyjny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, w terminie miesiąca od dnia zaistnienia tych okoliczności.” <i>Uzasadnienie:</i> W artykule 9da ust.1 mowa jest de facto o systemie dystrybucyjnym, który musi spełniać określone warunki. To ten system ma spełniać warunki ustawowe, a nie jego operator. Operator jest tylko wnioskodawcą. Dlatego zapis powinien odnosić się do systemu dystrybucyjnego, a nie jego Operatora Jeśli zostanie uznana nasza propozycja odnośnie art. 9da i przesłanki dla systemu zamkniętego będą traktowane alternatywnie a nie łącznie – to w art. 9db powinna być mowa o zaprzestaniu spełniania warunku, który był podstawą uznania systemu za zamknięty. Wykreślenie ust. 2 jest konsekwencją postulatu rozłącznego traktowania przesłanek istotnych dla uznania systemu za zamknięty i modyfikacji dokonanych w art. 9db ust.1.	

226.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db ust. 1 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „W przypadku gdy ~~operator~~ system dystrybucyjny elektroenergetyczny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może uchylić decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana treść art. 9db ust. 1 odwołuje się do warunków wskazanych w art. 9da ust. 1, które dotyczą systemu dystrybucyjnego, a nie do operatora tego systemu.	
227.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db ust. 1 i 2 ustawy	FOEEiG	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może uchylić decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1. 2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uchyla z urzędu decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, jeżeli system dystrybucyjny przestał spełniać co najmniej jeden z warunków określonych w art. 9da ust. 1”. <i>Uzasadnienie:</i> Przepisy ust. 1 i 2 nie są ze sobą spójne. Oba przepisy odsyłają do wymogów stawianych ZSD w art. 9da ust. 1, przy czym pierwszy wskazuje na możliwość uchylenia statusu ZSD, drugi zaś obliguje do takiego uchylania. W art. 9da ust. 1 nie ma rozróżnienia na przesłanki, które ma spełnić OSD i na przesłanki, które ma spełnić ZSD. Nie ma zatem uzasadnienia dla dwóch odrębnych podstaw uchylania statusu OSD. W tym kontekście rozwiązaniem właściwszym wydaje się usunięcie ust. 2 i pozostawienie fakultatywnego odebrania przez Prezesa URE statusu ZSD (na wypadek zaprzestania spełniania wymogów z art. 9da ust. 1). Takie rozwiązanie jest bardziej elastyczne. Może się zaś zdarzyć, że dany system tylko przejściowo przestanie spełniać wymogi art. 9da ust. 1 i automatyczne odbieranie mu statusu ZSD byłoby niecelowe.	
228.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db ust. 1 i 2 ustawy	HIPH	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. W przypadku, gdy operator systemu dystrybucyjnego przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może uchylić decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1”. <i>Uzasadnienie:</i> Przepisy ust. 1 i 2 nie są ze sobą spójne. Oba przepisy odsyłają do wymogów stawianych ZSD w art. 9da ust. 1, przy czym pierwszy wskazuje na możliwość uchylenia statusu ZSD, drugi zaś obliguje do	

			takiego uchylania. W art. 9da ust. 1 nie ma rozróżnienia na przesłanki, które ma spełnić OSD i na przesłanki, które ma spełnić ZSD. Nie ma zatem uzasadnienia dla dwóch odrębnych podstaw uchylania statusu OSD. W tym kontekście rozwiązaniem właściwszym wydaje się usunięcie ust. 2 i pozostawienie fakultatywnego odebrania przez Prezesa URE statusu ZSD (na wypadek zaprzestania spełniania wymogów z art. 9da ust. 1). Takie rozwiązanie jest bardziej elastyczne. Może się zaś zdarzyć, że dany system tylko przejściowo przestanie spełniać wymogi art. 9da ust. 1 i automatyczne odbieranie mu statusu ZSD byłoby niecelowe.	
229.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db ust. 1 i 2 ustawy	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może uchylić decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1. ~~2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uchyła z urzędu decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, jeżeli system dystrybucyjny przestał spełniać co najmniej jeden z warunków określonych w art. 9da ust. 1.”~~ <i>Uzasadnienie:</i> Przepisy ust. 1 i 2 nie są ze sobą spójne. Oba przepisy odsyłają do wymogów stawianych ZSD w art. 9da ust. 1, przy czym pierwszy wskazuje na <u>możliwość</u> uchylenia statusu ZSD, drugi zaś <u>obliguje</u> do takiego uchylania. W art. 9da ust. 1 nie ma rozróżnienia na przesłanki, które ma spełnić OSD i na przesłanki, które ma spełnić ZSD. Nie ma zatem uzasadnienia dla dwóch odrębnych podstaw uchylania statusu OSD. W tym kontekście rozwiązaniem właściwszym wydaje się usunięcie ust. 2 i pozostawienie fakultatywnego odebrania przez Prezesa URE statusu ZSD (na wypadek zaprzestania spełniania wymogów z art. 9da ust. 1). Takie rozwiązanie jest bardziej elastyczne. Może się zaś zdarzyć, że dany system tylko przejściowo przestanie spełniać wymogi art. 9da ust. 1 i automatyczne odbieranie mu statusu ZSD byłoby niecelowe.	
230.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db ust. 1 i 2 ustawy	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może uchylić decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1. ~~2. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uchyła z urzędu decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, jeżeli system dystrybucyjny przestał spełniać co najmniej jeden z warunków określonych w art. 9da ust. 1.”~~ <i>Uzasadnienie:</i>	

			Przepisy ust. 1 i 2 nie są ze sobą spójne. Oba przepisy odsyłają do wymogów stawianych ZSD w art. 9da ust. 1, przy czym pierwszy	
231.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db ust. 3 ustawy	FOEEiG	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest zobowiązany poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o okolicznościach, w wyniku których system dystrybucyjny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1 pkt 1-3, w terminie miesiąca od dnia zaistnienia tych okoliczności”. <i>Uzasadnienie:</i> Art. 9db ust. 3 nakłada na OSD obowiązek informowania URE (pod rygorem kary) o okolicznościach, o których OSD może nie mieć wiedzy. Przykładowo jeżeli nie ulegnie zmianie treść art. 9da ust. 1 pkt 4, OSD będzie miał obowiązek powiadomić o tym, że na terenie obszaru ZSD położonych jest więcej niż 250 odbiorców w gospodarstwie domowym, choć w sytuacji gdy nie będą to odbiorcy przyłączeni do jego systemu nie musi mieć w tym zakresie żadnej wiedzy. W tej sytuacji wskazane jest ograniczenie obowiązku informacyjnego tylko do okoliczności z art. 9da ust. 1 pkt 1-3.	
232.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db ust. 3 ustawy	HIPH	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Operator systemu dystrybucyjnego jest zobowiązany poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o okolicznościach, w wyniku których system dystrybucyjny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1 pkt 1-3, w terminie miesiąca od dnia zaistnienia tych okoliczności”. <i>Uzasadnienie:</i> Art. 9db ust. 3 nakłada na OSD obowiązek informowania URE (pod rygorem kary) o <u>okolicznościach, o których OSD może nie mieć wiedzy</u>. Przykładowo, jeżeli nie ulegnie zmianie treść art. 9da ust. 1 pkt 4, OSD będzie miał obowiązek powiadomić o tym, że na terenie obszaru ZSD położonych jest więcej niż 250 odbiorców w gospodarstwie domowym, choć w sytuacji, gdy nie będą to odbiorcy przyłączeni do jego systemu nie musi mieć w tym zakresie żadnej wiedzy. W tej sytuacji wskazane jest ograniczenie obowiązku informacyjnego tylko do okoliczności z art. 9da ust. 1 pkt 1-3.	
233.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db ust. 3 ustawy	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest zobowiązany poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o okolicznościach, w wyniku których system dystrybucyjny	

			przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1 pkt 1-3, w terminie miesiąca od dnia zaistnienia tych okoliczności”. <i>Uzasadnienie:</i> Art. 9db ust. 3 nakłada na OSD obowiązek poinformowania URE (pod rygorem kary) o <u>okolicznościach, o których OSD może nie mieć wiedzy</u>. Przykładowo jeżeli nie ulegnie zmianie treść art. 9da ust. 1 pkt 4, OSD będzie miał obowiązek powiadomić o tym, że na terenie obszaru ZSD położonych jest więcej niż 250 odbiorców w gospodarstwie domowym, choć w sytuacji gdy nie będą to odbiorcy przyłączeni do jego systemu nie musi mieć w tym zakresie żadnej wiedzy. W tej sytuacji wskazane jest ograniczenie obowiązku informacyjnego tylko do okoliczności z art. 9da ust. 1 pkt 1-3.	
234.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9db ust. 3 ustawy	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest zobowiązany poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o okolicznościach, w wyniku których system dystrybucyjny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1 pkt 1-3, w terminie miesiąca od dnia zaistnienia tych okoliczności”. <i>Uzasadnienie:</i> Art. 9db ust. 3 nakłada na OSD obowiązek poinformowania URE (pod rygorem kary) o <u>okolicznościach, o których OSD może nie mieć wiedzy</u>. Przykładowo jeżeli nie ulegnie zmianie treść art. 9da ust. 1 pkt 4, OSD będzie miał obowiązek powiadomić o tym, że na terenie obszaru ZSD położonych jest więcej niż 250 odbiorców w gospodarstwie domowym, choć w sytuacji gdy nie będą to odbiorcy przyłączeni do jego systemu nie musi mieć w tym zakresie żadnej wiedzy. W tej sytuacji wskazane jest ograniczenie obowiązku informacyjnego tylko do okoliczności z art. 9da ust. 1 pkt 1-3.	
235.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc	Pracodawcy RP	Art. 9dc. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w zakresie prowadzenia działalności w systemie objętym decyzją, jest zwolniony z obowiązku: 1) przedkładania do zatwierdzenia taryf, z zastrzeżeniem ust. 2-4; 2) sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16; 3) przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego.	

			2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że: 1) należność za dostarczenie energii elektrycznej każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz 2) zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego. <i>UZASADNIENIE</i> Określenie „należność za pobraną energię elektryczną” użyte w tym artykule może być traktowane jako odnoszące się do płatności za energię czynną. Tymczasem chodzi o należności/płatności obliczone według stawek opłat dla usług dystrybucji. Lepiej zatem użyć terminu bardziej adekwatnego usługom dystrybucji.	
236.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 1 ustawy	FOEEiG	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w zakresie prowadzenia działalności w systemie objętym decyzją, jest zwolniony z obowiązku: 1) przedkładania do zatwierdzenia taryf, z zastrzeżeniem ust. 2-4; 2) sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16; 3) przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego; 4) sporządzania informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l pkt 1 i 2 ustawy, 5) przekazywania informacji, o których mowa w art. 9c ust. 12 ustawy jeżeli do jego sieci nie zostały przyłączone instalacje odnawialnego źródła energii, 6) przekazywania Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 9d ust. 8 ustawy, 7) ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy. Za przyłączenie do sieci operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego ustala opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci”. <i>Uzasadnienie:</i>	

			Obecna skala sprawozdań i obowiązków informacyjnych jakie zobligowani są wypełniać OSD przemysłowi jest nieproporcjonalnym obciążeniem w stosunku do zakresu prowadzonej przez takie podmioty działalności. Zasadnym jest zatem ograniczenie przynajmniej części obowiązków, których realizowanie i tak systemowo nie ma większej wartości. Należy także wskazać, że w kontekście projektowanego ograniczenia obowiązku przyłączania w ramach ZSD nowych podmiotów do sieci, jak też ograniczenia obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania, zasadnym jest dokonanie modyfikacji zasad ustalania opłat za przyłączenie. Ponieważ w przypadku takich systemów nowe przyłączenia mają zazwyczaj charakter jednostkowy i występują sporadycznie, najwłaściwszym sposobem ustalania odpłatności za przyłączenie byłoby pozostawienie tej kwestii bezpośrednim uzgodnieniom stron.	
237.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 1 ustawy	HIPH	Postuluję o poszerzenie dla zamkniętych systemów dystrybucyjnych katalogu zwolnień przewidzianych w art. 9dc ust. 1 również o następujące obowiązki: a) sporządzania informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l pkt 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne (informacja o dostępnej mocy i podmiotach ubiegających się o przyłączenie), b) przekazywania informacji, o których mowa w art. 9c ust. 12 ustawy Prawo energetyczne, jeżeli do jego sieci nie zostały przyłączone instalacje odnawialnego źródła energii (informacja o ilości energii wytworzonej w OZE), c) przekazywania Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 9d ust. 8 ustawy Prawo energetyczne (obowiązek informowania o zmianie zakresu wykonywanej działalności i powiązaniach kapitałowych), d) ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy Prawo energetyczne (tj. według zasad taryfowych lub według odpowiedniej części wartości nakładów na przyłączenie). Postuluję, aby za przyłączenie do sieci operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego ustalał opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci. <i>Proponowana zmiana:</i> 1. Operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w zakresie prowadzenia działalności w systemie objętym decyzją, jest zwolniony z obowiązku: a) przedkładania do zatwierdzenia taryf, z zastrzeżeniem ust. 2-4; b) sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16; c) przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego, d) sporządzania informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l pkt 1 i 2	

			e) przekazywania Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 9c ust. 12, f) przekazywania Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 9d ust. 8, g) ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8. Za przyłączenie do sieci operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego ustala opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci. <i>Uzasadnienie:</i> Dostosowanie przepisów do objęcia możliwością wystąpienia o przyznanie statusu ZSD systemom dystrybucyjnym gazowym oraz dołączenie do katalogu wyłączeń dodatkowych obciążeń o charakterze administracyjnoprawnym w zakresie obowiązków wykonywanych przez operatorów sieci dystrybucyjnej. Należy także wskazać, że w kontekście projektowanego ograniczenia obowiązku przyłączania w ramach ZSD nowych podmiotów do sieci, jak też ograniczenia obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania, zasadnym jest dokonanie modyfikacji zasad ustalania opłat za przyłączenie. Ponieważ w przypadku takich systemów nowe przyłączenia mają zazwyczaj charakter jednostkowy i występują sporadycznie, najwłaściwszym sposobem ustalania odpłatności za przyłączenie byłoby pozostawienie tej kwestii bezpośrednim uzgodnieniom stron.	
238.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 1 ustawy	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w zakresie prowadzenia działalności w systemie objętym decyzją, jest zwolniony z obowiązku: 1) przedkładania do zatwierdzenia taryf, z zastrzeżeniem ust. 2-4; 2) sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16; 3) przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego; 4) sporządzania informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l pkt 1 i 2 ustawy, 5) przekazywania informacji, o których mowa w art. 9c ust. 12 ustawy jeżeli do jego sieci nie zostały przyłączone instalacje odnawialnego źródła energii, 6) przekazywania Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 9d ust. 8 ustawy, 7) ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy. Za przyłączenie do sieci operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego ustala opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci”.	

			<i>Uzasadnienie:</i> Obecna skala sprawozdań i obowiązków informacyjnych jakie zobligowani są wypełniać OSD przemysłowi jest nieproporcjonalnym obciążeniem w stosunku do zakresu prowadzonej przez takie podmioty działalności. Zasadnym jest zatem ograniczenie przynajmniej części obowiązków, których realizowanie i tak systemowo nie ma większej wartości. Należy także wskazać, że w kontekście projektowanego ograniczenia obowiązku przyłączania w ramach ZSD nowych podmiotów do sieci, jak też ograniczenia obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania, zasadnym jest dokonanie modyfikacji zasad ustalania opłat za przyłączenie. Ponieważ w przypadku takich systemów nowe przyłączenia mają zazwyczaj charakter jednostkowy i występują sporadycznie, najwłaściwszym sposobem ustalania odpłatności za przyłączenie byłoby pozostawienie tej kwestii bezpośrednim uzgodnieniom stron.	
239.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 1 ustawy	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w zakresie prowadzenia działalności w systemie objętym decyzją, jest zwolniony z obowiązku: 1) przedkładania do zatwierdzenia taryf, z zastrzeżeniem ust. 2-4; 2) sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16; 3) przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego; 4) sporządzania informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8 pkt 1 i 2 ustawy, 5) przekazywania informacji, o których mowa w art. 9c ust. 12 ustawy jeżeli do jego sieci nie zostały przyłączone instalacje odnawialnego źródła energii, 6) przekazywania Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 9d ust. 8 ustawy, 7) ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy. Za przyłączenie do sieci operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego ustala opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci.”. <i>Uzasadnienie:</i> Obecna skala sprawozdań i obowiązków informacyjnych jakie zobligowani są wypełniać OSD przemysłowi jest nieproporcjonalnym obciążeniem w stosunku do zakresu prowadzonej przez takie podmioty działalności. Zasadnym jest zatem ograniczenie przynajmniej części obowiązków, których realizowanie i tak systemowo nie ma większej wartości.	

			Należy także wskazać, że w kontekście projektowanego ograniczenia obowiązku przyłączania w ramach ZSD nowych podmiotów do sieci, jak też ograniczenia obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania, zasadnym jest dokonanie modyfikacji zasad ustalania opłat za przyłączenie. Ponieważ w przypadku takich systemów nowe przyłączenia mają zazwyczaj charakter jednostkowy i występują sporadycznie, najwłaściwszym sposobem ustalania odpłatności za przyłączenie byłoby pozostawienie tej kwestii bezpośrednim uzgodnieniom stron.	
240.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 1 i 2 ustawy	PSE S.A.	Przepis art. 9dc ust. 1 oraz normy kolejnych przepisów w tym artykule sugeruje, iż operator systemu dystrybucyjnego uzyskując decyzję o uznaniu jego systemu za system zamknięty zwolniony jest z obowiązków zatwierdzania WSZYSTKICH wymaganych taryf – nawet taryf na sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych. Zauważyć należy, że decyzja o uznaniu systemu za zamknięty faktycznie zmienia przepisy w zakresie koncesji podmiotu zarządzającego tym systemem, bowiem decyzja ta nie zmienia obowiązków operatorskich a dotyczy sfery obowiązków wynikających z faktu posiadania koncesji (stosowanie taryf, przyłączenia, plany rozwoju). Przepis art. 9dc ust. 2 wymaga uzupełnienia i doprecyzowania o regulację jak należy dokonać wzorcowego obliczenia płatności stanowiących podstawę porównania „należności za pobraną energię elektryczną”. Samo brzmienie sugeruje, iż w porównywanych płatnościach należy uwzględnić zarówno opłaty za dystrybucję energii, jak i za zakup tej energii. Ponadto zauważyć trzeba, że ustalenie wzorcowego rozliczenia będzie wbrew zasadzie uwzględniania kosztów uzasadnionych działalności. Operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego będzie stosował dowolne stawki byle nie były wyższe od stawek bazowych przedsiębiorstwa energetycznego uwzględnionego do porównania, może to stać wbrew regule obciążania odbiorców jedynie kosztami uzasadnionymi działalnością - gdyż OSD, do którego jest przyłączony system zamknięty może kalkulować stawki opłat z uwzględnianiem dużo wyższych kosztów uzasadnionych swojej działalności (systemy bilingowe, sieć na terenach wiejskich, służby techniczne i eksploatacyjne), których nie musi uwzględniać w takiej wysokości OSD obejmujący swoim działaniem dużo mniejszy obszar.	
241.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 2 ustawy	FOEEiG	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w zakresie prowadzenia działalności w systemie objętym decyzją, jest zwolniony z obowiązku: 1) przedkładania do zatwierdzenia taryf, z zastrzeżeniem ust. 2-4;	

			2) sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16; 3) przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego; 4) sporządzania informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8 pkt 1 i 2 ustawy, 5) przekazywania informacji, o których mowa w art. 9c ust. 12 ustawy jeżeli do jego sieci nie zostały przyłączone instalacje odnawialnego źródła energii, 6) przekazywania Prezesowi URE informacji, o których mowa w art. 9d ust. 8 ustawy, 7) ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy. Za przyłączenie do sieci operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego ustala opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci”. <i>Uzupełnienie:</i> Obecna skala sprawozdań i obowiązków informacyjnych jakie zobligowani są wypełniać OSD przemysłowi jest nieproporcjonalnym obciążeniem w stosunku do zakresu prowadzonej przez takie podmioty działalności. Zasadnym jest zatem ograniczenie przynajmniej części obowiązków, których realizowanie i tak systemowo nie ma większej wartości. Należy także wskazać, że w kontekście projektowanego ograniczenia obowiązku przyłączania w ramach ZSD nowych podmiotów do sieci, jak też ograniczenia obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzania, zasadnym jest dokonanie modyfikacji zasad ustalania opłat za przyłączenie. Ponieważ w przypadku takich systemów nowe przyłączenia mają zazwyczaj charakter jednostkowy i występują sporadycznie, najwłaściwszym sposobem ustalania odpłatności za przyłączenie byłoby pozostawienie tej kwestii bezpośrednim uzgodnieniom stron.	
242.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 2 ustawy	Polska Izba Przemysłu Chemicznego - PIPC	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że: 1) należność za wykonaną usługę dystrybucyjną energii elektrycznej każdego z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony (...)”.	

			<i>Uzasadnienie:</i> Taryfa operatora systemu dystrybucyjnego nie zawiera cen energii, wobec tego na podstawie tej taryfy niemożliwe będzie określenie należności za pobraną energię elektryczną. Zaproponowane w projekcie ustawy zmieniającej sformułowanie nie wyczerpuje wszystkich możliwych konfiguracji podłączenia ZSD. Opisany został przypadek ZSD przyłączonego do jednego przedsiębiorstwa energetycznego, bądź nie przyłączonego do żadnego, a możliwy jest także przypadek przyłączenia do więcej niż jednego przedsiębiorstwa energetycznego (do sieci OSP oraz OSD). W naszej ocenie przyłączenie do sieci OSP nie powinno powodować, że taki ZSD ma stosować taryfę w układzie jak taryfa OSP, chociażby z tego względu, że taryfa ta jest jedynie dla sieci wysokich i najwyższych napięć, i nie uwzględnia kosztów transformacji i dystrybucji w sieciach średnich i niskich napięć. Zaproponowane przez nas doprecyzowanie spowoduje, że nie będzie brane pod uwagę przyłączenie do sieci OSP, a stawki opłat stosowane przez ZSD będą porównywane do stawek opłat z taryfy OSD do sieci którego ZSD jest przyłączony lub na obszarze którego się znajduje.	
243.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 2 ustawy	HIPH	<i>Proponowana zmiana:</i> 2. Operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w zakresie prowadzenia działalności w systemie objętym decyzją, jest zwolniony z obowiązku: 1) należność za dostarczanie energii elektrycznej lub paliw gazowych każdego z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność, jaką poniósłby ten odbiorca końcowy obliczoną według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony (...). <i>Uzasadnienie:</i> Projektowany przepis nie jest precyzyjny i może wzbudzić wątpliwości co do tego czy (w przypadku braku zatwierdzonej taryfy) punktem odniesienia dla rozliczeń pomiędzy OSDn a jego odbiorcami będą opłaty z taryfy OSDp po jakich ci odbiorcy byliby rozliczani w tej taryfie, czy też opłaty po jakich przez OSDp będzie rozliczany OSDn. Ponadto zwracam uwagę na wątpliwości mogące pojawić się w związku z praktycznym stosowaniem brzmienia proponowanego art. 9dc ust. 2 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne. Odniesienie się	

			ustawodawcy wyłącznie do należności za pobraną energię elektryczną, może rodzić wątpliwości czy dotyczy to także stawek opłat związanych z mocą umowną. Wątpliwość ta powinna zostać w mojej ocenie rozwiana w uzasadnieniu do przepisów nowelizacji tak, aby ułatwić stosowanie tego przepisu po jego wejściu w życie. Proponuję zatem użycia sformułowania należności za dostarczanie energii elektrycznej lub paliw gazowych.	
244.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 2 pkt 1 ustawy	FOEEiG	<i>Proponowana zmiana:</i> „1) należność za pobraną energię elektryczną każdego z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność jaką poniósłby ten odbiorca końcowy obliczoną według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony (...)”. <i>Uzasadnienie:</i> Projektowany przepis nie jest precyzyjny i może wzbudzić wątpliwości co do tego czy (w przypadku braku zatwierdzonej taryfy) punktem odniesienia dla rozliczeń pomiędzy OSDn a jego odbiorcami będą opłaty z taryfy OSDp po jakich ci odbiorcy byliby rozliczani w tej taryfie, czy też opłaty po jakich przez OSDp będzie rozliczany OSDn. Wskazane jest doszczegółowienie regulacji.	
245.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 2 pkt 1 ustawy	Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów Energii Elektrycznej - OSDnEE	<i>Proponowana zmiana:</i> „1) należność za ~~pobraną~~ dostarczenie energii elektrycznej każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci ten system jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz”. <i>Uzasadnienie:</i> Określenie „należność za pobraną energię elektryczną” użyte w tym artykule może być traktowane jako odnoszące się do płatności za energię czynną. Tymczasem chodzi o należności/płatności obliczone według stawek opłat dla usług dystrybucji. Lepiej zatem użyć terminu bardziej adekwatnego usługom dystrybucji	

246.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 2 pkt 1 ustawy	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „1) należność za pobraną energię elektryczną każdego z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność jaką poniósłby ten odbiorca końcowy obliczoną według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony (...)”. <i>Uzasadnienie:</i> Projektowany przepis nie jest precyzyjny i może wzbudzić wątpliwości co do tego czy (w przypadku braku zatwierdzonej taryfy) punktem odniesienia dla rozliczeń pomiędzy OSDn a jego odbiorcami będą opłaty z taryfy OSDp po jakich ci odbiorcy byliby rozliczani w tej taryfie, czy też opłaty po jakich przez OSDp będzie rozliczany OSDn. Wskazane jest doszczegółowienie regulacji.	
247.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 2 pkt 1 ustawy	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	<i>Proponowana zmiana:</i> „1) należność za pobraną energię elektryczną każdego z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność jaką poniósłby ten odbiorca końcowy obliczoną według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony (...)”. <i>Uzasadnienie:</i> Projektowany przepis nie jest precyzyjny i może wzbudzić wątpliwości co do tego czy (w przypadku braku zatwierdzonej taryfy) punktem odniesienia dla rozliczeń pomiędzy OSDn a jego odbiorcami będą opłaty z taryfy OSDp po jakich ci odbiorcy byliby rozliczani w tej taryfie, czy też opłaty po jakich przez OSDp będzie rozliczany OSDn. Wskazane jest doszczegółowienie regulacji.	
248.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 3 ustawy	HIPH	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w przypadku gdy oprócz działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych prowadzi działalność w zakresie obrotu energią elektryczną, lub paliwami gazowymi w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych stosuje ceny energii elektrycznej lub paliwa gazowego nie wyższe niż zawarte w taryfie, a w przypadku braku	

			zatwierdzonej taryfy nie wyższe niż ceny ustalane na rynku konkurencyjnym sprzedawcy z urzędu działającego na obszarze, na którym prowadzi działalność ten operator”. <i>Uzasadnienie:</i> Dostosowanie przepisów do objęcia możliwością wystąpienia o przyznanie statusu ZSD systemom dystrybucyjnym gazowym.	
249.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 3 ustawy	PSE S.A.	Przepis dość nieprecyzyjny, zezwala na stosowanie względem gospodarstw domowych, po stronie obrotu stawek komercyjnych np.: stawek stosowanych względem przedsiębiorstw. Nasuwa się pytanie, czy przepis tak sformułowany nie wyklucza zmiany sprzedawcy przez odbiorców systemu zamkniętego – skoro chroni się tych odbiorców stosując odniesienie do cenników sprzedawców z urzędu.	
250.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 4 ustawy	FOEEiG	<i>Proponowana zmiana:</i> „4. Do kalkulacji cen, o których mowa w ust. 2 i stawek opłat, o których mowa w ust. 3, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest zobowiązany stosować przepisy wydane na podstawie art. 46 ust. 3”. <i>Uzasadnienie:</i> Przepis może zrodzić wątpliwość czy OSD, który jednocześnie sprzedaje energię elektryczną swoim odbiorcom, nie będącym odbiorcami w gospodarstwie domowym, ma obowiązek ustalania cen dla takich odbiorców zgodnie z wymogami rozporządzenia taryfowego. Obecnie takiego obowiązku nie ma i cenniki dotyczące sprzedaży może tworzyć swobodnie. Wątpliwości wynikają z faktu, iż pojęcie „cen” nie odnosi się do taryf dystrybucyjnych – gdyż w tych taryfach są tylko „opłaty”. Ceny dotyczą wyłącznie energii elektrycznej sprzedawanej. Wobec powyższego, postuluje się doprecyzowanie przepisu.	
251.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 4 ustawy	HIPH	<i>Proponowana zmiana:</i> „4. Do kalkulacji cen, o których mowa w ust. 2 i stawek opłat, o których mowa w ust. 3, operator systemu dystrybucyjnego jest zobowiązany stosować przepisy wydane na podstawie art. 46 ust. 1 oraz odpowiednio art. 46 ust. 3” <i>Uzasadnienie:</i> Przepis może zrodzić wątpliwość czy OSD, który jednocześnie sprzedaje energię elektryczną lub paliwa gazowe swoim odbiorcom, niebędącym odbiorcami w gospodarstwie domowym, ma obowiązek ustalania cen dla takich odbiorców zgodnie z wymogami rozporządzenia taryfowego. Obecnie takiego obowiązku nie ma i cenniki dotyczące sprzedaży może tworzyć swobodnie.	

			Wątpliwości wynikają z faktu, iż pojęcie „cen” nie odnosi się do taryf dystrybucyjnych – gdyż w tych taryfach są tylko „opłaty”. Ceny dotyczą wyłącznie sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych. Wobec powyższego, postuluje się doprecyzowanie przepisu.	
252.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 4 ustawy	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „4. Do kalkulacji cen, o których mowa w ust. 2 i stawek opłat, o których mowa w ust. 3, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest zobowiązany stosować przepisy wydane na podstawie art. 46 ust. 3.” <i>Uzasadnienie:</i> Przepis może zrodzić wątpliwość czy OSD, który jednocześnie sprzedaje energię elektryczną swoim odbiorcom, nie będącym odbiorcami w gospodarstwie domowym, ma obowiązek ustalania cen dla takich odbiorców zgodnie z wymogami rozporządzenia taryfowego. Obecnie takiego obowiązku nie ma i cenniki dotyczące sprzedaży może tworzyć swobodnie. Wątpliwości wynikają z faktu, iż pojęcie „cen” nie odnosi się do taryf dystrybucyjnych – gdyż w tych taryfach są tylko „opłaty”. Ceny dotyczą wyłącznie energii elektrycznej sprzedawanej. Wobec powyższego, postuluje się doprecyzowanie przepisu.	
253.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9dc ust. 4 ustawy	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	<i>Proponowana zmiana:</i> „4. Do kalkulacji cen, o których mowa w ust. 2 i stawek opłat, o których mowa w ust. 3, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest zobowiązany stosować przepisy wydane na podstawie art. 46 ust. 3” <i>Uzasadnienie:</i> Przepis może zrodzić wątpliwość czy OSD, który jednocześnie sprzedaje energię elektryczną swoim odbiorcom, nie będącym odbiorcami w gospodarstwie domowym, ma obowiązek ustalania cen dla takich odbiorców zgodnie z wymogami rozporządzenia taryfowego. Obecnie takiego obowiązku nie ma i cenniki dotyczące sprzedaży może tworzyć swobodnie. Wątpliwości wynikają z faktu, iż pojęcie „cen” nie odnosi się do taryf dystrybucyjnych – gdyż w tych taryfach są tylko „opłaty”. Ceny dotyczą wyłącznie energii elektrycznej sprzedawanej. Wobec powyższego, postuluje się doprecyzowanie przepisu.	
254.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da – 9dc ustawy	Lewiatan	Czy wolą ustawodawcy jest zapewnienie odbiorcom przyłączonym do zamkniętych systemów dystrybucyjnych możliwości zmiany sprzedawcy energii, które to prawo powinno przysługiwać wszystkim odbiorcom niezależnie od miejsca ich przyłączenia? Jeżeli tak, to w proponowanych przepisach brak jest wskazania, że tacy odbiorcy takie prawo mają.	

			Dodatkowo stoimy na stanowisku, że przynajmniej w pierwszym roku funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych, Prezes URE z urzędu a nie na pisemny wniosek użytkownika takiego systemu, powinien przeprowadzić kontrolę cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania ustalonych przez operatora system.	
255.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da – 9dc ustawy	KIGEiT	Proponujemy w punkcie „art. 9da-9dc” wykreślić cały powyższy zapis dotyczący warunków jakie musi spełniać zamknięty system dystrybucji. Ponadto powinno to być zgłoszenie z domyślną zgodą prezesa URE a nie decyzja urzędowa. Nie widzimy potrzeby ingerowania URE za pomocą decyzji w działania lokalnych społeczności energetycznych. Lokalne społeczności energetyczne i lokalne zamknięte systemy dystrybucyjne należy wspierać ze względu na efektywność wykorzystania energii na miejscu (brak strat przesyłu), a nie utrudniać ich powstawanie poprzez wprowadzanie dodatkowych warunków i decyzji. Naszym zdaniem zgłoszenie z domniemaniem zgody by wystarczyło. Stawianie dodatkowych warunków utrudniających powstanie zamkniętych systemów jest niepotrzebne i szkodliwe. Warunek 1 niepotrzebnie bardzo zawęża grono zainteresowanych do przypadków sieci specjalnych i traktuje zamknięte systemy jako „przypadek szczególny (względy techniczne i bezpieczeństwa) tymczasem systemy te w zamyśle regulacji UE mają powstawać głównie ze względu na lepszą efektywność energetyczną i ochronę klimatu (zmniejszenie emisji). Szczególnie uznaniowe ograniczanie liczby odbiorców do 250 w zamkniętym systemie dystrybucji nie ma naszym zdaniem żadnego obiektywnego uzasadnienia i jest tylko dodatkowym utrudnieniem dla powoływania klastrów energetycznych szczególnie w gęsto zaludnionych dzielnicach miast.	
256.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da – 9dc ustawy	Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego (UPEBI)	Nowelizacja w art. 9da-9dc wprowadza instytucję zamkniętego systemu dystrybucyjnego, w którym OSD byłby zwolniony z części obowiązków regulacyjnych. Niestety przygotowany projekt wprowadza tę instrukcję wyłącznie w sektorze elektroenergetycznym i wskazuje, że o status systemu zamkniętego może ubiegać się wyłącznie OSD elektroenergetyczny. W naszej opinii, takie rozwiązania powinny być również zastosowane w przypadku OSD gazowych, a w szczególności w zakresie biogazowni wytwarzających biogaz rolniczy. Tego rodzaju biogaz będzie bowiem wprowadzany do dystrybucyjnej sieci gazowej na bardzo ograniczonym terytorialnie obszarze, a także będzie sprzedawany ograniczonej liczbie odbiorców końcowych, którzy będą godzić się na ustanowienie minimalnych parametrów jakościowych gazu.	
257.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da – 9dc ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	Czy wolą ustawodawcy jest zapewnienie odbiorcom przyłączonym do zamkniętych systemów dystrybucyjnych możliwości zmiany sprzedawcy energii, które to prawo powinno przysługiwać	

			wszystkim odbiorcom niezależnie od miejsca ich przyłączenia? Jeżeli tak, to w proponowanych przepisach brak jest wskazania, że tacy odbiorcy takie prawo mają.	
258.	Art. 1 pkt 12 projektu w zakresie art. 9da – 9dc ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Niezrozumiała jest intencja wprowadzenia tego artykułu - czy wolą ustawodawcy jest zapewnienie odbiorcom przyłączonym do zamkniętych systemów dystrybucyjnych możliwości zmiany sprzedawcy energii, które to prawo powinno przysługiwać wszystkim odbiorcom niezależnie od miejsca ich przyłączenia? Jeżeli tak, to w proponowanych przepisach brak jest wskazania, że tacy odbiorcy takie prawo mają. Dodatkowo stoimy na stanowisku, że przynajmniej w pierwszym roku funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych, Prezes URE z urzędu a nie na pisemny wniosek użytkownika takiego systemu, powinien przeprowadzić kontrolę cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania ustalonych przez operatora system. Jednocześnie wymaga analizy, czy projekt nowelizacji PE, zamiast odnosić się do położenia danego odbiorcy lub podmiotu poza obszarem ZSD, nie powinien uwzględniać miejsca przyłączenia tego odbiorcy lub podmiotu (innymi słowy rozstrzygające nie powinno być położenie danego odbiorcy „w obszarze ZSD” tylko to, czy punkt przyłączenia tego odbiorcy jest zlokalizowany w sieci ZSD). Jak się wydaje pojęcie „obszaru ZSD” jest bowiem zbyt ogólne i może budzić wątpliwości natury praktycznej. W jaki sposób ma wyglądać zakres obowiązków OSD w razie zachodzenia na siebie obszaru koncesji „dużego” OSD i operatora systemu zamkniętego. Czy odbiorcy z obszaru „zamkniętego” muszą przyłączać się do operatora, który uzyskał decyzję? Czy mogą wybrać „dużego” OSD, na obszarze którego powstał taki zamknięty system. Czy taki operator „zamknięty” ma mieć wyłączność na przyłączenia dla tego swojego obszaru – a zatem duży OSD, który ma taką zamkniętą sieć na obszarze swojej koncesji, jest zwolniony od rozpatrywania wniosku o przyłączenie podmiotu z tego obszaru „zamkniętego”. Czy w decyzjach o koncesjach będzie trzeba ograniczyć obszar działania „dużych” OSD czy też będą one na siebie zachodzić.	
259.	Art. 1 pkt 13 projektu w zakresie art. 9g ustawy	APATOR	Proponujemy wykreślić frazę „operator systemu magazynowania”. Nie widzimy potrzeby traktowania małych wydzielonych systemów w ten sam sposób jak krajowego systemu elektroenergetycznego. Wymaganie IRESD i IREIM od operatorów małych lokalnych wewnętrznych i zamkniętych sieci energii zaszkodzi nowemu sektorowi operatorów magazynowania, który naszym zdaniem trzeba wspierać i upraszczać procedury.	
260.	Art. 1 pkt 13 projektu w zakresie art. 9g ustawy	The European Federation of	We welcome the proposed provisions of art. 9g outlining the minimum scope of the Storage Service Rules (instrukcja ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej) that are to be consulted upon and require approval of the Polish Regulatory Office. We appreciate a comprehensive approach for	

		Energy Traders (EFET)	regulating the process of preparing, approving and defining the scope of the Storage Service Rules, with strong focus on stakeholder engagement. We believe that the proposed change will give the market participants the necessary reassurance, that the storage services will be provided to them in a non-discriminatory manner. This is a much-needed first step in the process of redesigning the Polish storage system and we encourage the Ministry to consider some of the other improvements we have suggested in our letter of 2nd July 2018 .	
261.	Art. 1 pkt 13 projektu w zakresie art. 9g	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> a) ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej i instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, zwanych dalej "instrukcjami". 2. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego informują użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.”, b) po ust. 3a dodaje się ust. 3b w brzmieniu: „3b Instrukcje opracowywane dla instalacji skroplonego gazu ziemnego określają szczegółowe warunki korzystania z tych instalacji przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych instalacji, w szczególności dotyczące: 1) trybu zawierania umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego; 2) procedury udostępniania zdolności instalacji skroplonego gazu ziemnego; 3) zasad dostarczania, odbioru i składowania ładunków skroplonego gazu ziemnego; 4) zasad świadczenia usług skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego; 5) zasad świadczenia usług załadunku lub przeładunku skroplonego gazu ziemnego z wykorzystaniem Terminalu; 6) zasad wyznaczania długości okresów, w których ładunki określonej wielkości będą podlegały skraplaniu lub regazyfikacji; 7) zarządzania ograniczeniami systemowymi; 8) postępowania w sytuacjach awaryjnych; 9) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji skroplonego gazu ziemnego;	

		10) współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych; 11) przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemów oraz pomiędzy operatorami systemów a użytkownikami systemów; 12) parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.”, c) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego, uwzględnia, odpowiednio w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz w instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.”, d) ust. 8 i 8a otrzymuje brzmienie: „8. Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej. 8a. Przepisu ust. 8, 8c i 8d nie stosuje się do instrukcji opracowanej przez: 1) operatora, o którym mowa w art. 9d ust. 7; 2) operatora systemu skraplania gazu ziemnego, który jest operatorem na instalacjach skroplonego gazu ziemnego o łącznej zdolności do skraplania albo regazyfikacji paliwa gazowego w ilości do 15.000.000,00 MWh/rok;”, e) po ust. 8b dodaje się ust. 8c i 8d w brzmieniu: „8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję jeżeli spełnia ona wymagania określone w ust. 3a, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. 8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c. W wezwaniu określa się zakres zmian oraz wyznacza odpowiedni termin na ich wprowadzenie. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w wyznaczonym terminie zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie.”, f) ust. 9 – 12 otrzymują brzmienie:	

		„9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzoną instrukcję oraz instrukcję zmienioną w trybie przewidzianym w ust. 8d.”; 10. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego zamieszczają na swoich stronach internetowych obowiązujące instrukcje oraz udostępniają je do publicznego wglądu w swoich siedzibach. 11. Operator systemu połączonego jest obowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, stosownie do zakresu prowadzonej działalności. Przepisy ust. 2–10 stosuje się odpowiednio. 12. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, lub korzystający z usług świadczonych przez tego operatora, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w instrukcji, o której mowa w ust. 1. Instrukcja ta stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, umowy o magazynowanie paliw gazowych, umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego, lub umowy kompleksowej.”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany przepis ma na celu objęcie operatorów systemu skraplania gazu ziemnego wymogami w zakresie opracowywania instrukcji ruchu i eksploatacji, jej obligatoryjnej treści oraz jej zatwierdzania przez Prezesa URE. Wprowadzenie przedmiotowych obowiązków względem operatorów systemu skraplania ma służyć zapewnieniu przejrzystości i pewności obrotu oraz świadczenia usług skraplania i regazyfikacji. Jednocześnie, jakkolwiek przepisy unijne, w szczególności dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE nr L 211 z 14.08.2009 r.), nie wymagają stosowania tego rodzaju wymogów w odniesieniu do instalacji LNG, to ich znaczenie dla krajowego rynku gazu, zwłaszcza w przypadku Terminalu LNG w Świnoujściu, proponowaną zmianę w pełni uzasadnia. W związku z powyższym, proponowane przepisy zakładają objęcie operatorów systemu skraplania gazu ziemnego obowiązkami: ☐ opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego;	

			☐ poinformowania użytkowników instalacji w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag; ☐ uwzględnienia w instrukcji przez operatora systemu skraplania, którego instalacja jest połączona z siecią przesyłową, wymagań określonych w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej; ☐ przedłożenia Prezesowi URE w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcji instalacji skroplonego gazu ziemnego wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników instalacji uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia, jak również zamieszczenia tych dokumentów na swojej stronie internetowej; ☐ zamieszczenia obowiązującej instrukcji na stronie internetowej operatora oraz udostępniania jej do publicznego wglądu w swojej siedzibie. Powyższe obowiązki rozciągnięte zostały także na operatora systemu połączonego, którego system gazowy wzajemnie połączony obejmuje instalację skroplonego gazu ziemnego. Dodatkowo, proponowane przepisy określają obligatoryjną treść instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, a także przewidują wyłączenie od obowiązku przedkładania instrukcji do zatwierdzenia przez Prezesa URE dla operatorów systemu skraplania gazu ziemnego zarządzających instalacjami o łącznej zdolności do regazyfikacji paliwa gazowego w ilości do 15.000.000,00 MWh/rok oraz operatorów systemu skraplania gazu ziemnego zarządzających instalacjami przeznaczonymi do skraplania gazu ziemnego. Proponowana zmiana zakłada także objęcie użytkowników instalacji skroplonego gazu ziemnego, korzystających z usług skraplania gazu ziemnego, obowiązkiem stosowania się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w instrukcji.	
262.	Art. 1 pkt 13 projektu w zakresie: - art. 9g ust. 1 i 2 - art. 9g ust. 3a – usunięcie - art. 9g ust. 5 - art. 9g ust. 8 - art. 9g ust. 8c	PGNiG S.A.	Proponowana zmiana: • lit. a w części wprowadzającej art. 9g ust. 1 i 2 „1. Operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego ~~i operator systemu magazynowania~~ są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej; lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej ~~i instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej~~, zwanych dalej „instrukcjami”.	

2. Operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego ~~i operator systemu magazynowania~~ informują użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.”

- usunięcie lit. c w części wprowadzającej art. 9g ust. 3a - usunięcie

~~„3a. Instrukcja opracowywana dla instalacji magazynowej określa szczegółowe warunki korzystania z tej instalacji przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu i eksploatacji oraz planowania rozbudowy tej instalacji, w szczególności dotyczące:~~

~~1) trybu zawierania umów o świadczenie usług magazynowania;~~

~~2) procedury udostępniania zdolności magazynowych;~~

~~3) sposobu zarządzania ograniczeniami systemu gazowego;~~

~~4) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego;~~

~~5) sposobu postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe;~~

~~6) współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych;~~

~~7) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz~~

~~pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami;~~

~~8) parametrów jakościowych paliw gazowych oraz standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.”~~

		- lit. e w części wprowadzającej art. 9g ust. 5 5. Operator systemu dystrybucyjnego ~~oraz operator systemu magazynowania~~ uwzględnia ~~odpowiednio~~ w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej ~~oraz w instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej~~ wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.” - lit. g w części wprowadzającej ust. 8 „8. Operator systemu dystrybucyjnego ~~i operator systemu magazynowania~~, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej.” - lit. i w części wprowadzającej art. 9g ust. 8c „8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję jeżeli spełnia ona wymagania określone w ust. ~~3a~~ 1, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego.” Uzasadnienie: Projekt zmiany Prawa energetycznego wprowadza przepisy ustanawiające obowiązek sporządzania przez OSM instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz skonsultowania jej z użytkownikami systemu i przedłożenia do zatwierdzenia przez Prezesa URE na wzór obecnie funkcjonującego obowiązku sporządzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, zarówno przez operatora systemu dystrybucyjnego, jak i operatora systemu przesyłowego (dalej „IRIESP” oraz „IRIESD”). Jak stwierdza się w uzasadnieniu do projektu zmiany ustawy proponowana zmiana	

			pozwole na zwiększenie zakresu nadzoru nad warunkami świadczenia usług magazynowania i przyczyni się do zwiększenia przejrzystości zasad funkcjonowania operatora systemu magazynowania. Na wstępie należy stwierdzić, że OSM od momentu wyznaczenia na operatora systemu magazynowania opracowuje Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania (dalej „RŚUM”), który podlega publicznym konsultacjom z użytkownikami systemu oraz z Prezesem URE oraz który jest publikowany wraz z przebiegiem procesu konsultacji na stronie internetowej OSM. Procedura przygotowywania RŚUM w aktualnym stanie prawnym jest w pełni przejrzysta i przeprowadzana na podstawie obowiązujących przepisów prawa. RŚUM swoim zakresem obejmuje przepisy Prawa energetycznego oraz wydanych na jego podstawie aktów wykonawczych, przepisy Ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych, przepisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (we) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (dalej „rozporządzenie 715/2009”); Rozporządzenia REMIT, Rozporządzenia wykonawczego komisji (UE) nr 1348/2014 oraz IRiESP. Oprócz RŚUM, OSM opracowuje także Program zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania Użytkowników instalacji magazynowych, który podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE (dalej: „Program zgodności”). Program zgodności jest wewnętrznym regulaminem OSM, którego celem jest zapewnienie równego i niedyskryminacyjnego traktowania Użytkowników instalacji magazynowych. Jako równe i niedyskryminacyjne traktowanie należy rozumieć traktowanie wszystkich Użytkowników instalacji magazynowych w takich samych warunkach w taki sam sposób, w szczególności traktowanie w taki sam sposób przedsiębiorstw powiązanych i niepowiązanych kapitałowo z OSM. Program zgodności określa zasady i działania podejmowane w celu zapewnienia równego i niedyskryminacyjnego traktowania, w tym: środki zapewniające niedyskryminacyjne traktowanie Użytkowników instalacji magazynowych; obszary, w których zapewnia się niedyskryminacje i równe traktowanie; zasady ochrony istotnych informacji handlowych; zasady udostępniania informacji publicznych; zadania Inspektora ds. zgodności; obowiązki pracowników OSM oraz Usługodawców. Postanowienia Programu zgodności dotyczą Zarządu OSM, Inspektora ds. zgodności; pracowników OSM oraz usługodawców. Mając powyższe na uwadze należy podkreślić, że już w obecnym stanie prawnym zapewnione są gwarancje dotyczące odpowiedniego poziomu przejrzystości oraz nadzoru nad funkcjonowaniem OSM.	

			Dodatkowo, należy podkreślić, że na poziomie europejskim nie uregulowano obowiązku tworzenia instrukcji przez OSM, w przeciwieństwie do usług o charakterze sieciowym. Obowiązek opracowywania kodeksów sieci, czyli Instrukcji w rozumieniu Prawa energetycznego, po przeprowadzeniu odpowiednich konsultacji z użytkownikami sieci przez operatorów systemów przesyłowych (dalej „OSP”) – wynika z pkt. 3 Załącznika I „Wytczne” do Rozporządzenia 715/2009. Pomimo faktu, że zakres stosowania rozporządzenia 715/2009 obejmuje także warunki dostępu do instalacji magazynowych – z jego przepisów nie wynika obowiązek opracowywania Instrukcji dla instalacji magazynowej przez operatorów systemów magazynowych. Podobny obowiązek nie wynika także z Dyrektywy gazowej. Tym samym wprowadzanie wyżej wskazanego obowiązku opracowywania Instrukcji przez OSM jest rozwiązaniem generującym nowe obciążenia administracyjne, które nie wynikają z przepisów unijnych. Pragniemy również zasygnalizować, że brak instrukcji dla OSM nie wpływa negatywnie na dostęp stron trzecich do instalacji magazynowych. W Polsce został bowiem wdrożony model dostępu regulowanego zgodnie z art. 33 ust. 4 Rozporządzenia 715/2009, zgodnie z którym organy regulacyjne przyjmują niezbędne środki, aby przyznać uczestnikom rynku prawo dostępu do magazynowania na podstawie opublikowanych taryf lub innych warunków i obowiązków w odniesieniu do korzystania z tego magazynowania. Model ten jest w Polsce realizowany, gwarantując zainteresowanym podmiotom dostęp do infrastruktury magazynowej na niedyskryminacyjnych zasadach oraz zapewniając rozliczenia w oparciu o stawki opłat zatwierdzone przez Prezesa URE. Dodatkowo warto zwrócić uwagę, że brak obowiązku opracowywania Instrukcji przez OSM nie wpłynie negatywnie na odbiorców końcowych. Po pierwsze, wyżej wskazane mechanizmy gwarantują już odpowiedni poziom nadzoru nad działalnością operatorów. Po drugie, działalność ta nie wpływa w takim stopniu na sytuację odbiorców końcowych jak dzieje się to w przypadku OSD i OSP. W zakresie zmiany brzmienia art. 9g ust. 8c wskazujemy ponadto na potrzebę zmiany wadliwie skonstruowanego odesłania pomijającego art. 9g ust. 1.	
263.	Art. 1 pkt 13 projektu w zakresie: - art. 9g ust. 8a - art. 9g ust. 8d - art. 9g ust. 9	PGNiG	<i>Proponowana zmiana:</i> • lit. g w części wprowadzającej art. 9g ust. 8a:	

„8a. Przepisu ust. 8; i 8c i ~~8d~~ nie stosuje się do instrukcji opracowanej przez operatora, o którym mowa w art. 9d ust. 7.”

- lit. i w części wprowadzającej art. 9g ust. 8d:

„8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c. W wezwaniu określa się zakres zmian oraz wyznacza odpowiedni termin na ich wprowadzenie. ~~W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w wyznaczonym terminie zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie.”~~

- lit. j w części wprowadzającej art. 9g ust. 9:

„9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzoną instrukcję ~~oraz instrukcję zmienioną w trybie przewidzianym w ust. 8d.”~~

Uzasadnienie:

Projektowany ust. 8d do art. 9g wprowadza nową kompetencję dla Prezesa URE do wezwania operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi URE zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie.

Zgodnie z brzmieniem art. 9g ust. 8 oraz 8c, Prezes URE zatwierdza instrukcję jeśli spełnia ona wymogi określone przepisami prawa energetycznego. A contrario jeśli Instrukcja nie spełnia wymogów, Prezes URE nie dokona jej zatwierdzenia. Zatem kompetencja Prezesa URE do samodzielnej zmiany Instrukcji wydaje się być zbyt dużą ingerencją w stosunki prawne obowiązujące w momencie wejścia w życie czy obowiązywania danej Instrukcji. Działalność operatorów jako działalność koncesjonowana podlega już ograniczeniom swobody działalności gospodarczej. Prezes

			URE sprawuje nadzór na wykonywaniem działalności operatorskiej w ramach udzielonej koncesji i jako organ władzy wykonawczej nie powinien ingerować głębiej w prowadzenie działalności gospodarczej, za której prowadzenie nie ponosi żadnego ryzyka gospodarczego.	
264.	Art. 1 pkt 13 lit. a projektu w zakresie art. 9g ustawy	IGG – Polskie LNG S.A.	Proponowana zmiana: W art. 9g: a) ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej i instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, zwanych dalej "instrukcjami". 2. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego informują użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.” b) po ust. 3a dodaje się ust. 3b w brzmieniu: „3b Instrukcje opracowywane dla instalacji skroplonego gazu ziemnego określają szczegółowe warunki korzystania z tych instalacji przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych instalacji, w szczególności dotyczące: 1) trybu zawierania umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego; 2) procedury udostępniania zdolności instalacji skroplonego gazu ziemnego; 3) zasad dostarczania, odbioru i składowania ładunków skroplonego gazu ziemnego; 4) zasad świadczenia usług skraplania lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego; 5) zasad świadczenia usług załadunku lub przeładunku skroplonego gazu ziemnego z wykorzystaniem Terminalu; 6) zasad wyznaczania długości okresów, w których ładunki określonej wielkości będą podlegały skraplaniu lub regazyfikacji; 7) zarządzania ograniczeniami systemowymi; 8) postępowania w sytuacjach awaryjnych; 9) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji skroplonego gazu ziemnego; 10) współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych; 11) przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemów oraz pomiędzy operatorami systemów a użytkownikami systemów;	

		12) parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.” c) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego, uwzględnia, odpowiednio w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz w instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.” d) ust. 8 i 8a otrzymuje brzmienie: „8. Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej. 8a. Przepisu ust. 8, 8c i 8d nie stosuje się do instrukcji opracowanej przez: 1) operatora, o którym mowa w art. 9d ust. 7; 2) operatora systemu skraplania gazu ziemnego, który jest operatorem na instalacjach skroplonego gazu ziemnego o łącznej zdolności do skraplania albo regazyfikacji paliwa gazowego w ilości do 15.000.000,00 MWh/rok; e) po ust. 8b dodaje się ust. 8c i 8d w brzmieniu: „8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję jeżeli spełnia ona wymagania określone w ust. 3a, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. 8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c. W wezwaniu określa się zakres zmian oraz wyznacza odpowiedni termin na ich wprowadzenie. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w wyznaczonym terminie zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie.”, f) ust. 9 – 12 otrzymują brzmienie:	

		„9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzoną instrukcję oraz instrukcję zmienioną w trybie przewidzianym w ust. 8d.”; 10. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego zamieszczają na swoich stronach internetowych obowiązujące instrukcje oraz udostępniają je do publicznego wglądu w swoich siedzibach. 11. Operator systemu połączonego jest obowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, stosownie do zakresu prowadzonej działalności. Przepisy ust. 2-10 stosuje się odpowiednio. 12. Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, lub korzystający z usług świadczonych przez tego operatora, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w instrukcji, o której mowa w ust. 1. Instrukcja ta stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej, umowy o magazynowanie paliw gazowych, umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego, lub umowy kompleksowej.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany przepis ma na celu objęcie operatorów systemu skraplania gazu ziemnego wymogami w zakresie opracowywania instrukcji ruchu i eksploatacji, jej obligatoryjnej treści oraz jej zatwierdzania przez Prezesa URE. Wprowadzenie przedmiotowych obowiązków względem operatorów systemu skraplania ma służyć zapewnieniu przejrzystości i pewności obrotu oraz świadczenia usług skraplania i regazyfikacji. Jednocześnie, jakkolwiek przepisy unijne, w szczególności dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE nr L 211 z 14.08.2009 r.), nie wymagają stosowania tego rodzaju wymogów w odniesieniu do instalacji LNG, to ich znaczenie dla krajowego rynku gazu, zwłaszcza w przypadku Terminalu LNG w Świnoujściu, proponowaną zmianę w pełni uzasadnia. W związku z powyższym, proponowane przepisy zakładają objęcie operatorów systemu skraplania gazu ziemnego obowiązkami: ☐ opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego; ☐ poinformowania użytkowników instalacji w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag;	

			☐ uwzględnienia w instrukcji przez operatora systemu skraplania, którego instalacja jest połączona z siecią przesyłową, wymagań określonych w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej; ☐ przedłożenia Prezesowi URE w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcji instalacji skroplonego gazu ziemnego wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników instalacji uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia, jak również zamieszczenia tych dokumentów na swojej stronie internetowej; ☐ zamieszczenia obowiązującej instrukcji na stronie internetowej operatora oraz udostępniania jej do publicznego wglądu w swojej siedzibie. Powyższe obowiązki rozciągnięte zostały także na operatora systemu połączonego, którego system gazowy wzajemnie połączony obejmuje instalację skroplonego gazu ziemnego. Dodatkowo, proponowane przepisy określają obligatoryjną treść instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, a także przewidują wyłączenie od obowiązku przedkładania instrukcji do zatwierdzenia przez Prezesa URE dla operatorów systemu skraplania gazu ziemnego zarządzających instalacjami o łącznej zdolności do regazyfikacji paliwa gazowego w ilości do 15.000.000,00 MWh/rok oraz operatorów systemu skraplania gazu ziemnego zarządzających instalacjami przeznaczonymi do skraplania gazu ziemnego. Proponowana zmiana zakłada także objęcie użytkowników instalacji skroplonego gazu ziemnego, korzystających z usług skraplania gazu ziemnego, obowiązkiem stosowania się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji określonych w instrukcji.	
265.	Art. 1 pkt 13 lit. a projektu w zakresie art. 9g ust. 1 i 2 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu magazynowania są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej i instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej, zwanych dalej „instrukcjami”. 2. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu magazynowania informują użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż ~~14~~ 30 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian”. <i>Uzasadnienie:</i>	

			Proponujemy wydłużenie terminu na konsultacje IRiESD do 30 dni. Termin 14 dniowy często nie pozwala uczestnikom rynku na dokładną analizę zmian IRiESD i przedstawienie swoich uwag.	
266.	Art. 1 pkt 13 lit. a projektu w zakresie art. 9g ust. 1 i 2 ustawy	IGG – GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie art. 9g ust. 1 i 2 z projektu nowelizacji. <i>Uzasadnienie:</i> Projekt zmiany uPE wprowadza przepisy ustanawiające obowiązek sporządzania przez OSM instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz skonsultowania jej z użytkownikami systemu i przedłożenia do zatwierdzenia przez Prezesa URE na wzór obecnie funkcjonującego obowiązku sporządzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, zarówno przez operatora systemu dystrybucyjnego, jak i operatora systemu przesyłowego (dalej „IRIESP” oraz „IRiESD”). Jak stwierdza się w uzasadnieniu do projektu zmiany ustawy proponowana zmiana pozwoli na zwiększenie zakresu nadzoru nad warunkami świadczenia usług magazynowania i przyczyni się do zwiększenia przejrzystości zasad funkcjonowania operatora systemu magazynowania. Na wstępie należy stwierdzić, że OSM o od momentu wyznaczenia na operatora systemu magazynowania opracowuje Regulamin Świadczenia Usług Magazynowania (dalej „RŚUM”), który podlega publicznym konsultacjom z użytkownikami systemu oraz z Prezesem URE oraz który jest publikowany wraz z przebiegiem procesu konsultacji na stronie internetowej OSM. Nie można się zatem zgodzić ze stwierdzeniem, że wprowadzenie obowiązku przygotowywania Instrukcji przez OSM na wzór IRiESP oraz IRiESD zwiększy zakres nadzoru i przejrzystości. Procedura przygotowywania RŚUM w aktualnym stanie prawnym jest w pełni przejrzysta i przeprowadzana na podstawie obowiązujących przepisów prawa. RŚUM swoim zakresem obejmuje przepisy uPE oraz wydanych na jego podstawie aktów wykonawczych, przepisy Ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz wydanych na jej podstawie aktów wykonawczych, przepisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (we) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (dalej „rozporządzenie 715/2009”); Rozporządzenia REMIT, Rozporządzenia wykonawczego komisji (UE) nr 1348/2014 oraz IRiESP. Oprócz RŚUM, OSM opracowuje także Program zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania Użytkowników instalacji magazynowych, który podlega zatwierdzeniu przez Prezesa URE (dalej: „Program zgodności”. Program zgodności jest wewnętrznym regulaminem OSM, którego celem jest zapewnienie równego i niedyskryminacyjnego traktowania Użytkowników instalacji magazynowych.	

			Jako równe i niedyskryminacyjne traktowanie należy rozumieć traktowanie wszystkich Użytkowników instalacji magazynowych w takich samych warunkach w taki sam sposób, w szczególności traktowanie w taki sam sposób przedsiębiorstw powiązanych i nie powiązanych kapitałowo z OSM. Program zgodności określa zasady i działania podejmowane w celu zapewnienia równego i niedyskryminacyjnego traktowania, w tym: środki zapewniające niedyskryminacyjne traktowanie Użytkowników instalacji magazynowych; obszary, w których zapewnia się niedyskryminację i równe traktowanie; zasady ochrony istotnych informacji handlowych; zasady udostępniania informacji publicznych; zadania Inspektora ds. zgodności; obowiązki pracowników OSM oraz Usługodawców. Postanowienia Programu zgodności dotyczą Zarządu OSM, Inspektora ds. zgodności; pracowników OSM oraz usługodawców. Nie można się zatem zgodzić ze stwierdzeniem, że konieczne jest zwiększanie przejrzystości oraz nadzoru nad funkcjonowaniem OSM. Dodatkowo, należy podkreślić, że obowiązek opracowywania kodeksów sieci, czyli Instrukcji w rozumieniu uPE, po przeprowadzeniu odpowiednich konsultacji z użytkownikami sieci przez operatorów systemów przesyłowych (dalej „OSP”) – wynika z pkt. 3 Załącznika I „Wytczne” do Rozporządzenia 715/2009. Pomimo faktu, że zakres stosowania rozporządzenia 715/2009 obejmuje także warunki dostępu do instalacji magazynowych – z jego przepisów nie wynika obowiązek opracowywania Instrukcji dla instalacji magazynowej przez operatorów systemów magazynowych. Podobny obowiązek nie wynika także z Dyrektywy gazowej. Tym samym wprowadzanie ww. obowiązku opracowywania Instrukcji przez OSM jest rozwiązaniem generującym nowe obciążenia administracyjne oraz nadmierną ingerencją ustawodawcy, która nie wynika z przepisów unijnych.	
267.	Art. 1 pkt 13 lit. a projektu w zakresie art. 9g ust. 1 i 2 ustawy	KIGEiT	Proponujemy wykreślić cały art. 9g. Nie widzimy potrzeby traktowania małych wydzielonych systemów w ten sam sposób jak krajowego systemu elektroenergetycznego. Wymaganie IRiESD i IREIM od operatorów małych lokalnych wewnętrznych i zamkniętych sieci energii spowoduje ograniczenie ich rozwoju.	
268.	Art. 1 pkt 13 lit. a projektu w zakresie art. 9g ust. 2 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego i operator systemu magazynowania informują użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 14 30 dni od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Proponujemy wydłużenie terminu na konsultacje IRiESD do 30 dni. Termin 14 dniowy często nie pozwala uczestnikom rynku na dokładną analizę zmian IRiESD i przedstawienie swoich uwag. Wydłużenie terminu umożliwi przedsiębiorstwom obrotu szczegółowe przeanalizowanie proponowanych zmian oraz określenie skutków proponowanych zmian na realizowane procesy.	
269.	Art. 1 pkt 13 lit. b projektu w zakresie art. 9g ust. 3 pkt 7 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> proponujemy usunąć zapis <i>Uzasadnienie:</i> Obecnie przedsiębiorstwa obrotu mają wpływ na procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania do realizacji przez OSD zawartych umów wyłącznie na etapie konsultacji IRiESD. Stoimy na stanowisku, że procedury te winny być wynikiem uzgodnień pomiędzy OSD a stowarzyszeniami zrzeszającymi sprzedawców paliw gazowych.	
270.	Art. 9g ust. 3 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Instrukcje opracowywane dla sieci gazowych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące: 1) przyłączania sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz gazociągów bezpośrednich; 2) istotnych postanowień umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych; 3) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą; 4) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego; 5) współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych; 6) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami; 7) parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.” <i>Uzasadnienie:</i> W kontekście uwagi do art. 8 ust. 3 Projektu, zamiast wyposażania Prezesa URE w nową kompetencję do zmiany treści umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji – wskazanym byłoby uzupełnienie art. 9g ust. 3 tak, aby Instrukcje opracowywane dla sieci gazowych określały oprócz dotychczasowych szczegółowych warunków, także warunki dotyczące istotnych postanowień umów. Istotne postanowienia umów stanowiłyby część Instrukcji, a nie załącznik do niej.	
271.	Art. 9g ust. 3 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i>	

			„3. Instrukcje opracowywane dla sieci gazowych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące: 1) przyłączania sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz gazociągów bezpośrednich; 2) istotnych postanowień umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych; 3) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą; 4) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego; 5) współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych; 6) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami; 7) parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.” <i>Uzasadnienie:</i> Zamiast wyposażania Prezesa URE w nową kompetencję do zmiany treści umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji – wskazanym byłoby uzupełnienie art. 9g ust. 3 tak, aby Instrukcje opracowywane dla sieci gazowych określały oprócz dotychczasowych szczegółowych warunków, także warunki dotyczące istotnych postanowień umów. Istotne postanowienia umów stanowiłyby część Instrukcji, a nie załącznik do niej.	
272.	Art. 9g ust. 3 ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> „Instrukcje opracowywane dla sieci gazowych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci, w szczególności dotyczące: 1) przyłączania sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz gazociągów bezpośrednich; 2) istotnych postanowień umów; 3) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą; 4) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego; 5) współpracy pomiędzy operatorami systemów gazowych; 6) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami; 7) parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu.”	

			<i>Uzasadnienie:</i> W kontekście uwagi do art. 8 ust. 3 zamiast wyposażania PURE w nową kompetencję do zmiany treści umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji – wskazanym byłoby uzupełnienie art. 9g ust. 3 tak, aby Instrukcje opracowywane dla sieci gazowych określały oprócz dotychczasowych szczegółowych warunków, także warunki dotyczące istotnych postanowień umów. Istotne postanowienia umów stanowiłyby część Instrukcji, a nie załącznik do niej.	
273.	Art. 9g ust. 3a ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie art. 9g ust. 3a z projektu nowelizacji <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana jest konsekwencją uwag do art. 9g ust. 1, 2.	
274.	Art. 1 pkt 13 lit. d projektu w zakresie art. 9g ust. 4 ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> Rekomendujemy ujednolicenie wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej w rozporządzeniu. <i>Uzasadnienie:</i> Rekomendujemy rozważenie określenia wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej w akcie wykonawczym. Jest to uzasadnione przede wszystkim tym, że magazyny mogą być wykorzystywane w dwojaki sposób: przeznaczone do arbitrażu cenowego, a także mogą służyć optymalizacji pracy sieci (stanowiąc własność OSD). Wbrew temu, Projekt proponuje jednolite zasady dla wszystkich rodzajów magazynów, niezależnie od ich funkcji. Magazynów przeznaczonych do arbitrażu OSD nie powinien, przykładowo, uwzględniać w planach rozwoju sieci, z drugiej strony magazyny służące optymalizacji pracy sieci powinny spełniać inne wymagania techniczne.	
275.	Art. 1 pkt 13 lit. d projektu w zakresie art. 9g ust. 4 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> dodaje się tiret dotyczący dodania w art. 9g ust. 4 pkt 5a, w brzmieniu: „5a) procedur, sposobu postępowania i zakresu wymiany informacji niezbędnych do wykonania rozporządzeń wydanych na podstawie art. 11 ust. 6 - 7 i opracowania planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” <i>Uzasadnienie:</i> Przepis ma na celu wprowadzenie delegacji ustawowej niezbędnej dla umożliwienia uregulowania kwestii technicznych koniecznych dla reformy postanowień rozporządzenia w sprawie	

			szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz rozporządzenia wprowadzającego ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Ponieważ delegowanie zagadnień do regulacji w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci musi następować w akcie rangi ustawowej, a część zagadnień, w szczególności technicznych i dotyczących współpracy użytkowników systemu, musi być uregulowana bardzo szczegółowo, proponuje się rozszerzyć zakres instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, która jest zatwierdzana przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE). W związku ze zmianą zasad wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zwłaszcza polegających na wprowadzeniu wynagrodzenia ryczałtowego za redukcje dokonane po ogłoszeniu stopni zasilania, konieczne jest uregulowanie zasad wymiany informacji i rozliczania tych ograniczeń oraz procedury opracowywania planów ograniczeń. Proponowana regulacja umożliwi dostosowywanie współpracy pomiędzy operatorami i procedur wymiany informacji bez konieczności dokonywania zmiany aktu wykonawczego.	
276.	Art. 1 pkt 13 lit. d tiret dwa projektu w zakresie art. 9g ust. 4 pkt 10 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „10) procedury zgłoszenia zmiany sprzedawcy – w przypadku instrukcji opracowanej przez operatora systemu.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana ma na celu doprecyzowanie przepisu w zakresie uwzględnienia w instrukcjach wyłącznie procedury zgłaszania zmiany sprzedawcy. Wydaje się nadmiarową regulacją uzupełnianie instrukcji OSD o zapisy umożliwiające uruchamianie mechanizmu podobnego do Rynku Bilansującego (zgłaszanie do realizacji umów sprzedaży) – tak daleko idąca zmiana polegająca na organizowaniu kolejnych platform zgłaszania umów sprzedaży powinna być poprzedzona analizami i opracowaniem całego modelu rynku. Dodatkowo proponuje się by przepis obowiązywał do czasu uruchomienia centralnego systemu informacji pomiarowych. Po wdrożeniu centralnego systemu informacji pomiarowych odpowiedzialność za proces zmiany sprzedawcy będzie podzielona pomiędzy poszczególnych użytkowników systemu, stosownie do ich ról i właściwości funkcjonalnych w odniesieniu do przypisanych im zadań i czynności jakie realizują przy zmianie sprzedawcy. Podmiotem monitorującym poprawność i skuteczność przeprowadzanych zmian sprzedawcy będzie operator informacji pomiarowych.	

277.	Art. 1 pkt 13 lit. e projektu w zakresie art. 9g ust. 5 ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie art. 9g ust. 5 z projektu nowelizacji <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana jest konsekwencją uwag do art. 9g ust. 1, 2 oraz 3a.	
278.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu w zakresie art. 9g ust. 5b ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie art. 9g ust. 5b z projektu nowelizacji <i>Uzasadnienie:</i> W kontekście uwag do art. 9g ust. 3 wskazanym byłoby uwzględnienie istotnych postanowień umów w Instrukcji zamiast ich dołączanie do Instrukcji. Ponadto, należy zwrócić uwagę, że umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji są umowami wzajemnymi - w związku z powyższym ostatnie zdanie, że „Postanowienia te są wiążące dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami” jest nieprawdziwe, gdyż postanowienia te byłyby wiążące zarówno dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami, jak i dla sprzedawców przy zawieraniu umów z operatorami.	
279.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu w zakresie art. 9g ust. 5b ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „5b. Operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu przesyłowego dołącza do instrukcji, jako jej integralną część, istotne postanowienia odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji, której przedmiotem jest umożliwienie sprzedawcom sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenie usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora oraz warunki, zasady i standardy wymiany informacji pomiędzy operatorem a sprzedawcą paliw gazowych lub energii. Postanowienia te są wiążące dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy rozszerzenie, iż częścią instrukcji powinny być również warunki i standardy w oparciu o które odbywa się wymiana informacji pomiędzy OSD a sprzedawcą. Zgodnie z obecnymi IRiESD OSD samodzielnie ustalają standardy wymiany informacji ze sprzedawcami. Tym samym standardy te mogą być dowolnie kształtowane przez OSD całkowicie pozbawiając sprzedawców możliwości wpływania na kwestie w nich zawarte.	

280.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu w zakresie art. 9g ust. 5b ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „5b. Operator systemu dystrybucyjnego dołącza do instrukcji, jako jej integralną część, istotne postanowienia odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji, której przedmiotem jest umożliwienie sprzedawcom sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenie usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora. Postanowienia te są wiążące dla operatora przy zawieraniu umów ze sprzedawcami.” <i>Uzasadnienie:</i> Powyższa propozycja nowego brzmienia art. 9g ust. 5b zakłada usunięcie z katalogu podmiotów zobowiązanych operatora systemu przesyłowego, ponieważ umowa o świadczenie usługi przesyłania z operatorem systemu przesyłowego jest aktem nadrzędnym wobec instrukcji, która stanowi załącznik do tej umowy.	
281.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu w zakresie art. 9g ust. 5b ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreślenie zapisu. <i>Uzasadnienie:</i> W kontekście uwag do art. 9g ust. 3 Projektu wskazanym byłoby uwzględnienie istotnych postanowień umów w Instrukcji zamiast ich dołączanie do Instrukcji. Ponadto, należy zwrócić uwagę, że umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji są umowami wzajemnymi - w związku z powyższym ostatnie zdanie, że „Postanowienia te są wiążące dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami” jest nieprawdziwe, gdyż postanowienia te byłyby wiążące zarówno dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami, jak i dla sprzedawców przy zawieraniu umów z operatorami.	
282.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu w zakresie art. 9g ust. 5b ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie przepisu Alternatywnie zmiana brzmienia: „5b. Operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu przesyłowego dołącza do instrukcji ogólny wzór, jako jej integralną część, istotne postanowienia odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji, której przedmiotem jest umożliwienie sprzedawcom sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenie usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora. ~~Postanowienia te są wiążące dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami.~~” <i>Uzasadnienie:</i> Zwracamy uwagę, że w zakres istotnych postanowień umowy wchodzi między innymi cena oraz świadczenie, które nie są jednolite. Ponadto każdorazowa zmiana tych postanowień spowoduje konieczność nowelizacji IRiESD i IRiESP. W związku z powyższym proponujemy wykreślenie	

			przepisu względnie zmianę brzmienia zgodnie z zaproponowanym, chociaż podkreślić należy, że wzory umów już w tej chwili są ogólnie dostępne.	
283.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu w zakresie art. 9g ust. 5b ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> Usunięcie części wprowadzającej art. 9g ust. 5b: <i>Uzasadnienie:</i> Wskazaniem byłoby uwzględnienie istotnych postanowień umów w Instrukcji, zamiast ich dołączanie do Instrukcji. Ponadto, należy zwrócić uwagę, że umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji są umowami wzajemnymi - w związku z powyższym ostatnie zdanie, że „Postanowienia te są wiążące dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami” jest nieprecyzyjne, gdyż postanowienia te byłyby wiążące zarówno dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami, jak i dla sprzedawców przy zawieraniu umów z operatorami.	
284.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu w zakresie art. 9g ust. 5b ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreśla się <i>Uzasadnienie:</i> OSP publikuje standardy umów z poszczególnymi kontrahentami, zaś instrukcja ruchu i eksploatacji sieci stanowi część indywidualnej umowy z kontrahentem, w tym ze sprzedawcą energii elektrycznej. Ustanowienie „integralnej części instrukcji” w postaci „istotnych postanowień”, a które byłyby wiążące dla operatorów stanowi zapętlone odwołanie – instrukcja stanowiłaby część umowy, która to umowa (w istotnej części) stanowiłaby wiążącą jednostronnie część instrukcji. Otwarte związanie tylko jednej strony zapisami umowy staje w sprzeczności z zasadą swobody stanowienia umów. Ponadto, nieuregulowana pozostaje kwestia wymogu wynikającego z art. 9g ust. 2 ustawy PE odnośnie poddania zmian instrukcji konsultacjom z użytkownikami systemu. W związku z faktem zatwierdzania IRiESP przez Prezesa URE, wydaje się, iż Prezes URE ma wystarczające instrumenty dotyczące kontroli działalności OSP i proponowane w projekcie ustawy rozwiązanie jest nadmiarowe. Przepis jest tym bardziej niejasny, gdyż dotyczy tylko jednej grupy kontrahentów w dodatku, grupy uznawanej za najbardziej konkurencyjną i z najmniejszymi barierami wejścia na rynek. Utrzymanie przepisu narusza kierunkową zasadę, jaką powinien kierować się OSP – równoprawnego traktowania użytkowników systemu. Alternatywnie poddajemy pod rozważę by zakres podmiotowy dodawanego przepisu art. 9g ust. 5b powinien dotyczyć wyłącznie OSD. Regulacja ta nie powinna dotyczyć OSP uwzględniając inne	

			regulacje ustawy Prawo energetyczne, w tym w szczególności zważywszy na następujące uwarunkowania: Odbiorca przyłączony do sieci OSP na podstawie zawartej umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej staje się uczestnikiem Rynku Bilansującego (URB) i obowiązują go postanowienia IRiESP, która obejmuje również część dot. bilansowania systemu (jak w art. 9g ust. 6). Ta część IRiESP zawiera m.in. postanowienia dot. zgłaszania i przyjmowania do realizacji przez OSP umów sprzedaży. Odbiorca jako URB jest podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe w rozumieniu tego pojęcia zdefiniowanego w art. 3 pkt 42 ustawy Prawo energetyczne. Zgodnie z postanowieniami obowiązującej IRiESP Bilansowanie pkt 2.1.5.1.2. <i>„2.1.5.1.2. Użytkownik systemu będący Odbiorcą końcowym (URBOK) jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii na Rynku Bilansującym, przy czym użytkownik systemu będący URBOK przyłączonym do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego może umocować innego URB, który w ramach swojej JG odbiorczej będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym. Jeżeli URB umocowany przez URBOK zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym, to URBOK staje się odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii ze skutkiem od dnia zaprzestania przez tego URB działalności na Rynku Bilansującym.”</i> Uwzględniając powyższe do odbiorców przyłączonych do sieci OSP nie mają zastosowanie przepisy art. 5 ust. 2a ustawy Prawo energetyczne, tj. odbiorca przyłączony do sieci OSP nie wskazuje w umowie o świadczenie usług przesyłania wybranego przez siebie sprzedawcy i umowa ta nie zawiera zasad zmiany tego sprzedawcy. Obowiązek oznaczenia w umowie o świadczenie usług dystrybucji sprzedawcy, z którym odbiorca ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej i zasad zmiany tego sprzedawcy, zgodnie z art. 5 ust. 2a ustawy Prawo energetyczne, dot. odbiorców, którzy jako użytkownicy systemu nie są podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe. Odbiorca przyłączony do sieci OSP nie należy do grupy odbiorców objętych regulacją powołanego przepisu i z tego względu zakres podmiotowy projektowanego przepisu art. 9g ust. 5b powinien dotyczyć wyłącznie OSD.	

285.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu w zakresie art. 9g ust. 5c ustawy	Energia S.A.	Proponowana zmiana: „5c. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego powinna zawierać wyodrębnioną część dotyczącą szczegółowych zasad współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji pomiarowych, z użytkownikami systemu i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z centralnego systemu informacji pomiarowych ~~przekazywania danych pomiarowych lub uprawnionymi do ich otrzymywania~~, określającą w szczególności: 1) procedury przyłączania użytkowników oraz zasady korzystania z centralnego systemu informacji pomiarowych; 24) warunki, jakie muszą być spełnione dla zapewnienia bezpieczeństwa danych przetwarzanych, przechowywanych i archiwizowanych w centralnym systemie informacji pomiarowych ~~informacji pomiarowych~~; 32) procedury dotyczące przekazywania informacji ~~pomiarowych~~ przez podmioty zobowiązane, tym określone w art. 11x ust. 1 i 2, obejmujące: a) harmonogram przekazywania informacji ~~pomiarowych~~, b) format informacji ~~pomiarowych~~, c) standardy techniczne komunikacji, d) działania w sytuacjach awaryjnych; 3) ~~metody weryfikacji poprawności i kompletności informacji pomiarowych oraz sposób wyznaczania na ich podstawie wskaźników jakości danych pomiarowych;~~ 4) zakres i sposób udostępniania użytkownikom systemu informacji pomiarowych do których są oni uprawnieni; 5) ~~sposób i zasady publikacji wskaźników jakości danych pomiarowych poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.~~” <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowany w tym punkcie zakres instrukcji opracowywanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest zbyt szeroki, gdyż umożliwia operatorowi systemu przesyłowego kształtowanie zasad funkcjonowania rynku energii, który jest domeną ustawy Prawo energetyczne oraz rozporządzeń do niej. To ustawa PE (np. w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 11zf), a nie instrukcja OSP powinna określać: uprawnienia użytkowników systemu, zakres udostępniania użytkownikom systemu informacji z CSIP, sposób i zasady publikacji wskaźników jakości danych, w tym pomiarowych itp., tym bardziej, że niniejsza nowelizacja ustawy PE w sposób bardzo ogólny i nieprecyzyjny określa sam zakres „informacji pomiarowych” i „danych pomiarowych”.	

			Ponadto zgodnie z art. 11c ust. 2 operator informacji pomiarowych będzie zapewniał obsługę nie tylko procesów związanych z informacjami pomiarowymi, dlatego proponujemy odnoszenie się do szerszego pojęcia „informacji”, a nie wyłącznie „informacji pomiarowych”, gdyż zawęży ono zakres działania CSIP.	
286.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu w zakresie art. 9g ust. 5c ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „5c. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego powinna zawierać wyodrębnioną część dotyczącą szczegółowych zasad współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji pomiarowych, z użytkownikami systemu i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z centralnego systemu informacji pomiarowych ~~przekazywania danych pomiarowych lub uprawnionymi do ich otrzymywania~~, określającą w szczególności: 1) procedury przyłączania użytkowników oraz zasady korzystania z centralnego systemu informacji pomiarowych; 2) warunki, jakie muszą być spełnione dla zapewnienia bezpieczeństwa danych przetwarzanych, przechowywanych i archiwizowanych w centralnym systemie informacji pomiarowych ~~informacji pomiarowych;~~ 3) ~~procedury dotyczące przekazywania informacji pomiarowych przez podmioty zobowiązane, tym określone w art. 11x ust. 1 i 2, obejmujące:~~ a) harmonogram przekazywania informacji ~~pomiarowych~~, b) format informacji ~~pomiarowych~~, c) standardy techniczne komunikacji, d) działania w sytuacjach awaryjnych; 3) ~~metody weryfikacji poprawności i kompletności informacji pomiarowych oraz sposób wyznaczania na ich podstawie wskaźników jakości danych pomiarowych;~~ 4) ~~zakres i sposób udostępniania użytkownikom systemu informacji pomiarowych do których są oni uprawnieni;~~ 5) ~~sposób i zasady publikacji wskaźników jakości danych pomiarowych poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.”~~ <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowany w tym punkcie zakres instrukcji opracowywanej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego jest zbyt szeroki, gdyż umożliwia operatorowi systemu przesyłowego kształtowanie zasad funkcjonowania rynku energii, który jest domeną ustawy Prawo	

			energetyczne oraz rozporządzeń do niej. To ustawa PE (np. w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 11zf), a nie instrukcja OSP powinna określać: uprawnienia użytkowników systemu, zakres udostępniania użytkownikom systemu informacji z CSIP, sposób i zasady publikacji wskaźników jakości danych pomiarowych itp., tym bardziej, że niniejsza nowelizacja ustawy PE w sposób bardzo ogólny i nieprecyzyjny określa sam zakres „informacji pomiarowych” i „danych pomiarowych”. Ponadto zgodnie z art. 11c ust. 2 operator informacji pomiarowych będzie zapewniał obsługę nie tylko procesów związanych z informacjami pomiarowymi, dlatego proponujemy odnoszenie się do szerszego pojęcia „informacji”, a nie wyłącznie „informacji pomiarowych”, gdyż zawęży ono zakres działania CSIP.	
287.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu w zakresie art. 9g ust. 5c pkt 2 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) procedury dotyczące realizacji procesów rynku detalicznego, o których mowa w art. 11zf ust. 1 pkt. 2) oraz przekazywania informacji pomiarowych przez podmioty zobowiązane, tym określone w art. 11x ust. 1 i 2, obejmujące: a) harmonogram przekazywania informacji pomiarowych, b) format informacji pomiarowych, c) standardy techniczne komunikacji, d) działania w sytuacjach awaryjnych;” <i>Uzasadnienie:</i> W związku z określeniem w rozporządzeniu o którym mowa w art. 11zf procesów obsługiwanych przez operatora informacji pomiarowych niezbędne jest również określenie w IRiESP procedur, które będą opisywały sposób postępowania przy realizacji poszczególnych procesów rynku detalicznego, w tym np. procedury zmiany sprzedawcy, procedury obsługi umowy sprzedaży energii elektrycznej itd.	
288.	Art. 1 pkt 13 lit. f projektu – dodanie lit. f ¹ w zakresie art. 9g ust. 6 pkt 2 lit f ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana treść:</i> „f1) w ust. 6 pkt 2 dodaje się lit. f w brzmieniu: „f) wydawania poleceń zmniejszenia wytwarzanej mocy elektrycznej, o których mowa w art. 9c ust. 7a, oraz zasady zwracania utraconych przychodów;”; <i>Uzasadnienie:</i> Powyższe zmiany zakresu przedmiotowego IRiESP wynikają z konieczności szczegółowego uregulowania zasad wydawania poleceń wskazanych w nowym art. 9c ust. 7a oraz wynikających z nich rozliczeń finansowych. Umieszczenie szczegółowych zasad w IRiESP jest uzasadnione	

			zachowaniem spójności regulacji. IRiESP, opracowywany przez OSP i zatwierdzany przez Prezesa URE, pozwala na określenie szczegółowego sposobu wykonania przepisów ustawy PE oraz rozporządzenia wydanego na mocy art. 9 ustawy. Zapewnia również przestrzeń dla precyzyjnych, technicznych uregulowań oraz odpowiednią elastyczność, konieczną ze względu na dynamikę zmian w systemie elektroenergetycznym oraz na rynku energii. W przypadku redukcji wytwarzania z farm wiatrowych, IRiESP powinna określać zasady zwracania utraconych przychodów, co oznacza wskazanie sposobu obliczenia wielkości energii niewytworzonej w następstwie wydania polecenia oraz określenia możliwych przychodów ze sprzedaży tej energii. Zwracanie wytwórcom energii z farm wiatrowych utraconych przychodów jest rozwiązaniem korzystnym zarówno dla wytwórców, ponieważ zdejmuje z nich ryzyko finansowe związane z interwencyjną redukcją, jak i dla odbiorców, ponieważ wytwórcy nie muszą pokrywać ryzyka poprzez wyższe marże na rynku. Proces zatwierdzania zmian instrukcji przez Prezesa URE umożliwia zrównoważenie interesów wszystkich stron.	
289.	Art. 1 pkt 13 lit. g projektu w zakresie art. 9g ust. 8 ustawy	KIGeIT	Zmiany Instrukcji powinny być realizowane w formie konsultacyjnej prowadzonej przez PURE, dodatkowo przy zatwierdzeniu Instrukcji PURE powinien uwzględnić potencjalne koszty rynkowe wdrożenia zmian procedur zmiany sprzedawcy i procesów wpływających na obsługę klienta.	
290.	Art. 1 pkt 13 lit. g projektu w zakresie art. 9g ust. 8 ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie art. 9g ust. 8 z projektu nowelizacji <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana jest konsekwencją uwag do art. 9g ust. 1, 2, 3a oraz ust. 5.	
291.	Art. 1 pkt 13 lit. h projektu w zakresie art. 9g ust. 8a ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „8a. Przepisu ust. 8, i 8c nie stosuje się do instrukcji opracowanej przez operatora, o którym mowa w art. 9d ust. 7.” <i>Uzasadnienie:</i> Projektowany art. 9d ust. 8d do art. 9g wprowadza nową kompetencję dla Prezesa URE do wezwania operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi URE zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie. Zgodnie z brzmieniem art. 9g ust. 8 oraz 8c, Prezes URE zatwierdza instrukcję jeśli spełnia ona wymogi określone przepisami prawa energetycznego. A contrario jeśli Instrukcja nie spełnia	

			wymogów, Prezes URE nie dokona jej zatwierdzenia. Zatem kompetencja Prezesa URE do samodzielnej zmiany Instrukcji wydaje się być zbyt dużą ingerencją w stosunki prawne obowiązujące w momencie wejścia w życie czy obowiązywania danej Instrukcji. Działalność operatorów jako działalność koncesjonowana podlega już ograniczeniom swobody działalności gospodarczej. Prezes URE sprawuje nadzór na wykonywaniem działalności operatorskiej w ramach udzielonej koncesji i jako organ władzy wykonawczej nie powinien ingerować głębiej w prowadzenie działalności gospodarczej, za której prowadzenie nie ponosi żadnego ryzyka gospodarczego.	
292.	Art. 1 pkt 13 lit. h projektu w zakresie art. 9g ust. 8a ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreśla się <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana bezprzedmiotowa jeśli zostaną uwzględnione uwagi dotyczące art. 1 pkt 13 lit i (dotyczące art. 9g ust. 8c – 8d ustawy PE).	
293.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie art. 9g ust. 8c ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> „Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję jeżeli spełnia ona wymagania określone w ust. 1, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana jest konsekwencją uwag do art. 9g ust. 1, 2, 3a, 5 oraz ust. 8 oraz stanowi uzupełnienie wadliwie skonstruowanego odwołania, pomijającego ust. 1 art. 9g.	
294.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie art. 9g ust. 8c ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję jeżeli: a) spełnia ona odpowiednio do swojego zakresu wymagania określone w ust. 3, 3a, 4, 5 i 6a; b) uwzględnia zasadę równoprawnego traktowania użytkowników systemu; c) zapewnia bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego lub elektroenergetycznego; d) zapewnia efektywne działania odpowiedniego operatora; e) w uzasadniony sposób uwzględnia uwagi użytkowników zgłoszone w procesie konsultacji” <i>Uzasadnienie:</i> Z uzasadnienia wynika, iż przepis ma mieć zastosowanie, nie tylko do instrukcji operatora systemu magazynowania, choć odwołanie jest wyłącznie do kryteriów zawartych w art. 9g ust. 3a. Jeżeli niezbędne jest określenie przesłanek jakimi powinien kierować się Prezes URE przy zatwierdzaniu odpowiedniej instrukcji katalog tych przesłanek należy powiązać z zasadami działania OSP, OSD i OSM. Te podmioty nie mają w swoim zakresie działania promowania konkurencji lecz	

			muszą kierować się zasadą równoprawnego traktowania użytkowników systemu. Z niektórych przepisów wynika wręcz, że mogą promować niektóre kategorie użytkowników systemu kosztem ich konkurentów (np. promowanie wytwórców wykorzystujących OZE lub wysokosprawną kogenerację). Należy nadmienić jednocześnie, iż żadne postępowania uprawnionych organów nie wykazały hamowania konkurencji z powodu krzywdzących postanowień instrukcji. Prezes URE od 2010 r. posiada instrument pełnej kontroli nad zatwierdzaniem instrukcji i jej zmian, zaś ograniczenia w tym zakresie (brak zatwierdzania instrukcji części OSD) miały miejsce wyłącznie w związku z podjętą inicjatywą po stronie Prezesa URE. Alternatywnie – w przypadku nieuwzględnienia uwagi proponujemy przepis usunąć. Dotychczas zatwierdzanie instrukcji przebiegało sprawnie a mechanizm jej wdrażania nie był kwestionowany przez regulatora bądź uczestników rynku.	
295.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie art. 9g ust. 8c ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreśla się <i>Uzasadnienie:</i> Ze względu na brak szczegółowego uzasadnienia regulacji niejasny jest jej cel. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci jest częścią umów przesyłania lub dystrybucji realizowanych na ryzyko podmiotów wykonujących funkcje OSP lub OSD. Jednostronna zmiana ww. umów przez regulatora stanowi wejście w kompetencje organów zarządzających przedsiębiorstwa pełniącego funkcje OSP lub OSD. Brak jest uzasadnienia przedmiotowego zapisu w Uzasadnieniu do Projektu, brak jest analizy czemu nie wystarczają dotychczasowe narzędzia postępowania administracyjnego. Jak wspomniano wyżej Prezes URE posiada uprawnienie zatwierdzenia instrukcji od 2010 r. i od tego czasu posiada kontrolę nad poczynaniami przedsiębiorstw energetycznych. Użytkownicy systemu mają możliwość zgłoszenia swoich zastrzeżeń do projektowanych zmian IRiESP zatem Prezes URE ma możliwość poznania ewentualnych zastrzeżeń użytkowników systemu w trakcie postępowania administracyjnego w przedmiocie zatwierdzania zmian instrukcji ruchu i eksploatacji sieci. Podnieść należy również okoliczność, iż do kontrolowania postanowień umów, które mogłyby naruszać niektóre chronione dobra upoważniony jest Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, oprowadzając możliwość zmiany umowy lub jej istotnej części z urzędu może skutkować kolizjami kompetencyjnymi z organem mającym za zadanie ochronę konkurencji.	
296.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie	Lewiatan	Zgodnie z projektem zapisów, Prezes URE będzie mógł wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, który przedłożył instrukcję, do jej zmiany w oznaczonym zakresie, wyznaczając mu w tym celu odpowiedni termin, a w razie niewykonania wezwania w	

	art. 9g ust. 8c i 8d ustawy		terminie, będzie mógł z urzędu zmienić instrukcję w zakresie objętym wezwaniem i zatwierdzić ją w brzmieniu uwzględniającym wprowadzone przez nią zmiany. Jest to zbyt duża ingerencja Prezesa URE w proces zatwierdzania instrukcji w szczególności w sytuacji, gdzie zatwierdzanie tego dokumentu może się odbywać tylko na wniosek OSD lub OSP. Od takiej decyzji Prezesa URE przysługuje możliwość odwołania się strony do właściwego organu sądowego, w przypadku uznania działania Prezesa URE za nieuzasadnione Skarb Państwa będzie musiał pokryć szkodę poniesioną przez przedsiębiorstwo energetyczne.	
297.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie art. 9g ust. 8c i 8d ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję jeżeli spełnia ona wymagania określone w ust. 3a, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. 8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c, z wyłączeniem wymagań określonych w ust. 3a. W wezwaniu określa się zakres zmian oraz wyznacza odpowiedni termin na ich wprowadzenie. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w wyznaczonym terminie zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie.” <i>Uzasadnienie:</i> Powyższe przepisy budzą wątpliwości interpretacyjne co do zakresu ich stosowania. Ustęp 8c odwołuje się do ust. 3a, który dotyczy instrukcji dla instalacji magazynowej. Natomiast ust. 8d, który dotyczy także OSD i OSP nakazuje tym podmiotom opracowanie instrukcji zgodnie z ust. 8c a więc także zgodnie z ust. 3a czyli ustępem dedykowanym działalności magazynowej. Powyższe powoduje sprzeczność w przepisach i prowadzi do interpretacji że OSP/OSD muszą przygotować instrukcję zgodnie z zasadami przewidzianymi dla instrukcji „magazynowej”.	
298.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie art. 9g ust. 8c i 8d ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję jeżeli spełnia ona wymagania określone w ust. 3a, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. 8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta	

			nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c, z wyłączeniem wymagań określonych w ust. 3a. W wezwaniu określa się zakres zmian oraz wyznacza odpowiedni termin na ich wprowadzenie. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w wyznaczonym terminie zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie.”. <i>Uzasadnienie:</i> Projektowany ustęp 8c odwołuje się do ust. 3a, który dotyczy instrukcji dla instalacji magazynowej. Natomiast ust. 8d, który dotyczy także OSD i OSP nakazuje tym podmiotom opracowanie instrukcji zgodnie z ust. 8c, a więc także zgodnie z ust. 3a, czyli ustępem dedykowanym według projektu działalności magazynowej. Powyższe powodować może wątpliwości interpretacyjne, które prowadzić mogłyby do wniosku, że OSP/OSD muszą przygotować instrukcję zgodnie z zasadami przewidzianymi dla instrukcji „magazynowej”.	
299.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie art. 9g ust. 8d ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie art. 9g ust. 8d z projektu nowelizacji <i>Uzasadnienie:</i> Nowy ust. 8 d do art. 9g wprowadza nową kompetencję dla PURE do wezwania operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c. W przypadku nieprzedłożenia PURE zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie. Powyższa dodatkowa kompetencja jest niezrozumiała w kontekście art. 9g ust. 8 oraz 8c, zgodnie z którymi PURE zatwierdza instrukcję jeśli spełnia ona wymogi określone przepisami prawa energetycznego. A contrario jeśli Instrukcja nie spełnia wymogów, PURE nie dokona jej zatwierdzenia. Zatem kompetencja PURE do samodzielnej zmiany Instrukcji wydaje się być zbyt dużą ingerencją w stosunki prawne obowiązujące w momencie wejścia w życie czy obowiązywania danej Instrukcji. Działalność operatorów jako działalność koncesjonowana podlega już ograniczeniom swobody działalności gospodarczej. PURE sprawuje nadzór na wykonywaniem działalności operatorskiej <u>w ramach udzielonej koncesji i jako organ władzy wykonawczej nie powinien ingerować głębiej w prowadzenie działalności gospodarczej</u>, za której prowadzenie nie ponosi żadnego ryzyka gospodarczego.	

300.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie art. 9g ust. 8d ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c. W wezwaniu określa się zakres zmian oraz wyznacza odpowiedni, nie krótszy niż 60 dni, termin na ich wprowadzenie. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w wyznaczonym terminie zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie. W takim przypadku Prezes URE przeprowadza konsultacje społeczne proponowanych zmian instrukcji zgodnie z art. 9g ust. 2”. <i>Uzasadnienie:</i> Zgodnie z projektem zapisów, Prezes URE będzie mógł wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, który przedłożył instrukcję, do jej zmiany w oznaczonym zakresie, wyznaczając mu w tym celu odpowiedni termin, a w razie niewykonania wezwania w terminie, będzie mógł z urzędu zmienić instrukcję w zakresie objętym wezwaniem i zatwierdzić ją w brzmieniu uwzględniającym wprowadzone przez nią zmiany. Jest to zbyt duża jednostronna ingerencja Prezesa URE w proces zatwierdzania instrukcji w szczególności w sytuacji, gdzie zatwierdzanie tego dokumentu może się odbywać tylko na wniosek OSD lub OSP. Dlatego proponujemy aby: • W takim przypadku (zmiana z urzędu) proponowane przez Prezesa URE zmiany podlegały również konsultacjom społecznym, tak jak ma to miejsce w przypadku normalnych zmian instrukcji, • Określony został minimalny okres czasu (nie krótszy niż 2 miesiące) na przedstawienie zapisów instrukcji do zatwierdzenia przez Prezesa URE po wezwaniu, • Od decyzji Prezesa URE istniała możliwość odwołania się strony do właściwego organu sądowego. Pozostaje również wątpliwość, czy w przypadku wezwania Prezesa URE do wprowadzenia zmian w instrukcji, takie zmiany podlegają również konsultacjom społecznym?	
301.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie art. 9g ust. 8d ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 9g ust. 8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego i operatora systemu magazynowania do zmiany...”. <i>Uzasadnienie:</i>	

			W art. 9g ust. 8d. jest mowa tylko o wezwaniu OSD i OSP przez Prezesa URE pomimo, że art. 9 g g) ust.8 mówi również o operatorze systemu magazynowania.	
302.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie art. 9g ust. 8d ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c. W wezwaniu określa się zakres zmian oraz wyznacza odpowiedni termin na ich wprowadzenie.” <i>Uzasadnienie:</i> Projektowany art. 9d ust. 8d do art. 9g wprowadza nową kompetencję dla Prezesa URE do wezwania operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi URE zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie. Zgodnie z brzmieniem art. 9g ust. 8 oraz 8c, Prezes URE zatwierdza instrukcję jeśli spełnia ona wymogi określone przepisami prawa energetycznego. A contrario jeśli Instrukcja nie spełnia wymogów, Prezes URE nie dokona jej zatwierdzenia. Zatem kompetencja Prezesa URE do samodzielnej zmiany Instrukcji wydaje się być zbyt dużą ingerencją w stosunki prawne obowiązujące w momencie wejścia w życie czy obowiązywania danej Instrukcji. Działalność operatorów jako działalność koncesjonowana podlega już ograniczeniom swobody działalności gospodarczej. Prezes URE sprawuje nadzór na wykonywaniu działalności operatorskiej w ramach udzielonej koncesji i jako organ władzy wykonawczej nie powinien ingerować głębiej w prowadzenie działalności gospodarczej, za której prowadzenie nie ponosi żadnego ryzyka gospodarczego	
303.	Art. 1 pkt 13 lit. i projektu w zakresie art. 9g ust. 8d ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreśla się <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana wynika z postulatu nie wprowadzenia przepisu zawartego w art. 9g ust. 8c.	
304.	Art. 1 pkt 13 lit. j projektu w zakresie art. 9g ust. 9 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzoną instrukcję.” <i>Uzasadnienie:</i> Projektowany art. 9d ust. 8d do art. 9g wprowadza nową kompetencję dla Prezesa URE do wezwania operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do zmiany stosowanej przez	

			nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8c. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi URE zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, samodzielnie zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie. Zgodnie z brzmieniem art. 9g ust. 8 oraz 8c, Prezes URE zatwierdza instrukcję jeśli spełnia ona wymogi określone przepisami prawa energetycznego. A contrario jeśli Instrukcja nie spełnia wymogów, Prezes URE nie dokona jej zatwierdzenia. Zatem kompetencja Prezesa URE do samodzielnej zmiany Instrukcji wydaje się być zbyt dużą ingerencją w stosunki prawne obowiązujące w momencie wejścia w życie czy obowiązywania danej Instrukcji. Działalność operatorów jako działalność koncesjonowana podlega już ograniczeniom swobody działalności gospodarczej. Prezes URE sprawuje nadzór na wykonywaniu działalności operatorskiej w ramach udzielonej koncesji i jako organ władzy wykonawczej nie powinien ingerować głębiej w prowadzenie działalności gospodarczej, za której prowadzenie nie ponosi żadnego ryzyka gospodarczego	
305.	Art. 1 pkt 13 lit. j projektu w zakresie art. 9g ust. 9 ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie art. 9g ust. 9 z projektu nowelizacji. <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana jest konsekwencją uwag do art. 9g ust. 8d.	
306.	Art. 9g ust. 12 ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> „Użytkownicy systemu oraz odbiorcy, których urządzenia, instalacje lub sieci są przyłączone do sieci operatora systemu gazowego lub systemu elektroenergetycznego, lub korzystający z usług świadczonych przez tego operatora, są obowiązani stosować się do warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji w zakresie, w którym dotyczą one odbiorcy, określonych w instrukcji, o której mowa w ust. 1. Instrukcja ta stanowi część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy kompleksowej.” <i>Uzasadnienie:</i> Uwaga o charakterze redakcyjnym korygująca art. 9g ust. 12. Odbiorcy to kategoria szersza niż użytkownicy systemu, a zatem przepis ust. 12 nie powinien brzmieć „Użytkownicy systemu, w tym odbiorcy”. Ponadto, z doświadczenia w stosowaniu tego przepisu wynika, że w praktyce obrotu gospodarczego nie jest jednoznaczne co dokładnie powinni stosować użytkownicy systemu oraz odbiorcy z instrukcji	

			danego operatora. Nie wszystkie zasady opisane w instrukcjach mieszczą się w określeniu „warunków i wymagań oraz procedur postępowania i wymiany informacji”.	
307.	Art. 10a ust 3 pkt 5 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „5) zapotrzebowania na energię elektryczną lub energię cieplną, w tym energię chłodu. ”	
308.	Art. 10b ust 4 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „4. Jeżeli jest planowana budowa lub przebudowa, lub znaczna modernizacja jednostki wytwórczej energii elektrycznej lub elektrowni przemysłowej, analiza kosztów i korzyści zawiera porównanie tej jednostki lub elektrowni z jednostką wytwórczą lub elektrociepłownią przemysłową wytwarzającą taką samą ilość energii elektrycznej w procesie wytwarzania ciepła odpadowego w instalacji przemysłowej lub w wysokosprawnej kogeneracji albo zaopatrującą użytkowników systemu w energię cieplną, w tym energię chłodu , za pomocą sieci ciepłowniczych lub chłodniczych.” <i>Uzasadnienie:</i> Należy wskazać na konieczność ujednolicenia tekstu ustawy aby zachować precyzyjność i konsekwencje w pojęciach, którymi posługuje się ustawodawca. W szczególności pojęcie „energia cieplna” używane w Prawie energetycznym powinno zawierać w sobie wszystkie rodzaje energii cieplnej w różnych temperaturach. Energii chłodu jest specyficznym rodzajem energii cieplnej o ujemnej temperaturze. Innymi słowy energia chłodu jest także rodzajem energii cieplnej. W przypadku gdy w przepisach jest mowa o szczególnym rodzaju energii cieplnej – „chłodzie”, wyraz ten powinien być każdorazowo zastąpiony wyrazami „energia chłodu”.	
309.	Art. 10b ust 5 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „5. W przypadkach, o których mowa w ust. 1 pkt 3 i 4, przedsiębiorstwa energetyczne oraz przedsiębiorcy, o których mowa w art. 10a ust. 1, sporządzają analizę kosztów i korzyści we współpracy z przedsiębiorstwem energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją energii cieplnej, w tym energii chłodu. ” <i>Uzasadnienie:</i> Należy wskazać na konieczność ujednolicenia tekstu ustawy aby zachować precyzyjność i konsekwencje w pojęciach, którymi posługuje się ustawodawca. W szczególności pojęcie „energia cieplna” używane w Prawie energetycznym powinno zawierać w sobie wszystkie rodzaje energii cieplnej w różnych temperaturach. Energii chłodu jest specyficznym rodzajem energii cieplnej o ujemnej temperaturze. Innymi słowy energia chłodu jest także rodzajem energii cieplnej.	

			W przypadku gdy w przepisach jest mowa o szczególnym rodzaju energii cieplnej – „chłódzie”, wyraz ten powinien być każdorazowo zastąpiony wyrazami „energia chłodu”.	
310.	Art. 11 ustawy	IGG - GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie art. 11 projektu nowelizacji <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana jest konsekwencją uwag do art. 9g ust. 3a.	
311.	Art. 11 ustawy - po ust. 3 dodaje się ust. 3a	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu: „3a. Odbiorcom, którzy zastosowali się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej może przysługiwać wynagrodzenie na zasadach określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponuje się dodać przepis o charakterze fakultatywnym dotyczący wynagradzania za redukcję poboru energii elektrycznej w ramach zastosowania się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Fakultatywność zapisu wynika z okoliczności, iż nie każde ograniczenia są tak dotkliwe by uzasadniały wypłatę wynagrodzenia za nie (w stopniu 11 odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej oraz postulowane jest by był stopień „0” zawieszający ograniczenia). Ponadto, nie należy wypłacać wynagrodzenia podmiotom, które nie ograniczyły poboru energii do wielkości wymaganej w obowiązującym je stopniu zasilania – tzn. byli objęci ograniczeniami ale przekraczali dopuszczalną dla nich moc w zakomunikowanym stopniu zasilania. Przepis w takim kształcie umożliwi wypłatę wynagrodzeń po wydaniu stosownego rozporządzenia, zgodnego z nową delegacją, również fakultatywną.	
312.	Art. 11 ustawy - po ust. 6b dodaje się ust. 6c	PSE SA.	<i>Proponowana zmiana:</i> po ust. 6b dodaje się ust. 6c w brzmieniu: „Art. 11 ust. 6c. Rozporządzenie, o którym mowa w ust. 6, w zakresie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej może określić w szczególności: 1) ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, za które przysługuje odbiorcy wynagrodzenie; 2) sposób ustalania danych celem określenia wielkości zrealizowanej przez odbiorcę energii elektrycznej redukcji wynikającej z ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlegającej wynagrodzeniu; 3) warunki wypłaty wynagrodzenia za redukcję wynikającą z wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz sposób ustalania tego wynagrodzenia, w tym jego stawkę;	

		4) sposób i tryb dokonywania rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami energii elektrycznej w zakresie wynikającym z pkt 1-3; 5) sposób i tryb wymiany informacji, zakres i rodzaj przekazywanych danych pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami energii elektrycznej w zakresie wynikającym z pkt 1-4; 6) zakres i rodzaj publikowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne danych o odbiorcach energii elektrycznej podlegających ograniczeniom lub uwzględnianych w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej” <i>Uzasadnienie:</i> Delegacja ustawowa do wydania rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła została ukształtowana na bazie doświadczeń wynikających z innych, odmiennych niż obecne, uwarunkowań gospodarczych i odmiennego kształtu rynku energii. Propozycja rozszerzenia delegacji ustawowej wynika z zamiaru wprowadzenia odpłatności za zastosowanie się przez odbiorców do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz chęci ukształtowania rynku usług systemowych świadczonych przez odbiorców energii elektrycznej. Dotychczasowe regulacje dotyczące wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej skutkami wprowadzenia tych ograniczeń (stopni zasilania) obciążają przede wszystkim przedsiębiorców. W związku z powyższym, biorąc pod uwagę niezwykle istotne dla zachowania bezpiecznej pracy systemu (tj. uchronienie się przed wyłączeniami awaryjnymi odbiorców lub całego KSE), która spoczywa tylko na części odbiorców w systemie, proponuje się żeby odbiorcy otrzymali wynagrodzenie ryczałtowe za wykonanie redukcji zgodnie z ogłoszonymi stopniami zasilania. Odbiorcy podlegający ograniczeniom bronią KSE (a więc i wszystkie podmioty z niego korzystające) przed skutkami awaryjnych wyłączeń całego obszaru KSE lub jego części. Wynagrodzenie powinno stanowić element łagodzący skutki wprowadzenia ograniczeń dla tych podmiotów, jednakże jego wysokość powinna zarazem motywować odbiorców do przystępowania do usług systemowych kierowanych do odbiorców. Przewiduje się, iż wynagrodzenie byłoby wypłacane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a koszty pokrywane przez opłatę jakościową, dzięki czemu zapewniony będzie element socjalizacji kosztów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Socjalizacja spowoduje, iż podmioty, które korzystają z ochrony przed ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej częściowo partycypowałyby w kosztach tych	

			ograniczeń. Postulat odpłatności ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej był wielokrotnie podnoszony, zatem regulacja uwzględnia sygnały branżowe i rynkowe. Celem wprowadzenia możliwości wypłaty wynagrodzenia ryczałtowego niezbędna jest również delegacja do wydania rozporządzeniu w zakresie sposobu ustalania, wysokości tego wynagrodzenia, zasad dotyczących wymiany danych i informacji przez zainteresowane podmioty oraz zasad prowadzenia rozliczeń. Bez delegacji ustawowej odpłatność ograniczeń nie będzie mogła być skutecznie wprowadzona i sprawnie stosowana. Proponuje się by, celem promowania usług o dobrowolnym charakterze, minimalizujących konieczność wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w rozporządzeniu zawarty był katalog danych podlegających publikacji o podmiotach zdolnych do świadczenia takich usług. Pozwoli to na łatwiejsze dotarcie do zainteresowanych podmiotów tzw. agregatorów, reprezentującym odbiorców w relacjach z operatorami systemów elektroenergetycznych. Publikacja danych, które są jawne w innych rejestrach, pozwoli na zwiększenie potencjału dostępnych redukcji mocy, a tym samym zwiększenie udziału strony popytowej w rynku energii elektrycznej i usług systemowych.	
313.	Art. 11a ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> Po art. 11a dodaje się art. 11a (przepis przejściowy do projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw) „Art. 11a. 1. Operator systemu skraplania gazu ziemnego, o którym mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jest obowiązany przedłożyć Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia w drodze decyzji, instrukcję ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. 2. Umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego zawarte przed dniem zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie ust. 1 należy dostosować do wymagań wynikających z instrukcji zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 3 miesięcy od dnia zatwierdzenia instrukcji. 3. W przypadku powstania sporu dotyczącego dostosowania umowy, o której mowa w ust. 2, stosuje się przepisy art. 8 ustawy zmienianej w art. 1, z zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 30 dni licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowane przepisy mają charakter intertemporalny i służą określeniu terminu w jakim operator systemu skraplania gazu ziemnego ma obowiązek po raz pierwszy przedstawić instrukcję ruchu i	

			eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Jednocześnie, proponowany przepis określa termin w którym umowy zawarte przez użytkowników instalacji skroplonego gazu ziemnego z ich operatorami przed datą zatwierdzenia przez Prezesa URE instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego powinny zostać dostosowane do wymagań wynikających z zatwierdzonej instrukcji. W przypadku braku porozumienia pomiędzy operatorem i użytkownikami Terminalu w zakresie zmiany umowy, o zmienionej treści umowy rozstrzygać będzie Prezes URE w postępowaniu administracyjnym w przewidzianym przez prawo energetyczne. Ze względu na interesy użytkowników terminalu posiadające długoterminowe kontrakty na dostawy gazu jak i operatorów instalacji LNG planujących inwestycję z uwzględnieniem zawartych umów, niezbędny jest tryb rozstrzygania sporów na tle dostosowania umowy do zmienionego stanu prawnego i administracyjnego zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego.	
314.	Art. 11a ustawy	IGG – Polskie LNG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> Po art. 11 dodaje się art.11a ustawy z dnia ... o zmianie ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne: 1. Operator systemu skraplania gazu ziemnego, o którym mowa w art. 9 g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jest obowiązany przedłożyć Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia w drodze decyzji, instrukcję ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. 2. Umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego zawarte przed dniem zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie ust. 1 należy dostosować do wymagań wynikających z instrukcji zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 3 miesięcy od dnia zatwierdzenia instrukcji. 3. W przypadku powstania sporu dotyczącego dostosowania umowy, o której mowa w ust. 2, stosuje się przepisy art. 8 ustawy zmienianej w art. 1, z zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 30 dni licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu. <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany przepis ma charakter intertemporalny i służy określeniu terminu w jakim operator systemu skraplania gazu ziemnego ma obowiązek po raz pierwszy przedstawić instrukcję ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Jednocześnie, proponowany przepis określa termin w którym umowy zawarte przez użytkowników	

			instalacji skroplonego gazu ziemnego z ich operatorami przed datą zatwierdzenia przez Prezesa URE instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego powinny zostać dostosowane do wymagań wynikających z zatwierdzonej instrukcji. W przypadku braku porozumienia pomiędzy operatorem i użytkownikami Terminalu w zakresie zmiany umowy, o zmienionej treści Umowy rozstrzygać będzie Prezes URE w postępowaniu administracyjnym w przewidzianym przez prawo energetyczne. Ze względu na interesy użytkowników terminalu posiadające długoterminowe kontrakty na dostawy gazu jak i operatorów instalacji LNG planujących inwestycję z uwzględnieniem zawartych umów, niezbędny jest tryb rozstrzygania sporów na tle dostosowania umowy do zmienionego stanu prawnego i administracyjnego zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego.	
315.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie Rozdziału 2c	Lewiatan	- W proponowanych przepisach brak jest jakiegokolwiek informacji na temat tego, czy wymiana danych pomiędzy uczestnikami rynku ma się odbywać odpłatnie czy nie. Jest to o tyle ważne, że jeżeli uczestnicy rynku mieliby ponosić opłaty za pobieranie tych danych z systemu, to fakt ten powinien znaleźć odzwierciedlenia w odpowiednich zapisach. Z drugiej strony oczywistym wydaje się, że OSD powinni korzystać z tego systemu bezpłatnie, podobnie jak odbiorcy. - W treści tego rozdziału jest mowa o detalicznym rynku energii. W obowiązującej wersji Ustawy Prawo energetyczne nie ma definicji takiego rynku. - Z treści tego rozdziału nie wynika jak odbiorca końcowy może otrzymać swoje dane pomiarowe bezpośrednio od OIP. - Niedopuszczalny jest zapis o zagrożeniu karą pozbawienia wolności (!) do lat 2 w przypadku przetwarzania danych pomiarowych z pominięciem OIP w sytuacji, gdy w najbliższej przyszłości pomioty na rynku energii będą wirtualnie wymieniać się wytworzoną i zużytą energią (rozliczaną np. w oparciu o Blockchain czy sharing economy w przypadku np. prywatnych słupków ładowania). - Z proponowanych zapisów wynika również, że rozliczenia mogą się odbywać na podstawie profili standardowych przekazywanych przez OSD do OIP. Naszym zdaniem rozliczenia mogą się odbywać tylko na podstawie odczytów / rzeczywistych danych. Warunki rozliczenia na podstawie innych niż rzeczywiste / odczytane dane są określone w odrębnych przepisach.	

			• Z zapisów Ustawy nie wynika jakakolwiek odpowiedzialność OIP za przekazywanie błędnych, nieprawdziwych danych lub za nieprzekazywanie ich w odpowiednich terminach. Stosowne zapisy powinny się znaleźć w projektowanej Ustawie. • Najważniejszą kwestią wydaje się brak jako załącznika do Uzasadnienia pełnej analizy kosztów i korzyści (na którą się w Uzasadnieniu Ustawodawca powołuje) dotyczącej zasadności / opłacalności wdrożenia liczników zdalnego odczytu. Przedstawione argumenty nie są do końca prawdziwe (np. w zakresie redukcji kosztów odczytu, redukcji wsparcia finansowego w budowie i utrzymaniu źródeł szczytowych opartej na projektach AMI zrealizowanych tylko w obszarach miejskich czy uzyskania oszczędności dzięki redukcji strat handlowych i technicznych) a dane nie świadczą o wyciąganych wnioskach (całkowity koszt funkcjonowania warstwy licznikowo-inkasenckiej po stronie OSD w latach 2019-2028 po prawie 11 mld zł, podczas gdy wolumen korzyści dla tego okresu oszacowano na ponad 7,5 mld zł). Mając na uwadze powyższe wątpliwym wydaje się podejmowanie decyzji o rozpoczęciu tzw. roll-out-u liczników w sytuacji, gdy nakłady OSD powinny być kierowane na dużo ważniejsze zadania np. kablowanie i automatyzacja sieci.	
316.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie Rozdziału 2c	Towarzystwo Obrotu Energią	Uwagi ogólne do rozdziału 2c • W proponowanych przepisach brak jest informacji na temat tego, czy wymiana danych pomiędzy uczestnikami rynku ma się odbywać odpłatnie czy nie. Jest to o tyle ważne, że jeżeli uczestnicy rynku mieliby ponosić opłaty za pobieranie tych danych z systemu, to fakt ten powinien znaleźć odzwierciedlenie w odpowiednich zapisach. • Z treści tego rozdziału nie wynika czy, a jeżeli tak, to jak odbiorca końcowy może otrzymać swoje dane pomiarowe bezpośrednio od OIP. • Niewłaściwy jest zapis o zagrożeniu karą pozbawienia wolności (!) do lat 2 w przypadku przetwarzania danych pomiarowych z pominięciem OIP w sytuacji, gdy w najbliższej przyszłości pomiary na rynku energii będą wirtualnie wymieniać się wytworzoną i zużytą energią (rozliczaną np. w oparciu o blockchain czy sharing economy w przypadku np. prywatnych słupków ładowania). • Z proponowanych zapisów wynika również, że rozliczenia mogą się odbywać na podstawie profili standardowych przekazywanych przez OSD do OIP. Naszym zdaniem rozliczenia mogą się odbywać tylko na podstawie odczytów / rzeczywistych danych. Warunki rozliczenia na podstawie innych niż rzeczywiste / odczytane dane są określone w odrębnych przepisach.	

			• Z zapisów projektu nowelizacji nie wynika jakakolwiek odpowiedzialność OIP za przekazywanie błędnych, nieprawdziwych danych lub za nieprzekazywanie ich w odpowiednich terminach. Stosowne zapisy powinny się znaleźć w projektowanej ustawie.	
317.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie Rozdziału 2c	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Uwagi ogólne dotyczące nowego Rozdziału 2c „Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego”: • Ustawa nie reguluje w sposób kompleksowy kwestii tzw. „master data”, które mają być gromadzone w CSIP. Oprócz wspomnianych w ustawie danych pomiarowych oraz informacji dotyczących punktu pomiarowego są jeszcze inne kategorie „master data”, które powinny być dostarczone do CSIP przez podmioty za nie odpowiedzialne, tak aby umożliwić realizację procesów rynkowych oraz wymianę informacji pomiędzy uczestnikami rynku. Zdefiniowanie wszystkich kategorii master data, podmiotów za nie odpowiedzialnych oraz zasad dostarczania, aktualizacji i zarządzania tymi informacjami w CSIP powinny być określone w tym samym miejscu, o którym mowa w uwadze nr 4 powyżej. • Ustawa nie reguluje harmonogramu wdrożenia CSIP, uwzględniającego czas niezbędny na dostosowanie systemów uczestników rynku do współpracy i wymiany informacji za pośrednictwem CSIP. Stąd proponujemy, aby w Ustawie określić obowiązek oraz termin dla OIP na przekazanie uczestnikom rynku dokumentacji umożliwiającej rozpoczęcie dostosowania ich systemów informatycznych. Proponujemy, aby uczestnicy rynku otrzymali ww. dokumentację co najmniej na 24 miesiące przed planowaną datą uruchomienia CSIP. Przedmiotowa dokumentacja jest również niezbędna, do przygotowania danych oraz systemów do inicjalnego zasilania CSIP danymi o punktach pomiarowych, o których mowa w Art. 10 Ustawy o zmianie Ustawy Prawo energetyczne. Harmonogram nie reguluje również kwestii prowadzenia testów CSIP przy udziale uczestników rynku. • W proponowanych przepisach brak jest jakiegokolwiek informacji na temat tego, czy wymiana danych pomiędzy uczestnikami rynku ma się odbywać odpłatnie czy nie. Jest to o tyle ważne, że jeżeli uczestnicy rynku mieliby ponosić opłaty za pobieranie tych danych z systemu, to fakt ten powinien znaleźć odzwierciedlenia w odpowiednich zapisach. Z drugiej strony oczywistym wydaje się, że OSD (jako firmy zasilające te n system w zdecydowaną większość danych) powinni korzystać z tego systemu bezpłatnie, podobnie jak odbiorcy. • W treści tego rozdziału jest mowa o „detalicznym rynku energii”. W obowiązującej wersji Ustawy Prawo energetyczne nie ma definicji takiego rynku. • Z treści tego rozdziału nie wynika jak odbiorca końcowy może otrzymać swoje dane pomiarowe bezpośrednio od OIP. Naszym zdaniem należy to doprecyzować.	

			Z zapisów Ustawy nie wynika jakakolwiek odpowiedzialność OIP za przekazywanie błędnych, nieprawdziwych danych lub za nieprzekazywanie ich w odpowiednich terminach. Stosowne zapisy powinny się znaleźć w projektowanej Ustawie. Nie jest określona również rola i sposób procedowania zgłaszanych reklamacji dotyczących danych pomiarowych a w szczególności zasad pośredniczenia w tych sprawach w kontekście oczekiwania wnoszących reklamacje na uzyskanie wiążących odpowiedzi w terminie 14 dni kalendarzowych.	
318.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11t ust. 1 i 2 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 11t. 1. Operator centralnego systemu wymiany informacji ~~informacji pomiarowych~~ prowadzi centralny system wymiany informacji ~~informacji pomiarowych~~, za pomocą którego odbywa się wymiana informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii w zakresie, o którym mowa w art. 11zf ust. 2 2. Procesy rynku energii, będą realizowane w centralnym systemie wymiany informacji, na podstawie zbiorów danych, prowadzonych w tym systemie przez operatora centralnego systemu wymiany informacji. Za realizację tych procesów jest odpowiedzialny operator centralnego systemu wymiany informacji. Operator informacji pomiarowych zapewnia obsługę procesów rynku detalicznego energii elektrycznej w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych. Szczegółowy opis i zasady realizacji wykaz procesów obsługiwanych przez operatora informacji pomiarowych centralny system wymiany informacji, zakres zbiorów danych, role poszczególnych podmiotów oraz zakres ich odpowiedzialności określają przepisy wydane na podstawie art. 11zf.”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy, aby regulacje dotyczące CSIP oraz OIP były umieszczone w ustawie PE w ramach osobnego rozdziału, rozdzielonego od wymagań dotyczących systemu pomiarowego. Nowelizacja ustawy PE powinna w sposób jednoznaczny definiować model funkcjonowania OIP oraz CSIP, czyli określać, że CSIP jest systemem służącym do gromadzenia, przetwarzania i udostępniania danych w celu realizacji procesów rynkowych w imieniu i na rzecz uczestników rynku, oraz wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii. Procesy rynku energii, będą realizowane w centralnym systemie informacji pomiarowych, na podstawie zbiorów danych (np. danych konfiguracyjnych, danych pomiarowych itp.), prowadzonych przez OIP w ramach centralnego systemu informacji pomiarowych. Ponadto zakres obsługi procesów przez CSIP nie powinien być ograniczony tylko do rynku detalicznego.	

			W związku z powyższym wcześniej w uwadze nr 11 i 13 zaproponowano zmianę nazwy oraz definicji podmiotu odpowiedzialnego za wdrożenie w Polsce centralnego systemu teleinformatycznego do wymiany informacji oraz jednoznaczne przypisanie odpowiedzialności za realizację procesów w tym systemie.	
319.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11t ust. 2 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Centralny system informacji pomiarowych jest systemem służącym do gromadzenia, przetwarzania i udostępniania danych w celu realizacji procesów rynkowych w imieniu i na rzecz uczestników rynku, oraz wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii. Procesy rynku energii, będą realizowane w centralnym systemie informacji pomiarowych, na podstawie zbiorów informacji, prowadzonych przez OIP w ramach centralnego systemu informacji pomiarowych. Operator informacji pomiarowych zapewnia obsługę procesów rynku detalicznego energii elektrycznej w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych. Szczegółowy wykaz procesów obsługiwanych przez operatora informacji pomiarowych, zakres zbiorów informacji, role poszczególnych podmiotów oraz zakres ich odpowiedzialności określają przepisy wydane na podstawie art. 11zf”. <i>Uzasadnienie:</i> Nowelizacja ustawy PE powinna w sposób jednoznaczny definiować model funkcjonowania OIP oraz CSIP, czyli określać, że CSIP jest systemem służącym do gromadzenia, przetwarzania i udostępniania danych w celu realizacji procesów rynkowych w imieniu i na rzecz uczestników rynku, oraz wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii. Procesy rynku energii, będą realizowane w centralnym systemie informacji pomiarowych, na podstawie zbiorów informacji (np. danych konfiguracyjnych, danych umownych, danych pomiarowych itp.), prowadzonych przez OIP w ramach centralnego systemu informacji pomiarowych. Ponadto zakres obsługi procesów przez CSIP nie powinien być ograniczony tylko do rynku detalicznego. W związku z tym proponujemy również, aby regulacje dotyczące CSIP oraz OIP były umieszczone w ustawie PE w ramach osobnego rozdziału, rozdzielonego od wymagań dotyczących systemu pomiarowego.	
320.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11t ust. 2 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Operator informacji pomiarowych zapewnia obsługę procesów rynku detalicznego energii elektrycznej w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych. Szczegółowy Wykaz procesów obsługiwanych przez operatora informacji pomiarowych, role poszczególnych podmiotów oraz zakres ich odpowiedzialności określają przepisy wydane na podstawie art. 11zf.”	

			<i>Uzasadnienie:</i> Zmiana redakcyjna umożliwiająca elastyczne określanie procesów obsługiwanych przez operatora informacji pomiarowych, w zależności od bieżących potrzeb rynku energii elektrycznej.	
321.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> dodanie ust. 9a o treści: „9a. Zasady wyznaczania, przekazywania i udostępniania informacji oraz zasady wykonania poleceń wstrzymania i przywrócenia dostaw energii przez operatora systemu dystrybucyjnego dotyczących liczników zdalnego odczytu wykorzystywanych jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe dla sprzedawców, którzy świadczą usługę kompleksową określone są w instrukcji, o której mowa w art. 9g. ust.1”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy dodanie nowego ustępu, w którym należy doprecyzować, kto określa zasady współpracy pomiędzy OSD a sprzedawcami w zakresie wykorzystanie liczników zdalnego odczytu, jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe. Dziś takie zasady zostały określone w instrukcjach dwóch OSD i jest to dobra praktyka.	
322.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> dodanie ust. 9b o treści: „9b. Umowa o świadczenie usług dystrybucji zawarta pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą, który świadczy usługę kompleksową i zamierza wykorzystywać liczniki zdalnego odczytu, jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe musi zawierać następujące elementy: Zasady ogólne: 1) saldo dekrementujące prowadzone jest w systemie informatycznym sprzedawcy, 2) informacja o saldzie dekrementującym przesyłana jest do odbiorcy przez sprzedawcę: a) podstawowym kanałem informacyjnym, b) rezerwowym kanałem informacyjnym, 3) informacja przesyłana rezerwowym kanałem informacyjnym prezentowana jest na wyświetlaczu licznika zdalnego odczytu jako informacja tekstowa, 4) odbiorca jest informowany przez sprzedawcę rezerwowym kanałem informacyjnym o ostatnio wyliczonym saldzie dekrementującym Obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego:	

			1) udostępnienie na żądanie sprzedawcy informacji czy w danym PPE istnieje możliwość wykorzystywania licznika zdalnego odczytu jako przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, 2) umożliwienie sprzedawcy przekazywania informacji do odbiorcy rezerwowym kanałem informacyjnym, 3) przyjmowanie od sprzedawcy komunikatów i ich realizacja zgodnie z zasadami określonymi w instrukcji o której mowa w art. 9g. ust. 1, 4) dostosowania swoich systemów informatycznych, do dnia 01-06-2020 r., do świadczenia usługi przedpłatowej na licznikach zdalnego odczytu Sprzedawca wykorzystując liczniki zdalnego odczytu jako przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe zobowiązany jest do: 1) dostosowania swoich systemów informatycznych, do dnia 01-01-2021, do wymogów opisanych w instrukcji, o której mowa w art. 9g. ust.1, 2) informowania odbiorcę o saldzie dekrementującym, 3) przekazywania do operatora systemu dystrybucyjnego komunikatów w celu umożliwienia lub uniemożliwienia poboru energii elektrycznej poprzez licznik zdalnego odczytu realizujący funkcję przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, 4) poinformowania odbiorcę, iż umożliwienie poboru energii elektrycznej przez odbiorcę może nastąpić również pod jego nieobecność w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia. Komunikaty Załącz/Wyłącz stosowane w odniesieniu do licznika zdalnego odczytu realizującego funkcję przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego nie stanowią przekazania żądania wstrzymania lub wniosku o wznowienie dostarczania energii elektrycznej w rozumieniu art.6b.”. <i>Uzasadnienie:</i> Konieczne jest uregulowanie na poziomie ustawowym obowiązków stron biorących udział w procesie wykorzystania licznika zdalnego odczytu jako przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego. Jest to konieczne, aby chronić odbiorcę i zapewnić bez względu na zawartą umowę wykorzystanie takiego układu pomiarowego. Konieczne to będzie także do zachowania już zawartych umów na konwencjonalne liczniki przedpłatowe. Uregulowanie obowiązków stron może odbywać się na przekazaniu delegacji tej regulacji do rozporządzenia.	
323.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ustawy	Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów niezależnych	Z zapisów art.11u nie wynika jednoznacznie których odbiorców harmonogram dotyczy. W ust. 1 jest zapis mówiący o ...”80% łącznej liczby punktów pomiarowych u odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV ...”	

		Energii Elektrycznej - OSDnEE	Natomiast na zakończenie ustępu 2 jest zapis: „- łącznej liczby punktów pomiarowych u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci (...) o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV...” Z tych zapisów nie wynika, czy ten harmonogram dotyczy wszystkich odbiorców (grupy Cxx i Gxx) czy tylko odbiorców w gospodarstwach domowych (Gxx). Dobrze by było to doprecyzować. Próbując antycypować moment wejścia w życie nowelizowanej ustawy – zapewne nie wcześniej niż w połowie 2019 roku – trudno zakładać, iż uda się zrealizować harmonogram instalacji liczników, zwłaszcza w 2019 roku	
324.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ustawy	KIGeIT	Proponujemy wprowadzenie do zapisu również procent zainstalowanych liczników na rok 2020 i 2026. Obecny zapis sugeruje że w roku 2020 nie są wymagane instalacje liczników inteligentnych. Harmonogram wdrożeń jest wymagający i uzasadniony, przygotowania do realizacji trzeba zacząć od zaraz – jak najszybciej powinny się pojawić przepisy wykonawcze. W tym kontekście 3-letni okres przejściowy na rozpoczęcie działalności przez Operatora Informacji Pomiarowych, to nie innego jak mechanizm otwierający furtkę do kolejnych opóźnień.	
325.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ustawy	Pracodawcy RP	Z zapisów art.11u nie wynika jednoznacznie których odbiorców harmonogram dotyczy.... W ust. 1 jest zapis mówiący o ...”80% łącznej liczby punktów pomiarowych u odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV ...” Natomiast na zakończenie ustępu 2 jest zapis: „- łącznej liczby punktów pomiarowych u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci (...) o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV...” Z tych zapisów nie wynika, czy ten harmonogram dotyczy wszystkich odbiorców (grupy Cxx i Gxx) czy tylko odbiorców w gospodarstwach domowych (Gxx). Dobrze by było to doprecyzować. Próbując antycypować moment wejścia w życie nowelizowanej ustawy – zapewne nie wcześniej niż w połowie 2019 roku – trudno zakładać, iż uda się zrealizować harmonogram instalacji liczników, zwłaszcza w 2019 roku.	

326.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 1 ustawy	APATOR	Proponujemy wprowadzenie do zapisu również procent zainstalowanych liczników na rok 2020 i 2026. Taki zapis sugeruje że w roku 2020 nie są wymagane instalacje liczników inteligentnych. Uwaga: Harmonogram wdrożeń jest bardzo wymagający, przygotowania do realizacji trzeba zacząć od zaraz - jak najszybciej powinny się pojawić przepisy wykonawcze.	
327.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 1 ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 11u. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, <u>w ciągu 10 lat od daty przyjęcia krajowych ram prawnych dotyczących wdrożenia do dnia 31 grudnia 2026 r.</u>, zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach pomiarowych stanowiących co najmniej 80 % łącznej liczby punktów pomiarowych u odbiorców końcowych <u>w gospodarstwach domowych</u> przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV należących do tego operatora, zgodnie z harmonogramem określonym w Rozporządzeniu określonym w Art. 11zf ust. 1 pkt 1.”. <i>Uzasadnienie:</i> - Proponujemy doprecyzowanie zapisu poprzez wskazaniu <u>w gospodarstwach domowych</u> - jest spójne z pozostałą częścią zapisów Rozdziału 2c, gdzie ten zapis występuje. Pozwoli to na uzyskanie zgodności zapisów treści ustawy co do zakresu wdrożenia liczników zdalnego odczytu. Data ta powinna zostać wskazana po zakończeniu procesu konsultacji, z zachowaniem czasu na przygotowanie rozporządzeń wykonawczych. - Określenie możliwości realizacji harmonogramu wdrożenia liczników zdalnego odczytu jest w pełni zależne od wybranej technologii której nie definiuje ustawa. - Szczegółowy harmonogram wdrożenia powinien być określony w Rozporządzeniu określonym w Art.11zf pkt.1 - Rekomendujemy zmianę sztywnego zakresu dat i dostosowanie długości wdrożenia do cyklu 10 lat - docelowy poziom powinien zostać osiągnięty w ciągu 10 lat od daty przyjęcia krajowych ram prawnych dotyczących wdrożenia. Rozpoczęcie postępowań przetargowych OSD może zostać dokonane po przyjęciu w Polsce treści Rozporządzenia określonego w Art.11zf pkt.1, ustanawiającego harmonogram wdrożeniu liczników zdalnego odczytu.	

			- Biorąc pod uwagę czas konieczny na przeprowadzenie postępowania zakupowego, produkcję liczników i ich pierwsze dostawy oraz uruchomienie instalacji możliwe jest nie wcześniej niż po 18-24 miesiącach od uruchomienia postępowania zakupowego. - Określenie wymagań technicznych winno być poprzedzone implementacją stosownego rozporządzenia wskazanego w projekcie zmiany ustawy PE.	
328.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 1 ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> Postulujemy wykreślenie przepisu oraz wprowadzenie zasady zgodnie z którą liczniki zdalnego odczytu będą montowane wszędzie tam, gdzie ma to ekonomiczne uzasadnienie <i>Uzasadnienie:</i> W naszej ocenie instalacja inteligentnych liczników nie przyniesie wymiernych korzyści zdecydowanej większości odbiorców energii elektrycznej. Konsekwencją zaproponowanych zmian będzie: - znaczący wzrost kosztów dostarczania energii elektrycznej dla klientów - dodatkowe inwestycje OSD przyczynią się do wzrostu rachunków odbiorców, - nieefektywne zaangażowanie zasobów OSD – zwłaszcza w świetle konieczności realizowania innych inwestycji takich jak: budowa stacji ładowania od 2020 r. oraz modernizację sieci dystrybucyjnej w celu poprawy parametrów SAIDI i SAIFI. Uważamy także, że zaproponowany harmonogram jest zbyt krótki, a być może powinien być oparty także na kryterium pobieranej mocy i zużycia energii. Najbardziej wymierne korzyści z instalacji inteligentnych liczników uzyskają podmioty zużywające duże ilości energii elektrycznej.	
329.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 1 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Harmonogram wdrożenia liczników zdalnego odczytu jest w pełni zależny od technologii które zostaną zdefiniowane dopiero w rozporządzeniu (nie definiuje ich ustawa). Art. 11u. 1. Projektu Ustawy nakłada na Operatorów Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego obowiązek zainstalowania liczników zdalnego odczytu w punktach pomiarowych stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów pomiarowych u odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV należących do danego operatora. Termin graniczny i harmonogram instalacji liczników winny uwzględniać rzeczywiste możliwości realizacji zadania oraz uwarunkowania logistyczne, techniczne i ekonomiczne procesu wymiany liczników, a także ich dalszego użytkowania (w tym legalizacji, amortyzacji, wymiany). Działania związane z wymianą liczników winny być rozłożone równomiernie w czasie, co pozwoli na optymalizację nakładów i kosztów, a tym samym obciążen	

			finansowych odbiorców energii elektrycznej. Instalacja liczników wymaga uprzedniego zdefiniowania wymagań technicznych i funkcjonalnych dla urządzeń oraz systemów zdalnego odczytu, przeprowadzenie postępowań zakupowych, a następnie wyprodukowania i dostarczenia urządzeń oraz wdrożenia systemów IT. Należy zauważyć, że szczegółowe wymagania w zakresie infrastruktury pomiarowej i telekomunikacyjnej oraz systemów IT mają dopiero zostać określone w stosownym rozporządzeniu przez Ministra właściwego do spraw energii. Zakres prac niezbędnych do wykonania przez poszczególnych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego, a tym samym możliwości realizacji harmonogramu określonego procentowo jest zróżnicowany w zależności od obszaru działania, ilości punktów pomiarowych oraz obecnej infrastruktury ICT i zaawansowania we wdrażaniu rozwiązań klasy Smart Metering. Z powyższych względów określenie realnego harmonogramu instalacji liczników zdalnego wymaga uprzedniego ustalenia fundamentalnych warunków funkcjonalnych, technicznych i technologicznych dla budowy systemów pomiarowych przez OSD, które determinują sposób oraz termin instalacji liczników zdalnego odczytu, a które mają zostać określone dopiero w rozporządzeniu, którego termin wejścia w życie nie jest znany.	
330.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 1 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 11u. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w ciągu 8 lat od daty wejścia w życie rozporządzenia o którym mowa w Art.11zf pkt.1 ~~do dnia 31 grudnia 2026 r.~~, zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach pomiarowych energii stanowiących co najmniej 80 % łącznej liczby punktów pomiarowych energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV należących do tego operatora, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2.”. <i>Uzasadnienie:</i> Data od której liczony jest czas na zainstalowanie liczników zdalnego odczytu, powinna wynikać z terminu wejścia w życie rozporządzenia, w którym zostaną określone szczegóły dotyczące tych liczników – w przeciwnym wypadku OSD nie mają możliwości uruchomienia odpowiednich procedur przetargowych nie znając wymagań jakie mają spełniać liczniki zdalnego odczytu. Rekomendujemy zmianę sztywnego zakresu dat i dostosowanie długości wdrożenia do cyklu 8 lat - docelowy poziom powinien zostać osiągnięty w ciągu 8 lat od daty przyjęcia krajowych ram prawnych dotyczących wdrożenia tj. rozpoczęcie postępowań przetargowych OSD może zostać dokonane po wejściu w życie Rozporządzenia określonego w Art.11zf, ustanawiającego wymagania dla tych liczników.	

			Określenie wymagań technicznych do przetargów winno być poprzedzone wejściem w życie ww. rozporządzenia wskazanego w projekcie zmiany ustawy PE. Proces zakupu systemu wspomagającego proces obsługi liczników ze zdalnym odczytem, ich zakup oraz wymiana zajmie więcej czasu niż przewidziano na to w projekcie ustawy m.in. ze względu na wymagania ustawy PZP. Nie jest możliwe, aby w tak krótkim okresie czasu dokonać wymiany liczników oraz systemów IT do ich obsługi, biorąc pod uwagę ich skalę. Ponadto przedsiębiorstwo w tak krótkim czasie musi zapewnić finansowanie takiego przedsięwzięcia, co również nie jest łatwym zadaniem. Przedstawiony w projekcie harmonogram wdrażania zdalnego odczytu u odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, jest trudny do zrealizowania, szczególnie w pierwszych latach. Wynika to z konieczności właściwego przygotowania się OSD oraz producentów urządzeń do tego procesu. Może okazać się że liczniki i moduły transmisyjne nie będą dostępne w wymaganej ilości, co wpłynie na ich koszt. Jednocześnie nie będą one spełniały wszystkich wymagań określonych w projekcie. Również praktyka przetargów w oparciu o ustawę Prawo zamówień publicznych wskazuje, że taki proces jest czasochłonny i obarczony wieloma ryzykami (np. odwołania dostawców urządzeń od rozstrzygnięć przetargów itd.). Zbyt krótki okres na wdrożenie systemu, czy skumulowanie zamówień w krótkim czasie spowoduje wzrost jego kosztów i może prowadzić do problemów z osiągnięciem założonych efektów. Dlatego zaproponowano zmodyfikowany harmonogram, Instalacji liczników zdalnego odczytu równoważący interesy OSD i odbiorców energii elektrycznej. W ust. 1 mówi się o 80% łącznej liczby punktów pomiarowych u odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zaś w ust. 2 harmonogram dotyczy tylko odbiorców w gospodarstwach domowych. Powstaje wątpliwość co do korelacji między wartościami w tych dwóch ustępach. Ponadto konieczne jest odniesienie się w tym punkcie do zmienionej definicji tj. do definicji układów pomiaru energii – zgodnie z wcześniejszymi wyjaśnieniami.	
331.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 2 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do: 1) 2 lat od wejścia w życie rozporządzenia o którym mowa w Art.11zf 31 grudnia 2019 r. – w punktach pomiarowych energii stanowiących co najmniej 5 %;	

		Energii Elektrycznej – PTPiREE 2) 4 lat od wejścia w życie rozporządzenia o którym mowa w Art.11zf 31 grudnia 2021 r. – w punktach pomiaruowych energii stanowiących co najmniej 20 %; 3) 6 lat od wejścia w życie rozporządzenia o którym mowa w Art.11zf 31 grudnia 2023 r. – w punktach pomiaruowych energii stanowiących co najmniej 40 %; 4) 7 lat od wejścia w życie rozporządzenia o którym mowa w Art.11zf 31 grudnia 2025 r. – w punktach pomiaruowych energii stanowiących co najmniej 65 % - łącznej liczby punktów pomiaruowych energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV. 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje w ciągu 5 lat od wejścia w życie rozporządzenia o którym mowa w Art.11zf do dnia 31 grudnia 2020 r. liczniki bilansujące na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie (SN/nN) będących jego własnością, skomunikowane z systemem zdalnego odczytu” <i>Uzasadnienie:</i> Biorąc pod uwagę czas konieczny na przeprowadzenie postępowania zakupowego, produkcję liczników i ich pierwsze dostawy oraz uruchomienie, nie jest możliwe zrealizowanie tego wcześniej niż po 18-24 miesiącach od uruchomienia postępowania zakupowego. Dlatego proponujemy korektę terminów od czasu od którego są one liczone (uzasadnienie jak wyżej w uwadze do ust. 1)). Z podobnych jak w przypadku liczników zdalnego odczytu powodów, proponujemy wydłużenie ~~do 31 grudnia 2028 r.~~ daty zainstalowania liczników bilansujących na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformatorowych SN/nN. Głównym powodem są dotychczasowe doświadczenia zebrane przez OSD związane z ich wdrażaniem, które wskazują, że nie jest fizycznie możliwe wykonanie modernizacji stacji i montaż liczników bilansujących wraz z modułami transmisji, w tak krótkim czasie tj. do końca 2020 roku. Realizowany przez OSD od kilku lat projekt polegający na objęciu 80% Odbiorców zasilanych ze stacji SN/nN pomiarem bilansującym, wymagał zainstalowania liczników bilansujących w około 55% wszystkich stacji SN/nN (tj. w około 140 tys. stacji SN/nN), był rozpoczęty, w zależności od OSD ponad 6 lata temu, musiał być poprzedzony w wielu przypadkach istotną modernizacją rozdzielni nn. ~~Objęcie pozostałych 20% Odbiorców pomiarem bilansującym wymaga modernizacji blisko 45 % stacji transformatorowych w ilości około 115 tys. stacji SN/nN.~~ Ze względu iż te stacje zasilają głównie odbiorców w terenach poza miejskich zadanie to będzie o wiele trudniejsze ze względu na ich rozproszenie. Dlatego do osiągnięcia 100% stacji z licznikami bilansującymi konieczne jest wydłużenie okresu instalacji tych liczników do	

			proponowanych 5-ciu lat od wejścia w życie rozporządzenia, które ureguje wymagania dla całego systemu pomiarowego obejmującego również liczniki bilansujące. Dodatkowo zasadnym jest dostosowanie terminu instalacji liczników bilansujących do harmonogramu instalowania liczników zdalnego odczytu tj. do 8 lat od wejścia w życie stosownego rozporządzenia – zakładamy że około do końca 2028 r., co pozwoli na realizację tego zadania w sposób optymalny i efektywny, zarówno pod względem ekonomicznym jak i operacyjnym, powodując ograniczenie kosztów wdrożenia rozwiązania oraz obciążenia nimi odbiorców energii.	
332.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 3 ustawy	APATOR	Proponujemy wprowadzić zamiast nazwy „licznik bilansujący” nazwę ”stacyjne liczniki dystrybucyjne”. ‘Licznik bilansujący’ także jest określeniem wprowadzającym w błąd ponieważ w obecnej postaci liczniki stosowane w stacjach na ogół nie bilansują energii na odpływach. Proponujemy wprowadzenie zapisu o układzie pomiarowym umożliwiającym bilansowanie energii elektrycznej na odpływach.	
333.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 3 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje do dnia 31 grudnia 2025 r. liczniki bilansujące na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie (SN/nN) skomunikowane z systemem zdalnego odczytu. Powyższy wymóg nie dotyczy stacji, z których zasilanych jest nie więcej niż 10 odbiorców”. <i>Uzasadnienie:</i> Nie jest możliwe wykonanie modernizacji, aby do 2020 roku uzyskać 100% pokrycia na wszystkich stacjach SN/nN. Proponuje się co najmniej rok 2025. Obecny stan zaawansowania bilansowaniem w EOP obejmuje ok. 90% pokrycia PPE, jednakże stanowi to ok. 60% modernizacji wszystkich stacji SN/nN. Dodatkowo stosowanie tego wymogu dla stacji z bardzo małą liczbą odbiorców może być ekonomicznie nieuzasadnione. Zadanie jest niewykonalne w zadanym terminie z następujących powodów: a) budowa Planów Inwestycyjnych na rok 2019 jest już zamknięta i EOP (ale z pewnością inni OSD również) nie planują takich masowych działań na rok 2019. Zatem realnie pozostaje rok 2020 jako czas rozpoczęcia montażu. b) Dotychczasowa realizacja prac przez EOP w tym zakresie wypełniła oczekiwania Prezesa URE zdefiniowane jako stosunek liczby PPE zasilanych ze stacji SN/nn przystosowanych do montażu ZKB lub wyposażonych w ZKB do liczby PPE. Cel na koniec roku 2018 dla EOP to 90,4%.	

			c) Uruchomienie całego procesu inwestycyjnego, w celu zainstalowania liczników bilansujących na pozostałych stacjach wymaga uruchomienia całego procesu inwestycyjnego obejmującego zakontraktowanie wszystkich niezbędnych komponentów systemu (szafy SPB, przekładniki prądowe, ZKB, routery, sterowniki SG), to wymaga całej żmudnej procedury wymaganej przepisami PZP. Poza tym instalowanie na wszystkich stacjach SN/nn liczników bilansujących jest ekonomicznie nieuzasadnione. W przypadku EOP do zbilansowania pozostaje ponad 20 tys. stacji SN/nn, z których zasilamy najczęściej po kilku odbiorców. Pełny koszt takiego projektu to niespełna 120 mln zł. W przypadku stacji SN/nn zasilających kilka PPE, zdecydowanie taniej byłoby zainstalować u odbiorców licznik z modułem umożliwiającym bezpośrednią komunikację z systemami zdalnego odczytu.	
334.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 3 ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje <u>do dnia 31 grudnia 2028 r.</u> liczniki bilansujące na wszystkich stacjach średnie napięcie na niskie (SN/nN) <u>będących jego własnością</u> skomunikowane z systemem zdalnego odczytu.”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy dostosowanie terminu instalacji liczników bilansujących do harmonogramu instalowania liczników zdalnego odczytu tj. do dnia 31 grudnia 2028 r. Pozwoli to na realizację tego zadania w sposób optymalny i efektywny, zarówno pod względem ekonomicznym jak i operacyjnym, powodując ograniczenie kosztów wdrożenia rozwiązania oraz obciążenia nimi odbiorców energii.	
335.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 3 ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje do dnia 31 grudnia ~~2020~~ 2023 r. liczniki bilansujące na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie (SN/nN) będące jego własnością, skomunikowane z systemem zdalnego odczytu”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy jednoznacznie wskazać, że chodzi o stacje należące do OSD. Z uwagi na pewne bariery techniczne – stacje zasilające poza terenami miejskimi, rozproszone, postulujemy wydłużenie czasu na realizację tego zadania. Powyższe jest tym bardziej zasadne, biorąc pod uwagę nadchodzące wyzwania inwestycyjne spółek dystrybucyjnych.	

			Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych nakłada na spółki dystrybucyjne obowiązek budowy ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych w sytuacji gdy nie zostanie osiągnięta minimalna ich liczba do końca 2020 r. W tym samym okresie przychód spółek dystrybucyjnych zostanie uzależniony od parametrów SAIDI i SAIFI – co wymaga nakładów inwestycyjnych na modernizację sieci.	
336.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 3 ustawy	PKP Energetyka S.A.	Art. 11u ust. 3 zakłada konieczność instalacji w terminie do dnia 31.12.2020 r. liczników bilansujących na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie (SN/nN) skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu. Wnioskujemy o wydłużenie wskazanego terminu instalacji liczników bilansujących do dnia 31.12.2022 r. oraz o doprecyzowanie sposobu podłączenia liczników bilansujących, akceptując zabudowę układu pomiarowego po stronie nN transformatora ze względu na optymalizację kosztów związanych z przeprowadzeniem tej inwestycji.	
337.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 4 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pokrywa koszty zakupu licznika zdalnego odczytu, jego zainstalowania i uruchomienia, a także koszty niezbędnej infrastruktury technicznej wymaganej do prawidłowego funkcjonowania tego licznika u odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci tego operatora, z zastrzeżeniem ust 8. ” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy doprecyzowanie zapisów. Ust. 8 stanowi: „Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym ponosi koszty instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu oraz wyposażenia punktu ładowania należącego do tego odbiorcy w licznik zdalnego odczytu i jego uruchomienia, o których mowa w ust. 6 pkt 1 i 3.” W związku z powyższym w ust. 4 uzasadnionym jest zastrzeżenie postanowień ust. 8.	
338.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 6 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „6. Odbiorca końcowy w ~~gospodarstwie domowym~~ może wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony, o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) skomunikowanie licznika zdalnego odczytu z urządzeniami własnej sieci ~~domowej~~ tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11zf ust. 2; 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317 i 1356) należącego do odbiorcy końcowego ~~w gospodarstwie domowym~~ w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy.	

			7. W przypadku, o którym mowa ust. 6, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje licznik zdalnego odczytu, skomunikuje licznik zdalnego odczytu z urządzeniami sieci wewnętrznej Odbiorcy domowej lub wyposaży punkt ładowania w licznik zdalnego odczytu w instalacji odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w terminie 30 dni od dnia wystąpienia tego odbiorcy. <i>Uzasadnienie:</i> Rozszerzenie zapisu umożliwi wykorzystanie danych nie tylko przez odbiorców w gospodarstwach domowych, ale też przez innych, którzy dysponują większym potencjałem	
339.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 6 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „6. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym może wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony, o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) ~~skomunikowanie~~ umożliwienie skomunikowania licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11zf ust. 2; 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317 i 1356) należącego do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy”. <i>Uzasadnienie:</i> OSD nie powinien być odpowiedzialny za skuteczne skomunikowanie swoich liczników z „urządzeniami sieci domowej” (które mogą pracować w wielu różnych, nieznanach OSD, technologiach), a jedynie powinien taką komunikację umożliwić. Samo skomunikowanie z licznikiem urządzeń nienależących do OSD, powinno być realizowane samodzielnie przez Odbiorcę. Ważne jest, iż jest to wdrożenie innowacyjne, w ramach rozwoju urządzeń obecnie wykorzystywanych u OSD, wymagać będzie wdrożenia projektowego w ramach wypracowania takiego modelu (od urządzenia licznik, poprzez jego komunikację z urządzeniami w gospodarstwie, rejestrowanie, gromadzenie i udostępnienia danych z tym związanych. Dlatego wymagane jest przewidywanie, iż będzie to możliwe nie wcześniej niż w roku 2025.	
340.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie	PKP Energetyka S.A.	Skomunikowania licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej tego odbiorcy o ile one spełniają wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11zf ust.2.	

	art. 11u ust. 6 pkt 2 ustawy		Ze względu na brak wytycznych określających sposób komunikacji liczników z siecią HAN (ang. Home Area Network) w obecne zabudowanych licznikach AMI nie została zaimplementowana taka funkcjonalność, dlatego też wnioskujemy o wykreślenie tego zapisu.	
341.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 6 i 7 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „6. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym może wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony, o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; ~~2) skomunikowanie licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11z ust. 2;~~ 23) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317 i 1356) należącego do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy”. <i>Uzasadnienie:</i> Montaż liczników zdalnego odczytu będzie odbywać się obszarowo, a nie punktowo dla określonych pojedynczych odbiorców. Wynika to z konieczności zapewnienie komunikacji z takim licznikiem, czyli wybudowania odpowiedniego systemu łączności, co ze względów technicznych musi odbywać się obszarowo. Stąd realizacja takiego wniosku pojedynczego odbiorcy będzie bardzo trudna i kosztowna m.in. ze względu na konieczność przygotowania systemu komunikacji z tym licznikiem. Zapis taki będzie powodował konieczność wybudowania dwóch systemów – jeden dla standardowo montowanych liczników zdalnego odczytu, a drugi dla liczników montowanych na wniosek odbiorcy, jeżeli będzie on poza obszarem na którym OSD już instaluje takie licznik (system następnie będzie likwidowany po objęciu tego obszaru standardowymi licznikami zdalnego odczytu) Dlatego wnioskujemy o usunięciu zapisów ust. 6 i 7 lub co najmniej wprowadzenie zaproponowanych zmian. Ponadto proponujemy wykreślenie zapisu pkt. 2) oznaczającego, że skomunikowanie licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej odbiorcy jest po stronie OSD, do sieci którego taki odbiorca jest przyłączony. OSD nie mają takich możliwości technicznych i organizacyjnych, a sam proces komunikacji ze względu na różnorodność urządzeń posiadanych przez odbiorców może się okazać trudny od strony technologicznej, a jednocześnie takie działanie oznacza ingerencję OSD poza swoją sieć. Ingerencja w wewnętrzną sieć klienta oraz konfigurowanie urządzeń w sieci domowej przez pracowników OSD może rodzić różnego rodzaju problemy i komplikacje. Zadanie to powinno być realizowane przez firmy specjalistyczne działające na zlecenie odbiorcy końcowego.	

			Dlatego OSD nie powinien być odpowiedzialny za skuteczne skomunikowanie swoich liczników z „urządzeniami sieci domowej” (które mogą pracować w wielu różnych, nieznanych OSD, technologiach i standardach), a jedynie powinien taką komunikację umożliwić. Samo skomunikowanie z licznikiem urządzeń odbiorcy (nienależących do OSD), powinno być realizowane samodzielnie przez Odbiorcę.	
342.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 7 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „7. W przypadku, o którym mowa ust. 6, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje licznik zdalnego odczytu, umożliwi skomunikowanie licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej lub wyposaży punkt ładowania w licznik zdalnego odczytu w instalacji odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w terminie ~~30~~ 60 dni od dnia wystąpienia tego odbiorcy”. <i>Uzasadnienie:</i> OSD nie powinien być odpowiedzialny za skuteczne skomunikowanie swoich liczników z „urządzeniami sieci domowej” (które mogą pracować w wielu różnych, nieznanych OSD, technologiach), a jedynie powinien taką komunikację umożliwić. Samo skomunikowanie z licznikiem urządzeń nienależących do OSD, powinno być realizowane samodzielnie przez Odbiorcę. Brak okresu przejściowego. Zmiana okresu wynika z potencjalnego problemu z fizyczną realizacją zleceń w przypadku wystąpienia znacznej ilości klientów z takowym wnioskiem.	
343.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 7 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „7. W przypadku, o którym mowa ust. 6, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego stosownie do możliwości technicznych i organizacyjnych zainstaluje licznik zdalnego odczytu, umożliwi skomunikowanie licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej lub wyposaży punkt ładowania w licznik zdalnego odczytu w instalacji odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w terminie ~~30~~ 60 dni od dnia wystąpienia tego odbiorcy”. <i>Uzasadnienie:</i> Uzasadnienie jak wyżej, a dodatkowo należy powiązać takie wnioski z przyjętym harmonogramem, który oznacza wymiany obszarowe a nie punktowe. Bez takiego powiązania po stronie OSD będą powstawały dodatkowe i niczym nieuzasadnione koszty. a) Proponowana zapis dotyczący warunków przyłączenia pozwoli na zapewnienie możliwości skomunikowania liczników z siecią domową według standardów bez dużej ingerencji w instalację wewnętrzną budynków	

			b) Należy wskazać możliwe do realizacji typy interfejsów komunikacyjnych i zasady bezpieczeństwa dla komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami sieci domowej. Pozwoli to na projektowanie urządzeń sieci domowej w zgodności do komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu. Jak wspomniano wcześniej OSD nie powinien być odpowiedzialny za skuteczne skomunikowanie swoich liczników z „urządzeniami sieci domowej” (które mogą pracować w wielu różnych, nieznanych OSD, technologiach), a jedynie powinien taką komunikację umożliwić. Samo skomunikowanie z licznikiem urządzeń nienależących do OSD, powinno być realizowane samodzielnie przez Odbiorcę. Proponujemy wydłużenie terminu, ze względu na brak okresu przejściowego oraz z potencjalnego problemu z fizyczną realizacją zleceń w przypadku wystąpienia znacznej ilości klientów z takowym wnioskiem.	
344.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 7 ustawy	PKP Energetyka S.A.	Art. 11u. 1 ust.7 został określony termin realizacji wnioskowanych czynności opisanych w ust. 6 (zainstalowanie licznika zdalnego odczytu, skomunikowanie licznika z siecią domową oraz wyposażenie punktu ładowania w licznik zdalnego odczytu) i wynosi 30 dni od dnia wystąpienia tego odbiorcy. Z uwagi na fakt konieczności przeprowadzenia modernizacji, związanej z przebudową lub dostosowaniem instalacji odbiorcy wnosimy o wydłużenie wskazanego terminu do 60 dni od dnia wystąpienia odbiorcy.	
345.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 6 – 8 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „6. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym może wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony, o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) ~~skomunikowanie licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11z ust. 2;~~ 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317 i 1356) należącego do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy. 7. W przypadku, o którym mowa ust. 6, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje licznik zdalnego odczytu, ~~skomunikuje licznik zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej~~ lub wyposaży punkt ładowania w licznik zdalnego odczytu w instalacji	

			odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w terminie do 30 60 dni od dnia wystąpienia tego odbiorcy. 8. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym ponosi koszty instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu oraz wyposażenia punktu ładowania należącego do tego odbiorcy w licznik zdalnego odczytu i jego uruchomienia, o których mowa w ust. 6 ~~pkt 1 i 3~~. <i>Uzasadnienie:</i> - Ingerencja w wewnętrzną sieć klienta oraz konfigurowanie urządzeń w sieci domowej przez pracowników OSD może rodzić różnego rodzaju problemy i komplikacje. Zadanie to powinno być realizowane przez firmy specjalistyczne działające na zlecenie odbiorcy końcowego. - Koszty powinny być ponoszone w zakresie całego ust. 6 a nie wyłącznie 1 oraz 3 (w przypadku, gdyby ust.2 pozostał). - Proponuje się wydłużenie terminu na instalację do min. 60 dni z uwagi, że liczba potencjalnych wniosków jest trudna do przewidzenia na obecnym etapie, natomiast realizacja tego zadania w tak krótkim czasie wymaga znacznych zasobów ludzkich i sprzętowych.	
346.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 6 – 8 ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „6. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym może wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci jest przyłączony, o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2018 r. poz. 317 i 1356) należącego do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy. 7. W przypadku, o którym mowa ust. 6, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje licznik zdalnego odczytu, skomunikuje licznik zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej lub wyposaży punkt ładowania w licznik zdalnego odczytu w instalacji odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym w terminie <u>60 dni</u> od dnia wystąpienia tego odbiorcy. 8. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym ponosi koszty instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu oraz wyposażenia punktu ładowania należącego do tego odbiorcy w licznik zdalnego odczytu i jego uruchomienia, o których mowa w <u>ust. 6</u>. 9. <u>Operator systemu dystrybucyjnego określa w technicznych warunkach przyłączenia wymagania jakie muszą być spełnione w celu umożliwienia realizacji skomunikowania licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej lub określi warunki wyposażenia punkt ładowania w licznik zdalnego odczytu w instalacji odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym”.</u>	

			<i>Uzasadnienie:</i> • Proponujemy wykreślenie zapisu oznaczającego, że skomunikowanie licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej odbiorcy jest po stronie OSD, do sieci którego taki odbiorca jest przyłączony. OSD nie mają takich możliwości technicznych i organizacyjnych, sam proces komunikacji ze względu na różnorodność urządzeń posiadanych przez odbiorców może się okazać trudny od strony technologicznej a jednocześnie takie działanie oznacza ingerencję OSD poza swoją sieć. • Dodatkowo należy powiązać takie wnioski z przyjętym harmonogramem, który oznacza wymiany obszarowe a nie punktowe. Bez takiego powiązania po stronie OSD będą powstawały dodatkowe i niczym nieuzasadnione koszty. • Ingerencja w wewnętrzną sieć klienta oraz konfigurowanie urządzeń w sieci domowej przez pracowników OSD może rodzić różnego rodzaju problemy i komplikacje. Zadanie to powinno być realizowane przez firmy specjalistyczne działające na zlecenie odbiorcy końcowego. • Koszty powinny być ponoszone w zakresie całego ust. 6 a nie wyłącznie 1 oraz 3 (w przypadku gdyby ust.2 pozostał). • Proponuje się wydłużenie terminu na instalacje do min. 60 dni z uwagi na to, że liczba potencjalnych wniosków jest trudna do przewidzenia na obecnym etapie, natomiast realizacja tego zadania w tak krótkim czasie wymaga znacznych zasobów ludzkich i sprzętowych. • W ust. 9 proponuje się zapis dotyczący warunków przyłączenia, który pozwoli na zapewnienie możliwości skomunikowania liczników zdalnego odczytu z siecią domową według standardów bez dużej ingerencji w instalację wewnętrzną budynków • Pozostałe ust. Art. 11u otrzymują numeracje 10-11.	
347.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 8 ustawy	KIGEiT	<i>Proponowana zmiana:</i> „8. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym ponosi uzasadnione koszty instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu oraz wyposażenia punktu ładowania należącego do tego odbiorcy w licznik zdalnego odczytu i jego uruchomienia, o których mowa w ust. 6 pkt 1 i 3. Operatorzy systemu dystrybucyjnego są zobowiązani do zapewnienia liczników energii o zestandaryzowanych w skali kraju funkcjonalnościach oraz interfejsach komunikacyjnych”.	

			Proponujemy dodanie w tym artykule zapisu: „Operatorzy systemu dystrybucyjnego, wspólnie z operatorem informacji pomiarowych zapewnią szczegółowe wymagania techniczne dotyczące liczników energii elektrycznej, w szczególności dotyczące funkcjonalności oraz interfejsów i protokołów komunikacyjnych, gwarantujących wzajemną wymiennność urządzeń na terenie całego kraju. Wymagania powinny wykorzystywać otwarte standardy.”	
348.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 8 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Proponowana zmiana: „8. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym ponosi koszty instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu oraz wyposażenia punktu ładowania należącego do tego odbiorcy w licznik zdalnego odczytu i jego uruchomienia, o których mowa w ust. 6 ~~pkt 1 i 3~~”. Uzasadnienie: Zmiana wynika ze zmian zaproponowanych do art. 11u ust. 6. Niezależnie jednak od przyjęcia bądź nie zmian w art. 11u ust. 6., konieczne jest wprowadzenie zaproponowanej zmiany art. 11u ust. 8 - koszty ponoszone przez odbiorcę końcowego powinny obejmować cały zakres działań opisanych w ust. 6 a nie wyłącznie koszty z pkt. 1 oraz 3 (w przypadku, gdyby ust. 2 pozostał). OSD (czyli wszyscy odbiorcy poprzez taryfę) nie powinien ponosić kosztów skomunikowania licznika zdalnego odczytu z urządzeniami sieci domowej danego odbiorcy, gdyż nie istnieje jeden standard dla sieci domowej, a różnorodność jest tak duża, że praktycznie za każdym razem OSD musiałby dokonywać indywidualnych prac adaptacyjnych, ponosząc przy tym bardzo duże koszty. To po stronie danego odbiorcy powinno leżeć dostosowanie się (skomunikowanie z licznikiem) do jednego standardu stosowanego przez OSD dla wszystkich odbiorców.	
349.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 9 ustawy	APATOR	Proponujemy wprowadzić możliwość zainstalowania licznika energii elektrycznej z funkcjonalnością lokalną licznika przedpłatowego z komunikacją z systemem pomiarowym. Licznik zdalnego odczytu może nie realizować funkcji przedpłatowej w sposób efektywny, ze względu na ograniczenia technologii komunikacyjnych. Liczniki przedpłatowe jest uwzględniony w zapisach Art 11w	
350.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 9 ustawy	Energa S.A.	Wnosimy o doprecyzowanie, do kogo wniosek odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym jest kierowany. Konieczne jest dodatkowe uregulowanie w ustawie zasad realizacji usługi przedpłatowej, zarówno pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego, a także odbiorcami końcowymi. Aby zminimalizować czas i ilość możliwych powstałych błędów proponuje się, aby komunikacja oraz przekazanie komend załącz/wyłącz od sprzedawcy do operatora systemu dystrybucyjnego odbywała się bezpośrednio pomiędzy systemami tych podmiotów. Dodatkowo należy podkreślić, że jeżeli jest	

			już zainstalowany licznik zdalnego odczytu, to sprzedawca nie może wnioskować do OSD o inny licznik przedpłatowy (zwykły). Sprzedawca musi dostosować swój system bilingowy do obsługi licznika zdalnego jako przedpłatowy i musi prowadzić saldo dekrementujące w swoim systemie.	
351.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11u ust. 9 ustawy	KIGeiT	Proponujemy wprowadzić możliwość zainstalowania licznika energii elektrycznej z funkcjonalnością lokalną licznika przedpłatowego z komunikacją z systemem pomiarowym. Licznik zdalnego odczytu może nie realizować funkcji przedpłatowej w sposób efektywny, ze względu na ograniczenia technologii komunikacyjnych. Liczniki przedpłatowe uwzględniono w zapisach Art 11 w.	
352.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 1 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> dodanie pkt 4 do ust. 1 o treści: „4) o zdarzeniach licznikowych.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponuje się dodanie nowego pkt 4) zdarzeń rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu. Do zdarzeń tych między innymi należą: awaria pamięci, rozładowana bateria, rozsynchronizowany zegar licznika, ingerencja w obudowę licznika, działanie silnym polem elektromagnetycznym.	
353.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 1 ustawy	KIGeiT	Proponujemy usunięcie z zapisów wyrazu „lub”. Układy pomiarowe powinny być przygotowane na rejestrację wszystkich wymaganych parametrów i danych pomiarowych. Wyraz „lub” może powodować ograniczenie pojemności rejestrów danych pomiarowych.	
354.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 1 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> dodanie pkt 4 do ust. 1 o treści: „Art. 11w. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pozyskuje z licznika zdalnego odczytu zarejestrowane dane pomiarowe: 1) o ilości energii elektrycznej: a) pobranej z sieci przez odbiorcę końcowego - zsumowane do okresów ~~60~~ 15 -minutowych, ~~chyba że odbiorca ten wyrazi zgodę na krótsze okresy rejestracji tych danych albo przepisy odrębne określają krótszy okres sumowania danych pomiarowych~~ , lub b) ~~wytworzonej w instalacji odbiorcy końcowego, lub~~ c) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej przez odbiorcę końcowego, lub d) ~~wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonego do sieci, lub~~ e) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej przez jednostkę wytwórczą, w tym instalację odnawialnego źródła energii, lub f) pobraną z sieci i wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej przez magazyn energii elektrycznej; 2) dotyczące wartości mocy – za okresy 15-minutowe;	

			3) o wskaźnikach jakości i parametrach informacje o parametrach jakościowych energii elektrycznej w zakresie napięcia energii elektrycznej dostarczanej do dla punktu pomiarowego energii. 4) informacje o zdarzeniach zarejestrowanych przez licznik.” <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowane zmiany wynikają z tego, iż OSD nie rejestruje i zgodnie z nowelizacją nie będzie rejestrowa, ani miał technicznej możliwości rejestracji takich danych. Instalacja liczników do pomiaru energii wytworzonej w źródłach pozostaje w gestii podmiotu przyłączonego do sieci dystrybucyjnej. Operator systemu dystrybucyjnego nie ma możliwości technicznych ani prawnych do wyegzekwowania instalacji liczników zdalnego odczytu przez wytwórców oraz pozyskiwania z nich danych pomiarowych. Ponadto okres rejestracji dla ilości energii musi być zgodny z okresem rejestracji dla mocy, określonym w Art.11w pkt.1 ppkt.2) – 15 minut. Dane 15 minutowe konieczne są do prowadzenia przez OSD ruchu sieci, analiz sieciowych. Licznik zdalnego odczytu nie powinien sumować do okresów 60-minutowych. To sumowanie powinno być realizowane na poziomie systemu odczytowego OSD.	
355.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 1 pkt 1 ustawy	APATOR	Proponujemy usunięcie z zapisów „lub”. Układy pomiarowe powinny być przygotowane na rejestrację wszystkich wymaganych para-metrów i danych pomiarowych. Fraza „lub” może powodować ograniczenie pojemności rejestrów danych pomiarowych.	
356.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 1 pkt 1 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pozyskuje z licznika zdalnego odczytu zarejestrowane dane pomiarowe: 1) o ilości energii elektrycznej: a) pobranej z sieci przez odbiorcę końcowego - zsumowane do okresów 60- minutowych, chyba że odbiorca ten wyrazi zgodę na krótsze okresy rejestracji tych danych albo przepisy odrębne określają krótszy okres sumowania danych pomiarowych, lub b) wytworzonej w instalacji odbiorcy końcowego lub c) wprowadzonej do sieci przez odbiorcę końcowego lub d) wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonego do sieci lub e) wprowadzonej do sieci przez jednostkę wytwórczą, w tym instalację odnawialnego źródła energii lub f) pobraną z sieci i wprowadzoną do sieci przez magazyn energii elektrycznej”.	

			<i>Uzasadnienie:</i> Nie są znane te ilości przez OSD.	
357.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 1 pkt 1 lit. f ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „f) pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej oraz pobranej i oddanej w procesie magazynowania energii elektrycznej” <i>Uzasadnienie:</i> Poprawka dostosowująca brzmienie przepisu do definicji danych pomiarowych oraz regulacji w zakresie magazynów energii elektrycznej. Wynika również z możliwości występowania magazynu energii elektrycznej jako elementu składowego źródła wytwórczego lub instalacji odbiorcy końcowego.	
358.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 1 pkt 1 lit. f ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może wysyłać polecenia do licznika zdalnego odczytu. Operator ten wysyła polecenia do licznika zdalnego odczytu na żądanie: 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w przypadku: a) wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 7 lub art. 11c ust. 2 pkt 2, b) sytuacji, o której mowa w art. 11d ust. 1, c) zawarcia umowy, w szczególności umowy o świadczenie usług systemowych - w zakresie poleceń wpływających na wielkość wprowadzanej lub pobieranej energii elektrycznej; 2) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie i na zasadach określonych w umowie zawartej z tym sprzedawcą; 3) odbiorcy końcowego – na zasadach określonych w umowie zawartej z tym odbiorcą; 4) podmiotu upoważnionego przez odbiorcę końcowego – w zakresie określonym w upoważnieniu, chyba że wysłanie takich poleceń zagraża bezpieczeństwu pracy sieci elektroenergetycznej zarządzanej przez tego operatora.” <i>Uzasadnienie:</i> Doprecyzowanie przepisu, mające na celu podkreślenie, że operator systemu dystrybucyjnego ma obowiązek wysłania do licznika zdalnego odczytu, polecenia przekazanego przez uprawniony podmiot, z zastrzeżeniem wpływu takich poleceń na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej.	
359.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 1 i 2 ustawy	Lewiatan	W ustępach tych jest mowa o bliżej nieokreślonych „wskaźnikach jakości”. Naszym zdaniem należy doprecyzować o jakie dokładnie wskaźniki chodzi.	

360.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 2 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pozyskuje z liczników bilansujących dane pomiarowe: 1) o ilości zarejestrowanej energii elektrycznej; 2) dotyczące wartości mocy czynnej – za okresy 15-minutowe; 3) o wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych w zakresie napięcia energii elektrycznej dostarczanej do punktu pomiarowego; 4) o zdarzeniach licznikowych” <i>Uzasadnienie:</i> Zgodnie z uwagą wcześniejszą proponuje się doprecyzowanie w pkt 2) mocy czynnej oraz proponuje się dodanie pkt 4) zdarzeń rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu. Do zdarzeń tych między innymi należą: awaria pamięci, rozładowana bateria, rozsynchronizowany zegar licznika, ingerencja w obudowę licznika, działanie silnym polem elektromagnetycznym.	
361.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 2 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pozyskuje z liczników bilansujących dane pomiarowe: 1) o ilości zarejestrowanej energii elektrycznej za okresy 15-minutowe; 2) dotyczące wartości mocy – za okresy 15-minutowe; 3) informacje o wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych w zakresie napięcia energii elektrycznej dostarczanej do punktu pomiarowego, 4) informacje o zdarzeniach zarejestrowanych przez licznik.” <i>Uzasadnienie:</i> Uzasadnienie jak w punktach wcześniejszych dotyczących pozyskiwanych danych z liczników. Ponadto OSD z licznika bilansującego nie będzie miał możliwości pozyskać danych/parametrów jakościowych dotyczących punktu pomiarowego (wg naszej propozycji „punktu pomiaru energii”), lecz tylko danych/parametrów mierzonych przez licznik bilansujący – dotyczy zmian w ust. 2 pkt. 3)	
362.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i>	

	art. 11w ust. 3 ustawy		3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może wysyłać polecenia do licznika zdalnego odczytu. Operator ten może także wysyłać polecenia do licznika zdalnego odczytu na żądanie: 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w przypadku: a) wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 7 lub art. 11c ust. 2 pkt 2, b) sytuacji, o której mowa w art. 11d ust. 1, c) zawarcia umowy, w szczególności umowy o świadczenie usług systemowych - w zakresie poleceń wpływających na wielkość wprowadzanej lub pobieranej energii elektrycznej; 2) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie i na zasadach określonych w umowie zawartej z tym sprzedawcą lub w instrukcji o której mowa art. 9g; 3) odbiorcy końcowego – na zasadach określonych w umowie zawartej z tym odbiorcą; 4) podmiotu upoważnionego przez odbiorcę końcowego – w zakresie określonym w upoważnieniu”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy dodać - zgodnie z intencją ustawodawcy warunki współpracy pomiędzy OSD a sprzedawcą mają być częścią IRiESD.	
363.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ust. 3 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może wysyłać polecenia do licznika zdalnego odczytu. Operator ten może także wysyłać polecenia do licznika zdalnego odczytu na żądanie: 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w przypadku: a) wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 7 lub art. 11c ust. 2 pkt 2, b) sytuacji, o której mowa w art. 11d ust. 1, - c)zawarcia umowy, w szczególności umowy o świadczenie usług systemowych - w zakresie poleceń wpływających na wielkość wprowadzanej lub pobieranej energii elektrycznej; 2) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie i na zasadach określonych w umowie zawartej z tym sprzedawcą lub w instrukcji, o której mowa art. 9g; 3) odbiorcy końcowego – na zasadach określonych w umowie zawartej z tym odbiorcą; 4) podmiotu upoważnionego przez odbiorcę końcowego – w zakresie określonym w upoważnieniu.”	

			<i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy dodać - zgodnie z intencją ustawodawcy warunki współpracy pomiędzy OSD a sprzedawcą mają być częścią IRiESD.	
364.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11w ustawy – dodaje się 11wa	PSE S.A.	<i>Proponowana treść:</i> „Art. 11wa. Informacje pomiarowe operatorowi informacji pomiarowych przekazują: 1) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, 2) sprzedawca, 3) inne podmioty - które dokonują zmian w zakresie informacji pomiarowych na podstawie umowy.” <i>Uzasadnienie:</i> Operator informacji pomiarowych potrzebuje informacji o relacjach umownych pomiędzy podmiotami rynku w celu prawidłowej realizacji procesów przetwarzania, w tym udostępniania danych pomiarowych oraz innych procesów wspierających funkcjonowanie rynku detalicznego. Przepis określa katalog podmiotów obowiązanych do informowania operatora informacji pomiarowych.	
365.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 1 – 3	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana treść:</i> „1. Operatorzy systemów elektroenergetycznych przekazują w postaci elektronicznej operatorowi informacji pomiarowych za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych: 1) dane dotyczące punktu pomiarowego po każdej zmianie tych danych nie później niż w dniu następnym; 2) dane pomiarowe z licznika zdalnego odczytu, za poprzednią dobę, w dobie następującej po dobie, w której dokonano pomiaru; 3) dla odbiorcy końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, profil zużycia właściwy dla danego odbiorcy końcowego opracowany na podstawie standardowego profilu zużycia, przy czym ten profil zużycia jest korygowany odpowiednio do rzeczywistego zużycia nie później niż w terminie 5 dni od dnia odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; 4) w przypadku zmiany sprzedawcy, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, zmiany odbiorcy, wypowiedzenia, rozwiązania lub zmiany warunków umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez odbiorcę końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, dane pomiarowe dotyczące rzeczywistego	

		zużycia nie później niż w terminie 5 dni od odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; 5) dane pomiarowe z licznika bilansującego, za poprzednią dobę, w dobie następującej po dobie, w której dokonano pomiaru. (...) 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych operatorowi informacji pomiarowych informacje o: 1) sprzedawcach, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą zawieranie umów kompleksowych; 2) pozostałych sprzedawcach, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, inną niż określona w pkt 1; 3) sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcach rezerwowych, w tym sprzedawcach świadczących rezerwową usługę kompleksową, działających na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 5) podmiotach odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy rozszerzyć katalog przypadków, w których powinien być przekazany odczyt przez OSD do OIPa o wskazane przypadki - w tych sytuacjach niezbędne posiadanie odczytu przez sprzedawcę, aby prawidłowo rozliczyć odbiorcę. Proponujemy dodać - informację o sprzedawcach rezerwowych naszym zdaniem OIP również powinien posiadać.	

366.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 1 pkt 1	Energia S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Operatorzy systemów elektroenergetycznych przekazują w postaci elektronicznej operatorowi informacji pomiarowych za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych: 1) dane dotyczące punktu pomiarowego po każdej zmianie tych danych nie później niż następnego dnia roboczego od dnia zmiany tych danych przez operatora systemu elektroenergetycznego ~~w dniu następnym~~; 2) dane pomiarowe z licznika zdalnego odczytu, za poprzednią dobę, w dobie następującej po dobie, w której dokonano pomiaru; 3) dla odbiorcy końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, profil zużycia właściwy dla danego odbiorcy końcowego opracowany na podstawie standardowego profilu zużycia, przy czym ten profil zużycia jest korygowany odpowiednio do rzeczywistego zużycia nie później niż w terminie 5 dni od dnia odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; 4) w przypadku zmiany sprzedawcy, wypowiedzenia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez odbiorcę końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, dane pomiarowe dotyczące rzeczywistego zużycia nie później niż w terminie 5 dni od odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; 5) dane pomiarowe z licznika bilansującego, za poprzednią dobę, w dobie następującej po dobie, w której dokonano pomiaru” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy doprecyzowanie, że informacja nt. zmiany danych dotyczących punktu pomiarowego będzie przekazywana w przeciągu jednego dnia roboczego. Nie wszystkie dane są pozyskiwane automatycznie, co skutkuje koniecznością ich ręcznego wprowadzania do systemów IT OSD, co jest realizowane tylko w dni robocze. W zakresie pkt 2) - w jaki sposób przekazywane będą dane korygujące – należy określić czy po stronie systemu OIP będzie funkcjonował system walidujący odczyty korygujące konieczne do wystawienia faktury przez OSD i Sprzedawcę czy też niezależnie od wielkości różnicy pomiędzy odczytem korygującym a korygowanym wszystkie dane będą przekazywane do rozliczenia.	

367.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 1 pkt 2	APATOR	Proponujemy wprowadzenie możliwości aproksymowania danych pomiarowych w przypadku braku komunikacji i pozyskania danych pomiarowych z liczników energii elektrycznej. System pozyskiwania danych pomiarowych w zależności od technologii komunikacyjnej zastosowanej w danym przypadku jest uzależniony od warunków danego kanału komunikacyjnego oraz jakości tego kanału które są zmienne w czasie. Aktualnie żadna technologia nie daje gwarancji 100% odczytu danych pomiarowych zainstalowana na zróżnicowanym urbanistycznie obszarze.	
368.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 1 pkt 3	Lewiatan	Czy ten zapis oznacza, że dla odbiorców bez licznika zdalnego odczytu np. z grupy taryfowej A, B czy C2x OSD mają przekazywać do centralnego systemu informacji pomiarowych profil zużycia opracowany na podstawie standardowego profilu? Będzie to o tyle trudne, czy wręcz niemożliwe, że dla tych grup odbiorców profile standardowe nie są stosowane.	
369.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 1 pkt 4	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> 1. Operatorzy systemów elektroenergetycznych przekazują w postaci elektronicznej operatorowi informacji pomiarowych za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych: 4) w przypadku zmiany sprzedawcy, zakończenia realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez odbiorcę końcowego , u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, dane pomiarowe dotyczące rzeczywistego zużycia nie później niż w terminie 5 dni od odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; <i>Uzasadnienie:</i> OSD otrzymuje od sprzedawców informacje o zakończeniu realizacji umowy sprzedaży energii bądź umowy kompleksowej, a nie wypowiedzenie umowy. Proponujemy skorygowanie zapisu w tym zakresie. Uregulowanie winno być doszczegółowione o termin, w jakim OSD ma pozyskać odczyt od odbiorcy i sytuację, kiedy nie jest możliwy dostęp do układu pomiarowo – rozliczeniowego.	
370.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 1	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> Art. 11x. 1. Operatorzy systemów elektroenergetycznych przekazują w postaci elektronicznej operatorowi informacji pomiarowych za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych: 1) dane dotyczące punktu pomiarowego po każdej zmianie tych danych nie później niż w dniu następnym;	

			2) dane pomiarowe z licznika zdalnego odczytu, za poprzednią dobę, w dobie następującej po dobie, w której dokonano pomiaru 3) dla odbiorcy końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, profil zużycia właściwy dla danego odbiorcy końcowego opracowany na podstawie standardowego profilu zużycia, przy czym ten profil zużycia jest korygowany odpowiednio do rzeczywistego zużycia nie później niż w terminie 5 dni od dnia odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; 4) w przypadku zmiany sprzedawcy, wypowiedzenia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez odbiorcę końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, dane pomiarowe dotyczące rzeczywistego zużycia nie później niż w terminie 21 dni od daty zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego; 5 dni od odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy powiązanie terminu dostarczenia danych pomiarowych od daty zmiany sprzedawcy. W naszej ocenie dopiero takie powiązanie umożliwia sprzedawcy wykonanie rozliczenia końcowego w ustawowym terminie (42 dni) – art. 4j ustawy Prawo energetyczne. Pozostawienie dotychczasowego brzmienia w naszej ocenie może doprowadzić do sytuacji, w której odczyt informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika może nastąpić po 42 dniach od dnia zmiany sprzedawcy.	
371.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 1	KIGeiT	Proponujemy wprowadzenie możliwości aproksymowania danych pomiarowych w przypadku braku komunikacji i pozyskania danych pomiarowych z liczników energii elektrycznej w okresie przejściowym. Będzie to zachęcać do stosowania w danych warunkach takiej komunikacji elektronicznej, która zapewni odpowiednio wysoką dostępność łącza. System pozyskiwania danych pomiarowych w zależności od technologii komunikacyjnej zastosowanej w danym przypadku jest uzależniony od warunków danego kanału komunikacyjnego oraz jakości tego kanału które są zmienne w czasie. Żadne realne rozwiązanie techniczne w żadnej dziedzinie nie daje gwarancji 100% ciągłości działania, ale współczesna technika telekomunikacyjna daje zawsze możliwość telekomunikacyjnego odczytu danych pomiarowych w każdych warunkach lokalowych i geograficznych.	
372.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 1	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 11x. 1. Operatorzy systemów elektroenergetycznych przekazują w postaci elektronicznej operatorowi informacji pomiarowych za pośrednictwem centralnego systemu informacji	

		Energii Elektrycznej – PTPiREE pomiarowych, z uwzględnieniem procedury korekty i uzupełniania danych, przedstawionej w Rozporządzeniu określonym w Art.11zf: 1) dane dotyczące punktu pomiarowego energii po każdej zmianie tych danych nie później niż następnego dnia roboczego od dnia zarejestrowania zmiany tych danych przez operatora systemu elektroenergetycznego w dniu następnym; 2) dane pomiarowe z licznika zdalnego odczytu, za poprzednią dobę, w dobie następującej po dobie, w której dokonano pomiaru, o ile dane takie zostały pozyskane przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego, nie później jednak niż w dobie następnej po dobie, w której zostały pozyskane; 3) dla odbiorcy końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, ~~profil zużycia właściwy dla danego odbiorcy końcowego opracowany na podstawie standardowego profilu zużycia, przy czym ten profil zużycia jest korygowany odpowiednio do~~ dane dotyczące rzeczywistego zużycia nie później niż w terminie 5 dni roboczych od dnia odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; 4) w przypadku zmiany sprzedawcy, ~~wypowiedzenia~~ zakończenia realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez odbiorcę końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, dane pomiarowe dotyczące rzeczywistego zużycia nie później niż w terminie 5 dni od odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; 5) dane pomiarowe z licznika bilansującego, za poprzednią dobę, w dobie następującej po dobie, w której dokonano pomiaru, o ile dane takie zostały pozyskane przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego, nie później jednak niż w dobie następnej po dobie, w której zostały pozyskane” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy doprecyzowanie, że informacja nt. zmiany danych dotyczących punktu pomiarowego będzie przekazywana w przeciągu jednego dnia roboczego. Nie wszystkie dane są pozyskiwane automatycznie, co skutkuje koniecznością ich ręcznego wprowadzania do systemów IT OSD, co jest realizowane tylko w dni robocze. W szczególności zmiany danych dot. punktu pomiarowego są następstwem zabiegów eksploatacyjnych lub zmian ewidencyjnych wprowadzanych na wniosek odbiorcy lub Sprzedawcy. Informacje o zmianie ww. danych wprowadzane są do systemów informatycznych ręcznie po wykonaniu zleconych prac i ich pozyskaniu z jednostek terenowych OSD lub od Sprzedawcy. W zakresie danych pobieranych z liczników, należy mieć na uwadze techniczne możliwości komunikacyjne. Nigdy nie będzie możliwości przekazania 100% odczytów w dobie n+1, zwłaszcza	

			przy masowej skali wdrożenia liczników zdalnego odczytu i liczników bilansujących. Stąd też konieczne jest wprowadzenie mechanizm korekty i uzupełnienia danych. Proponujemy ten mechanizm określić w Rozporządzeniu określonym w Art.11zf. W zakresie pkt. 3) proponujemy jego doprecyzowanie, gdyż zapis ten oznacza, że dla odbiorców bez licznika zdalnego odczytu w tym z grupy taryfowej A, B czy C2x, OSD mają przekazywać do centralnego systemu informacji pomiarowych profil zużycia opracowany na podstawie standardowego profilu. Będzie to o tyle trudne, a w wielu przypadkach niemożliwe, gdyż dla tych grup odbiorców profile standardowe nie są stosowane. Jednocześnie dla odbiorców grupy taryfowej G przekazywanie takich profili nie ma uzasadnienia, gdyż nie mogą one być wykorzystane do rozliczeń ze względu na zbyt dużą rozbieżność między standardowym profilem, a rzeczywistym profilem konkretnego odbiorcy. Również wykorzystanie tych profili do innych rozliczeń jest nieuzasadnione ze względu na ww. rozbieżność. Dodatkowo nie ma uzasadnienie dla przysyłania takiej dużej ilości danych profilowych, skoro przekazywane są dane pomiarowe odbiorcy, a system może sam wyznaczyć profil odbiorcy np. na bazie profilu standardowego. W zakresie zmiany dotyczącej pkt. 4) OSD otrzymuje od sprzedawców informacje o zakończeniu realizacji umowy sprzedaży energii, bądź umowy kompleksowej, a nie wypowiedzenie umowy. Proponujemy skorygowanie zapisu w tym zakresie. Uregulowanie winno być doszczegółowione o termin w jakim OSD ma pozyskać odczyt od odbiorcy i sytuacje, kiedy nie jest możliwy dostęp do układu pomiarowo – rozliczeniowego.	
373.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 1 pkt 4	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> Zapis należy skreślić „1. Operatorzy systemów elektroenergetycznych przekazują w postaci elektronicznej operatorowi informacji pomiarowych za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych: (...) 4) w przypadku zmiany sprzedawcy, wypowiedzenia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez odbiorcę końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, dane pomiarowe dotyczące rzeczywistego zużycia nie później jednak niż w terminie 21 dni od daty zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy narzucenie terminu dostarczenia danych pomiarowych uzależnionego od daty zmiany sprzedawcy.	

			Bez tej zmiany, OSD nie będzie zobowiązany do dostarczenia danych pomiarowych w terminie umożliwiającym wykonanie rozliczenia końcowego przez sprzedawcę w ustawowym terminie (42 dni) – art. 4j	
374.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 2	Energa S.A.	Proponujemy wykreślenie obowiązku sprzedawcy przekazywania do OSD informacji o sprzedanej energii w systemie przedpłatowym. Przekazywanie takie miałyby służyć rozliczeniu między sprzedawcą a OSD usługi dystrybucyjnej. Jest to z założeniami nowelizacji Ustawy Prawo energetyczne, której celem jest dostarczenie odbiorcy częstych informacji o jego rzeczywistym zużyciu. Nie ma żadnych technicznych ani organizacyjnych przeszkód, aby odczytywać liczniki przedpłatowe a tym bardziej liczniki zdalnego odczytu wykorzystywane jako przedpłatowe. Propozycja jest zgodna z regulacjami prawnymi dotyczącymi zasad rozliczania usługi dystrybucji (momentu dokonania sprzedaży, gdzie sprzedaż kodu nie jest uznawana jako moment sprzedaży usługi dystrybucji).	
375.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 2	IGG – EWE Energia	<i>Proponowana zmiana:</i> Zapis należy skreślić <i>Uzasadnienie:</i> Zapis zbędny, skoro operator zawsze dysponuje danymi pomiarowymi.	
376.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 2	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną i dokonujące rozliczeń z odbiorcami końcowymi, u których zainstalowano liczniki zdalnego odczytu pełniące funkcję przedpłatowych układów pomiarowo-rozliczeniowych , przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informacje o ilości energii elektrycznej sprzedanej temu odbiorcy w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy doprecyzowanie zapisów w celu jednoznacznego wskazania, że obowiązek przekazania OSD przez przedsiębiorstwo obrotu informacji o ilości energii zakupionej przez odbiorcę dotyczy wyłącznie przypadku, gdy funkcję licznika przedpłatowego pełni licznik zdalnego odczytu. Obecnie „tradycyjne” liczniki przedpłatowe mogą być wykorzystywane wyłącznie w rozliczeniach za usługę kompleksową. Jeżeli przyjąć, że do sprzedaży energii przez sprzedawcę dochodzi w momencie dokonania przedpłaty przez odbiorcę (udokumentowanej fakturą VAT), to w takim przypadku ilość energii sprzedanej przez sprzedawcę w danym okresie może być różna od ilości energii dostarczonej przez OSD. Odbiorca decyduje, kiedy zużyje energię zakupioną od sprzedawcy i dopiero wówczas OSD dostarczy tę ilość energii.	

			Nie znajdujemy uzasadnienia, aby sprzedawca informował OSD o ilości energii sprzedanej odbiorcy, gdyż taka informacja nie jest potrzebna OSD. Sprzedawca po dokonaniu przedpłaty generuje kod do licznika przedpłatowego, który umożliwia „doładowanie” przez odbiorcę licznika zakupioną ilością energii. Ponadto zwracamy uwagę, że projekt ustawy nie precyzuje w jakim terminie sprzedawca będzie zobowiązany do przekazania OSD informacji o ilości energii sprzedanej odbiorcy oraz w jakim terminie OSD będzie zobowiązany do przesłania do licznika zdalnego odczytu stosownego polecenia (komunikatu o „doładowaniu” licznika o ilość energii zakupionej przez odbiorcę). Wnioskujemy o uzupełnienie projektu ustawy w tym zakresie, co umożliwi sprzedawcom odpowiednie przygotowanie systemów teleinformatycznych.	
377.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 2	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną i dokonujące rozliczeń z odbiorcami końcowymi, u których zainstalowano przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy, przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ~~informacje o ilości energii elektrycznej sprzedanej temu odbiorcy w postaci elektronicznej~~ polecenia związane z techniczną obsługą przedpłatowego systemu rozliczeń za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych” <i>Uzasadnienie:</i> Brak jest uzasadnienia oraz celu w jakim przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną miałoby przekazywać operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informacje o ilości energii elektrycznej sprzedanej odbiorcy. W celu prawidłowego rozliczenia/funkcjonowania takiego licznika do OSD powinno zostać przekazane polecenie dotyczące technicznej obsługi licznika przedpłatowego. Jest to zgodne z funkcjonalnością liczników zdalnego odczytu pełniących funkcję liczników przedpłatowych, która została zdefiniowana w dokumencie „Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec wdrażanych przez OSD E inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych z uwzględnieniem funkcji celu oraz proponowanych mechanizmów wsparcia przy postulowanym modelu rynku” z dnia 31.05.2011r. i jest zaimplementowana w Polsce we wdrożonych dotychczas systemach inteligentnego opomiarowania AMI – w związku z nowelizacją ustawy PE, funkcjonalność ta powinna zostać szczegółowo opisana w Rozporządzeniu wydanym na podstawie Art.11zf.	

378.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 3	Energa S.A.	W ocenie OSD w momencie uruchomienia CSIP, podmiotem odpowiedzialnym za udostępnianie danych podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe będzie OIP i to OIP powinien mieć zawarte umowy z POB. Wnioskujemy o wykreślenie tego punktu.	
379.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 3	Lewiatan	W ustępie tym mowa jest o przekazywaniu za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych informacji o sprzedawcach, pozostałych sprzedawcach, sprzedawcy z urzędu i podmiotach odpowiedzialnych za bilansowanie. Naszym zdaniem ta lista powinna być rozszerzona również o sprzedawcę zobowiązanego. Jest to o tyle zasadne, że w proponowanej niniejszą Ustawą zmianie Ustawy o odnawialnych źródłach energii jest mowa o tym, że sprzedawca zobowiązany pozyskuje dane do rozliczeń właśnie od operatora informacji pomiarowych.	
380.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 3	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych operatorowi informacji pomiarowych informacje o: 1) sprzedawcach, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą zawieranie umów kompleksowych; 2) pozostałych sprzedawcach, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, inną niż określoną w pkt 1; 3) sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcy zobowiązanym działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 54) podmiotach odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. 6) Właściciel obiektu pomiaru energii, lub podmiot przez niego upoważniony, przekazuje w postaci elektronicznej operatorowi centralnego systemu wymiany informacji za pośrednictwem centralnego systemu wymiany informacji dane pomiarowe z licznika zainstalowanego w obiekcie pomiaru energii” <i>Uzasadnienie:</i> W ustępie tym mowa jest o przekazywaniu za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych informacji o sprzedawcach, pozostałych sprzedawcach, sprzedawcy z urzędu i podmiotach odpowiedzialnych za bilansowanie. Naszym zdaniem ta lista powinna być rozszerzona	

			również o sprzedawcę zobowiązanego. Jest to o tyle zasadne, że w proponowanej niniejszą Ustawą zmianie Ustawy o odnawialnych źródłach energii jest mowa o tym, że sprzedawca zobowiązany pozyskuje dane do rozliczeń właśnie od operatora informacji pomiarowych. W związku z uwagą nr 9 oraz wprowadzeniem definicji „obiektu pomiaru energii” proponujemy uzupełnienie tego artykułu o nowy ustęp nr 6.	
381.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x ust. 3 oraz art. 11za ust. 4	Towarzystwo Obrotu Energią	W ustępie tym mowa jest o przekazywaniu za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych informacji o sprzedawcach, pozostałych sprzedawcach, sprzedawcy z urzędu i podmiotach odpowiedzialnych za bilansowanie. Naszym zdaniem ta lista powinna być rozszerzona również o sprzedawcę zobowiązanego i sprzedawcę rezerwowego (patrz dalej). Jest to o tyle zasadne, że w proponowanej niniejszą ustawą zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii jest mowa o tym, że sprzedawca zobowiązany pozyskuje dane do rozliczeń właśnie od OIP.	
382.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11x	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Operatorzy systemów elektroenergetycznych przekazują w postaci elektronicznej operatorowi informacji pomiarowych za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych: 1) dane dotyczące punktu pomiarowego po każdej zmianie tych danych nie później niż w dniu następnym; 2) dane pomiarowe z licznika zdalnego odczytu, za poprzednią dobę, w dobie następującej po dobie, w której dokonano pomiaru; 3) dla odbiorcy końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, profil zużycia właściwy dla danego odbiorcy końcowego opracowany na podstawie standardowego profilu zużycia, przy czym ten profil zużycia jest korygowany odpowiednio do rzeczywistego zużycia nie później niż w terminie 5 dni od dnia odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; 4) w przypadku zmiany sprzedawcy, zmiany grupy taryfowej, wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowego, zmiany odbiorcy, wypowiedzenia, rozwiązania lub zmiany warunków umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej przez odbiorcę końcowego, u którego nie zainstalowano licznika zdalnego odczytu, dane pomiarowe dotyczące rzeczywistego zużycia nie później niż w terminie 5 dni od odczytu informacji o rzeczywistym zużyciu z licznika zainstalowanego u odbiorcy; 5) dane pomiarowe z licznika bilansującego, za poprzednią dobę, w dobie następującej po dobie, w której dokonano pomiaru. 2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem energią elektryczną i dokonujące rozliczeń z odbiorcami końcowymi, u których zainstalowano przedpłatowy układ pomiarowo-rozliczeniowy, przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informacje	

			o ilości energii elektrycznej sprzedanej temu odbiorcy w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych. 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych operatorowi informacji pomiarowych informacje o: 1) sprzedawcach, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej umożliwiającą zawieranie umów kompleksowych; 2) pozostałych sprzedawcach, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, inną niż określoną w pkt 1; 3) sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcach rezerwowych, w tym sprzedawcach świadczących rezerwową usługę kompleksową, działających na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego 5) podmiotach odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe, z którymi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy rozszerzyć katalog przypadków, w których powinien być przekazany odczyt przez OSD do OIPa o wskazane przypadki - w tych sytuacjach niezbędne posiadanie odczytu przez sprzedawcę, aby prawidłowo rozliczyć odbiorcę. Proponujemy dodać - informację o sprzedawcach rezerwowych OIP również powinien posiadać. Przekazywanie danych w tych terminach wyklucza możliwość wykorzystania ich do: „pkt 5 str. 21 i 22 2) realizacji obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy; 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych;” oraz działań proefektywnościowych. Realizacja powyższych działań wymaga udostępnienia danych w formule on-line bezpośrednio do odbiorcy końcowego lub podmiotu przez niego upoważnionego.	

383.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11y ust. 1 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Operator informacji pomiarowych przechowuje dane pomiarowe przez okres: 1) 36 lat – w przypadku jednostkowych danych pomiarowych; 2) 56 lat – w przypadku jednostkowych danych pomiarowych zsumowanych do okresów rozliczeniowych - począwszy od końca roku, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji pomiarowych <i>Uzasadnienie:</i> Wskazany w ustawie okres przechowywania danych pomiarowych przez OIP wyklucza możliwość wykonania korekty rozliczeń w okresie nie przekraczającym terminu przedawnienia roszczeń, o których mowa w obowiązujących przepisach (w szczególności w Kodeksie cywilnym – dla gospodarstw domowych okres przedawnienia roszczeń wynosi 6 lat).	
384.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11y ust. 1 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 11y. 1. Operator informacji pomiarowych przechowuje dane pomiarowe przez okres: 1) 36 lat – w przypadku jednostkowych danych pomiarowych; 2) 56 lat – w przypadku jednostkowych danych pomiarowych zsumowanych do okresów rozliczeniowych - począwszy od końca roku, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji pomiarowych” <i>Uzasadnienie:</i> Wskazany w ustawie okres przechowywania danych pomiarowych przez OIP wyklucza możliwość wykonania korekty rozliczeń w okresie nie przekraczającym terminu przedawnienia roszczeń, o których mowa w obowiązujących przepisach (w szczególności w Kodeksie cywilnym – dla gospodarstw domowych okres przedawnienia roszczeń wynosi 6 lat).	
385.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11y ust. 2 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, operator informacji pomiarowych ~~anonimizuje~~ usuwa jednostkowe dane pomiarowe.” <i>Uzasadnienie:</i> W związku z koniecznością zachowania bezpieczeństwa oraz ochrony danych (w tym przypadku jednostkowych danych pomiarowych) proponujemy, aby Operator po upływie okresu	

			przechowywania danych pomiarowych usuwał te dane, a nie je anonimizował. Cel, dla którego dane były zbierane został osiągnięty, a w związku z tym dane należy usunąć.	
386.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11z ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego mogą przetwarzać na własne potrzeby dane pomiarowe i informacje pomiarowe, które przekazali do centralnego systemu informacji pomiarowych. Przetwarzane przez tych operatorów dane pomiarowe nie mogą być udostępniane innym podmiotom”. <i>Uzasadnienie:</i> Wnosimy o dodanie także informacji pomiarowych. Brak takiego zapisu mógłby sugerować, że OSD nie może po przekazaniu korzystać z tych informacji.	
387.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11z ustawy	Energa S.A.	Przedmiotowy zapis uniemożliwia udostępnianie przez OSD danych odbiorcom, których te dane bezpośrednio dotyczą (np. na fakturach czy pismach stanowiących odpowiedź OSD na reklamację odbiorcy, czy też w związku z obowiązkami wynikającymi z Rozporządzenia o Ochronie Danych Osobowych).	
388.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11z ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Przedmiotowy zapis uniemożliwia udostępnianie przez OSD danych odbiorcom, których te dane bezpośrednio dotyczą (np. na fakturach, czy pismach stanowiących odpowiedź OSD na reklamację odbiorcy, czy też w związku z obowiązkami wynikającymi z Rozporządzenia o Ochronie Danych Osobowych).	
389.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11za ust. 1 ustawy	PKP Energetyka S.A.	Proponujemy zmienić zapis na: „Operator informacji pomiarowych udostępnia jednostkowe dane pomiarowe oraz zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych” umożliwiając udostępnienie obu rodzaju danych, gdyż zarówno dane zagregowane jak i jednostkowe są niezbędne do prawidłowego rozliczania odbiorców na rynku energii. Strona wnioskująca o udostępnienie tych danych, określa ich rodzaj.	
390.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11za ust. 4 pkt 4 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z odbiorcą końcowym ~~za pobraną energię elektryczną~~ w ramach umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowej”. <i>Uzasadnienie:</i>	

			Wnioskujemy o doprecyzowanie, że przedmiotowe dane będą udostępniane sprzedawcom zarówno realizującym umowy sprzedaży, jak i sprzedawcom świadczącym usługę kompleksową, w ramach której rozliczana jest nie tylko energia, ale również usługa dystrybucji.	
391.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11za ust. 4 ustawy	Lewiatan	W ustępie tym mowa jest o udostępnianiu przez OIP za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych danych do określonej listy podmiotów. Naszym zdaniem ta lista powinna być rozszerzona również o sprzedawcę zobowiązanego. Jest to o tyle zasadne, że w proponowanej niniejszą Ustawą zmianie Ustawy o odnawialnych źródłach energii jest mowa o tym, że sprzedawca zobowiązany pozyskuje dane do rozliczeń właśnie od operatora informacji pomiarowych.	
392.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11za ust. 4 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „4. Jednostkowe dane pomiarowe lub informacje o punkcie pomiarowym operator informacji pomiarowych udostępnia wyłącznie: (...) 7) dostawcy usług ładowania, operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego i sprzedawcy energii elektrycznej, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej z dostawcą usług ładowania prowadzącym działalność na tej stacji – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń odpowiednio z dostawcą usług ładowania oraz ze sprzedawcą energii elektrycznej za pobraną energię elektryczną w ogólnodostępnej stacji ładowania - bez możliwości dalszego ich udostępniania innym podmiotom przez podmioty wskazane w pkt 2-7; nie wyłącza to możliwości zlecenia przez te podmioty przetwarzania danych pomiarowych w ich imieniu osobom trzecim; zlecenie przetwarzania danych pomiarowych może nastąpić wyłącznie w związku z realizacją przez poszczególne podmioty celów przypisanych im w pkt 2-7 <i>Uzasadnienie:</i> W pkt. 7 proponujemy dookreślenie katalogu podmiotów poprzez wskazanie, że przepis ten dotyczy toperatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy energii elektrycznej, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej z dostawcą usług ładowania prowadzącym działalność na danej stacji. Jest to zgodne z propozycją zmiany do ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych wyrażoną w art. 5 pkt. 2 lit. c i mającym zastosowanie do art. 3 ust. 3 tej ustawy. Uzupełnienie niniejszego punktu ma na celu pełną ochronę jednostkowych danych pomiarowych, a także zapewnienie spójności stosowania obu aktów prawnych	
393.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11za ust. 4 pkt 1 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1) odbiorcy ~~końcowemu~~, którego dane te dotyczą” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Doprecyzowanie przepisu, rozciągającego działanie również na odbiorców nie będących odbiorcami końcowymi.	
394.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11za ust. 4 pkt 6 ustawy	Zarządca Rozliczeń S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „6) Zarządcy Rozliczeń S.A. - w zakresie niezbędnym do realizacji jej zadań ustawowych, wynikających w szczególności z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2017 r. poz. 569 oraz z 2018 r. poz. 9) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2018 r. poz. 1269 i 1276), nieodpłatnie i w sposób zapewniający efektywne wykonywanie tych zadań” <i>Uzasadnienie:</i> Z uwagi na zmieniający się zakres zadań ustawowych Spółki wskazane jest użycie katalogu otwartego. Ponadto Zarządca Rozliczeń S.A. jako spółka realizująca zadania ustawowe na zasadach non profit powinna mieć zagwarantowany dostęp do danych pomiarowych na zasadach niekomercyjnych, tzn. nieodpłatnie. Ponadto w celu zapewnienia wykonywania tych zadań w sposób efektywny i sprawny wskazane jest uwzględnienie tego w przedmiotowym przepisie, co przyczyni się do prawidłowej realizacji tego przepisu.	
395.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11za ust. 4 i 8 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 11za. Ust. 4 Jednostkowe dane pomiarowe lub informacje o punkcie pomiaru ~~uowym~~ energii operator informacji pomiarowych udostępnia wyłącznie: 4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z odbiorcą końcowym ~~za pobraną energię elektryczną~~ w ramach umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowej. 8) sprzedawcy zobowiązanemu - w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z odbiorcą końcowym w ramach umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowej.” <i>Uzasadnienie:</i> Wnioskujemy o doprecyzowanie, że przedmiotowe dane będą udostępniane sprzedawcom zarówno realizującym umowy sprzedaży, jak i sprzedawcom świadczącym usługę kompleksową, w ramach której rozliczana jest nie tylko energia, ale również usługa dystrybucji. W ustępie tym mowa jest o udostępnianiu przez OIP za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych danych do określonej listy podmiotów. Naszym zdaniem ta lista powinna być rozszerzona również o sprzedawcę zobowiązanego. Jest to o tyle zasadne, że w proponowanej	

			niniejszą Ustawą zmianie Ustawy o odnawialnych źródłach energii jest mowa o tym, że sprzedawca zobowiązany pozyskuje dane do rozliczeń właśnie od operatora informacji pomiarowych.	
396.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11za ust. 5	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „5. Dane pomiarowe i informacje o punkcie pomiarowym, o których mowa w ust. 4, mogą być przetwarzane wyłącznie w celu: 1) zawarcia, realizacji, zmiany lub ustalenia treści umowy z odbiorcą w zakresie dostarczania lub odbierania energii elektrycznej; 2) realizacji obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy; 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej; 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych; 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej; 7) dokonywania rozliczeń za energię elektryczną w punkcie ładowania ogólnodostępnej stacji ładowania; 8) analiz statystycznych; 9) ustalenia, dochodzenia lub obrony roszczeń; 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe; 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych”. <i>Uzasadnienie:</i> Uwaga redakcyjna. Proponujemy dodanie wyrazów „ i informacje o punkcie pomiarowym” W ustępie 4 jest mowa zarówno o danych pomiarowych jak i informacjach o punkcie pomiarowym. Ponadto w celu zawarcia prawidłowej oraz kompletnej umowy kompleksowej, sprzedawca musi pozyskać od OSD (za pośrednictwem CSIP) kompletne dane techniczne oraz handlowe przypisane do danego punktu pomiarowego. Należą do nich m.in. dane dotyczące granicy własności urządzeń, grupy taryfowej, czy też adresu punktu poboru energii. Żadna z tych danych nie mieści się w definicji „danych pomiarowych”. W związku z powyższym zapis ust 5 powinien być rozszerzony również o dane, które nie są danymi pomiarowymi.	
397.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11za ust. 5	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii	W celu zawarcia prawidłowej oraz kompletnej umowy kompleksowej, sprzedawca musi pozyskać od OSD (za pośrednictwem CSIP) kompletne dane techniczne oraz handlowe przypisane do danego punktu pomiarowego. Należą do nich m.in. dane dotyczące granicy własności urządzeń, grupy taryfowej, czy też adresu punktu poboru energii. Żadna z tych danych nie mieści się w definicji	

		Elektrycznej – PTPiREE	„danych pomiarowych”. W związku z powyższym zapis ust 5 powinien być rozszerzony również o dane, które nie są danymi pomiarowymi.	
398.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zb ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zamiana:</i> „Operator informacji pomiarowych zamieszcza na swojej stronie internetowej następujące informacje: 1) wykaz sprzedawców umożliwiających zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w tym w szczególności umowy kompleksowej; 2) wykaz sprzedawców z urzędu energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) wykaz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 4) wykaz sprzedawców rezerwowych, w tym sprzedawców świadczących rezerwową usługę kompleksową, działających na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 5) standardowe profile zużycia odbiorców końcowych”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy dodać - taka informacja również powinna być publikowana przez OIPa	
399.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zb ustawy	Lewiatan	Lista podmiotów i danych zamieszczana na stronie OIP powinna być rozszerzona również o sprzedawcę zobowiązanego, natomiast w zakresie standardowych profili zużycia odbiorców końcowych należy dodać że chodzi o profile oddzielne dla poszczególnych OSD.	
400.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zb ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	Lista podmiotów i danych zamieszczana na stronie OIP powinna być rozszerzona również o sprzedawcę zobowiązanego, natomiast w zakresie standardowych profili zużycia odbiorców końcowych należy dodać, że chodzi o profile oddzielnie dla poszczególnych OSD.	
401.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zb ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zamiana:</i> „Art. 11zb. Operator informacji pomiarowych zamieszcza na swojej stronie internetowej następujące informacje: 1) wykaz sprzedawców umożliwiających zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w tym w szczególności umowy kompleksowej; 2) wykaz sprzedawców z urzędu energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) sprzedawcę zobowiązanego działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;	

			43) wykaz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 54) standardowe profile zużycia odbiorców końcowych oddzielnie dla poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych <i>Uzasadnienie:</i> Lista podmiotów i danych zamieszczana na stronie OIP powinna być rozszerzona również o sprzedawcę zobowiązanego, natomiast w zakresie standardowych profili zużycia odbiorców końcowych należy dodać, że chodzi o profile oddzielne dla poszczególnych OSD – ze względu na indywidualne uwarunkowania poszczególnych OSD profile te są równe i zatwierdzane przez Prezesa URE w IRiESD.	
402.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zb pkt 2 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zamiana:</i> „informacje o sprzedawcy z urzędu energii elektrycznej na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy doprecyzowanie zapisu. Na obszarze działania <u>danego</u> operatora może być tylko jeden sprzedawca z urzędu.	
403.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zb ustawy – nowy pkt 4) renumar. pkt 5)	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zamiana:</i> „Operator informacji pomiarowych zamieszcza na swojej stronie internetowej następujące informacje: 1) wykaz sprzedawców umożliwiających zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w tym w szczególności umowy kompleksowej; 2) wykaz sprzedawców z urzędu energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) wykaz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 4) wykaz sprzedawców rezerwowych, w tym sprzedawcach świadczących rezerwową usługę kompleksową, działających na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 5) standardowe profile zużycia odbiorców końcowych.”	

			<i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy dodać - naszym zdaniem taka informacja również powinna być publikowana przez OIPa.	
404.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zc ustawy	Lewiatan	Naszym zdaniem wszelkie dane pomiarowe są danymi osobowymi i powinny podlegać odpowiednim przepisom dotyczącym ich przetwarzania. W szczególności powinno to dotyczyć podmiotów, z którymi „właściciel” danych, czyli w tym przypadku każdy odbiorca końcowy nie ma żadnych relacji umownych. Stąd proponujemy wykreślenie tego zapisu.	
405.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zc ust. 1 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	Naszym zdaniem wszelkie dane pomiarowe są danymi osobowymi i powinny podlegać odpowiednim przepisom dotyczącym ich przetwarzania. W szczególności powinno to dotyczyć podmiotów, z którymi „właściciel” danych, czyli w tym przypadku każdy odbiorca końcowy nie ma żadnych relacji umownych. Stąd proponujemy wykreślenie tego zapisu.	
406.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zc ust. 1 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zamiana:</i> Proponujemy usunięcie punktu <i>Uzasadnienie:</i> W naszej opinii wszelkie dane pomiarowe są danymi osobowymi i powinny podlegać odpowiednim przepisom dotyczącym ich przetwarzania. W szczególności powinno to dotyczyć podmiotów, z którymi „właściciel” danych, czyli w tym przypadku każdy odbiorca końcowy nie ma żadnych relacji umownych. Stąd proponujemy wykreślenie tego zapisu.	
407.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11ze ust. 4 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zamiana:</i> „4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz sprzedawca energii elektrycznej informują odbiorców końcowych, z którymi mają zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania lub umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe o dostarczanie energii elektrycznej, o zakresie i celu wykorzystywania danych pomiarowych oraz o prawie wglądu do danych pomiarowych dotyczących tych odbiorców”. <i>Uzasadnienie:</i> Ze względu na fakt, że Ustawa nie definiuje umów o dostarczanie energii, proponujemy doprecyzowanie o jakie umowy chodzi.	
408.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11ze ust. 4 ustawy	PGE	<i>Proponowana zamiana:</i> „4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz sprzedawca energii elektrycznej informują odbiorców końcowych, z	

			którymi mają zawarte umowy o dostarczanie energii elektrycznej, o zakresie i celu wykorzystywania danych pomiarowych oraz o prawie wglądu do danych pomiarowych dotyczących tych odbiorców”. <i>Uzasadnienie:</i> Zwracamy uwagę na nomenklaturę dotyczącą umów zawieranych z odbiorcami energii elektrycznej. W szczególności są to umowy - o świadczenie usług dystrybucji – zawieranych przez odbiorcę z OSD; - sprzedaży energii elektrycznej – zawieranych przez odbiorcę z sprzedawcą energii elektrycznej; - kompleksowe – zawieranych przez odbiorcę z sprzedawcą energii elektrycznej. Enumeratywne wskazanie umów, do których będzie się stosować projektowany art. 11ze ust. 4 może prowadzić do niepotrzebnych rozbieżności prawnych, W naszej ocenie intencją projektodawcy jest objęcie przedmiotowym przepisem wszystkich umów zawieranych z odbiorcami energii elektrycznej.	
409.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11ze ust. 4 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz sprzedawca energii elektrycznej informują odbiorców końcowych, z którymi mają zawarte odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, umowy sprzedaży tej energii lub umowy kompleksowe, o zakresie i celu wykorzystywania danych pomiarowych oraz o prawie wglądu do danych pomiarowych dotyczących tych odbiorców.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana redakcyjna. Umowy o dostarczanie energii nie występują w obrocie prawnym na rynku energii elektrycznej.	
410.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11ze ust. 4 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz sprzedawca energii elektrycznej informują odbiorców końcowych, z którymi mają zawarte umowy o dostarczanie energii elektrycznej, o zakresie i celu wykorzystywania danych pomiarowych oraz o prawie wglądu do danych pomiarowych dotyczących tych odbiorców.” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Zmiana natury redakcyjnej. Z ustawy w obecnym brzmieniu nie wynika, co należy rozumieć pod pojęciem „umowy o dostarczanie energii elektrycznej”.	
411.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11ze ust. 4 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPIREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 11ze. 4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz sprzedawca energii elektrycznej, za pośrednictwem swoich stron internetowych, informują odbiorców końcowych, z którymi mają zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji lub przesyłania lub umowy sprzedaży energii lub umowy kompleksowe o dostarczanie energii elektrycznej, o zakresie i celu wykorzystywania danych pomiarowych oraz o prawie wglądu do danych pomiarowych dotyczących tych odbiorców” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy doprecyzować w ustawie PE tryb informowania odbiorców. Ponadto, ze względu na fakt, że Ustawa nie definiuje umów o dostarczanie energii, proponujemy doprecyzowanie o jakie umowy chodzi.	
412.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11ze ust. 5 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „Sprzedawca informuje dodatkowo odbiorców końcowych o zakresie i celu przetwarzania danych pomiarowych przez operatora informacji pomiarowych oraz o prawie wglądu do danych pomiarowych dotyczących tych odbiorców.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy zmianę natury redakcyjnej.	
413.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ustawy	APATOR	Proponujemy wprowadzić zapis o konsultacjach społecznych z ustalaniem wymagań w zakresie systemu u urządzeń pomiarowych. Wymagania na system odczytowy oraz na przesył danych pomiarowych z liczników energii elektrycznej są elementami krytycznymi ze względu na bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz bezpieczeństwo danych odbiorców. W tym względzie należy w szczególności stosować bezpieczne standardy komunikacyjne otwarte i niestosowanie zamkniętych producenckich standardów uzależniających system od jednego producenta. Najlepszym rozwiązaniem byłoby wypracowanie wspólnego polskiego standardu komunikacyjnego który uwzględniałby warunki pracy w polskiej sieci energetycznej. Taki standard powinien zostać wypracowany w zespole ekspertów z firm z doświadczeniem w zakresie liczników energii elektrycznej. Niedopuszczalne powinno być narzucanie standardu wypracowanego i zarządzanego przez jednego producenta. Wymagania muszą być konsultowane uwzględniając także harmonogram wdrożeń. Wymagania mogą poważnie wpływać na opóźnienie produkcji i instalacji liczników.	

414.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 1 ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zamiana:</i> „Art. 11zf. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia: 1) <u>harmonogram instalacji liczników zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach pomiarowych stanowiących co najmniej 80 % łącznej liczby punktów pomiarowych u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV;</u> 2) wymagania jakie: a) powinien spełniać system pomiarowy, b) powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu lub licznikiem bilansujących a systemem zdalnego odczytu, c) powinny spełniać dane pomiarowe oraz polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania, d) powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy ogólnodostępną stacją ładowania i systemem teleinformatycznym operatora informacji pomiarowych, e) powinny spełniać dane dotyczące punktu pomiarowego; 3) szczegółowy wykaz procesów obsługiwanych przez operatora informacji pomiarowych, role poszczególnych podmiotów oraz zakres ich odpowiedzialności; 4) sposób postępowania w przypadku, o którym mowa w art. 4k ust. 2; 5) parametry niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; 6) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych - uwzględniając konieczność zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodnego funkcjonowania systemu pomiarowego, równoprawnego traktowania użytkowników systemu pomiarowego oraz poufności danych i informacji w tym systemie.”. <i>Uzasadnienie:</i> Konsekwencja propozycji zmiany Art. 11u. 1 projektu Ustawy - szczegółowy harmonogram wdrożenia instalacji liczników zdalnego powinien być określony w rozporządzeniu Ministra właściwego do spraw energii.	
415.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 1 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 11zf. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia: 1) wymagania jakie: a) powinien spełniać system pomiarowy, w tym minimalne wymagania bezpieczeństwa dla tego systemu. b) powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu lub licznikiem bilansujących a systemem zdalnego odczytu,	

		c) powinny spełniać dane pomiarowe oraz polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania, d) powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy ogólnodostępną stacją ładowania i systemem teleinformatycznym operatora informacji pomiarowych, e) powinny spełniać dane dotyczące punktu pomiarowego energii; f) katalog poleceń odbieranych i wykonywanych przez licznik zdalnego odczytu oraz sposób ich prezentacji w systemie pomiarowym; 2) szczegółowy ~~wykaz~~ opis oraz zasady realizacji procesów obsługiwanych przez centralny system wymiany informacji ~~operatora informacji pomiarowych~~, zakres zbiorów danych gromadzonych w centralnym systemie wymiany informacji oraz zasady ich gromadzenia, przetwarzania i udostępniania, role poszczególnych podmiotów oraz zakres ich odpowiedzialności; 3) sposób postępowania w przypadku, o którym mowa w art. 4k ust. 2; 4) parametry niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; 5) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych - uwzględniając konieczność zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodnego funkcjonowania systemu pomiarowego, równoprawnego traktowania użytkowników systemu pomiarowego oraz poufności danych i informacji w tym systemie.” <i>Uzasadnienie:</i> Mając na uwadze zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu zdalnego odczytu, w tym możliwe ataki zewnętrzne na dużą skalę, rozporządzenie powinno określać minimalne wymagania bezpieczeństwa dla systemu pomiarowego. Z uwagi na fakt braku w projekcie zmian ustawy PE pełnej definicji polecenia przesyłanego do licznika i jednoczesnego wprowadzenia zapisów w zapisu art. 11w pkt. 3) str. 18 wg, którego polecenia operator sieci dystrybucyjnej na wykonanie: operatora sieci przesyłowej, sprzedawcy energii elektrycznej, odbiorcy końcowego lub podmiotu upoważnionego przez odbiorcę końcowego, bezwzględnie konieczne jest doprecyzowanie w rozporządzeniu katalogu tych poleceń. W zakresie zmian pkt. 2), proponujemy, aby wykaz procesów, które mają być realizowane za pośrednictwem centralnego systemu wymiany informacji był określony na poziomie ustawy, a nie rozporządzenia. Z realizacją procesów biznesowych, których obsługa ma być zapewniona przez OIP	

			wiąże się również konieczność określenia zbiorów informacji, które mają być gromadzone w CSIP oraz zasady ich gromadzenia, przechowywane i przetwarzania. Stąd konieczne jest określenie w rozporządzeniu szczegółowych wymagań w tym zakresie.	
416.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 1 pkt 1 lit. d ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „d) powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy centralnym systemem informacji pomiarowych a systemami użytkowników systemu” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana ma na celu rozszerzenie działania przepisu i objęcie standardami komunikacji wszystkich użytkowników systemu, nie tylko ogólnodostępnych stacji ładowania.	
417.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 1 pkt 2 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) szczegółowy wykaz procesów obsługiwanych przez operatora informacji pomiarowych, zakres zbiorów informacji gromadzonych w centralnym systemie informacji pomiarowych oraz zasady ich gromadzenia, przetwarzania i udostępniania, role poszczególnych podmiotów oraz zakres ich odpowiedzialności”. <i>Uzasadnienie:</i> Z realizacją procesów biznesowych, których obsługa ma być zapewniona przez OIP wiąże się również konieczność określenia zbiorów informacji, które mają być gromadzone w CSIP oraz zasady ich gromadzenia, przechowywane i przetwarzania.	
418.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 1 pkt 2 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) szczegółowy wykaz procesów obsługiwanych przez operatora informacji pomiarowych, role poszczególnych podmiotów oraz zakres ich odpowiedzialności” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana redakcyjna.	
419.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 1 pkt 3 ustawy	Energa S.A.	Art. 4k ust 2 sam w sobie reguluje te kwestie. Tym samym zapis jest niezrozumiały.	
420.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 1 pkt 11 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreślić <i>Uzasadnienie:</i> Nie jest zasadne powielanie obowiązku publikacji przez operatora informacji pomiarowych skoro taki obowiązek spoczywa na operatorach systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.	

421.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 2 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Minister właściwy do spraw energii ~~może~~ określa, w drodze rozporządzenia, dodatkowe warunki funkcjonowania systemu pomiarowego, w tym wymagania, jakie powinny spełniać: 1) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami sieci ~~domowej~~ odbiorcy końcowego; 2) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń sieci domowej, a także warunki ich przesyłania”. <i>Uzasadnienie:</i> Określenie standardów komunikacji pomiędzy licznikiem i urządzeniami sieci Odbiorcy Końcowego jest pierwszym elementem, który przyczyni się od odciążenia Centralnego Systemu Informacji Pomiarowej.	
422.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 2 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1) Standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami sieci domowej ~~odbiorcy~~ odbiorcy końcowego”. <i>Uzasadnienie:</i> Wskazujemy na potrzebę poprawienia błędu literowego.	
423.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 2 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 11zf. 2. Minister właściwy do spraw energii ~~może określić~~ określi, w drodze rozporządzenia, dodatkowe warunki funkcjonowania systemu pomiarowego.....”. <i>Uzasadnienie:</i> Rozporządzenie powinno określać możliwe do realizacji typy interfejsów komunikacyjnych, zakres wysyłanych danych i zasady bezpieczeństwa dla komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami sieci domowej. Pozwoli to na projektowanie urządzeń sieci domowej w zgodności do komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu. Dodatkowo wymagania te powinny być określone w akcie prawnym rangi rozporządzenia, tak aby nie mogły być dowolnie interpretowane/ustalane np. indywidualnie przez OIP.	
424.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ust. 3 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii	Art. 4k ust 2 sam w sobie reguluje te kwestie, tym samym zapis ten jest niezrozumiały.	

		Elektrycznej – PTPiREE		
425.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> dodanie ust. 3 o treści: „3. Operator systemu dystrybucyjnego określi w instrukcji, o której mowa w art. 9g. ust. 1, dodatkowe warunki funkcjonowania systemu pomiarowego, w tym wymagania, jakie powinny spełniać: 1) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami sieci domowej odbiory końcowego; 2) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń sieci domowej, a także warunki ich przesyłania - uwzględniając konieczność zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu pomiarowego, niezawodnej komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami sieci domowej odbiory końcowego, równoprawnego traktowania użytkowników systemu pomiarowego oraz poufności danych i informacji w tym systemie”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy dodanie nowego ustępu, aby w przypadku, gdy Minister właściwy do spraw energii nie określi w rozporządzeniu tych wymagań operatorzy systemów dystrybucyjnych zobligowani zostali do ustalenia takich wymagań w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej.	
426.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zf ustawy	KIGeiT	Proponujemy wprowadzić zapis obligujący ministra właściwego ds. energii do uzgadniania treści rozporządzenia w trybie szerokich konsultacji w obszarze definiowania wymagań dla cyfrowych systemów i urządzeń pomiarowych pracujących w sieciach infrastruktury krytycznej. Wymagania na system odczytowy oraz na przesyłanie danych pomiarowych z liczników energii elektrycznej są elementami krytycznymi ze względu na bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz bezpieczeństwo danych odbiorców. W tym względzie należy w szczególności stosować bezpieczne standardy komunikacyjne otwarte i niestosowanie zamkniętych producenckich standardów uzależniających system od jednego producenta. Taki standard powinien zostać wypracowany w zespole ekspertów z firm z doświadczeniem w zakresie cyberbezpieczeństwa. Wymagania muszą być konsultowane uwzględniając także harmonogram wdrożeń. Wymagania mogą poważnie wpływać na możliwy termin produkcji i instalacji liczników.	

			Najlepszym rozwiązaniem byłoby wypracowanie wspólnego europejskiego lub kompatybilnego z europejskimi – standardu komunikacyjnego i zasad certyfikacji cyberbezpieczeństwa, który uwzględniałby warunki pracy w każdej sieci energetycznej. Standardy mają być otwarte tzn. pozwalając na to, że każdy może takie liczniki tworzyć bez ponoszenia dodatkowych opłat. Musi być jednak certyfikacja, a głównie certyfikacja bezpieczeństwa i niezawodności.	
427.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zg ustawy	PGE	Postulujemy powołanie odrębnego, niezależnego podmiotu, którego wyłącznym obszarem aktywności będzie realizacja zadań operatora informacji pomiarowych. <i>Uzasadnienie:</i> W naszej ocenie zarządzanie danymi pomiarowymi powinno być realizowane w sposób obiektywny i niezależny od operatora systemu przesyłowego. Podmiot pełniący rolę OIP powinien mieć gwarancje niezależności od uczestników rynku energii, o ile ma mieć np. możliwość weryfikacji wniosków o dostęp do informacji pomiarowych.	
428.	Art. 1 pkt 15 projektu w zakresie art. 11zg ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Zgodnie z Art. 11zg zadania operatora informacji pomiarowych wykonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Należy zauważyć, że OSP podobnie jak OSD realizuje zadania w zakresie przetwarzania danych pomiarowych oraz ich wymiany, a także jest stroną wzajemnych rozliczeń z tytułu usług przesyłowych z OSD. Z powyższych względów sprawowanie funkcji OIP przez OSP może powodować nieuzasadniony dostęp do danych pomiarowych istotnie wpływających na relacje biznesowe z OSD. Stąd konieczne jest ustawowe zapewnienie, aby nie dochodziło do takich sytuacji, a docelowo rekomendowanym rozwiązaniem jest powierzenie funkcji OIP niezależnemu podmiotowi.	
429.	Art. 1 pkt 16 – 19 projektu	Fundacja ClientEarth	Fundacja negatywnie ocenia proponowane zmiany w zakresie podstawy prawnej do opracowywania polityki energetycznej państwa (art. 1 pkt 16-19 projektu). Przedstawiona do konsultacji propozycja budzi zdziwienie, zwłaszcza że obecne brzmienie art. 13-15a Prawa energetycznego było w komentarzach prawniczych oceniane, w zasadzie, jako słuszne. Głównym problemem związanym z polityką energetyczną państwa nie jest treść obowiązujących przepisów ustawowych, ale wieloletni brak aktualizacji tego dokumentu. Zgodnie z wymogami Prawa energetycznego, ostatnia przyjęta przez Radę Ministrów polityka energetyczna, z 2009 r., powinna być zostać zaktualizowana już dwukrotnie (w 2013 i 2017 r.).	
430.	Art. 1 pkt 16 projektów w zakresie art. 13 ustawy	Fundacja ClientEarth	Skutkiem przyjęcia zmian w kształcie zaproponowanym w art. 1 pkt 16 projektu będzie przede wszystkim niespójność celów polityki energetycznej państwa z ogólnymi celami całej ustawy – Prawo energetyczne, określonymi w jej art. 1 ust. 2 (projekt nie przewiduje zmian w tym przepisie). Fundacja negatywnie ocenia proponowane zmiany w treści art. 13 Prawa energetycznego, w szczególności zastąpienie sformułowania, że celem polityki energetycznej państwa jest „zapewnienie ochrony środowiska” celem w postaci „zmniejszenia negatywnego oddziaływania sektora na	

			środowisko”. Taka zmiana językowa zakłada w sobie, że wpływ krajowej energetyki na środowisko w długiej perspektywie (tj. dwóch-trzech dekad, bo taki horyzont czasowy powinien obejmować przedmiotowy dokument) pozostanie „negatywny”. Podobnie krytycznie należy ocenić propozycję wykreślenia z katalogu celów polityki energetycznej państwa zapewnienia wzrostu efektywności energetycznej gospodarki. Zmiana ta stoi w sprzeczności z zasadą „energy efficiency first”, którą kierują się regulacje energetyczne Unii Europejskiej.	
431.	Art. 13 – 15 ustawy	Forum Energii	Polityka energetyczna państwa W szczególności takim przypadkiem są zmiany w rozdziale 3 ustawy – Prawo energetyczne (art. 13-15b) dot. polityki energetycznej państwa, wprowadzone w związku z przygotowywanym obecnie na poziomie UE rozporządzeniem w sprawie zarządzania unią energetyczną. Ta regulacja jest niezbędna, by zapewnić zgodność pomiędzy polityką energetyczną państwa a przedkładanym Komisji Europejskiej planem krajowym na rzecz energii i klimatu (na lata 2021-2030). Takie właśnie okoliczności są wskazane w uzasadnieniu do nowelizacji ustawy. Naszym jednak zdaniem generalizacja przepisów dotyczących polityki energetycznej związana z ww. rozporządzeniem unijnym, skutkuje obniżeniem znaczenia krajowej polityki energetycznej państwa. Nowelizacja ustawy zmienia istotnie cele (art. 13) i zakres dokumentu (art. 15), znosi obowiązek jego aktualizacji co 4 lata (poprzez wykreślenie art. 15. ust. 2), czy też uchyla obowiązek ogłoszenia przyjętej przez Radę Ministrów polityki energetycznej państwa (poprzez zmianę art. 15a). Warto podkreślić, że roli strategii państwa nie spełni krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu, który będzie miał krótszy horyzont czasowy i wykonawczy, a nie kierunkowy zakres. Uważamy, że nowelizacja ustawy powinna wzmocnić rangę polityki energetycznej państwa. Po pierwsze, taki dokument – szczególnie biorąc pod uwagę obecną trudną sytuację sektora, a także długą perspektywę czasową procesów inwestycyjnych – powinien być przedmiotem szerokiego konsensusu politycznego, a optymalnie – być popierany przez wszystkie partie obecne w parlamencie. Tylko zgoda polityczna pozwoli na przyjęcie szeroko akceptowalnej strategii, co zwiększy prawdopodobieństwo realizacji kluczowych dla Polski inwestycji energetycznych. Biorąc pod uwagę konieczność odbudowy potencjału wytwórczego polskiej elektroenergetyki, zminimalizowanie ryzyka politycznego nie tylko pozwoli na sprawne realizowanie niezbędnych przedsięwzięć, ale także zmniejszy ich koszty (poprzez redukcję kosztu kapitału, który w tej chwili jest wyższy dla Polski niż dla sąsiednich krajów unijnych).	

			Po drugie, polityka energetyczna państwa powinna być przedmiotem krajowej debaty i konsultacji społecznych. Wskazuje na to dyrektywa 2001/42/WE w sprawie oceny wpływu niektórych planów i programów na środowisko oraz ratyfikowana przez Polskę, oraz implementowana w dyrektywie 2003/4/WE, Konwencja z Aarhus. Konsultacje pozwolą nie tylko na uwzględnienie opinii społecznej dot. kluczowych inwestycji, ale także na zapewnienie zgodności z prawem unijnym tych przedsięwzięć, które korzystają z dofinansowania UE. Społeczeństwu należy się informacja na temat kierunków rozwoju energetyki. Polacy ponoszą koszty decyzji politycznych i biznesowych podejmowanych w tym strategicznym sektorze gospodarki. Dotyczy ich również oddziaływanie z sektora na środowisko oraz zdrowie. Dlatego konieczna jest również strategiczna ocena oddziaływania na środowisko polityki energetycznej państwa. Ten nakaz wynika bezpośrednio z art. 46 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. 2008 Nr 199 poz. 1227 z późn. zm.). Tak przygotowana polityka energetyczna państwa zapewni nie tylko ciągłość strategii energetycznej i minimalizację ryzyka dla priorytetowych przedsięwzięć. Będzie także podstawą do przyjęcia długoterminowej strategii niskoemisyjnej, która jest wymagana przez rozporządzenie dot. zarządzania unią energetyczną.	
432.	Art. 1 pkt 18 projektu w zakresie art. 15 ust. 1 ustawy	Fundacja ClientEarth	Negatywnie należy ocenić proponowaną zmianę brzmienia art. 15 ust. 1 pkt 1 Prawa energetycznego, z „oceny realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres” na „diagnozę sytuacji w sektorze energii”. W piśmiennictwie prawniczym podkreśla się, że ocena realizacji polityki energetycznej za poprzedni okres ma „zasadnicze znaczenie” z punktu widzenia nowej polityki. Fundacja popiera ten pogląd. Polityka energetyczna państwa powinna zawierać diagnozę obecnej sytuacji w sektorze energii, ale obok, a nie zamiast oceny realizacji poprzedniej polityki. Fundacja proponuje dodanie do zakresu przedmiotowego dokumentu diagnozy sytuacji w sektorze energii jako nowego punktu 1a, po art. 15 ust. 1 pkt 1 w obecnie obowiązującym brzmieniu.	
433.	Art. 1 pkt 18 projektu w zakresie art. 15 ust. 2 ustawy	Fundacja ClientEarth	Szczególnie negatywnie należy ocenić przewidziane w projekcie uchylenie obecnego art. 15 ust. 2 Prawa energetycznego, obligującego do opracowywania polityki energetycznej co 4 lata. Pomimo tzw. instrukcyjnego (tj. nieobarczonego żadną sankcją) charakteru tego terminu, należy zauważyć, że w następstwie takiego zabiegu legislacyjnego w przyszłości władze nie będą miały żadnej prawnej „motywacji” do przeprowadzania aktualizacji tej kluczowej polityki gospodarczej państwa. W ocenie Fundacji przedmiotowy przepis nie powinien zostać uchylony.	
434.	Art. 1 pkt 21 projektu w zakresie art. 16 ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> w art. 16: a) w ust. 7 w pkt 7 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 8 w brzmieniu:	

			„8) analizę kosztów i korzyści związanych z wykorzystaniem magazynów energii elektrycznej <u>do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 9c ust. 2 lub 3</u> w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej - w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.” b) po ust. 8 dodaje się ust. 8a w brzmieniu: „8a. Analiza, o której mowa w ust. 7 pkt 8, obejmuje w szczególności porównanie kosztów rozbudowy sieci oraz wykorzystania magazynu energii <u>elektrycznej do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 9c ust. 2 lub 3</u> w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej. Jeżeli wyniki analizy wskazują na brak korzyści lub niewspółmiernie wysokie koszty związane z wykorzystaniem magazynu energii elektrycznej, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej może zaniechać takiego rozwiązania.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy doprecyzować, że w planach rozwoju sieci należy uwzględniać tylko te magazyny energii elektrycznej, które mają optymalizować pracę sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, będące w takim wypadku integralną częścią tej sieci. W naszej ocenie nie jest zasadne przeprowadzanie analizy w stosunku do magazynów przeznaczonych do arbitrażu cenowego, poza tym należy zwrócić uwagę, że obecnie magazyny energii elektrycznej (poza elektrowniami szczytowo-pompowymi) nie mogą świadczyć usług bilansujących na potrzeby sieci przesyłowej, a także dystrybucyjnej.	
435.	Art. 1 pkt 21 projektu w zakresie art. 16 ust. 8a ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „8a. Analiza, o której mowa w ust. 7 pkt 8, obejmuje w szczególności porównanie kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz wykorzystania magazynu energii elektrycznej w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej. Jeżeli wyniki analizy wskazują na brak korzyści lub niewspółmiernie wysokie koszty związane z wykorzystaniem magazynu energii elektrycznej, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej może zaniechać takiego rozwiązania.” <i>Uzasadnienie:</i> Działanie magazynu energii elektrycznej wpływa zarówno na aspekty sieciowe jak i bilansowe pracy KSE. Pod kątem sieciowym magazyn energii elektrycznej może pełnić rolę dostawcy usług systemowych tj. regulować napięcie, częstotliwość czy dysponować rezerwą mocy. Wówczas, uwzględniając korzyści ze świadczenia tych usług, magazyn energii elektrycznej może stanowić	

			substytut dla inwestycji w infrastrukturę sieciową. Natomiast charakter pracy magazynu energii elektrycznej jest przede wszystkim podyktowany działaniem rynku energii elektrycznej. Układy sterowania pracą magazynu energii elektrycznej dążą do osiągnięcia maksymalnej różnicy pomiędzy ceną zakupu energii elektrycznej pobranej z sieci w czasie ładowania a ceną sprzedaży energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w czasie rozładowania. Naturalnie, wysokie ceny występują w okresach niższej nadwyżki rezerwy mocy, a ceny niskie w okresach wysokiej nadwyżki. Działanie magazynu energii elektrycznej może zatem pozytywnie wpływać na bilans mocy w KSE i tym samym na koszty pokrycia zapotrzebowania na moc w KSE (wraz z wymaganym poziomem rezerw). Uwzględniając istotny wpływ pracy magazynu energii elektrycznej na bezpieczeństwo pracy KSE proponujemy wprowadzenie zmiany treści przepisu i uogólnienie zakresu analizy kosztów i korzyści związanych z wykorzystaniem magazynów energii elektrycznej, co umożliwi uwzględnienie również analiz i czynników bilansowych.	
436.	Art. 19 ust. 1 ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Wójt (burmistrz, prezydent miasta) dla obszarów gmin powyżej 50 000 mieszkańców opracowuje projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zwany dalej „projektem założeń”. <i>Uzasadnienie:</i> Jakość powietrza w aglomeracji miejskiej determinowana jest czynnikami naturalnymi i antropogenicznymi (np. spalanie paliw w źródłach stacjonarnych). Poprzez kształtowanie czynników antropogenicznych można wpływać na poziom jakości powietrza. Racjonalność funkcjonowania tego typu systemów uzależniona jest od podziału aglomeracji miejskiej na obszary uprzywilejowane dla użytkowania ciepła sieciowego lub gazu ziemnego. Dostawy energii dla każdego obszaru powinny być realizowane w układzie systemu dwutorowego, gdzie każdy obszar urbanistyczny zasilany będzie nie więcej niż przez dwa rodzaje nośników energii przesyłanych z sieci. Taki system oznacza, że w zależności od przeznaczenia uprzywilejowany obszar urbanistyczny zaopatrywany jest w sieć ciepłą i elektryczną lub sieć gazową i elektryczną. Należy unikać jednoczesnego dostarczania ciepła sieciowego i gazu, aby zachować racjonalność użytkowania i dystrybucji paliw i energii. Podejmowanie decyzji o tym, w których obszarach należy rozwijać sieć gazową, a w których system ciepłowniczy determinowane jest czynnikami rozwoju przestrzennego oraz prognozami zapotrzebowania na ciepło. Uwzględniając obecny stan wypełnienia ustawowego obowiązku przez wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) dla obszarów gmin (20,1%) można wysnuć konkluzję, że obecny art. 19 ust. 1 PE jest zapisem „martwym”. Obecny obowiązek ustawowy dotyczy wszystkich gmin, czyli w kontekście wskaźnika ze Strategii Bezpieczeństwa Energetycznego i Środowiska	

			dotyczy 100%, a powinien w założeniu opiniujących dotyczyć gmin o określonym potencjale obszarowo-ludnościowym.	
437.	Art. 19 ust. 1 ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Wójt (burmistrz, prezydent miasta) dla obszarów gmin powyżej 50 000 mieszkańców opracowuje projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zwany dalej „projektem założeń”. <i>Uzasadnienie:</i> Jakość powietrza w aglomeracji miejskiej determinowana jest czynnikami naturalnymi i antropogenicznymi (np. spalanie paliw w źródłach stacjonarnych). Poprzez kształtowanie czynników antropogenicznych można wpływać na poziom jakości powietrza. Racjonalność funkcjonowania tego typu systemów uzależniona jest od podziału aglomeracji miejskiej na obszary uprzywilejowane dla użytkowania ciepła sieciowego lub gazu ziemnego. Dostawy energii dla każdego obszaru powinny być realizowane w układzie systemu dwutorowego, gdzie każdy obszar urbanistyczny zasilany będzie nie więcej niż przez dwa rodzaje nośników energii przesyłanych z sieci. Taki system oznacza, że w zależności od przeznaczenia uprzywilejowany obszar urbanistyczny zaopatrywany jest w sieć ciepłą i elektryczną lub sieć gazową i elektryczną. Należy unikać jednoczesnego dostarczania ciepła sieciowego i gazu, aby zachować racjonalność użytkowania i dystrybucji paliw i energii. Podejmowanie decyzji o tym, w których obszarach należy rozwijać sieć gazową, a w których system ciepłowniczy determinowane jest czynnikami rozwoju przestrzennego oraz prognozami zapotrzebowania na ciepło. Uwzględniając obecny stan wypełnienia ustawowego obowiązku przez wójtów (burmistrzów, prezydentów miast) dla obszarów gmin (20,1%) można postawić tezę, że obecny art. 19 ust. 1 PE jest przepisem „martwym”. Obecny obowiązek ustawowy dotyczy wszystkich gmin, czyli w kontekście wskaźnika ze Strategii Bezpieczeństwa Energetycznego i Środowiska dotyczy 100%, a powinien w założeniu opiniujących dotyczyć gmin o określonym potencjale obszarowo-ludnościowym.	
438.	Art. 1 pkt 22 projektu w zakresie art. 21 ustawy	Fundacja ClientEarth	Fundacja za niezasadne uznaje proponowane zmiany w przeprowadzaniu naboru na stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), przewidujące w szczególności przeniesienie kompetencji w tym zakresie z Kancelarii Prezesa Rady Ministrów (KPRM) do Ministerstwa Energii (art. 1 pkt 22 projektu). W ocenie Fundacji, nabór ten nie powinien być przeprowadzany przez zespół powołany przez organ, z którym wyłoniony kandydat, z racji zakresu swoich zadań ustawowych, będzie następnie znajdował się w bieżącej interakcji. Byłby to w istocie powrót do stanu prawnego sprzed połowy 2013 r., kiedy w procesie legislacyjnym dotyczącym transpozycji dyrektywy 2009/72/WE zakwestionowano tryb powoływania Prezesa URE	

			na wniosek, odpowiadającego wówczas za sektor energetyczny, Ministra Gospodarki. Dyrektywa ta wymaga pełnej niezależności krajowych organów regulacyjnych, w szczególności od „jakichkolwiek podmiotów politycznych”. Proponowane zmiany niosą ze sobą ryzyko faktycznej zależności wybranego kandydata od politycznych decyzji kierownictwa Ministerstwa. Tę samą uwagę należy odnieść do przewidzianej w projekcie możliwości powoływania Wiceprezesa URE bezpośrednio przez Ministra Energii (proponowany, nowy art. 21 ust. 5ca Prawa energetycznego). Nabór na Prezesa URE powinien pozostać w kompetencji KPRM, tak jak ma to miejsce w przypadku innych centralnych organów administracji rządowej o charakterze regulacyjnym, takich jak Prezes Urzędu Transportu Kolejowego, czy Prezes Urzędu Komunikacji Elektronicznej . Ponadto, należy szczególnie podkreślić, że Prezes URE wyłoniony w oparciu o dotychczasowe zasady odznacza się niezwykłą niezależnością i profesjonalizmem w wykonywaniu swoich zadań. Nie ma więc praktycznych, merytorycznych podstaw, które uzasadniałyby celowość projektowanej zmiany.	
439.	Art. 1 pkt 22 projektu w zakresie art. 21 ustawy	The European Federation of Energy Traders (EFET)	We have noted that the draft amendment envisages changes to the way the Energy Regulatory Office (URE) is organised. While we understand that the intention of having two Vice-Presidents appointed is to share the burden of the tasks currently assigned to the President, we are on the position that a clear distribution of responsibilities between the President of ERO and both Vice-Presidents is missing from the proposed regulation. Should the responsibilities of the President and his deputies overlap, we are also not clear about the intended way of reaching a consensus over contentious matters. Therefore, we would welcome the clear identification of Vice-Presidents’ responsibilities and providing appropriate decision-making arrangements in the revised article 21 subpoint 4. Otherwise, the powers of Vice Presidents’ may remain purely theoretical, or – on the contrary – the Energy Regulatory Office may be facing an unnecessary impasse in the decision-making process. More importantly, we do not understand the intent of the amendment in art. 21 subpoint 5ca. transferring the right to appoint Vice-Presidents onto the Ministry if the President fails to choose them out of the shortlisted candidates within three months. Such amendment read in conjunction with the provisions of the proposed subpoint 2n of art. 21 and the issues we’ve raised in the previous paragraph, may be raising concerns over NRA’s independence, without offering any clear benefits. We would therefore suggest deleting these provisions from the draft.	
440.	Art. 1 pkt 22 projektu w zakresie art. 21 ustawy	Forum Energii	Konieczność modernizacji i odnowienia majątku wytwórczego krajowej energetyki, przy jednoczesnym spełnieniu wymagań ochrony środowiska i klimatu, sprawiają, że polska gospodarka, w tym odbiorcy w gospodarstwach domowych, staną przed wyzwaniem rosnących cen energii elektrycznej. Taka sytuacja będzie wymagała wzmocnienia niezależności Prezesa Urzędu Regulacji	

			Energetyki tak, by mógł realizować zadania regulacyjne przy poszanowaniu ustawowej zasady równoważenia interesu przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii. Zmiana w sposobie naboru na stanowisko Prezesa URE i zwiększenie w tym procesie roli Ministra Energii (art. 21 ust. 2e), który jednocześnie nadzoruje spółki energetyczne, nie będzie sprzyjać neutralnej regulacji zmierzającej do równoważenia interesów stron. Uzasadnienie do projektu zmiany ustawy nie odnosi się do modyfikacji procesu naboru, nie wskazuje ani argumentów przeciwko obecnie obowiązującemu rozwiązaniu, ani za postulowanymi zmianami. W związku z tym trudno ocenić intencje autorów zmiany inaczej niż w kontekście zwiększenia kontroli Ministerstwa Energii nad wyborem Prezesa URE. Jednocześnie proponowane zmiany ustawy – Prawo energetyczne dotyczące trybu powoływania Prezesa URE budzą poważne obawy o zgodność z prawem unijnym w zakresie niezależności regulatora, którą gwarantuje trzeci pakiet energetyczny. Przepisy unijne stanowią, że organy regulacyjne powinny być niezależne (prawnie i funkcjonalnie) nie tylko od sektora energetycznego, ale także od jakiejkolwiek instytucji publicznej, w tym od rządu. W tym kontekście, zagwarantowanie sobie przez Ministra Energii prawa do powołania wiceprezesów URE w przypadku, jeśli nie zrobi tego nowo powołany Prezes URE (art. 21 ust. 5ca), jest naruszeniem niezależności regulatora. Taką wykładnię zawiera nota interpretacyjna Komisji Europejskiej dot. organów regulacyjnych. Komisja wyjaśnia w niej, że niezależnie od krajowych przepisów administracyjnych, organ regulacyjny ponosi wyłączną odpowiedzialność w zakresie sposobu działania i zarządzania, w tym spraw związanych z personelem. Jednocześnie niezależność regulatora odnosi się do wszystkich osób, które mają prawo do podejmowania wiążących decyzji.	
441.	Art. 1 pkt 23 lit. a projektu w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 11c ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreślić <i>Uzasadnienie:</i> Rozporządzenie 2015/1222 zostało wydane na podst. art. 18 rozporządzenia 714/2009. Aktualnie obowiązujący przepis art. 23 ust. 2 pkt. 11 ustawy PE stanowi, że do zakresu działania Prezesa URE należy: „11) kontrolowanie realizacji przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu połączonego elektroenergetycznego oraz innych uczestników rynku energii elektrycznej obowiązków wynikających z przepisów <u>rozporządzenia</u> (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, a <u>także wykonywanie innych obowiązków organu regulacyjnego wynikających z tego rozporządzenia oraz obowiązków wynikających z rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 i art. 18 rozporządzenia 714/2009;</u>”	

			Uwzględniając część powołanego przepisu zaznaczonego grubą i podkreśloną czcionką i okoliczność, że rozporządzenie 2015/1222 zostało wydane na podst. art. 18 rozporządzenia 714/2009, dodawany przepis stanowi powtórzenie regulacji już zawartej w art. 23 ust. 2 pkt. 11). Na podstawie obowiązującego przepisu art. 23 ust. 2 pkt. 11) zakresem działania Prezesa URE są już objęte zadania wynikające z rozporządzenia 2015/1222, jako rozporządzenia wydanego na podstawie art. 18 rozporządzenia 714/2009. Jeżeli natomiast intencją autora projektu było ustanowienie zakresu działania Prezesa URE w postaci odrębnej od pkt. 11 regulacji (która w pierwszej części dot. kontrolowania OSP i innych uczestników rynku) to wymaga to zmiany pkt. 11 poprzez wykreślenie przywołanego powyżej tekstu zaznaczonego grubą i podkreśloną czcionką. Redakcja dodawanego przepisu pkt. 11 b powinno obejmować wykonywanie zadań i kompetencji organu regulacyjnego przewidzianych w rozporządzeniu 714/2009 i rozporządzeniach wydanych na podstawie art. 6 i art. 18 rozporządzenia 714/2009 (tj. nie tylko rozporządzenia 2015/1222, ale również 7 pozostałych rozporządzeń).	
442.	Art. 1 pkt 23 lit. a projektu w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 11c ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „wykonywanie zadań i kompetencji organu regulacyjnego przewidzianych w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24), zwanym dalej „rozporządzeniem 2015/1222” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy zmianę natury redakcyjnej.	
443.	Art. 1 pkt 23 lit. b projektu w części wprowadzającej pkt 13a) do art. 23 ust. 2	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreślenie zapisu <i>Uzasadnienie:</i> Godzi się zauważyć, że proponowany zapis i przypisane Prezesowi URE nowe kompetencje, pozostają już w sferze działania, kompetencji i prerogatyw Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Prezes UOKiKU posiada odpowiednie narzędzia natury prawnej do przeciwdziałania praktykom ograniczającym konkurencję, Prezes URE zaś posiada w swojej już obecnej kompetencji możliwość wymierzania sankcji z katalogu zawartym w art. 56 PE, przedsiębiorstwom energetycznym, prowadzącym tego typu niedozwolone praktyki. Propozycja dubluje więc kompetencje urzędów, a w ten sposób rodzi domniemanie sporów kompetencyjnych, a tym samym osłabia docelową ochronę odbiorców.	
444.	Art. 1 pkt 23 lit. b projektu w części	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i>	

	wprowadzającej art. 23 ust. 2 pkt 13a		„13a) przeciwdziałanie praktykom ograniczającym konkurencję na rynku energii elektrycznej i ~~gazu ziemnego~~ paliwa gazowego, w tym: a) usuwanie istniejących barier rynkowych w zakresie możliwości korzystania przez odbiorców końcowych z prawa do zmiany sprzedawcy, b) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu przez operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych;” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana ma na celu doprecyzowanie katalogu rynków objętych zadaniami organu regulacyjnego. Będzie to zbieżne z definicją paliwa gazowego z art. 3 ust. 3a Prawa energetycznego	
445.	Art. 1 pkt 23 lit. b projektu w zakresie art. 23 ust. 13a	IGG – GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> „przeciwdziałanie praktykom ograniczającym konkurencję na rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego, w tym: a) usuwanie istniejących barier rynkowych w zakresie możliwości korzystania przez odbiorców końcowych z prawa do zmiany sprzedawcy, b) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu przez operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych, c) kontroli w zakresie stosowania cen i stawek opłat”, <i>Uzasadnienie:</i> Z uwagi na fakt, że w praktyce obrotu gospodarczego w przeszłości pojawiły się wątpliwości co do kolizji kompetencji Prezesa URE i Prezesa UOKiK w zakresie nadzoru nad stosowaniem cen i stawek opłat wynikających z taryfy – wskazanym byłoby stosowne uzupełnienie art. 23 ust. 13 a. Wyżej wymienione wątpliwości doczekały się rozstrzygnięcia w orzecznictwie sądów powszechnych i Sądu Najwyższego, ale nadal nie są przesądzone na poziomie ustawowym. Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów w jednym z wyroków uznał, że „skoro, stosownie do art. 47 ust. 2, Prezes URE, w terminie 30 dni, zatwierdza taryfę bądź odmawia jej zatwierdzenia w przypadku stwierdzenia niezgodności taryfy z zasadami i przepisami, o których mowa w art. 44, 45 i 46, to wyłączona jest w tym zakresie kontrola Prezesa UOKiK. Prawomocna decyzja Prezesa URE oznacza, że taryfa przedsiębiorstwa energetycznego zapewnia pokrycie kosztów uzasadnionych działalności przedsiębiorstw energetycznych i ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen.” W tym samym orzeczeniu sąd wskazał także, że: „Brak jest (...) podstaw do stwierdzenia, że zainteresowany stosował praktyki monopolistyczne polegające na bezpośrednim lub pośrednim narzucaniu nieuczciwych cen, w tym nadmiernie wygórowanych lub rażąco niskich,	

			skoro, co jest bezsporne, pobierał je zgodnie z zatwierdzoną prawomocnie taryfą.” [Wyrok SOKiK z dnia 1 października 2003 r. sygn. akt XVII Ama 138/02].	
446.	Art. 1 pkt 23 lit. c projektu w zakresie art. 23 ust. 21e	KIGeiT	Proponujemy usunąć cały przytoczony zapis. Do URE powinno trafiać jedynie zgłoszenie.	
447.	Art. 1 pkt 23 lit. c projektu w zakresie art. 23 ust. 2 pkt 21e ustawy	APATOR	Proponujemy usunąć cały przytoczony zapis. Do URE powinno trafiać jedynie zgłoszenie. Nie widzimy potrzeby traktowania małych wydzielonych systemów w ten sam sposób jak krajowego systemu elektroenergetycznego. Wymaganie IRES D i IREIM od operatorów małych lokalnych wewnętrznych i zamkniętych sieci energii zaszkodzi nowemu sektorowi operatorów magazynowania który naszym zdaniem trzeba wspierać i upraszczać procedury.	
448.	Art. 23 ustawy	GS	W art. 23 w ust. 2 w pkt 3 uchyla się lit. c. Usunięcie tego przepisu jest konsekwencją propozycji wprowadzenia delegacji ustawowej do wprowadzenia szczegółowego sposobu kalkulowania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowym. Wprowadzenie jednoznacznych wzorów do prawodawstwa krajowego nie ograniczy kompetencji Prezesa URE do sprawowania kontroli nad prawidłowością obliczania uzasadnionego zwrotu z kapitału, a będzie stanowiło dobry sygnał dla uczestników rynku zapewniającym im stabilność otoczenia prawnego. Z praktyki wiadomo, iż Prezes URE reguluje poziom wysokości zwrotu z zaangażowanego majątku, wydając wytyczne do kalkulacji taryf dotyczące poszczególnych parametrów uwzględnionych w ww. wzorach lub na etapie poszczególnego postępowania taryfowego. Dlatego wprowadzenie wzorów odbędzie się z korzyścią na wszystkich zaangażowanych stron.	
449.	Art. 1 pkt 25 projektu w zakresie art. 24a	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 24a. 1. W celu dokonania oceny spełniania przez nominowanego operatora rynku energii elektrycznej kryteriów określonych w art. 6 rozporządzenia 2015/1222 oraz przestrzegania przez nominowanego operatora rynku energii elektrycznej przepisów tego rozporządzenia oraz przepisów dotyczących obrotu energią obowiązujących na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, Prezes URE może: 1) żądać od nominowanego operatora rynku energii elektrycznej przedstawienia informacji lub dokumentów dotyczących wykonywanej działalności nominowanego operatora rynku energii elektrycznej;	

			2) przeprowadzać u nominowanego operatora rynku energii elektrycznej kontrolę lub postępowanie wyjaśniające. 2. Do przeprowadzenia kontroli u nominowanego operatora rynku energii elektrycznej stosuje się odpowiednio przepisy art. 23c-23l i art. 23n.” <i>Uzasadnienie:</i> W art. 24a ust. 1 w pierwotnym brzmieniu posłużył się wyłącznie określeniem „operator”, podczas gdy art. 24a dotyczy wyłącznie nominowanego operatora rynku energii elektrycznej, zgodnie z definicją przyjętą w projektowanym art. 3 pkt. 28b) (definicje). Pozostawienie w art. 24a ust. 1 samego określenia „operator”, może wprowadzić w błąd lub rodzić wątpliwości, o którego operatora chodzi w kontekście prawa energetycznego, w którym jest dużo różnych operatorów.	
450.	Art. 1 pkt 25 projektu w zakresie art. 24a	PSE S.A.	Zaproponowany podział głosów premiuje NEMO wyznaczonych w wielu krajach, zaś nie uwzględnia udziału w polskim rynku. W ocenie OSP podział głosów NEMO powinien uwzględniać udział w rynku polskim. W projekcie wprowadza się m.in. przepisy niezbędne do prawidłowego i skutecznego stosowania przepisów Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.7.2015, str. 24), ang. Capacity Allocation and Congestion Management, dalej „Rozporządzenie CACM”). Dodano nowy art. 24b, w którym ustalono zasady podziału uprawnień do głosowania przez NEMO i podział tych uprawnień w rozumieniu art. 9 ust. 2 akapit 4 Rozporządzenia CACM, w przypadku wyznaczenia na terytorium RP więcej niż jednego NEMO. Zgodnie bowiem z art. 9 ust. 2 akapit 3 i 4 Rozporządzenia CACM: „W przypadku decyzji podejmowanych przez OSP na podstawie art. 9 ust. 6 każdemu państwu członkowskiemu przysługuje jeden głos. W przypadku występowania na terytorium danego państwa członkowskiego więcej niż jednego OSP państwo członkowskie rozdziela uprawnienia do głosowania wśród OSP. W przypadku decyzji podejmowanych przez NEMO na podstawie art. 9 ust. 6 każdemu państwu członkowskiemu przysługuje jeden głos. Każdy NEMO dysponuje liczbą głosów równą liczbie państw członkowskich, w których jest wyznaczony. W przypadku wyznaczenia na terytorium danego państwa członkowskiego więcej niż jednego NEMO państwo członkowskie rozdziela uprawnienia do głosowania wśród NEMO, uwzględniając wielkość obrotu energią elektryczną w tym państwie członkowskim w poprzednim roku budżetowym.”.	

Ponieważ na terytorium RP jest tylko jeden OSP, OSP przysługuje jeden głos i nie ma potrzeby rozdziału uprawnień do głosowania wśród OSP. Natomiast odnośnie NEMO, status NEMO w RP uzyskały trzy podmioty: Towarowa Giełda Energii S.A. z siedzibą w Warszawie, Nord Pool Spot AS z siedzibą w Norwegii, oba podmioty wyznaczone decyzją Prezesa URE oraz EPEX SPOT AS z siedzibą w Paryżu, wyznaczony we Francji, a dopuszczony do działania na terytorium RP decyzją Prezesa URE na zasadzie tzw. paszportu. Zgodnie bowiem z Rozporządzeniem CACM, NEMO można zostać na podstawie jednej z dwóch procedur przewidzianych w CACM, tj. albo w oparciu o art. 6 CACM - wnioskodawca jest wyznaczany na NEMO jeżeli spełnia wszystkie kryteria określone w art. 6 CACM, albo w oparciu o art. 4 CACM - NEMO wyznaczony w jednym państwie członkowskim ma prawo oferować usługi obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego z dostawą do innego państwa członkowskiego (tzw. zasada paszportu). Zgodnie z art. 4 ust. 10 CACM, ACER na swojej stronie internetowej prowadzi wykaz wyznaczonych NEMO, ich statusu i miejsca prowadzenia działalności(https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/FG_and_network_codes/CACM/Pages/NE-MO-Designations.aspx). Wykaz ACER obejmuje tylko NEMO wyznaczonych, nie tzw. paszportowych. Ponadto, proces wyznaczenia nie jest zakończony, ponieważ zainteresowane giełdy mogą występować o nominację w kolejnych krajach lub zaprzestać działalności. TGE uzyskała wyznaczenie tylko w Polsce, Nord Pool został wyznaczony w 14 krajach (w tym w Polsce), EPEX został wyznaczony w 6 krajach (w Polsce działa na zasadzie paszportu). <https://ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/6524,Kolejni-Nominowani-Operatorzy-Rynku-Energii-Elektrycznej-w-Polsce.html>

Obecne brzmienie projektowanego artykułu 24b, jest niezgodne z art. 9 ust. 2 Rozporządzenia CACM, gdyż jako jedno z kryteriów liczby głosów przyjmuje iloczyn liczby państw członkowskich Unii Europejskiej, w których dany NEMO jest wyznaczony (Art. 24b. *W sprawach, o których mowa w art. 9 ust. 6 rozporządzenia 2015/1222, nominowanemu operatorowi rynku energii elektrycznej przysługuje liczba głosów równa iloczynowi liczby państw członkowskich Unii Europejskiej, w których jest wyznaczony oraz wielkości obrotu energią elektryczną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w poprzednim roku kalendarzowym.*”). Wg tak projektowanej formuły, TGE otrzymałaby udział w głosie 1 x wielkości obrotu energią elektryczną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, EPEX 6 x obrót, a NordPool 14 x obrót, co prowadzi do powstania dużych wielkości liczb głosów (suma iloczynu) oraz nieuzasadnionego uprzywilejowania NEMO wyznaczonych w innych poza Polską krajach członkowskich, podczas gdy na podstawie art. 9 ust. 6 CACM, każdemu państwu członkowskiemu przysługuje jeden głos, a w przypadku występowania na terytorium danego państwa członkowskiego więcej niż jednego NEMO, państwo członkowskie rozdziela uprawnienia tego

			jednego głosu wśród wszystkich NEMO działających na terenie tego danego kraju (wyznaczonych i paszportowych), uwzględniając wielkość obrotu energią elektryczną w tym państwie członkowskim. W związku z powyższym, art. 24b powinien rozdzielać uprawnienia jednego głosu, wśród wszystkich NEMO działających na terenie RP, wyznaczonych i paszportowych (obecnie trzech), uwzględniając wielkość obrotu energią elektryczną danego NEMO wyłącznie w RP w poprzednim roku kalendarzowym.	
451.	Art. 1 pkt 28 lit. a projektu w zakresie art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. f	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> ~~energii elektrycznej wprowadzonej do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdów, o których mowa w art. 5h ust. 1;~~ <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy wykreślić obowiązek uzyskiwania koncesji albo ograniczyć ten obowiązek tylko dla większych generowanych mocy, w innym przypadku oszczędności uzyskane z generacji energii zostaną „zjedzone” przez koszty administracyjne.	
452.	Art. 1 pkt 28 lit. b projektu w zakresie art. 32 ust. 1 pkt 2	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) magazynowania: a) energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej z wyłączeniem; <u>- instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 MW,</u> <u>- instalacji do wykonywania obowiązków operatorów systemów, o których mowa w art. 9c ust. 2 lub 3 będących w posiadaniu tej instalacji.</u> (...)” <i>Uzasadnienie:</i> Zasadne jest wyraźne wyłączenie spod obowiązku uzyskania koncesji na magazynowanie energii elektrycznej OSP oraz OSD z uwagi na bezprzedmiotowość takie rozwiązania. Magazyny energii elektrycznej wykorzystywane przez te podmioty będą przeznaczone do stabilizacji i optymalizacji pracy sieci przesyłowej oraz dystrybucyjnej, co wpisuje się w zakres ich działalności koncesjonowanej – przesyłania oraz dystrybucji energii elektrycznej. Wymóg uzyskania koncesji na magazynowanie energii spowoduje wyłącznie dodatkowe koszty administracyjne.	
453.	Art. 1 pkt 28 lit. b projektu w zakresie	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i>	

	art. 32 ust. 1 pkt 2 + dodanie pkt 2a	„2) magazynowania: a) energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej z wyłączeniem instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 MW, b) paliw gazowych w instalacjach magazynowych lub w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, jak również magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych w instalacjach magazynowania paliw ciekłych lub instalacjach przeładunku paliw ciekłych, z wyłączeniem lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s;” b) paliw gazowych w instalacjach magazynowych lub w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, ~~skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego~~, jak również magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych w instalacjach magazynowania paliw ciekłych lub instalacjach przeładunku paliw ciekłych, z wyłączeniem lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s;”; 2a) skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego z wyłączeniem skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego wykorzystywanych na potrzeby obrotu paliwami gazowymi lub dystrybucji paliw gazowych we własnych sieciach dystrybucyjnych” <i>Uzasadnienie:</i> Propozycja polega na wyłączeniu spod obowiązku uzyskania koncesji działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach wykorzystywanych wyłącznie na potrzeby działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych przy wykorzystaniu własnych sieci dystrybucyjnych. Zgodnie z obecną praktyką regulacyjną z posiadania koncesji zwolnione są przedsiębiorstwa, które dokonują skraplania lub regazyfikacji LNG na potrzeby własne dotyczące obrotu paliwami gazowymi lub zintegrowanej działalności obrotu i dystrybucji paliw gazowych. W przypadku OSD wymaga się uzyskania koncesji na regazyfikację LNG w każdej instalacji własnej, mimo że w ramach tej działalności nie są zawierane żadne umowy i nie są	

			uzyskiwane przychody z tej działalności. Podkreślić należy przy tym, że zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. 2018, poz. 640), wszelkie koszty regazyfikacji LNG na potrzeby zasilania własnych sieci dystrybucyjnych są uwzględniane w taryfie dla działalności dystrybucyjnej.	
454.	Art. 32 ust. 1 pkt 2 i dodanie do art. 32 ust. 1 pkt 2a	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) magazynowania: a) energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej z wyłączeniem instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 MW, b) paliw gazowych w instalacjach magazynowych lub w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, jak również magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych w instalacjach magazynowania paliw ciekłych lub instalacjach przeładunku paliw ciekłych, z wyłączeniem lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s;” b) paliw gazowych w instalacjach magazynowych lub w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, jak również magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych w instalacjach magazynowania paliw ciekłych lub instalacjach przeładunku paliw ciekłych, z wyłączeniem lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s;”; 2a) skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego z wyłączeniem skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego wykorzystywanych na potrzeby obrotu paliwami gazowymi lub dystrybucji paliw gazowych we własnych sieciach dystrybucyjnych” <i>Uzasadnienie:</i> Propozycja polega na wyłączeniu spod obowiązku uzyskania koncesji działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach wykorzystywanych wyłącznie na potrzeby działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi lub działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych przy wykorzystaniu własnych sieci dystrybucyjnych. Zgodnie z obecną praktyką regulacyjną z posiadania koncesji zwolnione są przedsiębiorstwa, które dokonują skraplania lub regazyfikacji LNG na potrzeby własne dotyczące obrotu paliwami gazowymi lub zintegrowanej działalności obrotu i dystrybucji paliw gazowych. W przypadku OSD wymaga się uzyskania koncesji na regazyfikację LNG w każdej instalacji własnej, mimo że w ramach tej działalności nie są zawierane żadne umowy i nie są uzyskiwane przychody z tej działalności. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w	

			obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. 2018, poz. 640), wszelkie koszty regazyfikacji LNG na potrzeby zasilania własnych sieci dystrybucyjnych są uwzględniane w taryfie dla działalności dystrybucyjnej.	
455.	Art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy	IGG – Polskie LNG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> a) obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy dokonanego w punkcie dostawy do terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2016 r. poz. 1731 i 2260) <i>lub wydawania paliw gazowych w tym terminalu z obowiązkiem ich fizycznego zwrotu</i>, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro lub jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych zgodnie z art. 25 ust. 10 ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW; <i>Uzasadnienie:</i> W związku z powyższym, proponowana zmiana zakłada dodanie do katalogu wyłączeń spod obowiązku uzyskania koncesji na obrót paliwem gazowym wydawania paliw gazowych w terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2016 r. poz. 1731 i 2260) z obowiązkiem ich fizycznego zwrotu.	
456.	Art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. 1 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „a) obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy dokonanego w punkcie dostawy do terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2016 r. poz. 1731 i 2260) <i>lub wydawania paliw gazowych w tym terminalu z obowiązkiem ich fizycznego zwrotu</i>, obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro lub jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych zgodnie z art. 25 ust. 10 ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, obrotu gazem	

			płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW;” <i>Uzasadnienie:</i> W związku z powyższym, proponowana zmiana zakłada dodanie do katalogu wyłączeń spod obowiązku uzyskania koncesji na obrót paliwem gazowym wydawania paliw gazowych w terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2016 r. poz. 1731 i 2260) z obowiązkiem ich fizycznego zwrotu.	
457.	Art. 34 ustawy – po ust. 4 dodać ust. 4a	Polskiej Izby Paliw Płynnych – PIPP	<i>Proponowana treść:</i> „4a. Przychód osiągnięty z danego rodzaju działalności objętej koncesją w danym roku kalendarzowym może być podstawą obliczenia wysokości tylko jednej opłaty koncesyjnej, w tym również w razie uzyskania więcej niż jednej koncesji regulującej dany rodzaj działalności w roku kalendarzowym”	
458.	Art. 1 pkt 30 projektu w zakresie art. 41 ust. 4 ustawy	Avrio Media sp. z o.o.	Projekt Ustawy przewiduje zmianę treści omawianego ustępu 4 poprzez poszerzenie jego katalogu o przypadek wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Spółka proponuje usunięcie projektowanego przepisu, bowiem brak jest podstaw do cofania koncesji w sytuacji uznania praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów. W przeszłości miały miejsce sytuacje, w których Prezes UOKiK kwestionował pewne utrwalone na rynku zachowania przedsiębiorstw energetycznych jako naruszające zbiorowe interesy konsumentów, niemniej jednak w ramach przepisów antymonopolowych istnieje wystarczająca ilość narzędzi pozwalających na podjęcie odpowiednich czynności przez Prezesa UOKiK pozwalających na osiągnięcie pożądaných przez niego celów. Podstawowym celem przepisów antymonopolowych jest zobowiązanie przedsiębiorców do zaprzestania stosowania niedopuszczalnych praktyk, a nie ich wyeliminowanie z rynku. Konieczne jest również zwrócenie uwagi, iż kwestia, co stanowi praktykę naruszającą zbiorowe interesy konsumentów potencjalnie może być sporna i nie wynikać ze złej woli przedsiębiorcy, ale z odmiennej wykładni obowiązujących przepisów prawa. W sytuacji gdy przedsiębiorca taki dostosuje się do wymagań Prezesa UOKiK, bądź zwróci się o rozstrzygnięcie sprawy do sądu, brak jest podstaw do cofnięcia koncesji. Projektowane postanowienie stwarza istotne ryzyko dla pewności prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze energii i jako takie nie może zostać zaakceptowane.	

459.	Art. 1 pkt 30 projektu w zakresie art. 41 ust. 4 ustawy	DUON Dystrybucja sp. z o.o.	Projekt Ustawy przewiduje zmianę treści omawianego ustępu 4 poprzez poszerzenie jego katalogu o przypadek wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. W ocenie Spółki brak jest podstaw do cofania koncesji w sytuacji uznania praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów. W przeszłości zdarzały się przypadki, gdy Prezes UOKiK kwestionował pewne utrwalone na rynku zachowania przedsiębiorstw energetycznych jako naruszające zbiorowe interesy konsumentów, niemniej jednak w ramach przepisów antymonopolowych istnieje wystarczająca ilość narzędzi pozwalających na podjęcie odpowiednich czynności przez Prezesa UOKiK pozwalających na osiągnięcie pożądaných przez niego celów. Podstawowym celem przepisów antymonopolowych jest zobowiązanie przedsiębiorców do zaprzestania stosowania niedopuszczalnych praktyk, a nie ich wyeliminowanie z rynku. Zwracamy także uwagę, że kwestia co stanowi praktykę naruszającą zbiorowe interesy konsumentów potencjalnie może być sporna i nie wynikać ze złej woli przedsiębiorcy, ale z odmiennej wykładni obowiązujących przepisów prawa. W sytuacji gdy przedsiębiorca taki dostosuje się do wymagań Prezesa UOKiK, bądź zwróci się o rozstrzygnięcie sprawy do sądu, brak jest podstaw do cofnięcia koncesji. Projektowane postanowienie stwarza istotne ryzyko dla pewności prowadzenia działalności gospodarczej w sektorze energii i jako takie nie może zostać zaakceptowane.	
460.	Art. 1 pkt 30 projektu w zakresie art. 41 ust. 4 ustawy	IGG – EWE Energia	<i>Proponowana zmiana:</i> Zapis należy skreślić <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany zapis należy uznać za niekonstytucyjny, gdyż od decyzji Prezesa UOKiK przysługuje odwołanie do SOKiK, a następnie do Sądu Apelacyjnego i dopiero takie prawomocne orzeczenie może kreować prawa i obowiązki stron. Ponadto decyzje UOKiK mają bardzo szeroki charakter i mogą dotyczyć działalności przedsiębiorcy niezwiązanego z działalnością koncesjonowaną, czy stwierdzającą, iż do naruszenia prawa doszło ale przedsiębiorstwo zaniechało naruszeń. Ponadto zapis narusza zasadę z art. 97 § 1 ust. 4 KPA, gdyż prawomocne rozstrzygnięcie w przedmiocie decyzji UOKiK należy traktować jako zagadnienie wstępne w rozumieniu powyższego przepisu. Możliwość cofnięcia koncesji na podstawie nieprawomocnej decyzji UOKiK, w sytuacji gdyby postępowanie przed URE zakończyło się przed prawomocnym orzeczeniem Sądu w sprawie decyzji UOKiK i orzeczenie to zmieniało decyzję UOKiK powodowała by odpowiedzialność odszkodowawczą Skarbu Państwa.	

461.	Art. 1 pkt 30 projektu w zakresie art. 41 ust. 4 pkt 4 ustawy	Lewiatan	Proponujemy: - wykreślenie tego zapisu w całości, lub - wprowadzenie zapisów ograniczających działania Prezesa URE w zależności od treści decyzji Prezesa UOKiK, lub - wprowadzenie zapisów które zapewnią od takiej decyzji możliwość odwołania się strony do właściwego organu sądowego. Zgodnie z proponowanym zapisem nowelizacji ustawy Prawo energetyczne - Art. 41 ust. 4, nowy pkt 4 - <u>Prezes URE może cofnąć koncesję albo zmienić jej zakres</u> w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego <u>nieprawomocnej</u> decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Po pierwsze zapis taki jest niekonstytucyjny bowiem decyzja Prezesa UOKiK podlega weryfikacji przez sąd w przypadku złożenia odwołania od wskazanej decyzji. Ponadto decyzja Prezesa UOKiK może dotyczyć bardzo różnego zakresu działań ze strony przedsiębiorstwa energetycznego, na przykład stosowania cen netto zatwierdzonych przez Prezesa URE w rozliczeniach z konsumentami, co było powszechną praktyką w przeszłości. Ponadto taka decyzja może zawierać informację o tym, że przedsiębiorstwo zaprzestało wskazanych przez Prezesa praktyk. W związku z powyższym Prezes URE nie powinien mieć ustawowej możliwości na cofnięcie koncesji lub zmiany jej zakresu na podstawie <u>nieprawomocnej</u> decyzji Prezesa UOKiK. Decyzja ta uwzględniając powyższe może skutkować roszczeniami odszkodowawczymi, ze strony przedsiębiorstwa któremu cofnięto koncesję, wobec Skarbu Państwa. W szczególności wystąpi taka sytuacja w przypadku <u>prawomocnego uchylenia decyzji Prezesa UOKiK</u>. W związku z powyższym proponujemy: - wykreślenie tego zapisu w całości, lub - wprowadzenie zapisów ograniczających działania Prezesa URE w zależności od treści <u>prawomocnej</u> decyzji Prezesa UOKiK.	
462.	Art. 1 pkt 30 projektu w zakresie art. 41 ust. 4 pkt 4 ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> proponujemy wykreślenie zapisu, a w przypadku braku takiej możliwości jego wprowadzenie zapisów ograniczających działania Prezesa URE w zależności od treści decyzji Prezesa UOKiK, np. zmianę na: „4) w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i	

konsumentów, **jeżeli stwierdzona w tej decyzji praktyka w sposób rażąco narusza prawa konsumentów lub spowodowała znaczącą szkodę majątkową u konsumentów.**”

Uzasadnienie:

Rekomendowane jest przywrócenie dotychczasowego brzmienia. Należy mieć na względzie w szczególności skutki cofnięcia koncesji dla konsumentów, którzy mają zawarte umowy z przedsiębiorstwem energetycznym, w stosunku, do którego stwierdzi się naruszenie przepisów konsumenckich. Zauważyć należy, że sprzedawcy energii elektrycznej pomimo zachowania największej staranności nie mają możliwości poczynienie wiążących konsultacji oraz pozyskania opinii Prezesa UOKiK dotyczących proponowanego brzmienia zapisów umownych lub sposobu realizacji umów z konsumentami na etapie przed ewentualnym wszczęciem postępowania. Mając na uwadze powyższe, pomimo konstrukcji wzorców umownych, oraz ofert promocyjnych z zachowaniem najwyższej staranności i dbałości o interesy konsumentów z jednoczesnym zabezpieczeniem interesu spółek zajmujących się obrotem energią elektryczną, istnieje duże ryzyko wszczęcia postępowania oraz wydania decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów. Co więcej, od decyzji Prezesa UOKiK przysługuje tryb odwoławczy, a projektowane brzmienie zapisu nie umożliwia wniesienia zastrzeżeń przez przedsiębiorstwo energetyczne. W przypadku decyzji o zachowaniu proponowanego zapisu, rekomendowane jest poprzedzenie decyzji o cofnięciu koncesji, możliwością zobowiązania przedsiębiorstwa energetycznego do wyeliminowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, a w przypadku nie wywiązania się z powyższego zobowiązania, podjęcie kroków zmierzających do cofnięcia koncesji. Dodatkowo inicjacja powyższych działań następować powinna od momentu uprawomocnienia decyzji UOKiK

Z punktu widzenia prawnego sam fakt wydania decyzji nie może/nie powinien być podstawą do cofnięcia koncesji. Zasadnym wydaje się zastosowanie jakiegokolwiek tzw. klauzuli ocennej, ponieważ wydanie tego rodzaju decyzji może dotyczyć sytuacji nieistotnych z punktu widzenia interesów konsumentów, ani nie rodzących po ich stronie żadnej szkody. Proponujemy przykładowo, w przypadku pozostawienia zapisu, aby w zapis wskazywał na „istotne” lub nawet „rażące” naruszenie zbiorowych prawa konsumentów.

Zgodnie z proponowanym zapisem nowelizacji ustawy Prawo energetyczne - Art. 41 ust. 4, nowy pkt 4 - Prezes URE może cofnąć koncesję albo zmienić jej zakres w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego nieprawomocnej decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w

			rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Po pierwsze zapis taki jest niekonstytucyjny bowiem decyzja Prezesa UOKiK podlega weryfikacji przez sąd w przypadku złożenia odwołania od wskazanej decyzji. Ponadto decyzja Prezesa UOKiK może dotyczyć bardzo różnego zakresu działań ze strony przedsiębiorstwa energetycznego, na przykład stosowania cen netto zatwierdzonych przez Prezesa URE w rozliczeniach z konsumentami, co było powszechną praktyką w przeszłości. Ponadto taka decyzja może zawierać informację o tym, że przedsiębiorstwo zaprzestało wskazanych przez Prezesa praktyk. W związku z powyższym Prezes URE nie powinien mieć ustawowej możliwości na cofnięcie koncesji lub zmiany jej zakresu na podstawie nieprawomocnej decyzji Prezesa UOKiK. Decyzja ta uwzględniając powyższe może skutkować roszczeniami odszkodowawczymi, ze strony przedsiębiorstwa któremu cofnięto koncesję, wobec Skarbu Państwa. W szczególności wystąpi taka sytuacja w przypadku prawomocnego uchylecia decyzji Prezesa UOKiK.	
463.	Art. 1 pkt 30 projektu w zakresie art. 41 ust. 4 pkt 4 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Proponujemy wykreślenie tego punktu w całości lub ograniczyć działania Prezesa URE w zależności od treści decyzji Prezesa UOKiK oraz wprowadzić zapisy które zapewnią możliwość odwołania od takiej decyzji do właściwego organu sądowego. Zgodnie z proponowanym zapisem nowelizacji ustawy Prawo energetyczne - Art. 41 ust. 4, nowy pkt 4 - Prezes URE może cofnąć koncesję albo zmienić jej zakres w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Nawet jeżeli taka decyzja zostanie wydana przez Prezesa UOKiK, to jednocześnie może się w niej pojawić informacja o zaprzestaniu przez dany podmiot tej praktyki w momencie wydawania decyzji lub zobowiązaniu do jej zaprzestania w określonym w decyzji okresie. W takich sytuacjach Prezes URE nie powinien mieć ustawowej możliwości na cofnięcie koncesji lub zmiany jej zakresu. Decyzja ta uwzględniając powyższe może skutkować roszczeniami odszkodowawczymi, ze strony przedsiębiorstwa któremu cofnięto koncesję, wobec Skarbu Państwa. W związku z powyższym: • proponujemy wykreślenie tego zapisu w całości lub • ograniczyć działania Prezesa URE w zależności od treści decyzji Prezesa UOKiK oraz wprowadzić zapisy które zapewnią od takiej decyzji możliwość odwołania się strony do właściwego organu sądowego.	
464.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43f ustawy	APATOR	Proponujemy by w punkcie 3 znacząco zwiększyć moc magazynów podlegających wpisowi do rejestru do 5MW . Tak mocne ograniczenie (0,8 kW) zmierza w naszym odczuciu w praktyce do utrudnienia odbiorcom końcowym i prosumentom instalacji przydomowych magazynów energii.	

			Próg 0,8 kw jest absurdalnie niski (zwykła 1 fazowa wiertarka, czy zakupiony w supermarkecie przenośny piecyk elektryczny ma moc powyżej 2 kw). Dostępne na rynku przenośne magazyny energii zawieszane na ścianie (np. powerwall) mają moce powyżej 9 kW a w przypadku akumulatorów samochodów EV (które także mogą być mobilnymi magazynami) jeszcze wyższe. Naszym zdaniem próg mocy do rejestracji magazynów energii powinien sięgać kilku MW (np. 5 MW). Magazyny mniejsze pracujące głównie na Wewnętrzne Linie Zasilania nie powinny podlegać żadnej rejestracji.	
465.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43f ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 43f.1 (...) prowadzi rejestr magazynów energii elektrycznej (...) wchodzących w skład instalacji prosumenckiej”. <i>Uzasadnienie:</i> Biorąc pod uwagę definicję magazynowania (wyżej), jeżeli ustawodawca chce rejestrować magazyny o mocy od 800 W, to traktuje je jako mikroźródła z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy sieci, co nie jest tak zdefiniowane w ustawie, a więc dojdzie do sytuacji kiedy urządzenia – w kontekście tej ustawy - służące do tego samego (potencjalne źródła energii prosumenckiej) – np. panele PV i magazyn energii o mocy 0,8 kW, będą podlegały innym wymogom przy podłączaniu itp., a jednocześnie podlegają tej samej rejestracji.	
466.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43f ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia operatora systemu elektroenergetycznego o wszelkiej zmianie danych lub informacji określonych w ust. 6 w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych. Operator systemu elektroenergetycznego jest obowiązany do zaktualizowania danych i informacji w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia.” <i>Uzasadnienie:</i> Poza danymi ust. 6 zawiera również inne informacje, których zmiana powinna być również przedmiotem powiadomienia operatora systemu elektroenergetycznego przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.	
467.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43f ust. 3 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w ust. 1, podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50kW”. <i>Uzasadnienie:</i> Przyjęcie tak małej wartości granicznej może powodować konieczność rejestracji bardzo dużej ilości zasilaczy bezprzewodowych połączonych z baterią (tzw. UPS-ów).	

			Istnieje wątpliwość co do rejestru magazynów od 0,8 kW. Jest to bardzo mała wartość Powerwall Tesli, który będzie wyznacznikiem na rynku zaczyna się od 7kW. Jakże magazyny są tu na myśli (rowery, auta z małą hybrydą?)	
468.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43f ust. 3 ustawy	Energa S.A.	Czy nie zaistniał błąd w wartości mocy magazynu energii?	
469.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43f ust. 3 ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w ust. 1, podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej <u>większej niż 50 kW</u>.”. <i>Uzasadnienie:</i> Przyjęcie tak małej wartości mocy zainstalowanej może powodować konieczność rejestracji bardzo dużej ilości zasilaczy bezprzewodowych połączonych z baterią (tzw. UPS-ów). Ponadto już dzisiaj ustanowienie tak niskiego progu należy zinterpretować jako tworzenie istotnej bariery wejścia na rynek magazynów energii w celu obrony pozycji działających na tym rynku graczy. W efekcie konsumenci będą mieli kolejną barierę administracyjną w efektywnym wykorzystaniu magazynów energii.	
470.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43f ust. 3 ustawy	KIGeIT	Proponujemy by w ust. 3 znacząco zwiększyć moc magazynów podlegających wpisowi do rejestru do 5 MW (por. Uwaga 10). Tak mocne ograniczenie (0,8 kW) zmierza w praktyce do utrudnienia odbiorcom końcowym i prosumentom instalacji przydomowych magazynów energii. Próg 0,8 kW jest absurdalnie niski (zwykła 1 fazowa wiertarka, czy zakupiony w supermarkecie przenośny piecyk elektryczny ma moc powyżej 2 kW). Dostępne na rynku przenośne magazyny energii zawieszane na ścianie (np. powerwall) mają moce powyżej 9 kW, a w przypadku akumulatorów samochodów EV (które także mogą być mobilnymi magazynami) są jeszcze wyższe. Naszym zdaniem próg mocy do rejestracji magazynów energii powinien sięgać kilku MW (np. 5 MW). Magazyny mniejsze pracujące głównie na obciążenia wewnętrzne. <u>Wewnętrzne Linie Zasilania nie powinny podlegać żadnej rejestracji.</u>	
471.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43f ust. 3 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 43f. 3. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w ust. 1, podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50,8 kW.” <i>Uzasadnienie:</i> Czy nie zaistniał błąd w wartości mocy magazynu? Czy tak małe magazyny (800W) będą podlegały wpisowi do rejestru? Przyjęcie tak małej wartości granicznej może powodować konieczność	

			rejestracji bardzo dużej ilości zasilaczy bezprzerwowych połączonych z baterią (tzw. UPS-ów), które również stanowią magazyn energii. Ponadto skoro OSD ma obowiązek prowadzić rejestr magazynów energii, konieczne jest określenie zakresu danych, które powinny zostać ujęte w rejestrze (ust. 6). Przepis również nie jest jasny w zakresie tego, skąd OSD ma otrzymać informacje do rejestru – tym bardziej jeżeli pozostawiona zostanie taka mała wartość mocy magazynów które mają być ujęte w rejestrze. Należy bowiem zauważyć, iż zakres informacji wskazywanych przez podmiot podłączany (art. 7 ust. 2b, 2c; ust. 3c-3e) jest węższy. Art. 43f ustawy PE nakłada na posiadacza magazynu obowiązek aktualizowania danych; nie przesądza jednak skąd OSD ma pozyskać te dane w pierwszej kolejności (przed aktualizacją).	
472.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43g ustawy	FOEEiG	Art. 43 g ustawy Prawo energetyczne w brzmieniu zaproponowanym w art. 1 pkt. 31) projektu, w zakresie w jakim nie wymaga, aby możliwość tworzenia i posiadania magazynów przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) była uzależniona od: 1) uprzedniego przeprowadzenia otwartej i przejrzystej procedury przetargowej, w wyniku której stwierdzono by brak zainteresowania posiadaniem, tworzeniem lub zarządzaniem magazynami energii elektrycznej przez podmioty niebędące OSD lub OSP, 2) uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na tworzenie i posiadanie magazynów energii elektrycznej przez OSD lub OSP, - jest niezgodny z założeniami projektu zmienionej dyrektywy sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej zaproponowanego przez Komisję Europejską w listopadzie 2016 r. (nr dokumentu 2016/0380 (COD)) i będącego obecnie przedmiotem zaawansowanych prac w ramach tzw. trilogu. Mając na uwadze fakt, że: 1) regulacje zaproponowane w Projekcie zapewniają OSD i OSP uprzywilejowaną pozycję rynkową względem pozostałych uczestników rynku z uwagi na możliwość tworzenia magazynów energii elektrycznej ze środków pobieranych od odbiorców energii w ramach opłat dystrybucyjnych i przesyłowych; 2) a jednocześnie Projekt nie wymaga, aby korzystanie z powyższego uprzywilejowania przez OSD i OSP było uzależnione od stwierdzenia braku możliwości utworzenia magazynów energii w oparciu o zasady wolnej konkurencji; - przedmiotowe postanowienia Projektu mogą zostać uznane za środek prowadzący do naruszenia konkurencji na rynku energii. Z uwagi na powyższe, przesłanki umożliwiające operatorom sieciowym tworzenie i zarządzanie magazynami energii elektrycznej powinny zostać dostosowane do zasad zaproponowanych przez	

			Komisję Europejską w ramach pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, tj. uzupełnione o wymóg uprzedniego przeprowadzenia otwartej i przejrzystej procedury przetargowej wśród podmiotów niebędących OSD lub OSP oraz od uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na tworzenie i posiadanie magazynów energii elektrycznej przez OSD lub OSP.	
473.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43g ustawy	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<i>Proponowana zmiana</i> „Art. 43 g ustawy Prawo energetyczne w brzmieniu zaproponowanym w art. 1 pkt. 31) projektu, w zakresie w jakim nie wymaga, aby możliwość tworzenia i posiadania magazynów przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) była uzależniona od: 1) uprzedniego przeprowadzenia otwartej i przejrzystej procedury przetargowej, w wyniku której stwierdzono by brak zainteresowania posiadaniem, tworzeniem lub zarządzaniem magazynami energii elektrycznej przez podmioty niebędące OSD lub OSP, 2) uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na tworzenie i posiadanie magazynów energii elektrycznej przez OSD lub OSP, - jest niezgodny z założeniami projektu zmienionej dyrektywy sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej zaproponowanego przez Komisję Europejską w listopadzie 2016 r. (nr dokumentu 2016/0380 (COD)) i będącego obecnie przedmiotem zaawansowanych prac w ramach tzw. trilogu”. <i>Uzasadnienie:</i> Mając na uwadze fakt, że 1) regulacje zaproponowane w Projekcie zapewniają OSD i OSP uprzywilejowaną pozycję rynkową względem pozostałych uczestników rynku z uwagi na możliwość tworzenia magazynów energii elektrycznej ze środków pobieranych od odbiorców energii w ramach opłat dystrybucyjnych i przesyłowych; 2) a jednocześnie Projekt nie wymaga, aby korzystanie z powyższego uprzywilejowania przez OSD i OSP było uzależnione od stwierdzenia braku możliwości utworzenia magazynów energii w oparciu o zasady wolnej konkurencji; - przedmiotowe postanowienia Projektu mogą zostać uznane za środek prowadzący do naruszenia konkurencji na rynku energii. Z uwagi na powyższe, przesłanki umożliwiające operatorom sieciowym tworzenie i zarządzanie magazynami energii elektrycznej powinny zostać dostosowane do zasad zaproponowanych przez Komisję Europejską w ramach pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, tj. uzupełnione o wymóg uprzedniego przeprowadzenia otwartej i przejrzystej procedury przetargowej wśród podmiotów niebędących OSD lub OSP oraz od uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na tworzenie i posiadanie magazynów energii elektrycznej przez OSD lub OSP.	

474.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43g ustawy	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	Dostosowanie przesłanek umożliwiających operatorom sieciowym tworzenie i zarządzanie magazynami energii elektrycznej do zasad zaproponowanych przez Komisję Europejską w ramach pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” Art. 43 g ustawy Prawo energetyczne w brzmieniu zaproponowanym w art. 1 pkt. 31) Projektu, w zakresie w jakim nie wymaga, aby możliwość tworzenia i posiadania magazynów przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) była uzależniona od: 1) uprzedniego przeprowadzenia otwartej i przejrzystej procedury przetargowej, w wyniku której stwierdzono by brak zainteresowania posiadaniem, tworzeniem lub zarządzaniem magazynami energii elektrycznej przez podmioty niebędące OSD lub OSP; 2) uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na tworzenie i posiadanie magazynów energii elektrycznej przez OSD lub OSP; - jest niezgodny z założeniami projektu zmienionej dyrektywy sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej zaproponowanego przez Komisję Europejską w listopadzie 2016 r. (nr dokumentu 2016/0380 (COD)) i będącego obecnie przedmiotem zaawansowanych prac w ramach tzw. trilogu. Ponadto, mając na uwadze fakt, że 1) regulacje zaproponowane w Projekcie zapewniają OSD i OSP uprzywilejowaną pozycję rynkową względem pozostałych uczestników rynku z uwagi na możliwość tworzenia magazynów energii elektrycznej ze środków pobieranych od odbiorców energii w ramach opłat dystrybucyjnych i przesyłowych; 2) a jednocześnie Projekt nie wymaga, aby korzystanie z powyższego uprzywilejowania przez OSD i OSP było uzależnione od stwierdzenia braku możliwości utworzenia magazynów energii w oparciu o zasady wolnej konkurencji; - przedmiotowe postanowienia Projektu mogą zostać uznane za środek prowadzący do naruszenia konkurencji na rynku energii. Z uwagi na powyższe, przesłanki umożliwiające operatorom sieciowym tworzenie i zarządzanie magazynami energii elektrycznej powinny zostać dostosowane do zasad zaproponowanych przez Komisję Europejską w ramach pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, tj. uzupełnione o wymóg uprzedniego przeprowadzenia otwartej i przejrzystej procedury przetargowej wśród podmiotów niebędących OSD lub OSP oraz od uzyskania zgody Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na tworzenie i posiadanie magazynów energii elektrycznej przez OSD lub OSP.	

475.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43g ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana</i> „Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może być właścicielem lub posiadaczem, na podstawie innego tytułu prawnego, magazynów energii elektrycznej wykorzystywanych do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej przy spełnieniu następujących warunków:” <i>Uzasadnienie:</i> W dodanym w ustawie – Prawo energetyczne art. 43g zostało przewidziane że OSP i OSD mogą być posiadaczami magazynu energii elektrycznej, podczas gdy posiadanie w rozumieniu Kodeksu cywilnego jest faktycznym władaniem niezależnym od tytułu prawnego. Oznacza to, że nie zostało przesądzone explicite czy OSP i OSD mogą być właścicielami magazynu lub posiadać inny tytuł prawny do magazynu. Proponuje się dookreślenie wprost, że OSP i OSD mogą być właścicielami magazynów energii oraz ich posiadaczami z innych tytułów prawnych.	
476.	Art. 1 pkt 31 projektu w zakresie art. 43g pkt 2 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana</i> „2) wykorzystywanie magazynu energii elektrycznej nie zakłóca konkurencji na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany oraz na innych rynkach energii elektrycznej oraz w ramach ~~centralnego~~ mechanizmu bilansowania handlowego” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiany na rynku idą w kierunku decentralizacji oraz tworzenia lokalnych obszarów bilansowania (np. zapisy „pakietu zimowego”), stąd zasadne jest, aby one również miały możliwość korzystania z magazynów w procesach bilansowania na poziomie lokalnym.	
477.	Art. 1 pkt 32 lit. b projektu w zakresie art. 45 ust. 1i ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana</i> „1i. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty związane z tworzeniem i funkcjonowaniem systemu pomiarowego lub systemu zdalnego odczytu, <u>a także koszty związane z budową magazynów energii elektrycznej do wykonywania obowiązków, o których mowa w art. 9c ust. 2 lub 3</u> oraz koszty wykonywania innych zadań wynikających z ustawy, w szczególności wykonywania zadań operatora informacji pomiarowych.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy jednoznacznie wskazać, że koszty budowy magazynów energii na potrzeby sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej uwzględnia się w taryfie, ponieważ w takiej sytuacji magazyn może	

			być traktowany jako integralna część sieci i służy zabezpieczeniu pracy sieci. Koszty takiego rozwiązania powinni ponosić wszyscy odbiorcy.	
478.	Art. 1 pkt 32 lit. b projektu w zakresie art. 45 ust. 1j ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana</i> „1j. W kosztach działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się zaliczone do kosztów uzyskania przychodu koszty wynikające z wierzytelności nieściągalnych w rozumieniu przepisów art. 16 ust. 2 ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych, powstałych w związku z funkcjonowaniem centralnego mechanizmu bilansowania handlowego.” <i>Uzasadnienie:</i> Zasady kształtowania taryf za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej stanowią, iż kalkuluje się je w oparciu o przyszłe (planowane) koszty uzasadnione prowadzenia działalności gospodarczej. Jako jeden z elementów kosztowych, w kalkulacji stawek opłat jakościowych uwzględniane są również planowane na okres (rok) taryfowy koszty OSP wynikające z funkcjonowania centralnego mechanizmu bilansowania handlowego (rynku bilansującego) niepokryte przychodami uzyskiwanymi z tego rynku. Część podmiotów nie reguluje swoich bieżących zobowiązań związanych z rozliczeniami na rynku bilansującym (np. z powodu upadłości) podwyższając realnie ponoszone koszty przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego poprzez obniżenie założonych przychodów. W związku z zasadą uwzględniania wyłącznie przyszłych (planowanych) kosztów uzasadnionych, koszty wynikające z nieosiągniętych przychodów nie mogą być pokryte w przyszłych taryfach - brak możliwości pokrycia tych kosztów przez OSP wynika ze szczegółowych zasad finansowania działalności regulowanej, które uniemożliwiają dowolne kształtowanie przychodów operatorów systemów elektroenergetycznych. Przewiduje się, że w związku z oczekiwanym przez rynek rozszerzeniem zakresu cen rozliczeniowych stosowanych na rynku bilansującym w najbliższym czasie, tzw. należności nieściągalne mogą generować znaczące koszty po stronie OSP, które nie będą mogły być pokryte przychodami taryfowymi. Celem uniknięcia odkładania się takich kosztów, które nie będą mogły być pokryte w związku z działalnością regulowaną operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego proponuje się by wierzytelności nieściągalne po ich odpisaniu, zgodnie z przepisami podatkowymi mogły być uwzględnione jako element kosztowy w kalkulacji stawek jakościowych w taryfie OSP na kolejny okres (rok) taryfowy.	
479.	Art. 1 pkt 32 projektu – dodanie lit. b ¹ w zakresie art.	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2a) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy i przyłączania infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego i	

	45 ust. 1 pkt 2a ustawy		powiązanych z nią magazynów energii elektrycznej, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 6%” <i>Uzasadnienie:</i> Doprecyzowanie przepisu. Intencją przepisu wprowadzonego ustawą o elektromobilności i paliwach alternatywnych było uwzględnienie magazynów energii elektrycznej współpracujących z infrastrukturą ładowania drogowego transportu publicznego a nie instalacji magazynowej lub instalacji magazynowania mających związek z magazynowaniem paliw gazowych lub paliw ciekłych.	
480.	Art. 1 pkt 32 lit. c projektu w zakresie art. 45 ust. 8 ustawy	FOEEiG	W art. 1 pkt 32) lit. c) Projektu proponujemy nadanie następującego brzmienia art. 45 ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne: „8. Taryfy za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej uwzględniają odliczenie od energii elektrycznej pobranej z sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej przez magazyn energii elektrycznej energii elektrycznej ponownie wprowadzonej do sieci tego przedsiębiorstwa przez ten magazyn, w oparciu o wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych, co oznacza, że w odniesieniu do ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej przez magazyn energii elektrycznej, a następnie ponownie wprowadzonej do sieci tego przedsiębiorstwa przez magazyn, nie nalicza się opłat ustalanych w oparciu o ilość energii elektrycznej pobraną z sieci”. Proponowana zmiana ma na celu ostateczne wyeliminowanie wątpliwości związanych z koniecznością ponoszenia przez operatorów magazynów energii elektrycznej opłat sieciowych i innych opłat naliczanych przez operatorów systemów przesyłowych i systemów dystrybucyjnych, takich jak opłata jakościowa, opłata przejściowa lub opłata mocowa. Co prawda, brak konieczności ponoszenia opłaty przejściowej w odniesieniu do energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn a następnie ponownie wprowadzonej do sieci można pośrednio wyinterpretować już z definicji odbiorcy końcowego w brzmieniu proponowanym w Projekcie, zaś brak konieczności ponoszenia w tym zakresie opłaty OZE został wprost wskazany w Projekcie. Niemniej, w odniesieniu do pozostałych opłat zależnych od ilości energii elektrycznej pobieranej z sieci (np. opłaty jakościowej i opłaty mocowej) Projekt nie zawiera postanowień, które jednoznacznie przesądzałyby kwestię konieczności ponoszenia tych opłat w odniesieniu do energii pobranej z sieci, a następnie z powrotem wprowadzonej do sieci przez magazyn. Proponowana zmiana ma charakter doprecyzowujący i jest w pełni zgodna z założeniami Projektu wskazanymi na stronach 40 – 42 uzasadnienia Projektu.	

481.	Art. 1 pkt 32 lit. c projektu w zakresie art. 45 ust. 8 ustawy	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> W art. 1 pkt 32) lit. c) Projektu proponujemy nadanie następującego brzmienia art. 45 ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne: „8. Taryfy za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej uwzględniają odliczenie od energii elektrycznej pobranej z sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej przez magazyn energii elektrycznej energii elektrycznej ponownie wprowadzonej do sieci tego przedsiębiorstwa przez ten magazyn, w oparciu o wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych, co oznacza, że w odniesieniu do ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej przez magazyn energii elektrycznej, a następnie ponownie wprowadzonej do sieci tego przedsiębiorstwa przez magazyn, nie nalicza się opłat ustalanych w oparciu o ilość energii elektrycznej pobraną z sieci”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana ma na celu ostateczne wyeliminowanie wątpliwości związanych z koniecznością ponoszenia przez operatorów magazynów energii elektrycznej opłat sieciowych i innych opłat naliczanych przez operatorów systemów przesyłowych i systemów dystrybucyjnych, takich jak opłata jakościowa, opłata przejściowa lub opłata mocowa. Co prawda, brak konieczności ponoszenia opłaty przejściowej w odniesieniu do energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn a następnie ponownie wprowadzonej do sieci można pośrednio wyinterpretować już z definicji odbiorcy końcowego w brzmieniu proponowanym w Projekcie, zaś brak konieczności ponoszenia w tym zakresie opłaty OZE został wprost wskazany w Projekcie. Niemniej, w odniesieniu do pozostałych opłat zależnych od ilości energii elektrycznej pobieranej z sieci (np. opłaty jakościowej i opłaty mocowej) Projekt nie zawiera postanowień, które jednoznacznie przesądzałyby kwestię konieczności ponoszenia tych opłat w odniesieniu do energii pobranej z sieci, a następnie z powrotem wprowadzonej do sieci przez magazyn. Proponowana zmiana ma charakter doprecyzowujący i jest w pełni zgodna z założeniami Projektu wskazanymi na stronach 40 – 42 uzasadnienia Projektu.	
482.	Art. 1 pkt 32 lit. c projektu w zakresie art. 45 ust. 8 ustawy	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	Doprecyzowanie zasad rozliczeń za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie dotyczącym energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii i ponownie wprowadzonej do sieci przedsiębiorstwa energetycznego W art. 1 pkt 32) lit. c) Projektu proponujemy nadanie następującego brzmienia art. 45 ust. 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne:	

			„8. Taryfy za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej uwzględniają odliczenie od energii elektrycznej pobranej z sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej przez magazyn energii elektrycznej energii elektrycznej ponownie wprowadzonej do sieci tego przedsiębiorstwa przez ten magazyn, w oparciu o wskazania układów pomiarowo-rozliczeniowych, co oznacza, że w odniesieniu do ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej przez magazyn energii elektrycznej, a następnie ponownie wprowadzonej do sieci tego przedsiębiorstwa przez magazyn, nie nalicza się opłat ustalanych w oparciu o ilość energii elektrycznej pobraną z sieci.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana ma na celu ostateczne wyeliminowanie wątpliwości związanych z koniecznością ponoszenia przez operatorów magazynów energii elektrycznej opłat sieciowych i innych opłat naliczanych przez operatorów systemów przesyłowych i systemów dystrybucyjnych, takich jak opłata jakościowa, opłata przejściowa lub opłata mocowa. Co prawda, brak konieczności ponoszenia opłaty przejściowej w odniesieniu do energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn a następnie ponownie wprowadzonej do sieci można pośrednio wyinterpretować już z definicji odbiorcy końcowego w brzmieniu proponowanym w Projekcie, zaś brak konieczności ponoszenia w tym zakresie opłaty OZE został wprost wskazany w Projekcie. Niemniej, w odniesieniu do pozostałych opłat zależnych od ilości energii elektrycznej pobieranej z sieci (np. opłaty jakościowej i opłaty mocowej) Projekt nie zawiera postanowień, które jednoznacznie przesądzałyby kwestię konieczności ponoszenia tych opłat w odniesieniu do energii pobranej z sieci, a następnie z powrotem wprowadzonej do sieci przez magazyn. Proponowana zmiana ma charakter doprecyzowujący i jest w pełni zgodna z założeniami Projektu wskazanymi na stronach 40 – 42 uzasadnienia	
483.	Art. 1 pkt 32 lit. c projektu w zakresie art. 45 ust. 9 ustawy	Lewiatan	Zapis wymaga doprecyzowania. W Ustawie nie określono w jaki sposób będą rozliczane przekroczenia mocy dla magazynów, pomimo tego, że w Uzasadnieniu jest mowa o tym, jaka będzie podstawa do rozliczeń tych przekroczeń. Należy wprowadzić odpowiednie zapisy dotyczące powyższego zagadnienia w treści Ustawy.	
484.	Art. 1 pkt 32 lit. c projektu w zakresie art. 45 ust. 9 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „9. W rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej opartych o moc umowną określoną dla magazynu energii elektrycznej moc tę koryguje się o współczynnik odwrotnie proporcjonalny do strat własnych tego magazynu.”	

			<i>Uzasadnienie:</i> Zmiana ma na celu dookreślenie, iż współczynnik korygujący ma promować magazyny o niskich stratach własnych.	
485.	Art. 1 pkt 32 lit. c projektu w zakresie art. 45 ust. 9 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	W Ustawie nie określono w jaki sposób będą rozliczane przekroczenia mocy dla magazynów, pomimo tego, że w Uzasadnieniu jest mowa o tym, jaka będzie podstawa do rozliczeń tych przekroczeń. Należy wprowadzić odpowiednie zapisy dotyczące powyższego zagadnienia w treści Ustawy.	
486.	Art. 46 ustawy - ust. 2 dodaje się pkt 10 (nowy przepis)	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „10) szczegółowy sposób kalkulowania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1.” <i>Uzasadnienie:</i> Wprowadzenie jednoznacznych zasad obliczania uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą, w tym średnioważonego kosztu kapitału jest kwestią szczególnie ważną dla całego sektora gazownictwa i leży w interesie całego rynku, w tym odbiorców i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Jasne i przejrzyste regulacje w tym zakresie z jednej strony zapobiegną sporom między przedsiębiorstwami i Prezesem URE w trakcie procesu zatwierdzania taryf, a z drugiej pozwolą Prezesowi URE na uniknięcie ewentualnych oskarżeń o faworyzowanie lub dyskryminowanie niektórych przedsiębiorstw. Przyjęcie jasno zdefiniowanej metody kalkulacji zwrotu z kapitału zaangażowanego w Rozporządzeniu wykonawczym, zapewni stabilność otoczenia prawnego i ekonomicznego w jakim funkcjonują przedsiębiorstwa energetyczne oraz pozwoli na ujednolicenie sposobu podejścia poszczególnych podmiotów do naliczania zwrotu z kapitału zaangażowanego.	
487.	Art. 1 pkt 33 projektu w zakresie art. 46 ustawy	APATOR	Proponujemy usunięcie całego zapisu o kształtowaniu taryf. Zamiast niego powinien znaleźć się zapis o odejściu od regulacji taryf C i G i terminarza uwolnienia ich od zatwierdzania przez Prezesa URE. Jedynie pełne uwolnienie rynku energii dla odbiorców końcowych o którym się mówi od dawna powoli Polsce na zbudowanie rynku elastyczności energetycznej o której mówi „Pakiet Zimowy” UE. Bez uwolnienia taryf rynek elastyczności energetycznej nie zaistnieje. Bez uwolnienia taryf nie będzie większości korzyści wynikających z wdrożenia smart meteringu (nie będzie taryf dynamicznych, strefowych i TOU). Z rynku telekomunikacji mamy przykład że dopiero uwolnienie	

			taryf doprowadziło do wykształcenia się w pełni konkurencyjnego rynku z licznymi korzyściami dla odbiorców końcowych (np. spadkiem cen).	
488.	Art. 1 pkt 33 projektu w zakresie art. 46 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> W art. 46 ust. 2 po pkt 6 dodaje się pkt 6a (nowy przepis) „6a) sposób ustalania opłat za rezerwację mocy umownej na podstawie umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany przepis ma na celu umożliwienie zmiany rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi w taki sposób, by wprowadzić do niego nową kategorię opłat w postaci opłat za rezerwację mocy umownej. Opłaty tego rodzaju byłyby pobierane przez OSP z tytułu rezerwacji mocy umownej na rzecz podmiotu przyłączanego, wynikającej z faktu zawarcia umowy o przyłączenie. Opłata taka służyłaby zabezpieczeniu interesów OSP na czas realizacji przyłącza, w którym moc umowna jest zajęta na rzecz podmiotu przyłączanego i nie może zostać zaoferowana przez OSP innym podmiotom. Jakkolwiek więc w ramach przedmiotowej mocy umownej usługa przesyłowa nie jest jeszcze świadczona na rzecz podmiotu przyłączanego, korzysta on z określonej przepustowości sieci przesyłowej w formie jej rezerwacji. Uzasadnia to wprowadzenie opłat z tytułu rezerwacji w drodze odpowiedniej zmiany rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, stosownie do proponowanej nowelizacji art. 46 ust. 2.	
489.	Art. 1 pkt 33 lit. a projektu w zakresie art. 46 ust. 3 ustawy	Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji – KIGeiT	Proponujemy usunięcie całego zapisu o kształtowaniu taryf. Zamiast niego powinien znaleźć się zapis o odejściu od regulacji taryf C i G, wprowadzenia taryf dynamicznych i terminarza uwolnienia ich od zatwierdzania przez Prezesa URE. Rozporządzenie ME powinno uwzględniać koszty ponoszone przez Spółki Obrotu w ramach świadczenia usług dystrybucji, tzn. przy usługach kompleksowych. Jedynie pełne uwolnienie rynku energii dla odbiorców końcowych, o który postulujemy od dawna pozwoli Polsce na zbudowanie rynku elastyczności energetycznej o której mówi „Pakiet Zimowy” UE. Bez uwolnienia taryf rynek elastyczności energetycznej nie powstanie. Bez uwolnienia taryf nie będzie większości korzyści wynikających z wdrożenia Smart Meteringu (nie będzie taryf dynamicznych, strefowych i TOU). Z rynku telekomunikacji mamy przykład że dopiero uwolnienie taryf doprowadziło do wykształcenia się w pełni konkurencyjnego rynku z licznymi korzyściami dla odbiorców końcowych (w tym ze stabilnym systemem konkurencyjnych cen).	

490.	Art. 1 pkt 33 lit. b projektu w zakresie art. 46 ustawy – dodać art. 46 ust. 4 pkt 5 lit. e	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „e) kosztów uprzednio poniesionych, których zwrot przysługuje zgodnie z przepisami rozporządzeń przyjętych na podstawie art. 6 oraz art. 18 rozporządzenia wymienionego w literze c” <i>Uzasadnienie:</i> W rozporządzeniach Komisji wydawanych na podstawie art. 6 i art. 18 Rozporządzenia 714/2009 na operatorów systemów elektroenergetycznych nałożono liczne zadania związane z budową europejskiego wewnętrznego rynku energii. Wykonywanie tych zadań wiąże się z ponoszeniem określonych kosztów, które na mocy kodeksów mają być pokrywane przez krajowe urzędy regulacyjne za pomocą taryf albo innych odpowiednich mechanizmów. Zmiana ma na celu zapewnienie dostosowania przepisów ustawy PE oraz rozporządzenia taryfowego, wydawanego na mocy art. 46 ust. 3 ustawy, do przepisów prawa europejskiego. Jak wskazano w kontekście zmian w pkt 5, taryfy dla energii elektrycznej zgodnie z regulacjami krajowymi są kalkulowane ex ante, tzn. na podstawie kosztów planowanych do poniesienia, a nie faktycznie poniesionych. Kodeksy sieci explicite nakładają zaś obowiązek pokrycia kosztów ex post. Wprawdzie istnieje możliwość korekty taryfy w trakcie jej obowiązywania, ale mechanizm ten jest nadmiernie skomplikowany i czasochłonny. Zgodnie z Traktatem o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, w sytuacji konfliktu między prawem krajowym i prawem europejskim powinno się stosować prawo europejskie. W przypadku kalkulacji taryfy OSP takie działanie Prezesa URE musiałoby polegać na odstąpieniu od stosowania rozporządzenia taryfowego w tym zakresie i zastosowaniu bezpośrednio odpowiedniego kodeksu sieci. Ponieważ jednak rodzi to po stronie organu ryzyko, wskazane jest wyeliminowanie zidentyfikowanej sprzeczności poprzez wskazanie wprost kosztów zadań z kodeksów sieci jako pokrywanych ex ante	
491.	Art. 1 pkt 33 lit. b projektu w zakresie art. 46 ustawy – dodać art. 46 ust. 4 pkt 5 lit. f	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „f) kosztów związanych z wykorzystaniem usług systemowych nabywanych od odbiorców energii na podstawie art. 9c ust. 2 pkt 8, wydawaniem poleceń, o których mowa w art. 9c ust. 7a, kosztów wskazanych w art. 11d ust. 5, kosztów wynikających ze stosowania rozporządzeń wydanych na podstawie w art. 11 ust. 6 i 7 lub kosztów działań, o których mowa w art 11 c ust. 2, poniesionych w roku poprzedzającym rok kalkulacji taryfy.” <i>Uzasadnienie:</i> Koszty wymienione w dodawanej literze f to kolejno: - koszty zakupu usług systemowych od odbiorców końcowych;	

			- koszty pokrycia utraconych przychodów wytwórców energii z farm wiatrowych w przypadku redukcji wytwarzania farm wiatrowych lub farm słonecznych na polecenie zgodnie z art. 9c ust. 7a i koszty wynagrodzenia wypłacanego odbiorcom energii za wykonaną redukcję na polecenie OSP; - koszty działań w czasie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii, takie jak np. koszty opłaty podwyższonej, o której mowa w art. 280 pkt 2 ustawy Prawo wodne; - koszty ryczałtowego wynagrodzenia wypłacanego odbiorcom w za redukcję w ramach ograniczeń w dostawach i poborze energii elektrycznej. W normalnych warunkach pracy systemu elektroenergetycznego, gdy nie mają miejsca sytuacje kryzysowe, wymienione koszty w ogóle nie powstają. Dlatego OSP nie ma możliwości wiarygodnego zaplanowania poniesienia tych kosztów w kolejnym roku, co jest kolejnym obszarem, w którym zasada kalkulacji taryfy ex ante nastęrcza problemów. Z tego powodu powinno się przesądzić, że taryfa przenosi koszty interwencyjne poniesione, a nie planowane. Koszty interwencyjne powstają w sytuacji, w której OSP musi, ze względu na zapewnienie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, stosować nadzwyczajne środki. Stany pracy systemu elektroenergetycznego, w których występuje (lub jest przewidywane) zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, niestabilnych stanów pracy systemu lub istnieje zagrożenie bardzo poważnej awarii systemowej (np.: zaniku zasilania części lub całego KSE). W związku z powyższym koszty ponoszone przez OSP w wyniku wyżej wymienionych działań nie powinno być planowane do poniesienia w taryfie gdyż występują incydentalnie. Jednakże, w przypadku konieczności aktywacji przez OSP tych środków, koszty poniesione przez OSP mogą być bardzo wysokie jednak są one znacznie niższe niż ekonomiczne skutki braku ich aktywacji przez OSP i doprowadzenia do awarii systemowej, która może doprowadzić do blackout'u KSE.	
492.	Art. 47 ust. 1 ustawy	Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów niezależnych Energii Elektrycznej - OSDnEE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 47. 1. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla paliw gazowych i energii, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE, z wyłączeniem przedsiębiorstw energetycznych, co do których została wydana decyzja, o której mowa w art. 9da ust.1, z wyłączeniem sytuacji o której mowa w art. 9db ust. 5”.	

			<i>Uzasadnienie:</i> Wprowadzenie zapisu w art. 47 ust. 1 jednoznacznie i niepodważalnie wskaże, że operator systemu dystrybucyjnego, dla którego wydano decyzję, że system jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym jest zwolniony z obowiązku przedkładania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki taryf do zatwierdzenia. Przy czym dodanie tego zapisu w żaden sposób nie ograniczy delegacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do przeprowadzenia kontroli i innych uprawnień wynikających z art. 9db ust. 5, w tym również wezwania operatora systemu do przedstawiania taryfy celem zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.	
493.	Art. 47 ustawy – dodanie ust. 2aa i 2ab	PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana treść:</i> „2aa. Prezes URE, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, zatwierdza taryfę tego przedsiębiorstwa energetycznego na okres 4 lat, chyba że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej wnioskuje o zatwierdzenie taryfy na okres krótszy. 2ab. Zatwierdzenie taryfy na okres, o którym mowa w ust. 2aa, nie wyłącza uprawnienia przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej do złożenia w okresie obowiązywania tej taryfy wniosku o jej zmianę lub zatwierdzenie nowej taryfy.” <i>Uzasadnienie:</i> Skuteczna realizacja wieloletnich planów inwestycyjnych przez potencjalnych odbiorców, podejmujących decyzję o przyłączeniu się do sieci gazowej wymaga zapewnienia stabilności taryf i ustalonych w nich stawek opłat z tytułu świadczenia usług dystrybucji w okresie co najmniej 4 – letnim. Każdy potencjalny inwestor w tym odbiorca dokonując analizy ekonomicznej poszukuje zrównoważonych czynników analizy ekonomicznej inwestycji, unikając potencjalnych ryzyk znacznej fluktuacji kluczowych kosztów w okresie zakładanego zwrotu inwestycji. Stabilności w powyższych zakresie nie zapewnia aktualna praktyka regulacyjna, w ramach której z reguły taryfy zatwierdzane są na okres nie dłuższy niż 12 miesięcy kalendarzowych. W tym celu proponuje się wprowadzenie w obowiązujących przepisach prawa (w art. 47 PE) zasady, zgodnie, z którą taryfy przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych zatwierdzane będą na okres 4 lat. Propozycja powyższa oprócz charakteru gwarancyjnego dla potencjalnych odbiorców w kontekście efektywności poczynionych	

			inwestycji ma za zadanie dostosować zasady regulacji w Polsce do istniejących trendów w krajach Unii Europejskiej poprzez wydłużenie okresu regulacji, zawierającego kilka lat taryfowych. Dodatkowo pozwala to na stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego w długim okresie, co doprowadzi do zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego oraz zwiększenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemów gazowych. Wynikać to będzie z możliwości zapewnienia prawidłowej realizacji strategii i programów gazyfikacji pozostających w sferze podstawowych celów działania przedsiębiorstwa w dłuższej perspektywie czasowej na podstawie przewidywalnego i stabilnego przychodu regulowanego oraz określenia długoterminowych ram w zakresie optymalizacji kosztowej. Niewątpliwie w/w stabilność regulacyjna w zakładanej perspektywie czasowej stałaby się również ważnym narzędziem skutecznej realizacji wieloletnich planów inwestycyjnych przedsiębiorstw sieciowych (w przypadku PSG - Program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski, realizowany przez PSG w latach 2018 -2022), w tym w zakresie gazyfikacji kraju, przyjętych do realizacji w ramach zrównoważonego rozwoju kraju.	
494.	Art. 1 pkt 34 lit. a projektu w zakresie art. 47 ust. 2d ustawy	IGG – GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Uchylenie art. 47 ust. 2d <i>Uzasadnienie:</i> W obecnym stanie prawnym przepis art. 47 ust. 2d był tzw. przepisem martwym z uwagi na fakt, iż przepisy nie określały jaką taryfę należy stosować w przypadku gdy nowa taryfa nie została zatwierdzona, a nie można stosować taryfy dotychczasowej. Z uwagi na fakt, że rozwiązanie z proponowanego ust. 2da art. 47 nie jest satysfakcjonujące – należy przepis art. 47 ust. 2d uchylić.	
495.	Art. 1 pkt 34 lit. a projektu w zakresie art. 47 ust. 2d ustawy	IGG – EWE Energia	<i>Proponowana zmiana:</i> Należy przywrócić skreślone słowo „zewnątrznych” <i>Uzasadnienie:</i> Proponowana zmiana w sposób nieuzasadniony rozszerza kompetencje Prezesa URE.	
496.	Art. 1 pkt 34 lit. a projektu w zakresie art. 47 ust. 2d ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2d. Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i	

		opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej.”, <i>Uzasadnienie:</i> W projekcie słusznie zwraca się uwagę na istotne ryzyko dla przedsiębiorstw energetycznych, w tym w szczególności operatora systemu dystrybucyjnego, jakie stanowi przysługująca Prezesowi URE kompetencja do wydania decyzji administracyjnej odmawiającej zatwierdzenia taryfy w trybie określonym w art. 47 ust. 2d PE. Wyjaśnienia wymaga, że w przypadku wydania decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy w ww. trybie, przedsiębiorstwo energetyczne nie ma możliwości prowadzenia rozliczeń na podstawie dotychczasowej taryfy nawet w razie złożenia odwołania od takiej decyzji, a w konsekwencji istnieje ryzyko wystąpienia sytuacji, w której przedsiębiorstwo energetyczne nie będzie dysponowało podstawą prawną do prowadzenia rozliczeń z klientami. Warto dodać, że w ramach obecnie obowiązujących przepisów prawa nie ustalono, w jaki sposób przedsiębiorstwo energetyczne powinno prowadzić rozliczenia z klientami w sytuacji braku taryfy na skutek wydania przez Prezesa URE decyzji administracyjnej w trybie art. 47 ust. 2d PE, a w doktrynie prawa można spotkać stanowisko, z którego wynika, że przedsiębiorstwo energetyczne powinno w takiej sytuacji niezwłocznie zaprzestać wykonywania działalności gospodarczej. Zdiagnozowana luka w przepisach prawa stwarza szereg ryzyk natury prawnej i gospodarczo biznesowej w tym dla zapewnienia ciągłości dostaw do odbiorców końcowych zagraża nie tylko na realizację projektów gazyfikacji kraju, ale także na bezpieczeństwo funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, a w konsekwencji na bezpieczeństwo energetyczne kraju. Z punktu widzenia przedsiębiorstwa energetycznego istotne jest, że wynikające z art. 47 ust. 2d ustawy bardzo rygorystyczne konsekwencje odmowy zatwierdzenia taryfy przez Prezesa URE, w postaci konieczności obniżenia cen i stawek do poziomu ustalonego postanowieniem Prezesa URE, mogą powstać na skutek istotnych zmian zewnętrznych warunków działalności gospodarczej, a nie na skutek restrukturyzacji kosztowej dokonanej przez samo przedsiębiorstwo. Wprowadzenie postulowanej zmiany może skutkować spadkiem motywacji przedsiębiorstw do dokonywania oszczędności w kosztach funkcjonowania, bo każda taka oszczędność może być traktowana przez Prezesa URE jako podstawa do ustalenia niższej taryfy w drodze postanowienia, na które nawet nie służy zażalenie. Nawet jeśli w postępowaniu sądowym przedsiębiorstwo wykaże, że przedłożona przez niego taryfa została skalkulowana prawidłowo, to do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia takiego postępowania mija zwykle kilka lat, w trakcie tego okresu rozliczenia będą dokonywane po zaniżonych stawkach. Przepisy proponowanej ustawy nie przewidują możliwości zrekompensowania przedsiębiorstwu powstałej różnicy w przychodach. Zatem postanowienie Prezesa URE o wysokości	

			stawek taryfowych w okresie przejściowym będzie miało nieodwracalne konsekwencje dla przedsiębiorstwa energetycznego. Dlatego w przypadku złożenia odwołania od decyzji Prezesa URE o odmowie zatwierdzenia taryfy tryb określony w art. 47 ust. 2d nie powinien być stosowany. Proponuje się ograniczenie zastosowania normy przewidzianej w art. 47 ust. 2d PE do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami lub energią. Należy bowiem zwrócić uwagę, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące infrastrukturalną działalność gospodarczą (tj. zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją paliw gazowych) funkcjonują w stabilnym otoczeniu zewnętrznym, a poziom ich kosztów uzasadnionych ustalany jest przede wszystkim na podstawie kosztów związanych z procesem inwestycyjnym oraz eksploatacją zarządzanej przez takie przedsiębiorstwa infrastruktury, a w konsekwencji jest stabilny i z reguły nie ulega istotnej fluktuacji w okresie regulacji. Charakterystyka działalności gospodarczej prowadzonej przez przedsiębiorstwa infrastrukturalne, a w konsekwencji także sposób kalkulacji przez takie przedsiębiorstwa taryfy, w sposób znaczący różni się od charakterystyki funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami lub energią, które zdecydowaną większość kosztów uzasadnionych ustalają na podstawie kosztów nabycia paliwa gazowego lub energii, które mogą podlegać znacznym wahaniom z uwagi na zachodzące zmiany cen surowca na rynkach światowych oraz wahania cen giełdowych. W rezultacie powyższego, o ile ewentualne zastosowanie art. 47 ust. 2d PE w stosunku do przedsiębiorstw obrotu może potencjalnie być uzasadnione z uwagi na zaistniałą znaczną zmianę rynkowych cen paliw lub energii (aczkolwiek także w takim przypadku przepis ten budzi istotne wątpliwości), o tyle ewentualne zastosowanie tego przepisu w odniesieniu do przedsiębiorstw sieciowych jest całkowicie nieuzasadnione. Koszty uzasadnione ustalone przez przedsiębiorstwo zajmujące się działalnością infrastrukturalną ustalone są bowiem na poziomie zapewniającym prawidłowe świadczenie usług na rzecz użytkowników systemu gazowego, a także umożliwiającym prawidłową realizację obowiązków przewidzianych w art. 9c PE, takich jak zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości, eksploatację, konserwację i remonty sieci w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego, zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych, dystrybucję tych paliw i ich magazynowania lub skraplania etc.	

Koszty realizacji ww. obowiązków nie tylko nie podlegają istotnej zmienności, która uzasadniałaby stosowanie w odniesieniu do takich przedsiębiorstw art. 47 ust. 2d PE celem obniżenia ustalonych w taryfie stawek opłat, ale wręcz mogą cechować się tendencją wzrostową (w szczególności w zakresie kosztów materiałów budowlanych oraz kosztów pracy i robocizny), co oznacza, że brak jest uzasadnienia dla ewentualnego stosowania analizowanego przepisu w odniesieniu do takich przedsiębiorstw, a w szczególności nie istnieją zasadne argumenty dla jego ewentualnego zaostrzenia (zgodnie z propozycją projektu ustawy z dnia 5 października 2018 r.).

Należy zwrócić uwagę, że w trakcie postępowania taryfowego potencjalnie może powstać spór odnośnie do uzasadnionego charakteru kosztów uzasadnionych przyjętych przez przedsiębiorstwo energetyczne jako podstawa kalkulacji taryfy, niemniej jednak wbrew tezom zawartym w uzasadnieniu projektu ustawy z dnia 5 października 2018 r., może on wynikać przede wszystkim nie tyle z ustalenia przez przedsiębiorstwo zawyżonego poziomu kosztów, ale z podjęcia przez Prezesa URE próby obniżenia poziomu kosztów poniżej poziomu kosztów uzasadnionych – jak już bowiem wspomniano koszty przedsiębiorstw infrastrukturalnych nie podlegają istotnym wahaniom, trudno więc zakładać, aby przedsiębiorstwo infrastrukturalne mogło w sposób istotny „zawyżać” ich poziom.

Zauważyć natomiast należy, że ewentualne obniżenie poziomu kosztów stanowiących podstawę kalkulacji taryfy poniżej kosztów zapewniających prawidłową realizację przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków określonych w art. 9c PE może potencjalnie skutkować powstaniem zagrożenia dla prawidłowego świadczenia usług na rzecz użytkowników systemu gazowego, uniemożliwić realizację części ustawowych obowiązków przedsiębiorstw infrastrukturalnych, a w skrajnym przypadku nawet prowadzić do powstania zagrożenia dla bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego. W przypadku dokonania bowiem błędnej oceny materiału dowodowego przez Prezesa URE prowadzącej do nieuzasadnionego obniżenia poziomu kosztów uzasadnionych przedsiębiorstwa infrastrukturalnego (na skutek wydania decyzji administracyjnej w trybie art. 47 ust. 2d PE), konsekwencją może być nie tylko strata finansowa takiego przedsiębiorstwa, ale brak możliwości prawidłowej realizacji ustawowych obowiązków operatora systemu gazowego, co może prowadzić nawet do zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego. Z uwagi na tak istotne możliwe konsekwencje wydania przez Prezesa URE decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwa infrastrukturalnego z uwagi na konieczność obniżenia stawek opłat, każdorazowa decyzja taka powinna mieć charakter prawomocny zanim wywoła oczekiwane przez regulatora skutki prawne.

W tym kontekście należy podnieść, że w razie wydania przez Prezesa URE decyzji oraz postanowienia w trybie art. 47 ust. 2d i 2da PE zaistnieje specyficzna sytuacja prawna, w której pomimo, że formalnie przedsiębiorstwo energetyczne będzie dysponowało prawem do złożenia odwołania od decyzji Prezesa URE, w praktyce odwołanie takie nie będzie w stanie zniwelować skutków prawnych wydanej przez regulatora decyzji administracyjnej oraz postanowienia wyznaczającego poziom cen lub stawek opłat. W doktrynie prawa nie budzi bowiem wątpliwości, że Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów władny do rozpatrzenia odwołania od decyzji Prezesa URE bada sprawę merytorycznie od nowa, według reguł kontrydiktoryjnego postępowania sądowego, a nie jest sądem legalności decyzji administracyjnej, jak to czynią sądy administracyjne w postępowaniu sądowo-administracyjnym.

Z uwagi na powyższe, nawet osiągnięcie przez przedsiębiorstwo energetyczne korzystnego rozstrzygnięcia sądowego nie zniweluje skutków jakie wywoła wydanie decyzji w trybie art. 47 ust. 2d PE oraz postanowienia w trybie projektowanego art. 47 ust. 2da PE. Sąd bowiem po merytorycznym rozpatrzeniu sprawy może bowiem zatwierdzić ustaloną przez przedsiębiorstwo energetyczne taryfę, która będzie mogła zostać wprowadzona w życie po uprawomocnieniu się jego orzeczenia, co do zasady nie zbada jednak ewentualnych uchybień regulatora na etapie postępowania administracyjnego, nie zbada także legalności wydanej decyzji administracyjnej oraz projektowanego postanowienia w przedmiocie wysokości cen oraz stawek opłat.

Alternatywnie wnosimy o nieusuwanie z przepisu art. 47 ust. 2d wyrazu „zewnętrznych” jako określenie charakteru warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne, których zmiana może skutkować bezwzględnym zobowiązaniem przedsiębiorstwa do stosowania niższej taryfy ustalonej postanowieniem Prezesa URE.

Podkreślając konieczność utrzymania rozwiązania w ust. 2d dot. zmiany zewnętrznych warunków prowadzenia działalności gospodarczych, należy zwrócić również uwagę, że ustawodawca w żaden sposób nie sprecyzował w jaki sposób należy rozumieć przesłankę „zmiany zewnętrznych warunków wykonywania działalności przez przedsiębiorstwo energetyczne” przy podejmowaniu decyzji taryfowych przez Prezesa URE. W konsekwencji przedsiębiorstwa energetyczne narażane są na dużą niepewność co do warunków stosowania ww. przepisu, a Prezes URE dysponuje swobodą w określaniu okoliczności stanowiących opisywaną powyżej przesłankę. Konieczne jest doprecyzowanie w przepisach, że przez zewnętrzne warunki wykonywania działalności należy rozumieć okoliczności pozostające poza przedsiębiorstwem ustalającym taryfę, czyli od niego niezależne. Okolicznością zewnętrzną nie może być czynnik leżący po stronie tego przedsiębiorstwa

			i immanentnie związany z prowadzeniem przez niego działalności gospodarczej, a w szczególności wynikający z charakterystyki prowadzonej działalności, zawartych umów, czy też innych opracowanych przez niego dokumentów regulacyjnych (np. IRiESD). Powyższe okoliczności nie mają bowiem charakteru zewnętrznego, ale wewnętrznego. Zgodnie ze słownikiem języka polskiego PWN pojęcie „zewnętrzny” oznacza „istniejący na zewnątrz czegoś” lub „poza obrębem czegoś”. Klasycznym przykładem zmiany zewnętrznych warunków wykonywania działalności jest zmiana rynkowych cen gazu ziemnego, bądź zmiana obowiązujących przepisów prawa.	
497.	Art. 1 pkt 34 lit. a projektu w zakresie art. 47 ust. 2d ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreślić <i>Uzasadnienie:</i> Z uzasadnienia do projektu wynika, iż zmiana ma na celu rozszerzenie uznaniowości regulatora i uchylecia sądowej kontroli jego decyzji w zakresie taryf. Utrudnienie ścieżki sądowej kontroli decyzji organu administracji narusza zasadę równowagi w postępowaniu sądowym. W przypadku utrzymania przepisu regulacja powinna zostać uzupełniona o przepisy zabezpieczające roszczenia przedsiębiorstw energetycznych w razie uznania ich odwołania przez sąd i przepisy o kompensacie utraconych przychodów przez konieczność stosowania drogi sądowej, a Prezes URE powinien wydawać decyzję o ustaleniu cen i stawek opłat zamiast postanowienia. Decyzja co do zasady rozstrzyga o istocie sprawy, o prawach i obowiązkach podmiotów – adresatów działania organów administracji publicznej, natomiast postanowienie generalnie odnosi się do kwestii proceduralnych, wpadkowych.	
498.	Art. 1 pkt 34 lit. a projektu w zakresie art. 47 ust. 2d ustawy	PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2d. Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej.”, <i>Uzasadnienie:</i> W projekcie słusznie zwraca się uwagę na istotne ryzyko dla przedsiębiorstw energetycznych, w tym w szczególności operatora systemu dystrybucyjnego, jakie stanowi przysługująca Prezesowi URE kompetencja do wydania decyzji administracyjnej odmawiającej zatwierdzenia taryfy w trybie określonym w art. 47 ust. 2d PE. Wyjaśnienia wymaga, że w przypadku wydania decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy w ww. trybie, przedsiębiorstwo energetyczne nie ma możliwości prowadzenia rozliczeń na podstawie dotychczasowej taryfy nawet w razie złożenia odwołania od	

takiej decyzji, a w konsekwencji istnieje ryzyko wystąpienia sytuacji, w której przedsiębiorstwo energetyczne nie będzie dysponowało podstawą prawną do prowadzenia rozliczeń z klientami. Warto dodać, że w ramach obecnie obowiązujących przepisów prawa nie ustalono, w jaki sposób przedsiębiorstwo energetyczne powinno prowadzić rozliczenia z klientami w sytuacji braku taryfy na skutek wydania przez Prezesa URE decyzji administracyjnej w trybie art. 47 ust. 2d PE, a w doktrynie prawa można spotkać stanowisko, z którego wynika, że przedsiębiorstwo energetyczne powinno w takiej sytuacji niezwłocznie zaprzestać wykonywania działalności gospodarczej. Zdiagnozowana luka w przepisach prawa stwarza szereg ryzyk natury prawnej i gospodarczo biznesowej w tym dla zapewnienia ciągłości dostaw do odbiorców końcowych zagraża nie tylko na realizację projektów gazyfikacji kraju, ale także na bezpieczeństwo funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, a w konsekwencji na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Z punktu widzenia przedsiębiorstwa energetycznego istotne jest, że wynikające z art. 47 ust. 2d ustawy bardzo rygorystyczne konsekwencje odmowy zatwierdzenia taryfy przez Prezesa URE, w postaci konieczności obniżenia cen i stawek do poziomu ustalonego postanowieniem Prezesa URE, mogą powstać na skutek istotnych zmian zewnętrznych warunków działalności gospodarczej, a nie na skutek restrukturyzacji kosztowej dokonanej przez samo przedsiębiorstwo. Wprowadzenie postulowanej zmiany może skutkować spadkiem motywacji przedsiębiorstw do dokonywania oszczędności w kosztach funkcjonowania, bo każda taka oszczędność może być traktowana przez Prezesa URE jako podstawa do ustalenia niższej taryfy w drodze postanowienia, na które nawet nie służy zażalenie. Nawet jeśli w postępowaniu sądowym przedsiębiorstwo wykaże, że przedłożona przez niego taryfa została skalkulowana prawidłowo, to do czasu prawomocnego rozstrzygnięcia takiego postępowania mija zwykle kilka lat, w trakcie tego okresu rozliczenia będą dokonywane po zaniżonych stawkach. Przepisy proponowanej ustawy nie przewidują możliwości zrekompensowania przedsiębiorstwu powstałej różnicy w przychodach. Zatem postanowienie Prezesa URE o wysokości stawek taryfowych w okresie przejściowym będzie miało nieodwracalne konsekwencje dla przedsiębiorstwa energetycznego. Dlatego w przypadku złożenia odwołania od decyzji Prezesa URE o odmowie zatwierdzenia taryfy tryb określony w art. 47 ust. 2d nie powinien być stosowany.

Proponuje się ograniczenie zastosowania normy przewidzianej w art. 47 ust. 2d PE do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami lub energią. Należy bowiem zwrócić uwagę, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące infrastrukturalną działalność gospodarczą (tj. zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją paliw gazowych) funkcjonują w stabilnym otoczeniu zewnętrznym, a poziom ich kosztów uzasadnionych ustalany jest przede wszystkim na podstawie kosztów związanych z procesem inwestycyjnym oraz eksploatacją zarządzanej przez takie

			przedsiębiorstwa infrastruktury, a w konsekwencji jest stabilny i z reguły nie ulega istotnej fluktuacji w okresie regulacji. Charakterystyka działalności gospodarczej prowadzonej przez przedsiębiorstwa infrastrukturalne, a w konsekwencji także sposób kalkulacji przez takie przedsiębiorstwa taryfy, w sposób znaczący różni się od charakterystyki funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem paliwami lub energią, które zdecydowaną większość kosztów uzasadnionych ustalają na podstawie kosztów nabycia paliwa gazowego lub energii, które mogą podlegać znacznym wahaniom z uwagi na zachodzące zmiany cen surowca na rynkach światowych oraz wahania cen giełdowych. W rezultacie powyższego, o ile ewentualne zastosowanie art. 47 ust. 2d PE w stosunku do przedsiębiorstw obrotu może potencjalnie być uzasadnione z uwagi na zaistniałą znaczną zmianę rynkowych cen paliw lub energii (aczkolwiek także w takim przypadku przepis ten budzi istotne wątpliwości), o tyle ewentualne zastosowanie tego przepisu w odniesieniu do przedsiębiorstw sieciowych jest całkowicie nieuzasadnione. Koszty uzasadnione ustalane przez przedsiębiorstwo zajmujące się działalnością infrastrukturalną ustalane są bowiem na poziomie zapewniającym prawidłowe świadczenie usług na rzecz użytkowników systemu gazowego, a także umożliwiającym prawidłową realizację obowiązków przewidzianych w art. 9c PE, takich jak zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości, eksploatację, konserwacja i remonty sieci w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu gazowego, zapewnienie długoterminowej zdolności systemu gazowego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania paliw gazowych, dystrybucję tych paliw i ich magazynowania lub skraplania etc. Koszty realizacji ww. obowiązków nie tylko nie podlegają istotnej zmienności, która uzasadniałaby stosowanie w odniesieniu do takich przedsiębiorstw art. 47 ust. 2d PE celem obniżenia ustalonych w taryfie stawek opłat, ale wręcz mogą cechować się tendencją wzrostową (w szczególności w zakresie kosztów materiałów budowlanych oraz kosztów pracy i robocizny), co oznacza, że brak jest uzasadnienia dla ewentualnego stosowania analizowanego przepisu w odniesieniu do takich przedsiębiorstw, a w szczególności nie istnieją zasadne argumenty dla jego ewentualnego zaostżenia (zgodnie z propozycją projektu ustawy z dnia 5 października 2018 r.). Należy zwrócić uwagę, że w trakcie postępowania taryfowego potencjalnie może powstać spór odnośnie uzasadnionego charakteru kosztów uzasadnionych przyjętych przez przedsiębiorstwo	

		energetyczne jako podstawa kalkulacji taryfy, niemniej jednak wbrew tezom zawartym w uzasadnieniu projektu ustawy z dnia 5 października 2018 r., może on wynikać przede wszystkim nie tyle z ustalenia przez przedsiębiorstwo zawyżonego poziomu kosztów, ale z podjęcia przez Prezesa URE próby obniżenia poziomu kosztów poniżej poziomu kosztów uzasadnionych – jak już bowiem wspomniano koszty przedsiębiorstw infrastrukturalnych nie podlegają istotnym wahaniom, trudno więc zakładać, aby przedsiębiorstwo infrastrukturalne mogło w sposób istotny „zawyżać” ich poziom. Zauważyć natomiast należy, że ewentualne obniżenie poziomu kosztów stanowiących podstawę kalkulacji taryfy poniżej kosztów zapewniających prawidłową realizację przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków określonych w art. 9c PE może potencjalnie skutkować powstaniem zagrożenia dla prawidłowego świadczenia usług na rzecz użytkowników systemu gazowego, uniemożliwić realizację części ustawowych obowiązków przedsiębiorstw infrastrukturalnych, a w skrajnym przypadku nawet prowadzić do powstania zagrożenia dla bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego. W przypadku dokonania bowiem błędnej oceny materiału dowodowego przez Prezesa URE prowadzącej do nieuzasadnionego obniżenia poziomu kosztów uzasadnionych przedsiębiorstwa infrastrukturalnego (na skutek wydania decyzji administracyjnej w trybie art. 47 ust. 2d PE), konsekwencją może być nie tylko strata finansowa takiego przedsiębiorstwa, ale brak możliwości prawidłowej realizacji ustawowych obowiązków operatora systemu gazowego, co może prowadzić nawet do zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego. Z uwagi na tak istotne możliwe konsekwencje wydania przez Prezesa URE decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy przedsiębiorstwa infrastrukturalnego z uwagi na konieczność obniżenia stawek opłat, każdorazowa decyzja taka powinna mieć charakter prawomocny zanim wywoła oczekiwane przez regulatora skutki prawne. Niezależnie od powyższego warto zwrócić uwagę, że norma zawarta w art. 47 ust. 2d PE (w szczególności w brzmieniu określonym w projekcie z dnia 5 października 2018 r.) może budzić istotne wątpliwości pod względem jej zgodności z podstawowymi zasadami procedury administracyjnej oraz Konstytucją RP. Należy wskazać, że główną specyfiką postępowania przed Prezesem URE jest jego swoisty hybrydowy charakter względem przepisów prawa administracyjnego - decyzja wydawana przez regulatora nie ma charakteru prawomocnego, odwołanie od niej przysługuje do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. W tym kontekście należy podnieść, że w razie wydania przez Prezesa URE decyzji oraz postanowienia w trybie art. 47 ust. 2d i 2da PE zaistnieje specyficzna sytuacja prawna, w której	

pomimo, że formalnie przedsiębiorstwo energetyczne będzie dysponowało prawem do złożenia odwołania od decyzji Prezesa URE, w praktyce odwołanie takie nie będzie w stanie zniwelować skutków prawnych wydanej przez regulatora decyzji administracyjnej oraz postanowienia wyznaczającego poziom cen lub stawek opłat. W doktrynie prawa nie budzi bowiem wątpliwości, że Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów władny do rozpatrzenia odwołania od decyzji Prezesa URE bada sprawę merytorycznie od nowa, według reguł kontrydiktoryjnego postępowania sądowego, a nie jest sądem legalności decyzji administracyjnej, jak to czynią sądy administracyjne w postępowaniu sądowo-administracyjnym.

Z uwagi na powyższe, nawet osiągnięcie przez przedsiębiorstwo energetyczne korzystnego rozstrzygnięcia sądowego nie zniweluje skutków jakie wywoła wydanie decyzji w trybie art. 47 ust. 2d PE oraz postanowienia w trybie projektowanego art. 47 ust. 2da PE, Sąd bowiem po merytorycznym rozpatrzeniu sprawy może bowiem zatwierdzić ustaloną przez przedsiębiorstwo energetyczne taryfę, która będzie mogła zostać wprowadzona w życie po uprawomocnieniu się jego orzeczenia, co do zasady nie zbada jednak ewentualnych uchybień regulatora na etapie postępowania administracyjnego, nie zbada także legalności wydanej decyzji administracyjnej oraz projektowanego postanowienia w przedmiocie wysokości cen oraz stawek opłat.

Alternatywnie wnosimy o nie usuwanie, z przepisu art. 47 ust. 2d wyrazu „zewnętrznych” jako określenie charakteru warunków prowadzenia działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwo energetyczne, których zmiana może skutkować bezwzględnym zobowiązaniem przedsiębiorstwa do stosowania niższej taryfy ustalonej postanowieniem Prezesa URE.

Podkreślając konieczność utrzymania zapisu w ust. 2d dot. zmiany zewnętrznych warunków prowadzenia działalności gospodarczych, należy zwrócić również uwagę, że ustawodawca w żaden sposób nie sprecyzował w jaki sposób należy rozumieć przesłankę „zmiany zewnętrznych warunków wykonywania działalności przez przedsiębiorstwo energetyczne” przy podejmowaniu decyzji taryfowych przez Prezesa URE. W konsekwencji przedsiębiorstwa energetyczne narażane są na dużą niepewność co do warunków stosowania ww. przepisu, a Prezes URE dysponuje swobodą w określaniu okoliczności stanowiących opisywaną powyżej przesłankę. Konieczne jest doprecyzowanie w przepisach, że przez zewnętrzne warunki wykonywania działalności należy rozumieć okoliczności pozostające poza przedsiębiorstwem ustalającym taryfę, czyli od niego niezależne. Okolicznością zewnętrzną nie może być czynnik leżący po stronie tego przedsiębiorstwa i immanentnie związany z prowadzeniem przez niego działalności gospodarczej, a w szczególności wynikający z charakterystyki prowadzonej działalności, zawartych umów, czy też innych

			opracowanych przez niego dokumentów regulacyjnych (np. IRiESD). Powyższe okoliczności nie mają bowiem charakteru zewnętrznego, ale wewnętrzny. Zgodnie ze słownikiem języka polskiego PWN pojęcie „zewnętrzny” oznacza „istniejący na zewnątrz czegoś” lub „poza obrębem czegoś”. Klasycznym przykładem zmiany zewnętrznych warunków wykonywania działalności jest zmiana rynkowych cen gazu ziemnego, bądź zmiana obowiązujących przepisów prawa	
499.	Art. 1 pkt 34 lit. b projektu w zakresie art. 47 ust. 2da ustawy	IGG – GAS Storage Poland	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie art. 47 ust. 2da z projektu nowelizacji <i>Uzasadnienie:</i> Z uzasadnienia do projektu wynika, iż zmiana ma na celu rozszerzenie uznaniowości regulatora i uchylenia sądowej kontroli jego decyzji w zakresie taryf. Utrudnienie ścieżki sądowej kontroli decyzji organu administracji narusza zasadę równowagi w postępowaniu sądowym. W przypadku utrzymania przepisu regulacja powinna zostać uzupełniona o przepisy zabezpieczające roszczenia przedsiębiorstw energetycznych w razie uznania ich odwołania przez sąd i przepisy o kompensacie utraconych przychodów przez konieczność stosowania drogi sądowej, a Prezes URE powinien wydawać decyzję o ustaleniu cen i stawek opłat zamiast postanowienia. Decyzja co do zasady rozstrzyga o istocie sprawy, o prawach i obowiązkach podmiotów – adresatów działania organów administracji publicznej, natomiast postanowienie generalnie odnosi się do kwestii proceduralnych, wypadkowych.	
500.	Art. 1 pkt 34 lit. b projektu w zakresie art. 47 ust. 2da ustawy	IGG – EWE Energia	<i>Proponowana zmiana:</i> Należy skreślić proponowany zapis <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany zapis w połączeniu z proponowanym art. 47 ust. 2d zmienianej ustawy pozostawia Prezesowi URE pełną dowolność w procesie kształtowania taryf i decydowania o działalności i rentowności przedsiębiorstw energetycznych. Ponieważ coraz częstszym są przypadki, iż URE w ramach prowadzonych postępowań: - żąda korekty kosztów już zakupionej i zapłaconej na okresy przyszłe energii; - w przypadku wzrostów cen uważa, iż przedsiębiorstwa powinny były zakupić energię w przeszłości kiedy była tańsza; - w przypadkach spadku cen uważa, iż dokonywanie zakupów w przeszłości było niezasadne; (oceniane oczywiście każdorazowo z punktu widzenia danego postępowania taryfowego- bez uwzględnienia faktu, iż przedsiębiorstwo energetyczne posiada określone strategie zakupowe, ale nigdy nie jest w stanie ocenić z pewnością, który moment na zakup energii jest najlepszy),	

			to proponowany zapis w pewnym uproszczeniu czyni zbytecznym postępowanie taryfowe skoro URE w każdym przypadku będzie mogła postanowieniem (co do którego nie wiadomo nawet czy przysługuje od niego zażalenie i czy jest natychmiast wykonalne) orzec o „właściwym” poziomie cen. Podkreślić trzeba, iż kryteria z art. 47 ust. 2d (zwłaszcza po jego zmianie) są tak naprawdę całkowicie nieostre i podlegają arbitralnej decyzji Prezesa URE, a ich sądowa kontrola ze względu na wieloletnie postępowania jest całkowicie iluzoryczna.	
501.	Art. 1 pkt 34 lit. b projektu w zakresie art. 47 ust. 2da ustawy	Ogólnopolskie Stowarzyszenie Dystrybutorów niezależnych Energii Elektrycznej - OSDnEE	Proponuje się zmianę zapisu w art. 47 w nowym ust. 2da, polegającą na zamianie słowa „postanowienia” na „decyzji”. Nowe brzmienie przedmiotowego ustępu: „2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia decyzji, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane stosować do czasu wejścia w życie nowej taryfy.” Od takiego postanowienia nie przysługuje tryb odwoławczy, a później nie będzie możliwe odzyskanie poniesionych strat nawet, jeżeli decyzja ostateczna będzie korzystna dla przedsiębiorstwa.	
502.	Art. 1 pkt 34 lit. b projektu w zakresie art. 47 ust. 2da ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> 34) w art. 47: b) ust. 2c otrzymuje brzmienie: 2c. W przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową. c) wykreśla się ust. 2da. <i>Uzasadnienie:</i> Rekomendujemy wykreślenie projektowanego przepisu, zmianę brzmienia projektowanego art. 47 ust. 2c oraz uchylenie ust. 2da.	

			Takie rozwiązanie prowadzi do przyjęcia jednolitej zasady, że taryfę dotychczasową stosuje się do dnia wejścia w życie nowej taryfy. Prowadzi to do eliminacji obecnej luki prawnej, a także zabezpiecza interesy odbiorców końcowych, gdyż mają oni pewność co do ceny. Taryfa wcześniejsza także podlegała zatwierdzeniu przez Prezesa URE, więc co do zasady nie powinna być krzywdząca dla odbiorców. Kształtowanie taryfy przez Prezesa URE w postanowieniu jest niedopuszczalne z uwagi na brak możliwości odwołania się od postanowienia zupełną uznaniowość Prezesa URE w tym zakresie.	
503.	Art. 1 pkt 34 lit. b projektu w zakresie art. 47 ust. 2da ustawy	Pracodawcy RP	Proponuje się zmianę zapisu w art. 47 w nowym ust. 2da, polegającą na zamianie słowa „postanowienia” na „decyzji”. Nowe brzmienie przedmiotowego ustępu: „2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze decyzji, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane stosować do czasu wejścia w życie nowej taryfy.” Od takiego postanowienia nie przysługuje tryb odwoławczy, a później nie będzie możliwe odzyskanie poniesionych strat nawet, jeżeli decyzja ostateczna będzie korzystna.	
504.	Art. 1 pkt 34 lit. b projektu w zakresie art. 47 ust. 2da ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> skreślić <i>Uzasadnienie:</i> Projekt powinien być rozszerzony o regulację zabezpieczającą przychody przedsiębiorstwa w razie gdyby decyzja Prezesa URE poddana sądowej kontroli nie została utrzymana w mocy. Postulat jest istotny zwłaszcza w kontekście długości postępowań sądowych.	
505.	Art. 1 pkt 34 lit. b projektu w zakresie art. 47 ust. 2da ustawy	PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> „2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane stosować do czasu wejścia w życie nowej taryfy.”	
506.	Art. 1 pkt 34 lit. b projektu w zakresie art. 47 ustawy – dodać ust. 2db	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana treść:</i> „2db. Zasady kalkulacji cen i stawek opłat, o których mowa w ust. 2da określają przepisy wykonawcze.” <i>Uzasadnienie:</i> Mając na uwadze transparentność rynkową, zasadne jest, by szczegółowe reguły kalkulacji cen i stawek opłat, o których mowa w art. 47 ust. 2da określone zostały np. w rozporządzeniu taryfowym.	

507.	Art. 1 pkt 34 lit. a i b projektu w zakresie art. 47 ust. 2d i 2da ustawy	Avrio Media sp. z o.o.	W ocenie Spółki należy usunąć obecnie obowiązujący oraz projektowany art. 47 ust. 2d PE, konsekwentnie należy zrezygnować z wprowadzania art. 47 ust. 2da PE. Nie jest dopuszczalnym rozwiązaniem ustalenie przez Prezesa URE wysokości cen oraz stawek opłat w drodze nieprawomocnej decyzji administracyjnej, która jest powiązana z wydawanym przez niego postanowieniem. Tego typu rozwiązanie doprowadziłoby w ocenie Spółki do sytuacji, w której przedsiębiorstwa gazownicze byłyby zmuszone do stosowania w rozliczeniach z odbiorcami cen oraz stawek opłat, które zostały arbitralnie ustalone przez regulatora w ramach postanowienia, na które nie został przewidziany środek zaskarżenia. Oznacza to, że przedsiębiorstwo energetyczne nie ma żadnej możliwości skutecznego odwołania się od takiego postanowienia, pomimo że postępowanie administracyjne w ramach którego postanowienie zostało wydane nie zostało prawomocnie zakończone. Przedstawione powyżej rozwiązanie w sposób bezsporny narusza ideę państwa prawa, uczestnicy rynku energii zostaną bowiem pozbawieni prawa do zakwestionowania arbitralnie wydanego przez organ postanowienia, które co najwyżej będzie mogło zostać zbadane w ramach postępowania odwoławczego (co także budzi wątpliwości, w orzecznictwie bezspornym jest, że SOKiK rozstrzyga bowiem sprawy merytorycznie i nie odnosi się do legalności i prawidłowości wydanych przez regulatora decyzji oraz postanowień). Proponowane rozwiązanie w sposób jawny i bezsporny narusza więc zasadę dwuinstancyjności wyrażoną w art. 78 Konstytucji oraz uprawnienie do złożenia odwołania od każdej decyzji administracyjnej wyrażone w art. 121 KPA. Co szczególnie istotne, nie może budzić wątpliwości, że ewentualne wprowadzenie przepisu w proponowanej formie będzie stanowiło zachętę dla regulatora do rozstrzygania każdej sprawy taryfowej w analizowanym trybie, będzie to bowiem skuteczne narzędzie pozwalające na obniżenie cen lub stawek opłat. W ślad za stanowiskiem Trybunału Konstytucyjnego należy podkreślić, że: „ustawodawca ma nie tylko obowiązek stworzyć odpowiedni środek zaskarżenia, lecz także uregulować go w taki sposób, aby zainteresowany mógł rzeczywiście uruchomić kontrolę instancyjną” (wyrok TK z dnia 9 lutego 2009 r., sygn. akt: SK 10/2009). W odniesieniu do projektowanej regulacji opisany powyżej wymóg nie został spełniony.	
508.	Art. 1 pkt 34 lit. a i b projektu w zakresie art. 47 ust. 2d i 2da ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „2d. Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej.”	

			<i>Uzasadnienie:</i> Zgodnie z art. 47 ust. 2c ustawy Prawa energetyczne, w przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli: 1) decyzja Prezesa URE nie została wydana albo 2) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE. W obowiązujących i proponowanych zapisach ustawy PE Prezes URE wciąż ma bardzo duży zakres uznaniowości w zakresie tego, co uzna np. za koszty uzasadnione, wysokość uzasadnionego zwrotu z zainwestowanego kapitału czy też jaki powinien być poziom podwyższenia efektywności. Przykładem absolutnej uznaniowości Prezesa URE była regulacja cen w wytwarzaniu, dystrybucji i sprzedaży ciepła, gdzie Prezes URE wyznaczał dowolnie wysokość uzasadnionego zwrotu z zainwestowanego kapitału odrębnie dla każdego przedsiębiorstwa. Nowy zapis ust. 2da daje zdecydowanie za duże uprawnienie Prezesowi URE, w przypadku zaistnienia sytuacji opisanej w ust. 2c. Szczególnie, że z dotychczasowego brzmienia tego ustępu usunięto słowo „zewnętrznych” w odniesieniu do warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. Oznacza to, że Prezes URE otrzyma instrument zwiększający uznaniowość działania do skali pozostającej poza wszelką kontrolą. Konsekwencji takiego działania nie poniesie Prezes URE lecz Skarb Państwa w przypadku wydania prawomocnego wyroku sądu uchylającego decyzję Prezesa URE o odmowie zatwierdzenia taryfy. Stąd stoimy na stanowisku, że należy przywrócić dotychczasowe brzmienie tego ustępu. Jednocześnie proponowane brzmienie ust. 2da powoduje, że Prezes URE może dowolnie (bez żadnego uzasadnienia, nie bazując na kosztach uzasadnionych OSD) kształtować ceny i stawki opłat narażając przedsiębiorstwa energetyczne na ryzyko prowadzenia swojej działalności. Takie postanowienie Prezesa URE nie bazujące na żadnym wniosku przedsiębiorstwa energetycznego może skutkować roszczeniami odszkodowawczymi ze strony takiego przedsiębiorstwa wobec Skarbu Państwa. Od takiego postanowienia przedsiębiorstwo energetyczne nie może się odwołać, a tym samym przedsiębiorstwo energetyczne traci jakiekolwiek bezpieczeństwo prawne swojego działania. Mając na uwadze powyższe stoimy na stanowisku, że należy usunąć ustęp 2da.	
509.	Art. 1 pkt 34 lit. a i b projektu w zakresie art. 47 ust. 2d i 2da ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „2d. Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej.	

		Elektrycznej – PTPiREE	~~2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, Prezes URE ustala, w drodze postanowienia, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane stosować do czasu wejścia w życie nowej taryfy”~~ <i>Uzasadnienie:</i> Zgodnie z art. 47 ust. 2c ustawy Prawa energetyczne, przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli: 1) decyzja Prezesa URE nie została wydana albo 2) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE. Nowy zapis ust. 2da daje zdecydowanie za duże uprawnienie Prezesowi URE, w przypadku zaistnienia sytuacji opisanej w ust. 2c. Szczególnie, że z dotychczasowego brzmienia tego ustępu usunięto słowo „zewnętrznych” w odniesieniu do warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. Oznacza to, że w przypadku postępowania odwoławczego będzie trudniej udowodnić przedsiębiorstwu energetycznemu powody, dla których nie godziło się na wytyczne Prezesa URE. Stąd stoimy na stanowisku, że należy przywrócić dotychczasowe brzmienie tego ustępu. Jednocześnie proponowane brzmienie ust. 2da powoduje, że Prezes URE może dowolnie (bez żadnego uzasadnienia, nie bazując na kosztach uzasadnionych OSD) kształtować ceny i stawki opłat narażając przedsiębiorstwa energetyczne na ryzyko prowadzenia swojej działalności. Takie postanowienie Prezesa URE nie bazujące na żadnym wniosku przedsiębiorstwa energetycznego może skutkować roszczeniami odszkodowawczymi ze strony takiego przedsiębiorstwa wobec Skarbu Państwa. Od takiego postanowienia (tak jak w przypadku każdej decyzji Prezesa URE) powinna być ścieżka odwoławcza do właściwego organu sądowego. Mając na uwadze powyższe stoimy na stanowisku, że należy usunąć ustęp 2da. W przypadku nie usunięcia ust. 2da, konieczne jest w pierwszej kolejności doprecyzowanie, że na postanowienie Prezesa URE w tej sprawie przysługuje przedsiębiorstwu energetycznemu zażalenie. Po wtóre nie jest jasne, czy Prezesa URE będą wiązać dyspozycje wynikające z art. 45 PE (tj. konieczność zapewnienia pokrycia kosztów działalności i zwrotu z kapitału). W celu uniknięcia wątpliwości zasadne jest doprecyzowanie, że ceny i stawki określone przez URE również mają pokryć uzasadnione koszty i zagwarantować zwrot z kapitału.	

510.	Art. 1 pkt 34 lit. a i b projektu w zakresie art. 47 ust. 2d i 2da ustawy	DUON Dystrybucja sp. z o.o.	W ocenie Spółki należy usunąć obecnie obowiązujący oraz projektowany art. 47 ust. 2d PE, konsekwentnie należy zrezygnować z wprowadzania art. 47 ust. 2da PE. Podkreślić należy, że niedopuszczalnym rozwiązaniem jest ustalanie przez Prezesa URE wysokości cen oraz stawek opłat w drodze nieprawomocnej decyzji administracyjnej, powiązanej z wydawanym przez niego postanowieniem. Takie rozwiązanie prowadzi bowiem do sytuacji, w której przedsiębiorstwa gazownicze będą zmuszone do stosowania w rozliczeniach z odbiorcami cen oraz stawek opłat, które zostały arbitralnie ustalone przez regulatora w ramach postanowienia, na które nie został przewidziany środek zaskarżenia. Oznacza to, że przedsiębiorstwo energetyczne nie ma żadnej możliwości skutecznego odwołania się od takiego postanowienia, pomimo że postępowanie administracyjne w ramach którego postanowienie zostało wydane nie zostało prawomocnie zakończone. Powyższe rozwiązanie w sposób bezsporny narusza ideę państwa prawa, uczestnicy rynku energii zostaną bowiem pozbawieni prawa do zakwestionowania arbitralnie wydanego przez organ postanowienia, które co najwyżej będzie mogło zostać zbadane w ramach postępowania odwoławczego (co także budzi wątpliwości, w orzecznictwie bezspornym jest, że SOKiK rozstrzyga bowiem sprawy merytorycznie i nie odnosi się do legalności i prawidłowości wydanych przez regulatora decyzji oraz postanowień). Zaproponowane rozwiązanie w sposób jawny i bezsporny naruszają więc zasadę dwuinstancyjności wyrażoną w art. 78 Konstytucji oraz uprawnienie do złożenia odwołania od każdej decyzji administracyjnej wyrażone w art. 121 KPA. Co szczególnie istotne, nie może budzić wątpliwości, że ewentualne wprowadzenie przepisu w proponowanej formie będzie stanowiło zachętę dla regulatora do rozstrzygania każdej sprawy taryfowej w analizowanym trybie, będzie to bowiem skuteczne narzędzie pozwalające na obniżenie cen lub stawek opłat. W orzecznictwie Trybunału Konstytucyjnego zaznacza się, że „ustawodawca ma nie tylko obowiązek stworzyć odpowiedni środek zaskarżenia, lecz także uregulować go w taki sposób, aby zainteresowany mógł rzeczywiście uruchomić kontrolę instancyjną” (wyrok TK z dnia 9 lutego 2009 r., sygn. akt: SK 10/2009). W odniesieniu do projektowanej regulacji opisany powyżej wymóg nie został spełniony.	
511.	Art. 1 pkt 34 lit. a i b projektu w zakresie	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „2d. Jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika	

	art. 47 ust. 2d i 2da ustawy		z udokumentowanych i opisanych zmian warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej stosuje się taryfę dotychczasową, o której mowa w ust. 2c, do czasu wejścia w życie nowej taryfy. 2da. W przypadku, o którym mowa w ust. 2d, jeżeli nowa taryfa przewiduje ceny i stawki opłat niższe od dotychczasowej taryfy o której mowa w ust. 2c, przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane jest do dokonania korekty rozliczeń z odbiorcami za okres od dnia zakończenia okresu obowiązywania taryfy dotychczasowej wyrażonego w decyzji Prezesa URE zatwierdzającej taryfa do dnia wejścia w życie nowej taryfy.” <i>Uzasadnienie:</i> Wprowadzenie do stosowania art. 47 pkt 2da może skutkować nieosiągnięciem przez przedsiębiorstwo energetyczne przychodu regulowanego na zatwierdzonym przez Prezesa URE poziomie. W sytuacji gdy toczący się proces zatwierdzenia nowej taryfy zostanie zakończony i w wyniku decyzji Prezesa URE zatwierdzone stawki będą wyższe od stosowanych stawek zgodnie z ustępem 2da przedsiębiorstwo energetyczne nie będzie miało możliwości uzyskania przychodu regulowanego na poziomie zatwierdzonym przez Prezesa URE. Osiągnięcie zbyt niskiego przychodu regulowanego przez przedsiębiorstwo energetyczne może uniemożliwić przedsiębiorstwu pokrycie poniesionych kosztów działalności koncesyjnej w okresie obowiązywania nowej taryfy. Taka sytuacja może mieć negatywny wpływ na zapewnienie przez przedsiębiorstwo energetyczne bezpieczeństwa przesyłu paliw gazowych oraz prowadzenie działań inwestycyjnych mających na celu rozwój sieci przesyłowej paliw gazowych. Dlatego proponowana zmiana ma celu zrównoważanie interesu odbiorców końcowych i przedsiębiorstw energetycznych przez wprowadzenie uregulowania umożliwiającego stosowanie dotychczasowej taryfy do czasu zatwierdzenia nowej, przy czym w wypadku gdy nowa taryfa będzie niższa od dotychczas obowiązującej, nastąpi adekwatna korekta rozliczeń z klientami.	
512.	Art. 1 pkt 34 lit. a i b projektu w zakresie art. 47 ust. 2d i 2da ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> „2d. Taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Zgodnie z art. 47 ust. 2c ustawy Prawa energetyczne, przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli: 1) decyzja Prezesa URE nie została wydana albo 2) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE. W obowiązujących i proponowanych zapisach ustawy Prezes URE wciąż ma bardzo duży zakres uznaniowości w zakresie tego, co uzna np. za koszty uzasadnione, wysokość uzasadnionego zwrotu z zainwestowanego kapitału czy też jaki powinien być poziom podwyższenia efektywności. Przykładem absolutnej uznaniowości Prezesa URE była regulacja cen w wytwarzaniu, dystrybucji i sprzedaży ciepła, gdzie Prezes URE wyznaczał dowolnie wysokość uzasadnionego zwrotu z zainwestowanego kapitału odrębnie dla każdego przedsiębiorstwa. Nowy zapis ust. 2da, naszym zdaniem, daje zdecydowanie za duże uprawnienie Prezesowi URE, w przypadku zaistnienia sytuacji opisanej w ust. 2c. Szczególnie, że z dotychczasowego brzmienia tego ustępu usunięto słowo „zewnętrznych” w odniesieniu do warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. Oznacza to, że Prezes URE otrzyma instrument zwiększający uznaniowość działania do skali pozostającej poza wszelką kontrolą. Konsekwencji takiego działania nie poniesie Prezes URE lecz Skarb Państwa w przypadku wydania prawomocnego wyroku sądu uchylającego decyzję Prezesa URE o odmowie zatwierdzenia taryfy. Jednocześnie proponowane brzmienie ust. 2da powoduje, że Prezes URE może dowolnie (bez żadnego uzasadnienia, nie bazując na kosztach uzasadnionych OSD) kształtować ceny i stawki opłat narażając przedsiębiorstwa energetyczne na ryzyko prowadzenia swojej działalności. Takie postanowienie Prezesa URE nie bazujące na żadnym wniosku przedsiębiorstwa energetycznego może skutkować roszczeniami odszkodowawczymi ze strony takiego przedsiębiorstwa wobec Skarbu Państwa. Od takiego postanowienia przedsiębiorstwo energetyczne nie może się odwołać. – tym samym przedsiębiorstwo energetyczne traci jakiegokolwiek bezpieczeństwo prawne swojego działania.	
513.	Art. 47 ustawy – dodanie ust. 2h	PGNiG S.A.	<i>Proponowana treść:</i> „2h. Zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, o których mowa w ust. 2a, 2b i 2d, nie stanowią okoliczności zależne od przedsiębiorstwa energetycznego, w szczególności wynikające z zawartych umów, instrukcji, o której mowa w art. 9g, taryf lub innych dokumentów opracowywanych przez przedsiębiorstwo energetyczne.”	
514.	Art. 47 ustawy – dodanie ust. 2h	PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana treść:</i> „2h. Zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, o których mowa w ust. 2a, 2b i 2d, nie stanowią okoliczności zależne od	

			przedsiębiorstwa energetycznego, w szczególności wynikające z zawartych umów, instrukcji, o której mowa w art. 9g, taryf lub innych dokumentów opracowywanych przez przedsiębiorstwo energetyczne.”	
515.	Art. 47 ustawy – dodanie ust. 3	PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana treść:</i> „3. Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE, na koszt przedsiębiorstwa energetycznego, zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy.”	
516.	Art. 1 pkt 36 projektu w zakresie art. 54 ustawy	Hieronim Andrzejewski – mikro przedsiębiorca	Aktualnie w przemyśle występują instalacje, sieci i urządzenia o parametrach i sposobach eksploatacji znacznie różniących się od stosowanych w energetyce zawodowej, gazownictwie i ciepłownictwie zawodowym - Art. 54 tego nie uwzględnia. Zapis jest zbyt ogólnikowy (dostosowany do potrzeb energetyki zawodowej) i może spowodować bardzo duże zamieszanie w przedsiębiorstwach, stworzy zagrożenie bezpieczeństwa, a także zwiększy koszty produkcji. Aktualnie w przemyśle i usługach występuje brak pracowników o odpowiednich kwalifikacjach (emigracja zarobkowa i brak szkolnictwa zawodowego, rzemieślniczego). Zatrudniani są pracownicy o kwalifikacjach nieprzydatnych przy określonych urządzeniach, sieciach i instalacjach energetycznych (np. rolnik, fryzjer) lub całkowicie bez kwalifikacji (tylko wykształcenie podstawowe). Poświadczenie kwalifikacji w takim przypadku w trybie art. 54 jest niemożliwe i powinno być ograniczone do przedsiębiorstwa (wnioskodawcy) i zainstalowanych w nim urządzeń, sieci i instalacji energetycznych, uwzględniając pełne przeszkolenie pracownicze w zakresie BHP. Ograniczenia parametrów i miejsca wykonywania pracy jest konieczne przy egzaminach kwalifikacyjnych pracowników w mikro, małych i średnich przedsiębiorstwach (do 200 pracowników) oraz w przedsiębiorstwach zagranicznych. Nie uwzględnienie tego w proponowanej zmianie ustawy może spowodować zwiększenie kosztów, wymuszony postój urządzeń i duże straty przedsiębiorstw, dlatego proponuję zastosowanie procedury uproszczonej. Procedury egzaminacyjne, rejestracji kontroli itp. są bardzo skomplikowane. Wpłyną w znacznym stopniu na koszty przedsiębiorstw, usług . Sugeruję uproszczenie daleko idące uproszczenie. Świadectwa kwalifikacyjne są stosowane od 1948 roku, dotychczasowe procedury sprawdziły się pod względem zapewnienia bezpieczeństwa i kosztów.	

517.	Art. 1 pkt 36 projektu w zakresie art. 54	GS	<i>Proponowane zmiany:</i> 1) w ust. 1 po wyrazie „posiadające” dodać wyrazu „ważne”; 2) skreślić ust. 4. <i>Uzasadnienie:</i> Przepis art. 54 ust. 4 jest nieprecyzyjny, bowiem stanowi o zakazie zatrudniania przy „samodzielnej eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci”, co jest pojęciem niezrozumiałym, a nawet zbędnym, biorąc pod uwagę art. 54 ust. 1, zgodnie z którym czynności związane z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci (...), mogą wykonywać wyłącznie osoby posiadające świadectwo potwierdzające kwalifikacje do eksploatacji tych urządzeń, instalacji lub sieci (...). Ustawa nie rozróżnia kategorii eksploatacji w podziale na samodzielną i niesamodzielną. Wprawdzie w obecnym brzmieniu art. 54 ust. 2 Prawa energetycznego mowa jest o zakazie zatrudniania przy samodzielnej eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji, jednakże nadając nowe brzmienie art. 54, należy jednocześnie zwrócić uwagę na brak uzasadnienia dla dalszego posługiwania się takim sformułowaniem. Reasumując, projektowany w art. 54 ust. 1 (uzupełniony zgodnie z ww. propozycją) wymóg posiadania ważnego świadectwa potwierdzającego kwalifikacje do wykonywania czynności związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, w pełni odzwierciedla cel takiego przepisu. Nie ma więc potrzeby wprowadzenia ust. 4, który dodatkowo miałby zakazywać wykonywania takich czynności przez osoby nie posiadające ważnego świadectwa kwalifikacyjnego.	
518.	Art. 1 pkt 36 projektu w zakresie art. 54	Marian Sajnok	Zmian w Art.54 nie da się czytać spokojnie. Taki projekt mógł powstać w głowach ludzi, którzy z działalnością komisji kwalifikacyjnych nigdy nie spotkali się. Dlaczego mam tak krytyczne zdanie o proponowanych zmianach? Te wszystkie nowe rozwiązania mają charakter czysto fiskalny a zupełnie nie zajmują się potrzebą poprawienia bezpieczeństwa podczas eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych. W obowiązującym kształcie art.54(plus rozporządzenie) członkami Komisji Kwalifikacyjnych byli doświadczeni inżynierowie, którzy mniej doświadczonym kolegom przekazywali i sprawdzali wiedzę(podczas egzaminów) głównie z dziedziny bezpieczeństwa eksploatacji systemów elektroenergetycznych. To jest wiedza praktyczna i nabyta podczas wieloletniej pracy zawodowej - tego na studiach nie uczą. Za udział w egzaminowaniu otrzymywali część z kwoty (10% najniższego wynagrodzenia w kraju), ponieważ większość wynagrodzenia zatrzymywała organizacja przy, której powołana była Komisja. Wg projektu opłata za egzamin ma wynosić 5%(z czego też coś otrzyma organizacja).	

			Wg. projektu głównym beneficjentem pracy "starych inżynierów" będzie: 1. Prezes URE - 4% za wydanie świadectwa. 2. Budżet Państwa - 150% za powołanie Komisji. 3. Budżet Państwa - 75% za kontrolowanie Komisji. Czyli na wyżej wymienionych też trzeba coś przekazać z kwoty 5% otrzymanych od jednego egzaminowanego. W takim układzie przewiduję, że nie będzie chętnych do pracy w Komisjach Kwalifikacyjnych! Dotychczasowy system był dobry. Być może wymagał niewielkich poprawek. Proponowany projekt pogrzebie cały system funkcjonujący dobrze system. Ograniczenie przychodów członków Komisji o 50% z tytułu egzaminowania oraz wprowadzenie dodatkowych opłat za członkostwo w komisjach - to szaleńczy koszmar. Doświadczenie "starych inżynierów" warto dobrze wykorzystywać, a nie dążyć do ich materialnego wykorzystywania!	
519.	Art. 1 pkt 36 projektu w zakresie art. 54	Pracodawcy RP	W art. 54.1. jest „Czynności związane z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, mogą wykonywać wyłącznie osoby posiadające świadectwo potwierdzające kwalifikacje do eksploatacji tych urządzeń, instalacji i sieci, zwane dalej „świadectwem kwalifikacyjnym”, co jest sprzeczne z ustępem 4. w tym artykule, który brzmi „Zabrania się zatrudniania przy samodzielnej eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, osób nie posiadających ważnego świadectwa kwalifikacyjnego.”; Proponujemy z zapisu ustępu 1 usunąć wyraz „wyłącznie”, ponieważ często przy różnych czynnościach związanych z eksploatacją muszą brać udział pod nadzorem osoby posiadającej świadectwo kwalifikacyjne osoby, które takiego świadectwa nie posiadają np. malarze, spawacze, operatorzy sprzętu, specjalistycznego serwisu itp. Można też użyć bardziej czytelnej sformułowania: „Czynności związane z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, mogą wykonywać	

			wyłącznie osoby posiadające świadectwo potwierdzające kwalifikacje do eksploatacji tych urządzeń, instalacji i sieci, zwane dalej „świadectwem kwalifikacyjnym” lub inne osoby pod ich nadzorem”.	
520.	Art. 1 pkt 36 projektu w zakresie art. 54	Forum Związków Zawodowych	Projekt w art.54 nie precyzuje kto to i w jakim trybie będzie dokonywał oceny, czy osoba posiadająca świadectwo kwalifikacyjne wykonuje czynności związane z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci zgodnie lub niezgodnie z przepisami dotyczącymi ich eksploatacji lub zgodnie bądź niezgodnie z zakresem wydanego świadectwa kwalifikacyjnego. Dodatkowo kto i w jakim trybie będzie sprawdzał, czy osoba zajmująca się eksploatacją sieci, urządzeń lub instalacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, w czasie ważności świadectwa kwalifikacyjnego, przez okres 3 lat nie zajmowała się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, na które świadectwo to otrzymała. Zapis art. 54 nie precyzuje również jakie będą kryteria sprawdzania. Art.54ust . 3.2 wykazuje niespójność z Art.54f.ust. 1.3W jaki sposób zostanie zinterpretowana ważność świadectw kwalifikacyjnych dla członków komisji, którzy przez okres 3 lat nie zajmują się eksploatacją urządzeń ponieważ przeszli na emeryturę?	
521.	Art. 1 pkt 36 projektu w zakresie art. 54 ust. 3 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Wydane świadectwo kwalifikacyjne i wpis w rejestrze świadectw kwalifikacyjnych tracą ważność w przypadku stwierdzenia, że: 1) czynności związane z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci są wykonywane niezgodnie z przepisami dotyczącymi ich eksploatacji lub niezgodnie z zakresem wydanego świadectwa kwalifikacyjnego; 2) ~~osoba zajmująca się eksploatacją sieci, urządzeń lub instalacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, w czasie ważności świadectwa kwalifikacyjnego, przez okres 3 lat nie zajmowała się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, na które świadectwo to otrzymała”.~~ <i>Uzasadnienie:</i> Zapis nie określa trybu uznawania nieważności świadectw w przypadku 3- letniej przerwy w zajmowaniu się eksploatacją urządzeń energetycznych: nie określono podmiotu, który miałby decydować o utracie ważności świadectwa, ani podmiotu odpowiedzialnego za weryfikację powyższego okresu. Ponadto, nie ma spójności pomiędzy proponowanym zapisem, a art. 54f określającym tryb zawieszania i unieważniania świadectw kwalifikacyjnych. Z treści proponowanego zapisu można wywieść wniosek, że aby nie utracić ważności świadectwa osoba nie powinna mieć dłuższego niż 3 letni okres przerwy w zajmowaniu się eksploatacją wszystkich rodzajów prac i urządzeń, na które świadectwo otrzymała. Tymczasem, jedno świadectwo kwalifikacyjne uprawnia zazwyczaj do zajmowania się, łącznie, wieloma rodzajami prac oraz urządzeń energetycznych. Proponowany zapis nie wyjaśnia, jak postępować w przypadku, gdy dana	

			osoba miała 3 letnią przerwę w zajmowaniu się częścią urządzeń bądź prac, na które świadectwo zostało wystawione. Łatwo można sobie wyobrazić bardzo duży obszar sporów generowanych przez wprowadzenie proponowanego zapisu, wynikających z trudności w udowodnieniu czy do 3 letniej przerwy w rzeczywistości doszło. Podsumowując: proponowany zapis nastroczałby wielu problemów interpretacyjnych nie przekładając się jednocześnie na realną poprawę pracy urządzeń energetycznych, na zdrowie i życie człowieka oraz na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego	
522.	Art. 1 pkt 36 projektu w zakresie art. 54 ust. 3 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Wydane świadectwo kwalifikacyjne i wpis w rejestrze świadectw kwalifikacyjnych tracą ważność w przypadku stwierdzenia, że: 1) czynności związane z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci są wykonywane niezgodnie z przepisami dotyczącymi ich eksploatacji lub niezgodnie z zakresem wydanego świadectwa kwalifikacyjnego; 2) ~~osoba zajmująca się eksploatacją sieci, urządzeń lub instalacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, w czasie ważności świadectwa kwalifikacyjnego, przez okres 3 lat nie zajmowała się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, na które świadectwo to otrzymała~~”. <i>Uzasadnienie:</i> Zapis nie określa trybu uznawania nieważności świadectw w przypadku 3-letniej przerwy w zajmowaniu się eksploatacją urządzeń energetycznych: nie określono podmiotu, który miałby decydować o utracie ważności świadectwa, ani podmiotu odpowiedzialnego za weryfikację powyższego okresu, procedury utraty świadectwa itd. Ponadto, nie ma spójności pomiędzy proponowanym zapisem, a art. 54f określającym tryb zawieszania i unieważniania świadectw kwalifikacyjnych. Z treści proponowanego zapisu można wywieść wniosek, że aby nie utracić ważności świadectwa osoba nie powinna mieć dłuższego niż 3 letni okres przerwy w zajmowaniu się eksploatacją wszystkich rodzajów prac i urządzeń, na które świadectwo otrzymała. Tymczasem, jedno świadectwo kwalifikacyjne uprawnia zazwyczaj do zajmowania się, łącznie, wieloma rodzajami prac oraz urządzeń energetycznych. Proponowany zapis nie wyjaśnia jak postępować w przypadku gdy dana osoba miała 3 letnią przerwę w zajmowaniu się częścią urządzeń bądź prac, na które świadectwo zostało wystawione.	

			Łatwo można sobie wyobrazić bardzo duży obszar sporów generowanych przez wprowadzenie proponowanego zapisu, wynikających z trudności w udowodnieniu czy do 3 letniej przerwy w rzeczywistości doszło. Podsumowując: proponowany zapis nastroczałby wielu problemów interpretacyjnych nie przekładając się jednocześnie na realną poprawę pracy urządzeń energetycznych, na zdrowie i życie człowieka oraz na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego	
523.	Art. 1 pkt 36 projektu w zakresie art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	<i>Proponowane zmiany:</i> dodać „...na wniosek pracodawcy, inspektora pracy lub innego organu właściwego w sprawach regulacji gospodarki paliwami i energią, o których mowa w art. 21a, sprawdzenie spełnienia wymagań kwalifikacyjnych należy powtórzyć”	
524.	Art. 1 pkt 36 – 37 projektu	PSE S.A.	Należy doprecyzować czym różni się dzień wydania świadectwa od dnia wpisania do rejestru i jak należy określić datę, od której dana osoba traci uprawnienia do zajmowania się eksploatacją urządzeń. Wydaje się, że art. 54 ust. 3 pkt 2) wprowadzając utratę ważności świadectwa po okresie 3 lat może być sprzeczny z wprowadzanym w art. 1 pkt 37) w zakresie art. 54f ust. 1 pkt 3) –który przewiduje zawieszenie po okresie 6 miesięcy jeśli dana osoba „nie zajmowała się eksploatacją”. Zauważyć należy, iż przepisy nie przewidują sposobu w jaki organ zamierza skutecznie weryfikować faktyczny okres zajmowania się eksploatacją urządzeń oraz na jakiej podstawie przy ustalania okresu nie wykonywania uprawnień eksploatacyjnych. Sam okres zbyt restrykcyjny (okres „nie zajmowania się eksploatacją” powinien być dłuższy niż 6 miesięcy) – wydaje się, że okres ważności świadectwa jest wystarczającym instrumentem kontrolnym. Czas zakończenia czynności wyjaśniających powinien być ograniczony ścisłym przedziałem czasowym (np. nie dłużej niż 2 m-ce). Osoby z zawieszonym świadectwem nie mogą świadczyć usług/wykonywać pracy (lub w ograniczonym zakresie). Tym samym art. 54f ust. 2 ustawy PE w proponowanym brzmieniu może mieć negatywny wpływ na byt pracowników, którym zawieszono świadectwo kwalifikacyjne i może rodzić roszczenia w przypadku, gdyby w wyniku przeprowadzonych czynności wyjaśniających okazało się, że zawieszenie świadectwa było bezzasadne. Art. 54a, w proponowanym brzmieniu, nie określa czy uznane przez Prezesa URE kwalifikacje (nabyte w krajach UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich EFTA) byłyby okresowe czy bezterminowe.	

			Należy rozważyć dodanie w art. 54o pkt 8) w brzmieniu: „Częstotliwość, zakres i sposób dokumentowania okresowej oceny pracy komisji kwalifikacyjnych, o którym mowa w art. 54d ust. 1.”.	
525.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54b ust. 2 pkt 1 lit. a i b ustawy	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	<i>Proponowana zmiana:</i> skreślić i dodać punkt a w brzmieniu: „w przedsiębiorstwach energetycznych zajmujących się wytwarzaniem, przesyłem, dystrybucją energii i paliw oraz ich utrzymaniem i eksploatacją” oraz punkt b w brzmieniu: „stowarzyszeń naukowo-technicznych zrzeszających co najmniej 2 500 czynnych członków, których KRS zawiera postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej zajmujących się bezpieczeństwem, eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci z propozycji zmian do ustawy”.	
526.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54b ust. 2	Forum Związków Zawodowych	Art. 54b. ust. 2 – Proponujemy poniższy zmodyfikowany zapis w brzmieniu: 2. Komisje kwalifikacyjne są powoływane na okres 5 lat przez: 1) Prezesa URE: a) u przedsiębiorcy wytwarzającego i eksploatującego urządzenia, instalacje i sieci elektroenergetyczne zatrudniającego co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, b) przy stowarzyszeniach naukowo -technicznych, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zarejestrowane w KRS zawierają postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej obejmujące eksploatację, dozór w zakresie urządzeń, instalacji i sieci elektroenergetycznych.	
527.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54a i 54b ustawy	APATOR	Proponujemy usunąć cały zapis. Nie widzimy potrzeby zmian w dobrze funkcjonującym systemie kwalifikacji zawodowych.	
528.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54b ust. 2 ustawy – dodać pkt 4	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	<i>Proponowana zmiana:</i> „Wszystkie powołane komisje kwalifikacyjne podlegają weryfikacji przez URE dotyczących spełnienia wymagań zawartych w Art.54.3 1) a i b w terminie 3 miesięcy od daty ukazania się zmiany ustawy w DZ.U. i w przypadku nie spełnienia wymagań, tracą swoją ważność”	
529.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54b ustawy – dodać ust 2a	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	<i>Proponowana treść:</i> „Wszystkie powołane komisje kwalifikacyjne podlegają weryfikacji przez URE pod kątem spełnienia wymagań zawartych w punkcie 2.1) a. i b. w terminie trzech miesięcy od daty ukazania się zmiany ustawy w „Dzienniku urzędowym” i w przypadku niespełnienia wymagań, tracą swoją ważność.”	

530.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54c ust. 1 ustawy	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	<i>Proponowana zmiana:</i> po słowach „...komisji kwalifikacyjnych...” dodać „...z urzędu lub na wniosek inspektora Państwowej Inspekcji Pracy w przypadku:”	
531.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54c ust. 1 pkt 3 ustawy	Forum Związków Zawodowych	Jaka jest definicja niewywiązywania się z obowiązków członka komisji kwalifikacyjnej?	
532.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54c ust. 2 pkt 3 ustawy	Forum Związków Zawodowych	Określenie "znacznego ograniczenia zakresu sprawdzanych kwalifikacji" jest pojęciem mało precyzyjnym. W naszej ocenie zapis umożliwia dowolną interpretację.	
533.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54d ust. 1 ustawy	Forum Związków Zawodowych	Określenie „okresowa ocena“ -na czym ma polegać, brak szczegółowego kryterium oceny prac komisji.	
534.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54e ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 54e. Świadectwo kwalifikacyjne wydają, na wniosek osoby ubiegającej się o jego wydanie: 1) Powołane przez Prezesa URE komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54b ust. 2 pkt 1; 2) komisje kwalifikacyjne powołane przez ministrów lub Szefów Agencji, o których mowa w art. 54b ust. 2 pkt 2 i 3”. <i>Uzasadnienie:</i> Ilość egzaminów przeprowadzanych przez Komisje kwalifikacyjne w ciągu roku, spowoduje bardzo długi czas oczekiwania na świadectwa, a tym samym odsunięcie (na czas oczekiwania na świadectwo) od pracy osób prowadzących eksploatację.	
535.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54e ustawy	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	<i>Proponowana zmiana:</i> skreślić „na wniosek osoby ubiegającej się o jej wydanie:”; skreślić „prezes URE” i dodać: „Przewodniczący komisji kwalifikacyjnych”.	
536.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54e ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 54e. Świadectwo kwalifikacyjne wydają, na wniosek osoby ubiegającej się o jego wydanie: 1) Powołane przez Prezesa URE komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54b ust. 2 pkt 1;	

		Elektrycznej – PTPiREE	1) Prezes URE, na podstawie dokumentacji z przeprowadzonego egzaminu, przekazanej przez komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54b ust. 2 pkt 1; 2) komisje kwalifikacyjne powołane przez ministrów lub Szefów Agencji, o których mowa w art. 54b ust. 2 pkt 2 i 3.”. <i>Uzasadnienie:</i> Ilość egzaminów przeprowadzanych przez Komisje kwalifikacyjne w ciągu roku, spowoduje bardzo długi czas oczekiwania na świadectwa które miałyby wydawać Prezes URE, a tym samym odsunięcie (na czas oczekiwania na świadectwo) od pracy osób prowadzących eksploatację. Dodatkowo wydawanie przez Prezesa URE świadectw byłoby zadaniem czysto „technicznym”, które niepotrzebnie wydłuży proces wydawania świadectw.	
537.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54e ust. 1 ustawy	Forum Związków Zawodowych	Jaki będzie tryb wydawania świadectw kwalifikacyjnych (zapis nie precyzuje w jakiej formie będzie przesyłane/dostarczane oraz na czyj koszt)?W naszej ocenie wydawanie przez Prezesa URE świadectwa znacznie utrudni proces organizacyjny.	
538.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54f ust. 1 ustawy	Energa S.A.	Proponuje się skreślić cały ten zapis. W aktualnie obowiązującej ustawie nie było zapisu dotyczący tych kwestii w taki sposób. Zawieszanie świadectw kwalifikacyjnych po 6 miesięcznej przerwie niezajmowania się eksploatacją jest okresem zbyt krótkim, osoby w tym czasie nie utracą zdobytej wiedzy i umiejętności.	
539.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54f ust. 1 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	Proponujemy wykreślenie pkt. 3: ~~3) osoba zajmująca się eksploatacją sieci, urządzeń lub instalacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, w czasie ważności świadectwa kwalifikacyjnego, przez okres 6 miesięcy nie zajmowała się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, na które świadectwo to otrzymała.~~ <i>Uzasadnienie:</i> Zawieszanie świadectw kwalifikacyjnych po 6 miesięcznej przerwie nie zajmowania się eksploatacją jest okresem zbyt krótkim, osoby w tym czasie nie utracą zdobytej wiedzy i umiejętności. Ponadto, tak jak w uwagach powyżej nie określono w przepisie trybu zawieszenia świadectw, nie określono podmiotu, który miałby decydować o zawieszeniu świadectwa, ani podmiotu odpowiedzialnego za weryfikację powyższego 6-miesięcznego okresu, procedury zawieszenia świadectwa itd.	
540.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	<i>Proponowana zmiana:</i> skreślić pkt 3	

	art. 54f ust. 1 pkt 3 ustawy			
541.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54f ust. 1 pkt 3 ustawy	Forum Związków Zawodowych	Art. 54 ust f.1.3 wykazuje niespójność z Art. 54 ust 3.2; W jaki sposób skutecznie weryfikować, czy osoba zajmująca się eksploatacją sieci, urządzeń lub instalacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, w czasie ważności świadectwa kwalifikacyjnego, przez okres 6 miesięcy nie zajmowała się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, na które świadectwo to otrzymała? Czy w przypadku, gdy ww. osoba zajmowała się np. eksploatacją sieci niskiego napięcia, a świadectwo kwalifikacyjnemu wydane powyżej 1 kV? Traci ważność świadectwo? Zostanie ograniczony jego zakres? Zapis powinien również uwzględniać zdarzenia losowe, choroby. Jakie będą ogólne kryteria sprawdzania? Jaki okres mają trwać czynności wyjaśniające wg Art. 54f. 2.	
542.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54g ust. 4 ustawy	Forum Związków Zawodowych	Jakie uprawnienia, kwalifikacje musi posiadać osoba ubiegająca się o powołanie w skład Komitetu Odwoławczego?	
543.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54h ustawy	APATOR	Proponujemy usunąć ten punkt Już obecnie działa na rynku wiele firm bilingowych działających na przykład na rzecz spółdzielni i wspólnot a także same spółdzielnie i wspólnoty zbierają i przetwarzają dane pomiarowe z liczników wody i ciepła. Czy zamierzeniem ustawodawcy jest zaostrezenie przepisów i uzyskiwanie specjalnej licencji ? Jeśli nie to zapis należałoby usunąć.	
544.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54h ust. 4 ustawy	Forum Związków Zawodowych	Zapis nie określa kto może być biegłym oraz jakie musi posiadać kwalifikacje i jaki jest tryb jego powoływania.	
545.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54i ust. 2 ustawy	Forum Związków Zawodowych	Według jakiej właściwości, zasady będzie przysługiwała siedziba sądu administracyjnego?	
546.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54j ust. 7 ustawy	Forum Związków Zawodowych	Brak jest jednoznaczności zapisu na czym będzie polegać aktualizacja świadectwa kwalifikacyjnego.	
547.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54n ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> Doprecyzowanie przepisu. <i>Uzasadnienie:</i> Projektowane przepisy nie wskazują jednoznacznie kto jest zobowiązany do poniesienia wymienionych w ust. 1 opłat.	

548.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54n ustawy	Forum Związków Zawodowych	Ust 1, 3 i 4 Jak należy rozumieć pobieranie opłaty? Czy będzie to $5\% + 4\% = 9\%$ lub $5\% + 4\% + 3\%$ przeciętnego wynagrodzenia podawanego przez GUS za ubiegły rok, czy też kwartalnie za dany rok (opłata wzrośnie ok. Dwukrotnie?) Wówczas dla komisji się praktycznie nic nie zmienia (opłata trochę wzrasta względem obecnie obowiązujących przepisów). Ust. 2 art. 54n stanowi, że opłata za egzamin przeprowadzony przez Komisję egzaminacyjną stanowi przychód dla jednostki a pozostałe opłaty stanowią dochód budżetu państwa, to niby precyzuje wysokość ogólnych kosztów na poziomie $5\% + 4\%$ lub 3%.	
549.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54n ust. 1 ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 54n. 1. Mając na względzie bezstronny i niezależny przebieg powołania komisji kwalifikacyjnej, przeprowadzenia egzaminu przez komisje kwalifikacyjne i wydawania świadectw kwalifikacyjnych dla danego rodzaju eksploatowanych urządzeń, instalacji lub sieci, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, a także zapewnienie właściwego dokumentowania, rejestrowania i przechowywania dokumentacji z przeprowadzonego egzaminu, pobiera się opłatę za: ~~1) powołanie komisji kwalifikacyjnej, o której mowa w art. 54b ust. 2 pkt 1, wynoszącą 150 % kwoty przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego na podstawie przepisów ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych, zwanego dalej „przeciętnym wynagrodzeniem”;~~ ~~2) okresową ocenę pracy komisji kwalifikacyjnej, o której mowa w art. 54d ust. 1 wynoszącą 75 %, kwoty przeciętnego wynagrodzenia,~~ 1) przeprowadzenie egzaminu przez komisje kwalifikacyjne powołane przez Prezesa URE, wynoszącą 10 % kwoty minimalnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego na podstawie przepisów ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych; ~~4) wydawanie świadectw kwalifikacyjnych przez Prezesa URE, wynoszącą 4 % kwoty przeciętnego wynagrodzenia,~~ 2) wydawanie wtórnik świadectwa kwalifikacyjnego, wynoszącą 50 złotych za każdy wydany wtórnik; ~~6) odnowienie lub aktualizację wpisu w rejestrze, o którym mowa w art. 54j ust.1 pkt 3, wynoszącą 3 % kwoty przeciętnego wynagrodzenia.~~ <i>Uzasadnienie:</i> Tak pobrana opłata jest społecznie uzasadniona pod względem wysokości opłaty oraz jej rozliczenia pod względem fiskalnym.	

550.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54n ust. 1 ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 54n. 1. Mając na względzie bezstronny i niezależny przebieg powołania komisji kwalifikacyjnej, przeprowadzenia egzaminu przez komisje kwalifikacyjne i wydawania świadectw kwalifikacyjnych dla danego rodzaju eksploatowanych urządzeń, instalacji lub sieci, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 54o, a także zapewnienie właściwego dokumentowania, rejestrowania i przechowywania dokumentacji z przeprowadzonego egzaminu, pobiera się opłatę za: 1) ~~powołanie komisji kwalifikacyjnej, o której mowa w art. 54b ust. 2 pkt 1, wynoszącą 150 % kwoty przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego na podstawie przepisów ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych, zwanego dalej „przeciętnym wynagrodzeniem”;~~ 2) ~~okresową ocenę pracy komisji kwalifikacyjnej, o której mowa w art. 54d ust. 1 wynoszącą 75 %, kwoty przeciętnego wynagrodzenia;~~ 13) przeprowadzenie egzaminu przez komisje kwalifikacyjne powołane przez Prezesa URE, wynoszącą 10 % kwoty minimalnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego na podstawie przepisów ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych; 4) ~~wydawanie świadectw kwalifikacyjnych przez Prezesa URE, wynoszącą 4 % kwoty przeciętnego wynagrodzenia;~~ 25) wydawanie wtórnik świadectwa kwalifikacyjnego, wynoszącą 50 złotych za każdy wydany wtórnik; 6) ~~odnowienie lub aktualizację wpisu w rejestrze, o którym mowa w art. 54j ust.1 pkt 3, wynoszącą 3 % kwoty przeciętnego wynagrodzenia”~~ <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy nie wprowadzanie kolejnych opłat i przez to podnoszenie kosztów funkcjonowania Komisji oraz wydawania świadectw, tym bardziej że w żadnym stopniu nie podniesie to poziomu egzaminów ani wiedzy osób przystępujących do egzaminów. Ponadto zgodnie z wcześniejszą uwagą proponujemy, aby świadectwa nadal wydawały komisje a nie Prezes URE, stąd pobieranie opłat z tego tytułu byłoby niezasadne.	
551.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54o ustawy	Forum Związków Zawodowych	Art. 54o ust. 4 Prawdopodobnie w tym zapisie jest błąd – powinno być 54n ust.1	

552.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54a – 54o ustawy	GS	4.1. Z treści projektowanego art. 54f ust. 1 pkt 3 wynika, iż organ, który wydał świadectwo kwalifikacyjne, może je zawiesić na wniosek pracodawcy, inspektora pracy lub organu o którym mowa w art. 54b ust. 2 pkt 2 i 3, w przypadku gdy osoba zajmująca się eksploatacją sieci, urządzeń lub instalacji, w czasie ważności świadectwa kwalifikacyjnego, przez okres 6 miesięcy nie zajmowała się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci na które świadectwo to otrzymała. Zgodnie natomiast z projektowanym art. 54f ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne osoba, której unieważniono świadectwo kwalifikacyjne może ponownie ubiegać się o jego wydanie po upływie 6 miesięcy od dnia unieważnienia świadectwa. W przypadku, gdy nastąpiło unieważnienie świadectwa kwalifikacyjnego wskutek zdarzeń niezależnych od pracownika (np. niezdolności do pracy), w świetle projektowanego przepisu art. 54f ust. 4 pracownik ten mógłby ponownie ubiegać się o wydanie świadectwa kwalifikacyjnego dopiero po upływie 6 miesięcy od dnia unieważnienia świadectwa. Jest to rozwiązanie nieuzasadnione, bowiem w przypadku osób zajmujących się w przedsiębiorstwie energetycznym eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, uniemożliwiałoby tym osobom przystąpienie do realizacji zadań i wykonywania obowiązków służbowych po ustaniu przyczyn uzasadniających ich nieobecność (np. choroba). Należy przyjąć, iż w 5-letnim terminie ważności świadectw kwalifikacyjnych, wymóg ich aktualizacji uzasadniony jest przede wszystkim ewentualnymi zmianami przepisów prawa, jak również postępem technicznym i technologicznym urządzeń, instalacji lub sieci. 4.2. W projektowanym art. 54j ust. 7 nadać brzmienie: „7. Wpis w rejestrze świadectw kwalifikacyjnych, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, następuje na wniosek komisji kwalifikacyjnej i jest ważny przez okres 5 lat od dnia dokonania wpisu.” Projektowany przepis budzi uzasadnione wątpliwości. Z jednej strony jest w nim mowa o 5-letnim okresie ważności wpisu do rejestru, z drugiej strony o bliżej nieokreślonym procesie aktualizacji i odnowienia takiego wpisu, który miałby nastąpić na wniosek osoby posiadającej ważne świadectwo kwalifikacyjne. Jeżeli osoba posiada ważne świadectwo kwalifikacyjne, a więc jest uprawniona do wykonywania czynności związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, to może nie mieć żadnego interesu w tym, aby inicjować postępowanie w sprawie ujawnienia takiego świadectwa w rejestrze prowadzonym przez Prezesa URE. Projekt zmiany Prawa energetycznego nie przewiduje (i nie powinien przewidywać) kar pieniężnych oraz innych sankcji w przypadku nie złożenia wniosku, o którym mowa w projektowanym art. 54j ust. 7 tej ustawy. Wpis do rejestru nie ma bowiem charakteru konstytutywnego, a zatem wydaje się, iż taki obowiązek, zbliżony do czynności materialno–	

			technicznej, powinien spoczywać na komisji kwalifikacyjnej, która posiada wszelkie dane oraz dokumenty z postępowania w sprawie uzyskania świadectwa kwalifikacyjnego. Można przyjąć, iż dokonywana w ten sposób aktualizacja rejestru świadectw kwalifikacyjnych będzie bardziej odpowiadała ich rzeczywistemu stanowi faktycznemu w przypadku zgłoszeń (wniosków) dokonywanych przez właściwe komisje kwalifikacyjne, aniżeli przez osoby, które uzyskały takie świadectwa. Brak takich wniosków ze strony osób posiadających uprawnienia może bowiem spowodować niekompletność i niezgodność wydanych świadectw kwalifikacyjnych ze stanem faktycznym rejestru. 4.3. W projektowanym art. 54m wyrazy „Szefowie Agencji” należy zastąpić wyrazami „Szefów Agencji”. Uwaga redakcyjna.	
553.	Art. 1 pkt 37 projektu w zakresie art. 54a – 54o ustawy	KIGeiT	Proponujemy usunąć cały zapis. Nie widzimy potrzeby zmian w dobrze funkcjonującym systemie kwalifikacji zawodowych. Upolitycznienie procesu nadawania kwalifikacji zawodowych z pewnością nie przysłuży się budowie kompetencji technicznych i jakości kluczowych kadr w tak ważnym i trudnym technicznie sektorze jak elektroenergetyka. Urząd Regulacji Energetyki z założenia od kiedy powstał miał być instytucją dbającą o rozwój wolnego rynku energii i ochrony konkurencji w warunkach naturalnych monopolii, a nie instytucją certyfikacji i kwalifikacji zawodowych.	
554.	Art. 56 ustawy	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> do ust. 1 dodać pkt 51 (nowy przepis) „51) nie wykonuje lub nienależyć wykonuje obowiązek, o którym mowa w art. 9c ust. 3c;” Art. 56 ust. 2g otrzymuje brzmienie: „2g. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach, o których mowa w ust. 1 pkt 39–43 oraz 51, wynosi od 10 000 zł do 1 000 000 zł.”. <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana ma na celu wprowadzenie sankcji za brak realizacji obowiązku współpracy OSD z OSP, w tym do przekazywania wszelkich informacji niezbędnych do realizacji obowiązku przyłączenia OSD do sieci przesyłowej.	
555.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 1k ustawy	IGG – PSG Sp. z o.o.	<i>Proponowana zmiana:</i> Skreślenie zapisu <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany przez ustawodawcę zapis „w terminie umożliwiającym ... dokonanie rozliczeń...” jest nieprecyzyjny i pozostawia pole do nadużyć. Konieczność wskazania tego terminu w instrukcji	

			podlegającej co do zasady zatwierdzeniu przez prezesa URE daje gwarancję jednolitości terminu w stosunku do wszystkich użytkowników danej sieci oraz realność wskazanych terminów.	
556.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 1k ustawy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> Skreślenie zapisu	
557.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu – dodaje się tiret w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 3a ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana treść:</i> „nie stosuje się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, wprowadzonych na podstawie art. 11, art. 11c ust. 2 pkt 2 lub art. 11d ust. 3;” <i>Uzasadnienie:</i> W toku postępowań administracyjnych dotyczących stosowania się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w 2015 r. niektóre podmioty przedstawiały wątpliwość czy niestosowanie się do ograniczeń w czasie ich obowiązywania na podstawie art. 11c ust. 2 pkt 2, podlega karze administracyjnej. W ocenie OSP brak karalności niezastosowania się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej wprowadzonych w trybie art. 11c ust. 2 pkt 2 podważa skuteczność ograniczeń i celowość ich wprowadzania. Zmiana ma zatem charakter porządkowy, jednoznacznie przesądzający, że niestosowanie się do ograniczeń wprowadzonych w trybie doraźnym przez OSP również podlega sankcjom.	
558.	Art. 1 pkt 38 lit. a projektu – dodaje się tiret w zakresie art. 56 ust. 1 pkt 27 ustawy	PSE S.A.	<i>Proponowana treść:</i> „nie przestrzega obowiązków, o których mowa w art. 9j ust. 1, 4 lub 5 lub nie stosuje się do poleceń o których mowa w art. 9c ust. 7a;” <i>Uzasadnienie:</i> Wprowadzana zmiana ma charakter porządkowy. Polecenia o charakterze interwencyjnym określone w dodawanym ust. 7a są równoważne poleceniom ruchowym wydawanym na mocy art. 9j. Dla zachowania spójności regulacji powinny zatem również podlegać sankcjom, analogicznie jak zostało to określone w pkt 3a.	
559.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57h, 57i, 57j ustawy	IGG – EWE Energia	<i>Proponowana zmiana:</i> Należy skreślić zapis dotyczący kary ograniczenia oraz pozbawienia wolności. <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana sankcja jest nieproporcjonalna do charakteru naruszenia	

560.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57h, 57i, 57j ustawy	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> Wykreślenie przepisów. <i>Uzasadnienie:</i> Rekomendujemy wykreślenie przepisów karnych z uwagi na to, że sankcje za naruszenie ochrony danych osobowych wynikają bezpośrednio z ustawy z dnia 10 maja 2018 roku o ochronie danych osobowych.	
561.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57h, 57i, 57j ustawy	Towarzystwo Obrotu Energią	<i>Proponowana zmiana:</i> Art. 57h. Kto nie będąc do tego uprawnionym przetwarza dane pomiarowe, niebędące danymi osobowymi, albo przetwarza takie dane w zakresie wykraczającym poza udzielone upoważnienie, albo przetwarza dane pomiarowe w sposób sprzeczny z ustawą, <u>podlega grzywnie</u>. Art. 57i. Kto będąc do tego zobowiązanym na podstawie przepisów ustawy narusza choćby nieumyślnie obowiązek zabezpieczenia danych pomiarowych przed ich uszkodzeniem lub zniszczeniem, <u>podlega grzywnie do 1000 stawek dziennych</u>. Art. 57j. Kto będąc do tego zobowiązanym na podstawie przepisów ustawy nie dopełnia obowiązku poinformowania osoby, której dane dotyczą, o jej prawach na zasadach określonych w art. 11 ze ust. 4, <u>podlega grzywnie do 1000 stawek dziennych</u>. <i>Uzasadnienie:</i> Sankcje proponowane w artykułach 57h, 57i, 57j są zbyt rygorystyczne, mając na uwadze to czego dotyczą: przetwarzanie danych pomiarowych nie będących danymi osobowymi, zabezpieczenia danych pomiarowych przed ich uszkodzeniem lub zniszczeniem, czy obowiązkiem poinformowania osoby której dane dotyczą o jej prawach. Uważamy, że kara grzywny jest wystarczającym środkiem zaradczym, stąd proponowane zapisy.	
562.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57h ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 57h. Kto nie będąc do tego uprawnionym przetwarza dane pomiarowe, niebędące danymi osobowymi, albo przetwarza takie dane w zakresie wykraczającym poza udzielone upoważnienie, albo przetwarza dane pomiarowe w sposób sprzeczny z ustawą, <u>podlega grzywnie</u>”. <i>Uzasadnienie:</i> Sankcje proponowane w niniejszym Artykule są zbyt poważne mając na uwadze to czego dotyczą: przetwarzanie danych pomiarowych nie będących danymi osobowymi. Uważamy, że kara grzywny jest wystarczającym środkiem zaradczym, stąd proponowany zapis.	

563.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57h ustawy	KIGEiT	Proponujemy usunąć ten punkt. Już obecnie działa na rynku wiele firm bilingowych działających na przykład na rzecz spółdzielni i wspólnot a także same spółdzielnie i wspólnoty zbierają i przetwarzają dane pomiarowe z liczników wody i ciepła. Budowa systemów opartych o sztuczną inteligencję wymaga ułatwiania i udostępniania danych cyfrowych do celów realizacji nowych usług, a nie utrudniania ich wykorzystania. Zapis jest sprzeczny w politykę Państwa mającą na celu rozwój usług Smart City wykorzystujących powszechnie sztuczną inteligencję. Obecne przepisy o ochronie własności danych są dostatecznie restrykcyjne. Właściwym sposobem ochrony przed zagrożeniami ze strony cyberprzestępczości jest zachowanie właściwych standardów technicznych w zakresie bezpieczeństwa cyfrowego danych i urządzeń, co powinno być regulowane jak wyżej.	
564.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57h ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 57h. Kto nie będąc do tego uprawnionym przetwarza dane pomiarowe, niebędące danymi osobowymi, albo przetwarza takie dane w zakresie wykraczającym poza udzielone upoważnienie, albo przetwarza dane pomiarowe w sposób sprzeczny z ustawą, podlega grzywnie ~~karze ograniczenia wolności albo pozbawienia wolności do lat 2~~”. <i>Uzasadnienie:</i> Sankcje proponowane w niniejszym Artykule są zbyt poważne mając na uwadze to czego dotyczą, czyli przetwarzanie danych pomiarowych nie będących danymi osobowymi. Uważamy, że kara grzywny jest wystarczającym środkiem zaradczym, stąd proponujemy zmianę zapisu.	
565.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57i ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 57i. Kto będąc do tego zobowiązanym na podstawie przepisów ustawy narusza choćby nieumyślnie obowiązek zabezpieczenia danych pomiarowych przed ich uszkodzeniem lub zniszczeniem, <u>podlega grzywnie do 1000 stawek dziennych</u>”. <i>Uzasadnienie:</i> Sankcje proponowane w niniejszym Artykule są zbyt poważne mając na uwadze to czego dotyczą: danych pomiarowych. Uważamy, że kara grzywny jest wystarczającym środkiem zaradczym, stąd proponowany zapis.	
566.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57i ustawy	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 57i. Kto będąc do tego zobowiązanym na podstawie przepisów ustawy narusza choćby nieumyślnie obowiązek zabezpieczenia danych pomiarowych przed ich uszkodzeniem lub zniszczeniem, podlega grzywnie do 1000 stawek dziennych ~~karze ograniczenia wolności albo pozbawienia wolności do roku~~” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Sankcje proponowane w niniejszym Artykule są zbyt poważne mając na uwadze to czego dotyczą, czyli niezabezpieczenia danych pomiarowych, w tym nawet nieumyślnego. Uważamy, że kara grzywny jest wystarczającym środkiem zaradczym, stąd proponujemy zmianę zapisu	
567.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57j ustawy	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Kto będąc do tego zobowiązanym na podstawie przepisów ustawy nie dopełnia obowiązku poinformowania osoby, której dane dotyczą, o jej prawach na zasadach określonych w art. 11 ze ust. 4, podlega grzywnie do 1000 stawek dziennych, ~~karze ograniczenia wolności albo pozbawienia wolności do roku~~”. <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana sankcja jest w naszej opinii nieadekwatna do wagi niezrealizowanego obowiązku.	
568.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57j ustawy	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 57j. Kto będąc do tego zobowiązanym na podstawie przepisów ustawy nie dopełnia obowiązku poinformowania osoby, której dane dotyczą, o jej prawach na zasadach określonych w art. 11 ze ust. 4, <u>podlega grzywnie do 1000 stawek dziennych</u>”. <i>Uzasadnienie:</i> Sankcje proponowane w niniejszym Artykule są zbyt poważne mając na uwadze to czego dotyczą. Uważamy, że kara grzywny jest wystarczającym środkiem zaradczym, stąd proponowany zapis.	
569.	Art. 1 pkt 39 projektu w zakresie art. 57j ustawy	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 57j. Kto będąc do tego zobowiązanym na podstawie przepisów ustawy nie dopełnia obowiązku poinformowania osoby, której dane dotyczą, o jej prawach na zasadach określonych w art. 11 ze ust. 4, podlega grzywnie do 1000 stawek dziennych, ~~karze ograniczenia wolności albo pozbawienia wolności do roku~~.” <i>Uzasadnienie:</i> Jak powyżej uważamy, że zaproponowana sankcja jest nieadekwatna do wagi niezrealizowanego obowiązku.	
Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii				
570.	Art. 3 pkt 1 lit. d projektu w zakresie art. 2 pkt 17 ustawy o odnawialnych źródłach energii	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> „17) magazyn energii – magazyn <u>energii elektrycznej</u>, o którym mowa w art. 2 pkt 10k ustawy – Prawo energetyczne” <i>Uzasadnienie:</i> Uwaga redakcyjna, proponujemy doprecyzowanie przepisu.	

571.	Art. 3 pkt 1 lit. d projektu w zakresie art. 2 pkt 17 ustawy o odnawialnych źródłach energii	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „17) magazyn energii – magazyn, o którym mowa w art.-2 3 pkt 10k ustawy - Prawo energetyczne;” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy zmianę odesłań zawartych w Projekcie	
572.	Art. 3 pkt 1 lit. d projektu w zakresie art. 2 pkt 17 ustawy o odnawialnych źródłach energii	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „magazyn energii – magazyn, o którym mowa w art. 3 pkt 10k ustawy – Prawo energetyczne” <i>Uzasadnienie:</i> Poprawienie odesłania.	
573.	Art. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	FOEEiG	- Definicja hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii powinna obejmować także zespół co najmniej jednej instalacji odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej. - Ponadto, w zakresie w jakim ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii odnosi się do mocy zainstalowanej danej instalacji odnawialnego źródła energii (tj. w szczególności na etapie deklarowania mocy instalacji OZE w procedurze prekwalifikacji, na etapie składania oferty oraz na etapie weryfikacji stopnia wykorzystania mocy), w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii obejmującej magazyn energii elektrycznej odniesienie to powinno zostać zastąpione odniesieniem <u>do mocy technicznej układu hybrydowego w punkcie wyjścia do sieci elektroenergetycznej, nie mniejszej niż suma mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych wchodzących w skład instalacji hybrydowej.</u> Proponowana zmiana definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozwoli w pełni wykorzystać potencjał produkcyjny instalacji OZE oraz stabilizację pracy takich źródeł, zapewniając szersze możliwości ustandaryzowania norm jakościowych dostarczania energii z odnawialnych źródeł oraz unikania zakłóceń pracy sieci spowodowanej niestabilną generacją. Proponowany układ hybrydowy będzie też efektywny z punktu widzenia stosowania środków zarządzania popytem (DSR, DSM). Niezależnie od oczywistych argumentów technologicznych przemawiających za potrzebą uznania za instalację hybrydową układu obejmującego źródło rozproszone z magazynem energii, niezwykle ważny jest także argument finansowy. Szerokie wykorzystanie środków przewidzianych w ramach koszyka technologicznego dla instalacji hybrydowych przez instalacje obejmujące jednostkę wytwórczą oraz magazyn pozwoli w krótkim czasie na wzrost zdolności magazynowania energii w systemie elektroenergetycznym, a w konsekwencji - w wyniku efektu skali - obniżenie kosztów inwestycyjnych i likwidację wsparcia dla tych instalacji w rozsądnej perspektywie czasowej.	

			Proponowane rozwiązanie wpisuje się również w politykę klimatyczną UE zaproponowaną m.in. w ramach pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. „Pakietu Zimowego”) i daje gwarancję stabilności i wzrostu efektywności pracy nowobudowanych źródeł OZE.	
574.	Art. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	- Definicja hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii powinna obejmować także zespół co najmniej jednej instalacji odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej. - Ponadto, w zakresie w jakim ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii odnosi się do mocy zainstalowanej danej instalacji odnawialnego źródła energii (tj. w szczególności na etapie deklarowania mocy instalacji OZE w procedurze prekwalifikacji, na etapie składania oferty oraz na etapie weryfikacji stopnia wykorzystania mocy), w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii obejmującej magazyn energii elektrycznej odniesienie to powinno zostać zastąpione odniesieniem do <u>mocy technicznej układu hybrydowego w punkcie wyjścia do sieci elektroenergetycznej, nie mniejszej niż suma mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych wchodzących w skład instalacji hybrydowej.</u> Proponowana zmiana definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozwoli w pełni wykorzystać potencjał produkcyjny instalacji OZE oraz stabilizację pracy takich źródeł, zapewniając szersze możliwości ustandaryzowania norm jakościowych dostarczania energii z odnawialnych źródeł oraz unikania zakłóceń pracy sieci spowodowanej niestabilną generacją. Proponowany układ hybrydowy będzie też efektywny z punktu widzenia stosowania środków zarządzania popytem (DSR, DSM). Niezależnie od oczywistych argumentów technologicznych przemawiających za potrzebą uznania za instalację hybrydową układu obejmującego źródło rozproszone z magazynem energii, niezwykle ważny jest także argument finansowy. Szerokie wykorzystanie środków przewidzianych w ramach koszyka technologicznego dla instalacji hybrydowych przez instalacje obejmujące jednostkę wytwórczą oraz magazyn pozwoli w krótkim czasie na wzrost zdolności magazynowania energii w systemie elektroenergetycznym, a w konsekwencji - w wyniku efektu skali - obniżenie kosztów inwestycyjnych i likwidację wsparcia dla tych instalacji w rozsądnej perspektywie czasowej. Proponowane rozwiązanie wpisuje się również w politykę klimatyczną UE zaproponowaną m.in. w ramach pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. „Pakietu Zimowego”) i daje gwarancję stabilności i wzrostu efektywności pracy nowobudowanych źródeł OZE.	
575.	Art. 3 pkt 2 projektu w zakresie art. 4 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci przez prosumenta, na podstawie wskazań urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego dla danej mikroinstalacji, po uzyskaniu danych pomiarowych od operatora informacji pomiarowych w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne, przekazanych uprzednio do	

			centralnego systemu informacji pomiarowych przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w taki sposób, aby ilość wprowadzonej i pobranej przez prosumenta energii była rozliczona po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii z wszystkich faz dla trójfazowych mikroinstalacji według metody algebraicznej”. <i>Uzasadnienie:</i> Wnioskujemy o doprecyzowanie metody sumarycznego bilansowania ilości energii o metodę algebraiczną.	
576.	Art. 3 pkt 2 projektu w zakresie art. 4 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „3) Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci przez prosumenta, na podstawie wskazań urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego dla danej mikroinstalacji, po uzyskaniu danych pomiarowych od operatora informacji pomiarowych w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne, przekazanych uprzednio do centralnego systemu informacji pomiarowych przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego. Urządzenie pomiarowo-rozliczeniowe o którym mowa powyżej powinno realizować pomiar energii elektrycznej oraz niezależne rejestrowanie energii wprowadzonej do oraz pobranej z sieci dystrybucyjnej dla każdej z faz dla podstawowego okresu pomiarowego „T” licznika energii elektrycznej oraz zapisanie ich w osobnych rejestrach licznika dla kierunku pobór i oddanie po zakończeniu okresu pomiarowego. ~~elektroenergetycznego w taki sposób, aby ilość wprowadzonej i pobranej przez prosumenta energii była rozliczona po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii z wszystkich faz dla trójfazowych mikroinstalacji.”~~ <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowana zmiana stanowi doprecyzowanie metody pomiaru i rejestracji energii elektrycznej przez licznik, pozwalające na poprawne odwzorowanie rzeczywistych wartości przepływów mocy w punkcie przyłączenia odbiorcy (prosumenta) do sieci energetycznej. Taki model pomiaru energii jest stosowany dla rynków, gdzie na poziomie sieci nN występuje generacja rozproszona. Pozwala to na uzyskanie rzeczywistego stosunku energii elektrycznej oddanej do sieci elektroenergetycznej w stosunku do energii elektrycznej pobranej z tej sieci, umożliwia identyfikacji instalacji OZE w sieci dystrybucyjnej (np. prosument „nielegalnie” przyłączony do OSD, bez wiedzy i zgody OSD), umożliwia wykrycie błędnych podłączeń w trójfazowym statycznym liczniku energii elektrycznej, umożliwia wyznaczenie maksymalnych poborów mocy i energii w punkcie wspólnego przyłączenia prosumenta do sieci OSD, umożliwia prowadzenie analiz sieciowych związanych z rozpiętymi	

			mocy (pobór i oddanie) w sieci dystrybucyjnej w poszczególnych jej punktach oraz umożliwia na poprawne wyznaczenie różnicy bilansowej. Proponowany zapis jest zgodny z wymaganiami zapisanymi w Art.92 ust. 14. Jednocześnie należy podkreślić, że zapis „w taki sposób, aby ilość wprowadzonej i pobranej przez prosumenta energii była rozliczona po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii z wszystkich faz dla trójfazowych mikroinstalacji” jest bardzo nieprecyzyjny i wieloznaczny, co skutkuje trudnościami w jego interpretacji oraz rzeczywistą realizacją.	
577.	Art. 3 pkt 3 lit. c projektu w zakresie art. 45 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „8. Magazyn energii elektrycznej będący częścią instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii jest wyposażony w układ pomiarowo-rozliczeniowy należący do właściciela magazynu energii, rejestrujący energię elektryczną wprowadzoną do magazynu energii elektrycznej i wyprowadzoną z tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo - rozliczeniowego rejestrującego energię elektryczną pobraną z sieci i wprowadzoną do sieci przez ten magazyn energii elektrycznej”. <i>Uzasadnienie:</i> Wnioskujemy o określenie kto jest właścicielem układu pomiarowo-rozliczeniowego.	
578.	Art. 3 pkt 3 lit. c projektu w zakresie art. 45 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii	FOEEiG	Art. 3 pkt. 3 lit. c) Projektu, w zakresie wprowadzającym do art. 45 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii nowy ust. 8, nakłada obowiązek instalowania dodatkowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadku instalacji OZE lub hybrydowej instalacji OZE wyposażonej w magazyn energii elektrycznej. Tymczasem, zgodnie z art. 24 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. Prawo o miarach, konieczność instalacji układów pomiarowo-rozliczeniowych wiąże się z koniecznością ponoszenia różnych opłat związanych z legalizacją takich urządzeń, w tym: za wydanie dowodu legalizacji albo za wykonane czynności sprawdzenia. Koszty zakupu, instalacji i legalizacji dodatkowych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych wymaganych w świetle Projektu mogą stanowić dodatkową barierę finansową dla rozwoju technologii magazynowania energii i wykorzystania tych magazynów na potrzeby stabilizacji wytwarzania energii w odnawialnych źródłach. Mając na uwadze powyższe, a jednocześnie w pełni rozumiejąc zasadność odrębnego opomiarowania energii wprowadzanej i wyprowadzanej z magazynów energii elektrycznej, postulujemy, aby dodatkowe koszty związane z wprowadzeniem regulacji przewidzianych w art. 45 ust. 8 ustawy o	

			odnawialnych źródeł energii były przynajmniej częściowo mitygowane poprzez wprowadzenie preferencyjnych stawek opłat związanych z legalizacją urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych na potrzeby funkcjonowania magazynów energii.	
579.	Art. 3 pkt 3 lit. c projektu w zakresie art. 45 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Art. 3 pkt. 3 lit. c) Projektu, w zakresie wprowadzającym do art. 45 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii nowy ust. 8, nakłada obowiązek instalowania dodatkowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadku instalacji OZE lub hybrydowej instalacji OZE wyposażonej w magazyn energii elektrycznej. Tymczasem, zgodnie z art. 24 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. Prawo o miarach, konieczność instalacji układów pomiarowo-rozliczeniowych wiąże się z koniecznością ponoszenia różnych opłat związanych z legalizacją takich urządzeń, w tym: za wydanie dowodu legalizacji albo za wykonane czynności sprawdzenia. Koszty zakupu, instalacji i legalizacji dodatkowych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych wymaganych w świetle Projektu mogą stanowić dodatkową barierę finansową dla rozwoju technologii magazynowania energii i wykorzystania tych magazynów na potrzeby stabilizacji wytwarzania energii w odnawialnych źródłach. Mając na uwadze powyższe, a jednocześnie w pełni rozumiejąc zasadność odrębnego opomiarowania energii wprowadzanej i wyprowadzanej z magazynów energii elektrycznej, postulujemy, aby dodatkowe koszty związane z wprowadzeniem regulacji przewidzianych w art. 45 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii były przynajmniej częściowo mitygowane poprzez wprowadzenie preferencyjnych stawek opłat związanych z legalizacją urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych na potrzeby funkcjonowania magazynów energii.	
580.	Art. 3 pkt 3 lit. c projektu w zakresie art. 45 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	Wprowadzenie preferencji w zakresie opłat związanych z legalizacją układów pomiarowych instalowanych na potrzeby funkcjonowania magazynów energii Art. 3 pkt. 3 lit. c) Projektu, w zakresie wprowadzającym do art. 45 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii nowy ust. 8, nakłada obowiązek instalowania dodatkowego układu pomiarowo-rozliczeniowego w przypadku instalacji OZE lub hybrydowej instalacji OZE wyposażonej w magazyn energii elektrycznej. Tymczasem, zgodnie z art. 24 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. Prawo o miarach, konieczność instalacji układów pomiarowo-rozliczeniowych wiąże się z koniecznością ponoszenia różnych opłat związanych z legalizacją takich urządzeń, w tym: za wydanie dowodu legalizacji albo za wykonane czynności sprawdzenia. Tym samym, koszty zakupu, instalacji i legalizacji dodatkowych urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych wymaganych w świetle Projektu mogą stanowić dodatkową barierę finansową dla	

		rozwoju technologii magazynowania energii i wykorzystania tych magazynów na potrzeby stabilizacji wytwarzania energii w odnawialnych źródłach. Mając na uwadze powyższe, a jednocześnie w pełni rozumiejąc zasadność odrębnego opomiarowania energii wprowadzanej i wyprowadzanej z magazynów energii elektrycznej, postulujemy, aby dodatkowe koszty związane z wprowadzeniem regulacji przewidzianych w art. 45 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii były przynajmniej częściowo mitygowane poprzez wprowadzenie preferencyjnych stawek opłat związanych z legalizacją urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych wykorzystywanych na potrzeby funkcjonowania magazynów energii. Zmiana definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii i zasad jej udziału w aukcji energii z odnawialnych źródeł energii • W ocenie PIME definicja hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii powinna obejmować także zespół co najmniej jednej instalacji odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej. • Ponadto, w zakresie w jakim ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii odnosi się do mocy zainstalowanej danej instalacji odnawialnego źródła energii (tj. w szczególności na etapie deklarowania mocy instalacji OZE w procedurze prekwalfikacji, na etapie składania oferty oraz na etapie weryfikacji stopnia wykorzystania mocy), w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii obejmującej magazyn energii elektrycznej odniesienie to powinno zostać zastąpione odniesieniem do mocy technicznej układu hybrydowego w punkcie wyjścia do sieci elektroenergetycznej, nie mniejszej niż suma mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych wchodzących w skład instalacji hybrydowej. <i>Uzasadnienie</i> Proponowana zmiana definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozwoli w pełni wykorzystać potencjał produkcyjny instalacji OZE oraz stabilizację pracy takich źródeł, zapewniając szersze możliwości ustandaryzowania norm jakościowych dostarczania energii z odnawialnych źródeł oraz unikania zakłóceń pracy sieci spowodowanej niestabilną generacją. Proponowany układ hybrydowy będzie też efektywny z punktu widzenia stosowania środków zarządzania popytem (DSR, DSM). Niezależnie od oczywistych argumentów technologicznych przemawiających za potrzebą uznania za instalację hybrydową układu obejmującego źródło rozproszone z magazynem energii, niezwykle ważny jest także argument finansowy. Szerokie wykorzystanie środków przewidzianych w ramach koszyka technologicznego dla instalacji hybrydowych przez instalacje obejmujące jednostkę wytwórczą oraz magazyn pozwoli w krótkim czasie na wzrost zdolności magazynowania energii w

			systemie elektroenergetycznym, a w konsekwencji - w wyniku efektu skali - obniżenie kosztów inwestycyjnych i likwidację wsparcia dla tych instalacji w rozsądnej perspektywie czasowej. Proponowane rozwiązanie wpisuje się również w politykę klimatyczną UE zaproponowaną m.in. w ramach pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. „Pakietu Zimowego”) i daje gwarancję stabilności i wzrostu efektywności pracy nowobudowanych źródeł OZE. Za zasadnością odnoszenia się do pojęcia „mocy technicznej układu hybrydowego w punkcie wyjścia do sieci elektroenergetycznej” przemawiają następujące względy technologiczne i ekonomiczne:	
Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej – propozycja wprowadzenia				
581.	Propozycja dodania art. 3a do projektu	FOEEiG	W projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw dodaje się art. 3a w brzmieniu: „Art. 3a. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. 2016 r. poz. 831) wprowadza się następujące zmiany: 1) W art. 10 w ust. 2 dodaje się pkt 1a w brzmieniu: „1a) odbiorca przemysłowy, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji tego obowiązku został umieszczony w wykazie opublikowanym przez Prezesa URE, o którym mowa w art. 9a ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;” 2) W art. 14 w ust. 1 część wspólna otrzymuje brzmienie: „1. Podmioty zobowiązane są obowiązywać uzyskać w każdym roku oszczędność energii pierwotnej w wysokości odpowiadającej 1,5% energii finalnej;” 3) W art. 55 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „Do dnia 30 czerwca 2022 r. świadectwa efektywności energetycznej, wydane na podstawie ustawy uchylanej w art. 59, uwzględnia się w realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1.” 4) W art. 57 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „Przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej zakończone przed dniem wejścia w życie ustawy, ale nie wcześniej niż przed dniem 1 stycznia 2014 r., dla których nie wydano świadectw efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy uchylanej w art. 59 oraz świadectw efektywności energetycznej, o których mowa w ust. 2, do dnia 30 czerwca 2022 r. zalicza się na poczet realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1.” W związku z zasadniczym spadkiem wielkości obrotu oraz obserwowanym dużym wahaniami cen świadectw efektywności energetycznej na rynku, spowodowanym nałożeniem się kilku nieprzewidzianych na etapie konstruowania nowej regulacji przyczyn, wnioskujemy, aby zmienić przyjęte rozwiązania w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej poprzez: a) przedłużenie okresu ważności świadectw efektywności energetycznej wydanych na mocy ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94 poz. 551, dalej jako „Ustawa o efektywności z 2011 r.”) lub na mocy ustawy z 20 maja 2016 r. o efektywności	

			energetycznej (Dz.U. 2016 r. poz. 831, dalej jako „Ustawa o efektywności z 2016 r.”) poprzez zmianę art. 55 ust. 1 oraz art. 57 ust 1. Ustawy o efektywności z 2016 r. polegającą na wydłużeniu okresu możliwości wykorzystania tych świadectw efektywności energetycznej celem realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 Ustawy o efektywności z 2016 r. co najmniej do zrealizowania obowiązku za rok 2020; b) dodanie możliwości umarzania świadectw efektywności energetycznej w ramach samodzielnej realizacji obowiązku opisanego w art. 10 ust. 1 Ustawy o efektywności z 2016 r. przez przedsiębiorstwa energochłonne będące odbiorcami przemysłowymi w rozumieniu Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059, z późn. zm.), co znacząco zwiększyłoby liczbę podmiotów stanowiących stronę popytową rynku; c) zmianę sposobu rozliczania obowiązku przez podmioty zobowiązane tak, aby obowiązek wyliczany dla energii finalnej zgodnie z art. 14 ust. 1 Ustawy o efektywności z 2016 r., określano w energii pierwotnej, tj. aby podmioty zobowiązane uzyskały w każdym roku oszczędność energii pierwotnej odpowiadającej 1,5% wartości energii finalnej, co przywraca w zakresie sposobu realizacji obowiązku przepisy Ustawy o efektywności z 2011 r. W związku z wygaśnięciem w dniu 30 czerwca 2019 r. ważności świadectw efektywności energetycznej wydanych na podstawie Ustawy o efektywności z 2011 r. wiele przedsiębiorstw może nie mieć możliwości sprzedaży pozyskanych za inwestycje świadectw efektywności energetycznej lub będzie zmuszona do zbycia ich po bardzo niskich cenach. Natomiast już od II połowy 2019 r. obecna regulacja i bieżąca praktyka rynku spowodują znaczący wzrost ceny świadectw efektywności energetycznej i, w konsekwencji, wzrost obciążenia, jakie system efektywności energetycznej narzuca na odbiorców energii. Spowoduje to jeszcze większe obniżenie rangi obszaru efektywności energetycznej wśród osób zarządzających inwestycjami. Proponowanym działaniem, które mogłoby ograniczyć wahania cen świadectw efektywności energetycznej (ich spadek i niską wartość do połowy 2019 r. oraz wzrost od końca 2019 r.) jest potraktowanie wszystkich wydanych świadectw efektywności, niezależnie od daty i podstawy ich wydania, jako tego samego „instrumentu”/„papieru wartościowego” notowanego na rynku giełdowym TGE S.A. pod jedną i tą samą nazwą (ang. „<i>ticker</i>”) lub wydłużenie ważności certyfikatów wydanych na podstawie Ustawy o efektywności z 2011 r. co najmniej umożliwiając rozliczenie nimi obowiązku umorzenia świadectw za rok 2020. Obecnie obowiązująca Ustawa o efektywności z 2016 r. miała na celu zwiększenie zainteresowania podnoszeniem efektywności energetycznej przedsiębiorstw poprzez likwidację długotrwałych	

procedur związanych z przetargiem na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej organizowanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Tymczasem praktyka, z jaką spotykają się składający wnioski do Prezesa URE o wydanie świadectw efektywności energetycznej, jest taka, iż od momentu złożenia wniosku do otrzymania świadectwa mija często kilka miesięcy, czasami blisko rok. Jest to wbrew przepisowi art. 22 ust. 1 Ustawy o efektywności z 2016 r., który stanowi, iż Prezes URE rozpatruje wniosek o wydanie świadectwa efektywności energetycznej w terminie 45 dni oraz wbrew przepisowi art. 21 ust. 3 Ustawy o efektywności z 2011 r., zgodnie z którym Prezes URE miał 60 dni od dnia otrzymania wniosku o wydanie „przetargowego” świadectwa efektywności energetycznej na jego wydanie i zapisanie na koncie wnioskodawcy w rejestrze świadectw pochodzenia prowadzonym przez TGE S.A..

Działanie to umożliwi zahamowanie negatywnego zjawiska utraty płynności rynku, poprzez odpowiednie i mądre zarządzanie możliwościami jakie dają już wydane świadectwa, które na dzisiaj w ilości około 800 tys. toe odpowiadają wartości około 1,2 mld zł wyliczonej przy cenie opłaty zastępczej wynoszącej 1.575 zł/toe. Wartości te z kolei odpowiadają co najmniej 3 mld zł inwestycji, jakie przeprowadzili przedsiębiorcy starający się o uzyskanie świadectw efektywności energetycznej w ramach przetargu. Pozostawienie sytuacji w niezmienionej formule oraz brak reakcji Ministerstwa spowoduje całkowite zniechęcenie przedsiębiorstw do angażowania się w działania mające na celu zwiększanie efektywności energetycznej, które już dzisiaj wymagają odważnego inwestowania w nowe technologie. Uważamy, że bez dobrze działającego, wydajnego i efektywnego systemu wsparcia procesy te będą przebiegały w sposób mocno utrudniony. Wprowadzi to dodatkowo możliwość istotnego pogorszenia konkurencyjności naszej gospodarki względem gospodarek innych krajów, w których przedsiębiorstwa uzyskują podobne wsparcie za działania związane z realizacją inwestycji służących podnoszeniu efektywności energetycznej.

Warto również podkreślić, iż uprawnienie sprzedawców energii do rozliczenia obowiązku w okresie trzyletnim (art. 16 Ustawy o efektywności z 2016 r.) nie ma odpowiednika w analogicznej długości uprawnieniu po stronie przedsiębiorstw chcących sprzedać świadectwa efektywności energetycznej. Wydłużenie okresu ważności świadectw zrównoważyłoby zatem stronę podażową i popytową rynku pod kątem uprawnień i szans wynikających ze znowelizowanych przepisów. W ocenie członków Izby niezbędne jest wypracowanie takich mechanizmów, które znacząco ograniczyłyby nierównowagę pomiędzy stronami podażową (podmioty realizujące i otrzymujące świadectwa efektywności energetycznej, które mają określony i zarazem krótki okres „przydatności do

spożycia”), a popytowa (głównie duże podmioty zobowiązane mogące rozliczyć obowiązek nawet w trzecim roku – art. 16 Ustawy o efektywności z 2016 r.). Skutkiem tej nierównowagi jest nie tylko bardzo duże wahanie ceny „białych certyfikatów”, ale i również dodatkowa korzyść, jaką mogą zrealizować podmioty zobowiązane, które zgłosiły chęć rozliczenia obowiązku w trzecim (lub drugim) roku, a mianowicie możliwość kupna „białych certyfikatów” po niższej cenie w trakcie trwania wydłużonego okresu, celem uniknięcia skumulowanych dużych zakupów pod koniec tego okresu, na tyle istotnych, iż potencjalnie mogłyby one spowodować wzrost ceny białych certyfikatów (na co pewnie błędnie liczy strona podażowa).

Sposobem na poprawienie płynności rynku jest również umożliwienie odbiorcom przemysłowym umarzania świadectw efektywności energetycznej związanych z generowanym przez nie zużyciem energii. Większa liczba podmiotów po stronie popytowej handlująca na giełdzie świadectwami ma szanse bowiem nieco wyrównać dzisiejsze okresowe zainteresowanie obrotem świadectwami efektywności energetycznej i przez to nieprzewidywalne zachowanie wartości rynkowej tych świadectw.

Dodatkowo, nie sposób nie zauważyć rosnących wymagań regulacji unijnych i światowych w zakresie podnoszenia efektywności energetycznej. Jest bardzo istotne, aby nie zaburzyć początku rozwoju rynku efektywności energetycznej w naszym kraju, gdyż wtedy polska gospodarka straci bardzo ważny instrument zachęty do realizacji inwestycji, który z dużym trudem i wysiłkiem udało się również dzięki aktywności Izby spopularyzować.

Należy również zwrócić uwagę uzgodnioną przez Komisję Europejską w czerwcu 2018 r. wersję poprawek w sprawie wniosku dotyczącego zmiany dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej. Najważniejsze z nich, to:

1. 32,5% obowiązek oszczędności energii w roku 2030, który znacznie przewyższa aktualnie osiągnięte przez polską gospodarkę wyniki i jest zagrożeniem finansowym dla przemysłu w przypadku nie dostosowania się do wymagań i nie spełnienia wymogów regulacji;
2. 1,5% oszczędności energii co roku, wliczając w zasadzie wszystkie branże, przemysł, budynki komunalne i transport – doszło do znacznego rozszerzenia katalogu podmiotów zobowiązanych,

		co spowoduje jeszcze większe zapotrzebowanie na pokrycie obowiązku w zakresie umorzenia „białych certyfikatów”; 3. zasadę addytywności dla oszczędności uzyskanych w poprzednich okresach pod warunkiem możliwości porównania oszczędności – z uwagi na zmianę systemu rozliczenia z energii pierwotnej (jak było to zapisane w Ustawie o efektywności z 2011 r.) na energię finalną obecnie oraz zdecydowanie bardziej opłacalną metodę wyliczania oszczędności dla energii pierwotnej należy mieć na uwadze, że warunkiem addytywności będzie możliwość łatwego połączenia systemów. W tej sytuacji należy już dzisiaj podjąć kroki, aby system notowany był w energii pierwotnej, co pozwoli zaliczyć ewentualne nadwyżki do oszczędności uzyskanych po wprowadzeniu nowych regulacji. Zwiększenie obowiązku sprzedawców przy jednoczesnym powrocie do rozliczania energii w wartości pierwotnej umożliwi upłynnienie rynku efektywności energetycznej oraz powoduje, że przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej szczególnie w zakresie energii elektrycznej będą miały większą szansę realizacji, a system stanie się dostępny również dla mniejszych podmiotów. Zmiana ta umożliwi również urealnienie inwestycji w podnoszenie sprawności źródeł energii, gdyż aktualna interpretacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki odnośnie obliczania redukcji zużycia energii przez źródła zakłada w zasadzie brak możliwości pozyskania świadectw poprzez podniesienie sprawności źródeł bez uzyskania oszczędności w energii finalnej. Proponowane działania są związane również z wprowadzonymi regulacjami w zakresie rynku mocy tzn. dalszą promocją zadań związanych z efektywnością energetyczną, co wydajnie zmniejsza popyt na energię elektryczną i tym samym powoduje wzrost bezpieczeństwa systemu, mniejszą emisję CO₂ i jest kreowane przez wszystkie przedsiębiorstwa (od najmniejszych przez średnie do tych dużych) dając możliwość zaangażowania całego rynku. Należy podkreślić, że zwiększanie efektywności energetycznej jest procesem długotrwałym, ale jednocześnie najtańszym dla gospodarki biorąc pod uwagę czas i wysokość nakładów na budowę nowych źródeł energii oraz ciągłe podnoszenie konkurencyjności produkcji przemysłowej. Dodatkowo w systemie wsparcia funkcjonującym w Polsce nie stanowi on obciążenia budżetowego, a nawet może przyczyniać się do istotnych wpływów budżetowych z uwagi na opodatkowanie „białych certyfikatów” oraz wydatków na przyszłe inwestycje proefektywnościowe podatkiem od towarów i usług.	

582.	Propozycja dodania art. 3a do projektu	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	W projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw dodaje się art. 3a w brzmieniu: „Art. 3a. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. 2016 r. poz. 831) wprowadza się następujące zmiany: 1) W art. 10 w ust. 2 dodaje się pkt 1a w brzmieniu: „1a) odbiorca przemysłowy, który w roku kalendarzowym poprzedzającym rok realizacji tego obowiązku został umieszczony w wykazie opublikowanym przez Prezesa URE, o którym mowa w art. 9a ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne;” 2) W art. 14 w ust. 1 część wspólna otrzymuje brzmienie: „1. Podmioty zobowiązane są obowiązywać uzyskać w każdym roku oszczędność energii pierwotnej w wysokości odpowiadającej 1,5% energii finalnej;” 3) W art. 55 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „Do dnia 30 czerwca 2022 r. świadectwa efektywności energetycznej, wydane na podstawie ustawy uchylanej w art. 59, uwzględnia się w realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1.” 4) W art. 57 ust. 1 otrzymuje brzmienie: „Przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej zakończone przed dniem wejścia w życie ustawy, ale nie wcześniej niż przed dniem 1 stycznia 2014 r., dla których nie wydano świadectw efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy uchylanej w art. 59 oraz świadectw efektywności energetycznej, o których mowa w ust. 2, do dnia 30 czerwca 2022 r. zalicza się na poczet realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1.” W związku z zasadniczym spadkiem wielkości obrotu oraz obserwowanym dużym wahaniami cen świadectw efektywności energetycznej na rynku, spowodowanym nałożeniem się kilku nieprzewidzianych na etapie konstruowania nowej regulacji przyczyn, wnioskujemy, aby zmienić przyjęte rozwiązania w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej poprzez: a) przedłużenie okresu ważności świadectw efektywności energetycznej wydanych na mocy ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94 poz. 551, dalej jako „Ustawa o efektywności z 2011 r.”) lub na mocy ustawy z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. 2016 r. poz. 831, dalej jako „Ustawa o efektywności z 2016 r.”) poprzez zmianę art. 55 ust. 1 oraz art. 57 ust 1. Ustawy o efektywności z 2016 r. polegającą na wydłużeniu okresu możliwości wykorzystania tych świadectw efektywności energetycznej celem realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 Ustawy o efektywności z 2016 r. co najmniej do zrealizowania obowiązku za rok 2020; b) dodanie możliwości umarzania świadectw efektywności energetycznej w ramach samodzielnej realizacji obowiązku opisanego w art. 10 ust. 1 Ustawy o efektywności z 2016 r. przez przedsiębiorstwa energochłonne będące odbiorcami przemysłowymi w rozumieniu Ustawy z dnia 10	

		kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059, z późn. zm.), co znacząco zwiększyłoby liczbę podmiotów stanowiących stronę popytową rynku; c) zmianę sposobu rozliczania obowiązku przez podmioty zobowiązane tak, aby obowiązek wyliczany dla energii finalnej zgodnie z art. 14 ust. 1 Ustawy o efektywności z 2016 r., określano w energii pierwotnej, tj. aby podmioty zobowiązane uzyskały w każdym roku oszczędność energii pierwotnej odpowiadającej 1,5% wartości energii finalnej, co przywraca w zakresie sposobu realizacji obowiązku przepisy Ustawy o efektywności z 2011 r. W związku z wygaśnięciem w dniu 30 czerwca 2019 r. ważności świadectw efektywności energetycznej wydanych na podstawie Ustawy o efektywności z 2011 r. wiele przedsiębiorstw może nie mieć możliwości sprzedaży pozyskanych za inwestycje świadectw efektywności energetycznej lub będzie zmuszona do zbycia ich po bardzo niskich cenach. Natomiast już od II połowy 2019 r. obecna regulacja i bieżąca praktyka rynku spowodują znaczący wzrost ceny świadectw efektywności energetycznej i, w konsekwencji, wzrost obciążenia, jakie system efektywności energetycznej narzuca na odbiorców energii. Spowoduje to jeszcze większe obniżenie rangi obszaru efektywności energetycznej wśród osób zarządzających inwestycjami. Proponowanym działaniem, które mogłoby ograniczyć wahania cen świadectw efektywności energetycznej (ich spadek i niską wartość do połowy 2019 r. oraz wzrost od końca 2019 r.) jest potraktowanie wszystkich wydanych świadectw efektywności, niezależnie od daty i podstawy ich wydania, jako tego samego „instrumentu”/„papieru wartościowego” notowanego na rynku giełdowym TGE S.A. pod jedną i tą samą nazwą (ang. „ticker”) lub wydłużenie ważności certyfikatów wydanych na podstawie Ustawy o efektywności z 2011 r. co najmniej umożliwiając rozliczenie nimi obowiązku umorzenia świadectw za rok 2020. Obecnie obowiązująca Ustawa o efektywności z 2016 r. miała na celu zwiększenie zainteresowania podnoszeniem efektywności energetycznej przedsiębiorstw poprzez likwidację długotrwałych procedur związanych z przetargiem na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej organizowanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Tymczasem praktyka, z jaką spotykają się składający wnioski do Prezesa URE o wydanie świadectw efektywności energetycznej, jest taka, iż od momentu złożenia wniosku do otrzymania świadectwa mija często kilka miesięcy, czasami blisko rok. Jest to wbrew przepisowi art. 22 ust. 1 Ustawy o efektywności z 2016 r., który stanowi, iż Prezes URE rozpatruje wniosek o wydanie świadectwa efektywności energetycznej w terminie 45 dni oraz wbrew przepisowi art. 21 ust. 3 Ustawy o efektywności z 2011 r., zgodnie z którym Prezes URE miał 60 dni od dnia otrzymania wniosku o wydanie „przetargowego” świadectwa efektywności energetycznej na jego wydanie i zapisanie na koncie wnioskodawcy w rejestrze świadectw pochodzenia prowadzonym przez TGE S.A..	

Działanie to umożliwi zahamowanie negatywnego zjawiska utraty płynności rynku, poprzez odpowiednie i mądre zarządzanie możliwościami jakie dają już wydane świadectwa, które na dzisiaj w ilości około 800 tys. toe odpowiadają wartości około 1,2 mld zł wyliczonej przy cenie opłaty zastępczej wynoszącej 1.575 zł/toe. Wartości te z kolei odpowiadają co najmniej 3 mld zł inwestycji, jakie przeprowadzili przedsiębiorcy starający się o uzyskanie świadectw efektywności energetycznej w ramach przetargu. Pozostawienie sytuacji w niezmienionej formule oraz brak reakcji Ministerstwa spowoduje całkowite zniechęcenie przedsiębiorstw do angażowania się w działania mające na celu zwiększanie efektywności energetycznej, które już dzisiaj wymagają odważnego inwestowania w nowe technologie. Uważamy, że bez dobrze działającego, wydajnego i efektywnego systemu wsparcia procesy te będą przebiegały w sposób mocno utrudniony. Wprowadzi to dodatkowo możliwość istotnego pogorszenia konkurencyjności naszej gospodarki względem gospodarek innych krajów, w których przedsiębiorstwa uzyskują podobne wsparcie za działania związane z realizacją inwestycji służących podnoszeniu efektywności energetycznej.

Warto również podkreślić, iż uprawnienie sprzedawców energii do rozliczenia obowiązku w okresie trzyletnim (art. 16 Ustawy o efektywności z 2016 r.) nie ma odpowiednika w analogicznej długości uprawnieniu po stronie przedsiębiorstw chcących sprzedać świadectwa efektywności energetycznej. Wydłużenie okresu ważności świadectw zrównoważyłoby zatem stronę podażową i popytową rynku pod kątem uprawnień i szans wynikających ze znowelizowanych przepisów. W ocenie członków Izby niezbędne jest wypracowanie takich mechanizmów, które znacząco ograniczyłyby nierównowagę pomiędzy stronami podażową (podmioty realizujące i otrzymujące świadectwa efektywności energetycznej, które mają określony i zarazem krótki okres „przydatności do spożycia”), a popytową (głównie duże podmioty zobowiązane mogące rozliczyć obowiązek nawet w trzecim roku – art. 16 Ustawy o efektywności z 2016 r.). Skutkiem tej nierównowagi jest nie tylko bardzo duże wahanie ceny „białych certyfikatów”, ale i również dodatkowa korzyść, jaką mogą zrealizować podmioty zobowiązane, które zgłosiły chęć rozliczenia obowiązku w trzecim (lub drugim) roku, a mianowicie możliwość kupna „białych certyfikatów” po niższej cenie w trakcie trwania wydłużonego okresu, celem uniknięcia skumulowanych dużych zakupów pod koniec tego okresu, na tyle istotnych, iż potencjalnie mogłyby one spowodować wzrost ceny białych certyfikatów (na co pewnie błędnie liczy strona podażowa).

Sposobem na poprawienie płynności rynku jest również umożliwienie odbiorcom przemysłowym umarzania świadectw efektywności energetycznej związanych z generowanym przez nie zużyciem energii. Większa liczba podmiotów po stronie popytowej handlująca na giełdzie świadectwami ma szanse bowiem nieco wyrównać dzisiejsze okresowe zainteresowanie obrotem świadectwami efektywności energetycznej i przez to nieprzewidywalne zachowanie wartości rynkowej tych świadectw.

			Dodatkowo, nie sposób nie zauważyć rosnących wymagań regulacji unijnych i światowych w zakresie podnoszenia efektywności energetycznej. Jest bardzo istotne, aby nie zaburzyć początku rozwoju rynku efektywności energetycznej w naszym kraju, gdyż wtedy polska gospodarka straci bardzo ważny instrument zachęty do realizacji inwestycji, który z dużym trudem i wysiłkiem udało się również dzięki aktywności Izby spopularyzować.	
583.	Art. 170 ust. 6 ustawy o odnawialnych źródłach energii	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „ust. 6. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadku, o którym mowa w art. 168 pkt 15, oblicza się według wzoru: $KO = 0,5 \times [CS \times (EOA - EWA)]$, gdzie poszczególne symbole oznaczają: KO - wysokość kary pieniężnej wyrażoną w złotych, CS - cenę skorygowaną wyrażoną w zł/MWh. stanowiącą cenę zakupu energii elektrycznej, o której mowa w art. 92 ust. 1, lub podstawę wypłaty ujemnego salda obliczonego zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, EOA - ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, jaką wytwórca zobowiązał się wytworzyć, wprowadzić do sieci i sprzedać po zamknięciu sesji aukcji, w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83 ust. 2, wyrażoną w MWh, EWA - suma ilości energii elektrycznej: - sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie rozliczeniowym określonym w art. 83 ust. 2, oraz - niewytworzonej w następstwie wykonania polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a ustawy - Prawo energetyczne, obliczonej zgodnie z zasadami określonymi w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne wyrażona w MWh.”. <i>Uzasadnienie:</i> Wytwórca energii z farmy wiatrowej lub farmy słonecznej wykonuje polecenie OSP służące zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Nie powinno to zatem pociągać ze sobą negatywnych konsekwencji dla wykonania zobowiązań na gruncie systemu wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Z tego powodu na gruncie ustawy o OZE konieczne jest potraktowanie energii, której wytwórca nie wyprodukował w wyniku polecenia tak, jakby została wytworzona. Wielkość energii będzie obliczana zgodnie z zasadami określonymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.	
Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy				
584.	Art. 4 pkt 1 projektu w zakresie art. 2 pkt	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i>	

	18 ustawy o rynku mocy		„18) magazyn energii elektrycznej – magazyn energii, o którym mowa w art. 2 3 pkt 10k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, posiadający zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu;” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy zmianę odesłań zawartych w Projekcie.	
585.	Art. 4 pkt 1 projektu w zakresie art. 2 pkt 18 ustawy o rynku mocy	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „18) magazyn energii elektrycznej – magazyn energii elektrycznej, o którym mowa w art. 2 pkt 10k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, ~~posiadający zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu;~~” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy doprecyzowanie przepisu, a ponadto skreślenie fragmentu o zdolności	
586.	Art. 4 pkt 1 projektu w zakresie art. 2 pkt 18 ustawy o rynku mocy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „magazyn energii elektrycznej – magazyn energii, o którym mowa w art. 3 pkt 10k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, posiadający zdolność do dostawy mocy elektrycznej do systemu” <i>Uzasadnienie:</i> Poprawienie odesłania.	
587.	Art. 4 pkt 2 projektu w zakresie art. 19 ust. 4 pkt 4 ustawy o rynku mocy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „4) przedkłada zobowiązanie operatora systemu przesyłowego, właściwego ze względu na lokalizację jednostki fizycznej zagranicznej, do przekazywania operatorowi: a) danych pomiarowo-rozliczeniowych - za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych w rozumieniu art. 3 pkt 66 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, a w przypadku braku takiej możliwości w sposób określony w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83, oraz” <i>Uzasadnienie:</i> Nowe brzmienie art. 19 ust.4 pkt 4 ustawy o rynku mocy powinno uwzględniać alternatywną drogę przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych do OSP dotyczących jednostek fizycznych zagranicznych tworzących jednostkę rynku mocy na potrzeby weryfikacji wykonania obowiązku mocowego oraz na potrzeby rozliczeń na wypadek kiedy bezpośrednie przekazywanie danych	

			okazałoby się niemożliwe lub dostosowanie systemów wymagałoby istotnego nakładu prac oraz związanego z tym dłuższego czasu.	
588.	Art. 4 pkt 3 projektu w zakresie art. 58 ust. 5 i 5a ustawy o rynku mocy	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „5. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje, operatorowi za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych w rozumieniu art. 3 pkt 66 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne a w przypadku braku takiej możliwości w sposób określony w regulaminie rynku mocy, o którym mowa w art. 83, dane pomiarowe dotyczące jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy na potrzeby weryfikacji wykonania obowiązku mocowego oraz na potrzeby rozliczeń. Przepis art. 9c ust. 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio. 5a. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje operatorowi dane pomiarowe dotyczące jednostek fizycznych tworzących jednostkę rynku mocy na potrzeby procesów planistycznych i prognostycznych. Przepis art. 9c ust. 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne stosuje się odpowiednio.” <i>Uzasadnienie:</i> Nowe brzmienie art. 58 ust. 5 ustawy o rynku mocy powinno uwzględniać alternatywną drogę przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych do OSP dotyczących jednostek fizycznych zagranicznych tworzących jednostkę rynku mocy na potrzeby weryfikacji wykonania obowiązku mocowego oraz na potrzeby rozliczeń na wypadek kiedy bezpośrednie przekazywanie danych okazałoby się niemożliwe (zwłaszcza w początkowej fazie) lub dostosowanie systemów wymagałoby istotnego nakładu prac oraz związanego z tym dłuższego czasu. Dodanie ust. 5a umożliwi sprawne uruchomienie procesów rynku mocy, związanych m.in. z prognozowaniem zapotrzebowania sieci.	
589.	Art. 4 pkt 4 lit. a projektu w zakresie art. 70 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy	APATOR	Proponujemy usunąć cały powyższy zapis. Wprowadzenie ryczałtowej miesięcznej opłaty zależnej od rocznego zużycia – czyli w praktyce ryczałtu miesięcznego zamiast opłaty bezpośrednio uzależnionej od wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego spowoduje nierówne i niesprawiedliwe traktowanie odbiorców o mocy umownej mniejszej i większej niż 16 kW (jedni będą obciążani „ryczałtem” a inni zależnie od bieżącego zużycia). Podział na odbiorców o mocy umownej mniejszej i większej od 16kW jest całkowicie sztuczny i z całą pewnością spowoduje rozpoczęcie niepotrzebnych prawnych postępowań. Ponadto zapis utrudni uzyskanie celów harmonogramu związanego z inteligentnym opomiarowaniem.	
590.	Art. 4 pkt 4 lit. a projektu w zakresie	KIGeiT	Proponujemy usunąć cały powyższy zapis. Wprowadzenie ryczałtowej miesięcznej opłaty zależnej od rocznego zużycia – czyli w praktyce ryczałtu miesięcznego zamiast opłaty bezpośrednio uzależnionej od wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego spowoduje nierówne i	

	art. 70 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy		niesprawiedliwe traktowanie odbiorców o mocy umownej mniejszej i większej niż 16 kW (jedni będą obciążani „ryczałtem” a inni zależnie od bieżącego zużycia). Podział na odbiorców o mocy umownej mniejszej i większej od 16 kW jest całkowicie sztuczny i z całą pewnością spowoduje rozpoczęcie niepotrzebnych prawnych postępowań, jak się spodziewamy nie tylko na szczeblu krajowym lecz także UE. Ryzyko przywrócenia poprzednio obowiązujących przepisów z ustawy o rynku mocy (nie dzielących w sposób sztuczny odbiorców) ze względu na ich nierówne traktowanie jest niemal 100%. Ponadto zapis utrudni uzyskanie celów harmonogramu związanego z inteligentnym opomiarowaniem. Zapis będzie ograniczał rozwój tak potrzebnych systemów prosumenckich o mocy 10 – 50 kW. Dlatego postulujemy również zmianę zapisów w ustawie odnawialnych źródłach energii szkodliwie gospodarczo obniżających opłacalność tak potrzebnych inwestycji prosumenckich w mikroinstalacje fotowoltaiczne o mocy powyżej 10 kW.	
591.	Art. 70 ust. 1 pkt 11a ustawy o rynku mocy	PSE S.A.	W związku ze zmianą zasad naliczania opłaty mocowej dla odbiorców końcowych innych niż odbiorcy pobierający energię elektryczną w gospodarstwie domowym zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i o mocy umownej nie większej niż 16 kW, proponuje się rozszerzyć przepisy ustawy o rynku mocy o zdefiniowanie zasad zróżnicowania stawki opłaty mocowej dla odbiorców w tej grupie np. poprzez określenie rocznych przedziałów zużycia energii elektrycznej na wzór odbiorców pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym. Przedziały zużycia mogłyby w tym przypadku wynikać z uśrednionego czasu wykorzystania mocy umownej. W stosunku do ww. odbiorców nie zostały przewidziane przedziały rocznego zużycia energii elektrycznej, na wzór treści art. 74 ust. 7. Mając na uwadze, że do grupy tej należeć będą odbiorcy o bardzo zróżnicowanym poborze energii elektrycznej i różnym wpływie na zapotrzebowania na moc w systemie, proponuje się zróżnicowanie stawek opłaty mocowej także w przypadku ww. odbiorców.	
Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych				
592.	Art. 2 pkt. 1 1 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych	Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego – PZPM	Wnosimy o rozszerzenie definicji autobusu zero emisyjnego zawartej w art. 2 pkt. 1 ustawy o elektromobilności poprzez dodanie do niej autobusu elektrycznego hybrydowego. Proponujemy aby do roku 2025, takie autobusy elektryczne hybrydowe były objęte tą definicją i miały możliwość wjazdu do stref czystego transportu do 2035 roku. Rok 2035 wynika z faktu, że średni okres używania autobusu wynosi obecnie około 10 lat, a rok 2025 byłby ostatnim w którym taki pojazd byłby objęty definicją autobusu zeroemisyjnego i byłby liczony do wymaganych poziomów określonych w art. 36 i 68 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Do czasu wybudowania odpowiedniej infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych, taka elektryczna hybryda jest doskonałym elementem łączącym autobus z silnikami wewnętrznego spalania, w tym CNG i LNG, z autobusami elektrycznymi i wodorowymi. Tego typu pojazdy	

			charakteryzują się niższą emisją substancji szkodliwych i CO2 nawet od autobusów zasilanych CNG i LNG. Hybryda elektryczna zmniejsza emisję CO2 średnio nawet o 75% w stosunku do pojazdów z silnikami wewnętrznego spalania. Badania wskazują, że poziom emisji badanych w procedurze homologacji elektrycznych hybryd jest właściwie niższy, natomiast ze względu na mniejszą wartość energetyczną gazu ziemnego, są one znacznie bardziej efektywne energetycznie co oznacza, że emitują mniej CO2 i zużywają mniej paliwa. Łączna oszczędność energii może wynieść nawet 60%. Wynika to z faktu, że istotna część energii niezbędnej do poruszania się autobusu elektrycznego hybrydowego pochodzi z odzysku i ładowania na przystankach końcowych. Autobus typu Elektryczna Hybryda jest także tańszym rozwiązaniem, co będzie nie bez znaczenia dla mniejszych jednostek samorządu terytorialnego, które z reguły nie dysponują takimi środkami na zakup taboru jak większe miasta. W związku z tym uważamy również, że ze względów merytorycznych i czysto emisyjnych takie pojazdy przynajmniej w tych mniejszych miastach powinny mieć wjazd do strefy czystego transportu. Taki autobus potrafi przejechać dystans przekraczający 10 km tylko i wyłącznie na silniku elektrycznym, co tym bardziej potwierdza jego wszechstronność i przydatność w mniejszych ośrodkach miejskich, gdzie w rejonie miasta może praktycznie poruszać się z wykorzystaniem napędu elektrycznego, a na przedmieściach z wykorzystaniem efektywnego energetycznie i środowiskowo napędu spalinowo-elektrycznego. Ponadto nie dotyczy go jedna z głównych wad dzisiejszych autobusów elektrycznych czyli ograniczony zasięg.	
593.	Art. 5 pkt 4 projektu w zakresie art. 10a ust. 1 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „1. Pobór energii elektrycznej od posiadaczy pojazdów elektrycznych bądź pojazdów hybrydowych przy wykorzystaniu dwukierunkowego punktu ładowania może być przeprowadzony przez operatora ogólnodostępnej stacji ładowania lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego”. <i>Uzasadnienie:</i> Wnioskujemy o wykreślenie operatora systemu dystrybucyjnego, gdyż operator ten nie będzie zarządzał punktami ładowania w ogólnodostępnej stacji ładowania.	
594.	Art. 5 pkt 4 projektu w zakresie art. 10a ust. 1 i 2 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii	<i>Proponowana zmiana:</i> „2) Dwukierunkowy punkt ładowania powinien być wyposażony w układ pomiarowo – rozliczeniowy, umożliwiający pomiar energii elektrycznej oraz niezależne rejestrowanie energii wprowadzonej do oraz pobranej z sieci dystrybucyjnej dla każdej z faz dla podstawowego okresu pomiarowego „T” licznika energii elektrycznej oraz zapisanie ich w osobnych rejestrach licznika dla kierunku pobór i oddanie po zakończeniu okresu pomiarowego. ~~służący do pomiaru~~	

		Elektrycznej – PTPiREE	~~energii elektrycznej wprowadzonej~~ przez użytkownika pojazdu i zapewniać bezpieczne wprowadzanie energii elektrycznej do sieci.” <i>Uzasadnienie:</i> Zgodnie z zapisami ust. 1, pobór energii od posiadaczy pojazdów elektrycznych lub hybrydowych przy wykorzystaniu dwukierunkowego punktu ładowania „może być przeprowadzany” przez operatora ogólnodostępnej stacji ładowania lub OSD. Nie jest jasne jak należy rozumieć sformułowanie, iż pobór energii „może być przeprowadzany” przez OSD (czy oznacza to obowiązek zakupu tej energii przez operatora?). Wymaga również doprecyzowania, w których wypadkach ów pobór ma być „przeprowadzany” przez operatora stacji ładowania, a w których przez OSD. W zakresie ust. 2 propozycja zmiany stanowi doprecyzowanie metody pomiaru i rejestracji energii elektrycznej przez licznik, pozwalające na poprawne odwzorowanie rzeczywistych wartości przepływów mocy w punkcie przyłączenia punktu ładowania do sieci energetycznej. Proponowany zapis jest w zgodności z wymaganiami zapisanymi w Art.92 ust. 14 Ustawy o OZE.	
595.	Art. 20 ust. 3 ustawy o o elektromobilności i paliwach alternatywnych	PIGO	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. W programie, o którym mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego gazowego uwzględnia każdą gminę położoną na obszarze jego działania, która ma co najmniej 50 000 mieszkańców” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana jest konsekwencją zmian zaproponowanych dla art. 60 ust. 1 i ust. 2.	
596.	Art. 35 ust. 2 pkt 2 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych	PIGO	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Jednostka samorządu terytorialnego, z wyłączeniem gmin i powiatów, których liczba mieszkańców nie przekracza 50 000: 1) wykonuje zadanie publiczne, z wyłączeniem publicznego transportu zbiorowego, przy wykorzystaniu co najmniej 30% pojazdów niskoemisyjnych lub 2) zleca wykonywanie zadania publicznego, z wyłączeniem publicznego transportu zbiorowego, podmiotowi, którego co najmniej 30% floty pojazdów użytkowanych przy wykonywaniu tego zadania stanowią pojazdy niskoemisyjne” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana jest konsekwencją zmiany zaproponowanej dla art. 68.	
597.	Art. 37 ustawy o elektromobilności i	PIGO	<i>Proponowana zmiana:</i>	

	paliwach alternatywnych	„1. Jednostka samorządu terytorialnego, o której mowa w art. 35, sporządza, co 36 miesięcy, analizę kosztów i korzyści związanych z wykorzystaniem, przy wykonywaniu zadań publicznych, pojazdów niskoemisyjnych. 2. Analiza, o której mowa w ust. 1, obejmuje w szczególności: 1) analizę finansowo-ekonomiczną; 2) oszacowanie efektów środowiskowych związanych z emisją szkodliwych substancji dla środowiska naturalnego i zdrowia ludzi; 3) analizę społeczno-ekonomiczną uwzględniającą wycenę kosztów związanych z emisją szkodliwych substancji. 3. Jednostka samorządu terytorialnego, o której mowa w art. 35, zapewnia możliwość udziału społeczeństwa w opracowaniu analizy, o której mowa w ust. 1, na zasadach określonych w dziale III w rozdziałach 1 i 3 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2017 r. poz. 1405, 1566 i 1999). 4. Analiza, o której mowa w ust. 1, niezwłocznie po jej sporządzeniu jest przekazywana ministrowi właściwemu do spraw energii, ministrowi właściwemu do spraw gospodarki i ministrowi właściwemu do spraw środowiska. 5. Jeżeli wyniki analizy, o której mowa w ust. 2 pkt 3, wskazują na brak korzyści z wykorzystywania pojazdów niskoemisyjnych, jednostka samorządu terytorialnego, o której mowa w art. 35, może nie realizować obowiązku osiągnięcia poziomu udziału pojazdów niskoemisyjnych.” <i>Uzasadnienie:</i> Ekonomiczność zastosowania alternatywnych napędów jest istotna nie tylko w przypadku transportu miejskiego, lecz także innych zadań publicznych wykonywanych przez jednostki samorządu terytorialnego. Koszt wprowadzenia pojazdów niskoemisyjnych w zakresie innych zadań publicznych będzie dla jednostek samorządu publicznego w wielu przypadkach równie wysokim obciążeniem, jeśli nie większym. Rynek autobusów elektrycznych jest relatywnie dobrze rozwinięty, produkty podlegają standaryzacji a ich ceny są około dwukrotnie wyższe od cen tradycyjnych autobusów. W przypadku specjalistycznych pojazdów ciężarowych wykorzystywanych do wykonywania zadań publicznych mamy do czynienia z mniejszą standaryzacją oraz wolniej rozwijającym się rynkiem. Konieczne jest więc regularne przeprowadzanie analizy kosztów i korzyści w celu odpowiedzi na pytania, czy opłaca się inwestować w specjalistyczny pojazd do zbierania odpadów wyższą kwotę niż w przypadku pojazdu tradycyjnego oraz jakie efekty środowiskowe oraz korzyści społeczno-ekonomiczne można w ten sposób uzyskać. Jednostka samorządu terytorialnego powinna mieć prawo odstąpić od stosowania pojazdów niskoemisyjnych,	

			jeśli nie będzie to przynosiło korzyści – analogicznie do prawa odstąpienia od realizacji obowiązku wykorzystywania autobusów zeroemisyjnych.	
598.	Art. 60 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych	PIGO	W art. 60, który określa minimalną liczbę punktów ładowania oraz tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) zainstalowanych do 31 grudnia 2020 r., a także w wielu innych miejscach Ustawy (np. art. 23 pkt. 5, art. 43 pkt. 6) pominięto gaz ziemny w formie skroplonej (LNG). Wnioskujemy, aby także dla tego rodzaju paliwa została określona minimalna liczba stacji zainstalowanych do 31 grudnia 2020 r. w parytecie 1 stacja LNG na każde 2 stacje CNG. Jednocześnie wnioskujemy o wprowadzenie do Ustawy parametrów jakościowych dla instalowanych stacji tankowania gazu ziemnego (zarówno CNG jak i LNG): • określenie maksymalnego czasu tankowania pojazdu ciężarowego gazem ziemnym na porównywalny z czasem tankowania tradycyjnego pojazdu ciężarowego olejem napędowym; • określenie minimalnej możliwej liczby zatankowanych pojazdów ciężarowych gazem ziemnym do pełna dziennie (w perspektywie roku) w przeliczeniu na dystrybutor na porównywalną z tankowaniem pojazdów ciężarowych olejem napędowym. Wnioskujemy, aby minimalne parametry techniczne konieczne dla osiągnięcia powyższych parametrów jakościowych zostały opracowane w konsultacji z ekspertami technicznymi oraz producentami instalacji tankujących gaz ziemny. UZASADNIENIE Skroplony gaz ziemny (LNG) znajduje coraz szersze zastosowanie w transporcie i szczególnie w przypadku pojazdów ciężarowych wiele wskazuje na to, że może okazać się rozwiązaniem lepszym niż sprężony gaz ziemny (CNG). Wpływ na to ma między innymi taki parametr jak wyższa gęstość takiego paliwa, a także szersze możliwości dystrybucji gazu ziemnego w formie skroplonej niż sprężonej. Upowszechnienie stacji tankowania LNG na terenie Polski znacząco ułatwiłoby zastosowanie niskoemisyjnych pojazdów w wykonywaniu zadań publicznych. Z kolei określenie parametrów jakościowych dla instalowanych stacji tankowania gazu ziemnego, zarówno w postaci sprężonej jak i skroplonej, jest konieczne dla stworzenia efektywnej sieci tankowania gazu ziemnego umożliwiającej szerokie zastosowanie pojazdów dostawczych i ciężarowych zasilanych gazem ziemnym w wykonywaniu zadań publicznych. Wynika to z faktu, że w zależności od zastosowanej technologii uzyskuje się w praktyce ogromne różnice w tempie napełniania zbiorników gazowych pojazdów. Skutkiem tego przy takiej samej liczbie stacji tankowania można osiągnąć diametralnie różną efektywność sieci. Jest to szczególnie istotne w	

			przypadku pojazdów ciężarowych, posiadających wiele dużych zbiorników gazu. Zastosowanie niewystarczającej technologii, nawet przy zainstalowaniu znacznej liczby stacji, będzie skutkowało wzrostem kosztów usług logistycznych lub niemożliwością ich realizacji.	
599.	Art. 60 ust. 1 i 2 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych	PIGO	<i>Proponowana zmiana:</i> 1. Minimalna liczba punktów ładowania zainstalowanych do dnia 31 grudnia 2020 r. w ogólnodostępnych stacjach ładowania, zlokalizowanych w gminach wynosi: 1) 1000 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 1 000 000, ~~w których zostało zarejestrowanych co najmniej 600 000 pojazdów samochodowych i na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 700 pojazdów samochodowych;~~ 2) 210 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 300 000, ~~w których zostało zarejestrowanych co najmniej 200 000 pojazdów samochodowych i na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 500 pojazdów samochodowych;~~ 3) 100 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 150 000, ~~w których zostało zarejestrowanych co najmniej 95 000 pojazdów samochodowych i na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych;~~ 4) 60 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 50 000, ~~w których zostało zarejestrowanych co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych i na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych.~~ 2a. Minimalna liczba punktów tankowania sprężonego gazu ziemnego (CNG) zlokalizowanych w gminach do dnia 31 grudnia 2020 r. wynosi co najmniej: 1) 6 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 1 000 000, ~~w których zostało zarejestrowanych co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych i na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 700 pojazdów samochodowych;~~ 2) 2 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 50 000, ~~w których zostało zarejestrowanych co najmniej 60 000 pojazdów samochodowych i na 1000 mieszkańców przypada co najmniej 400 pojazdów samochodowych.~~	

			2b. Minimalna liczba punktów tankowania skroplonego gazu ziemnego (LNG) zlokalizowanych w gminach do dnia 31 grudnia 2020 r. wynosi co najmniej: 1) 3 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 1 000 000; 2) 1 – w gminach o liczbie mieszkańców wyższej niż 50 000. <i>Uzasadnienie:</i> Ustawa swoim zasięgiem obejmuje wszystkie jednostki samorządu terytorialnego o liczbie mieszkańców większej niż 50 000, bez względu na liczbę zarejestrowanych pojazdów czy na liczbę pojazdów przypadających na każdy 1000 mieszkańców. W związku z tym wymogi dotyczące infrastruktury nie mogą pomijać gmin o liczbie mieszkańców ponad 100 000 tylko dlatego, że jest tam zarejestrowanych mniej niż 60 000 pojazdów. Wymogi te nie mogą pomijać także gmin o liczbie mieszkańców w przedziale 50 000 a 100 000. Taka sytuacja mogłaby spowodować, że w części gmin objętych Ustawą nie byłyby dostępne żadne punkty ładowania czy tankowania gazem ziemnym, co uniemożliwiłoby korzystanie z pojazdów niskoemisyjnych i wykonywanie zadań publicznych, a w konsekwencji uniemożliwiłoby także realizację celów Ustawodawcy.	
600.	Art. 5 pkt 7 projektu w zakresie art. 68 ust. 3 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych	PIGO	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Jednostka samorządu terytorialnego, o której mowa w art. 35 ust. 2, od dnia 1 stycznia 2025 r., wykonuje zadanie lub zleca wykonywanie zadania publicznego podmiotowi, którego udział pojazdów niskoemisyjnych we flocie użytkowanych pojazdów przy wykonywaniu tego zadania wynosi 10%.” Definicję pojazdów niskoemisyjnych proponujemy wprowadzić w art. 2 Ustawy w następującej formie: „Pojazd niskoemisyjny – pojazd elektryczny lub hybrydowy lub napędzany gazem ziemnym lub wodorem zgodnie z art. 2 pkt. 12, 13, 14, 15 Ustawy”. <i>Uzasadnienie:</i> Przed wszystkim pragniemy podkreślić, że zdecydowanie popieramy propozycję uwzględnioną w art. 4 ust. 2 obecnie procedowanego projektu Ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw dotyczącą zmiany art. 68 ust. 3 Ustawy o elektromobilności, tj. umożliwienie jednostkom samorządu terytorialnego spełnienia określonego poziomu pojazdów	

wykorzystywanych przy realizacji zadań publicznych także w okresie przejściowym za pomocą pojazdów napędzanych gazem ziemnym. Jest to krok w dobrym kierunku, jednak nie rozwiązuje wszystkich barier i ryzyk związanych z realizacją zadań publicznych po 1 stycznia 2020 r. Istnieją ku temu następujące powody:

- **Zgodnie z harmonogramem określonym przez Ustawę termin powstania infrastruktury składającej się z punktów ładowania oraz tankowania gazu ziemnego został wyznaczony później niż termin zastosowania pojazdów elektrycznych i napędzanych gazem ziemnym.** Korzystanie z pojazdów zarówno elektrycznych jak i napędzanych gazem ziemnym nie jest możliwe bez dostępu do odpowiedniej infrastruktury. Ustawa wspiera wprawdzie rozbudowę infrastruktury poprzez określenie minimalnej liczby punktów ładowania oraz tankowania gazu ziemnego (odpowiednio w art. 60 ust. 1 i ust. 2), natomiast narzucony termin ich zainstalowania, tj. 31 grudnia 2020 r., przekracza o rok termin konieczności wprowadzenia do użytkowania pojazdów elektrycznych lub – według najnowszego Projektu – napędzanych gazem ziemnym przy wykonywaniu zadań publicznych określony w art. 68 ust. 3, tj. 1 stycznia 2020 r. Jeśli pełna planowana infrastruktura punktów ładowania oraz tankowania gazu ziemnego może być dostępna dopiero po 31 grudnia 2020 r., użytkowanie pojazdów elektrycznych czy napędzanych gazem ziemnym od 1 stycznia tego roku może być znacząco utrudnione, a w niektórych mniejszych jednostkach samorządu terytorialnego w ogóle niemożliwe. Ponadto pragniemy także wyjaśnić, że dopiero zainstalowany i funkcjonujący punkt ładowania i tankowania gazu ziemnego umożliwi określenie jego ostatecznych możliwości i parametrów użytkowych. Do nich będzie należało dobrać odpowiedni pojazd w celu uzyskania pełnej możliwej kompatybilności z dostępną infrastrukturą. Z kolei proces wyboru i zakupu odpowiedniego specjalistycznego pojazdu do wykonywania zadań publicznych jest procesem wieloetapowym i czasochłonnym. Dlatego tak istotne jest, aby infrastruktura została wprowadzona jako pierwsza, natomiast pojazdy z niej korzystające w drugiej kolejności.
- **Przesłanki dla lokalizacji punktów ładowania oraz tankowania gazu ziemnego są niezgodne z przesłankami dla lokalizacji zastosowania pojazdów elektrycznych lub –**

			według najnowszego Projektu – napędzanych gazem ziemnym. Problem dotyczy między innymi jednostek samorządu terytorialnego o liczbie mieszkańców między 50 000 a 100 000, gdzie po 1 stycznia 2020 r. będzie trzeba stosować w wykonywaniu usług publicznych pojazdy o napędzie alternatywnym, natomiast nie przewidziano rozwoju odpowiedniej infrastruktury na ich terenach. Kwestia ta została opisana szerzej w dalszej części tego pisma, w punkcie siódmym. • W przypadku braku wystarczającej infrastruktury dla zastosowania pojazdów napędzanych gazem ziemnym jedyną alternatywą pozostają pojazdy w pełni elektryczne, ale pozyskanie pojazdów służących do efektywnego świadczenia usług komunalnych w wersji elektrycznej, a więc spełniających wymogi Ustawy, nie jest możliwe przed 1 stycznia 2020 r. ani w kraju, ani za granicą. Oferta pojazdów wykorzystujących do napędu wyłącznie energię elektryczną akumulowaną przez podłączenie do zewnętrznego źródła zasilania, jeśli weźmiemy pod uwagę pojazdy produkowane seryjnie, dostępne w sprzedaży, oferujące akceptowalne parametry użytkowe i powszechnie dostępną ofertę serwisową producentów, obejmuje w zasadzie wyłącznie pojazdy osobowe. Znacznie trudniejsza sytuacja występuje w przypadku pojazdów dostawczych o dopuszczalnej masie całkowitej do 3,5 t. Nieliczne dostępne pojazdy oferują bardzo ograniczony zasięg do 100 km na jednym ładowaniu i są to pojazdy wyłącznie typu furgon lub van, co znacząco ogranicza ich zastosowania. Niedostępne są pojazdy skrzyniowe bądź umożliwiające inne zabudowy. W przypadku pojazdów ciężarowych o dopuszczalnej masie całkowitej powyżej 3,5 t nie ma na ten moment dostępnych w ofercie rynkowej żadnych pojazdów, których użycie w działalności gospodarczej byłoby ekonomicznie uzasadnione. Na razie mamy do czynienia z prototypami, które są dopiero testowane przez producentów, zarówno tych o ustabilizowanej pozycji rynkowej, jak i nowe przedsiębiorstwa na rynku, tzw. start-upy. Podawane przez nich planowane daty wdrożenia pojazdów do sprzedaży przekraczają termin 1 stycznia 2020 r. Jest to związane nie tylko z samym rozwojem produktów, lecz także	

tworzeniem infrastruktury produkcyjnej oraz odpowiedniej ogólnopolskiej sieci serwisowej. Zwracamy uwagę na fakt, że usługi komunalne dla jednostek samorządu terytorialnego o liczbie mieszkańców powyżej 50 tys. są świadczone na terenie całej Polski, w związku z czym dostęp do ogólnopolskiej sieci dealersko-serwisowej jest konieczny dla zapewnienia ciągłości i trwałości świadczenia usług komunalnych.

Do niniejszego pisma załączamy oświadczenia pozyskane od oficjalnych przedstawicieli największych i renomowanych producentów podwozi pojazdów ciężarowych dotyczące określenia planowanego terminu wprowadzenia podwozi o napędzie elektrycznym do oferty rynkowej. Zestawienie informacji pozyskanych od przedstawicieli producentów prezentuje się następująco:

Producent	Prawdopodobny termin wprowadzenia do sprzedaży podwozia pojazdu ciężarowego o DMC pow. 18 t wykorzystującego do napędu wyłącznie energię elektryczną akumulowaną przez podłączenie do zewnętrznego źródła zasilania
MAN Truck & Bus	Drugi kwartał 2021 roku
Mercedes-Benz	Producent nie jest w stanie określić wiążącego terminu.
Renault Trucks / Volvo	Uruchomienie produkcji nie wcześniej niż po koniec 2019 roku, termin wprowadzenia do normalnej sprzedaży nieznany
Scania	Uruchomienie produkcji takich podwozi nie planowane.

Podsumowując informacje uzyskane od przedstawicieli producentów można stwierdzić, że pozyskanie pojazdów służących do efektywnego świadczenia usług komunalnych

			w wersji elektrycznej, a więc spełniających wymogi Ustawy, nie jest możliwe przed 1 stycznia 2020 r. ani w kraju, ani za granicą. Ponadto pragniemy podkreślić, że pojazd specjalistyczny, jakim jest np. śmieciarka, pojazd do przewozu kontenerów, zmiatarka czy pługopiaskarka, składa się nie tylko z podwozia, ale także z unikalnej zabudowy. Jeśli więc nieliczni producenci podwozi przewidują wdrożenie pierwszych pojazdów na 2020 r., to potrzebny jest co najmniej kolejny rok, aby na elektrycznym podwoziu osadzić odpowiednią zabudowę. Związane jest to z koniecznym czasem na przeprowadzenie dialogu technicznego pomiędzy producentami podwozi i zabudów, zaprojektowaniem i zamówieniem odpowiednich komponentów, a także procesem certyfikacji i homologacji pojazdu, tak aby zostało zagwarantowane, że nie będzie zagrażał bezpieczeństwu zarówno jego użytkowników, jak i osób, na rzecz których świadczymy usługi oraz osób postronnych. Powyższe pokazuje, że pierwsze kompletne pojazdy prawdopodobnie będzie można zacząć zamawiać dopiero od 2022/2023 r., przy czym produkcja pojedynczego egzemplarza kompletnego pojazdu składającego się z podwozia i zabudowy zajmuje kilka miesięcy, a czas otrzymania pojazdu od zamówienia do użytkowania zależy także od przydzielenia odpowiednich okien produkcyjnych, którymi producenci zarządzają w zależności od światowego popytu. Czas oczekiwania na pojazd może się więc dodatkowo znacząco wydłużyć – obecnie, w przypadku pojazdów konwencjonalnych, nawet do jednego roku. Chcemy także nadmienić, że Ustawa dotyczy nie tylko obszaru gospodarki odpadami, odśnieżania dróg, oczyszczania ulic, ale także innych branż, które zmuszone będą uzyskać w swoich flotach dziesięcioprocentowy udział pojazdów elektrycznych. Według naszej najlepszej wiedzy na tą chwilę nie są dostępne elektryczne wersje pojazdów używanych do wykonywania takich zadań jak budowa dróg, infrastruktury i budynków, czy roboty kanalizacyjne. Ponadto szacuje się, że gdy odpowiednie pojazdy zostaną wprowadzone do sprzedaży, ich początkowe ceny w każdym przypadku będą odpowiadały dwu-, trzy- lub czterokrotności ceny ich tradycyjnych odpowiedników (w zależności od typu pojazdu).	

			Oznacza to znaczący wzrost kosztów realizacji zadania publicznego, co pociąga za sobą wzrost obciążeń dla jednostek samorządu terytorialnego i gospodarstw domowych, niezależnie od tego, czy jednostki będą wykonywały dane zadanie samodzielnie, czy zlecają je innym podmiotom. W związku z powyższym proponujemy w art. 68 ust. 3 przesunięcie terminu wprowadzenia pojazdów oraz rozszerzenie katalogu pojazdów, które mogłyby być użytkowane w realizacji zadań publicznych. Opóźnienie terminu, od którego będzie obowiązywał wprowadzany wymóg dotyczący floty, umożliwi nie tylko przygotowanie infrastruktury przed wprowadzeniem pojazdów do użytku, ale także wprowadzenie do użytku lepiej dopracowanych i efektywniejszych pojazdów. Z pewnością będą one także dostępne na rynku za niższą cenę. Dotyczy to wszystkich typów technologii zaliczanych do niskoemisyjnych, a przede wszystkim napędów elektrycznych. Jak zauważa Ustawodawca w uzasadnieniu do Projektu, wprowadzenie Ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych miało na celu promowanie wykorzystania nisko- i zeroemisyjnych pojazdów w transporcie. Do takich zaliczyć można nie tylko pojazdy elektryczne z energią magazynowaną w bateriach i napędzane gazem ziemnym, ale na przykład także pojazdy elektryczne zasilane energią produkowaną przez ogniwa paliwowe przy wykorzystaniu wodoru. Ich baterie są znacznie mniejsze, więc w mniejszym stopniu ograniczają ładowność pojazdu, natomiast proces zasilania takich pojazdów w paliwo (tankowanie wodoru) zajmuje znacznie mniej czasu niż ładowanie baterii. Zauważamy również, że Ustawa wspomina o takim typie pojazdów zarówno w definicjach w art. 12, w tym w definicji autobusu zeroemisyjnego, jak i w art. 39 oraz 48 dotyczących stref czystego transportu. W dobie dynamicznego rozwoju alternatywnych napędów nie powinniśmy zapominać także o pojazdach hybrydowych, szczególnie tych umożliwiających przejechanie części trasy na energii elektrycznej zgromadzonej w bateriach dzięki ich naładowaniu z gniazdka elektrycznego. Większe zasięgi takich pojazdów umożliwiają ich szybsze i szersze zastosowanie w praktyce niż pojazdów wyłącznie elektrycznych.	

601.	Art. 5 pkt 7 projektu w zakresie art. 68 ust. 3 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Propozycji zmian w zakresie brzmienia art. 68 ust. 3 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 roku o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Proponowana zmiana dotyczy katalogu preferencji dla pojazdów napędzanych gazem ziemnym, które mają być wykorzystywane również przez samorządy do realizacji zadań publicznych. Związek Przedsiębiorców i Pracodawców niezmiennie popiera promocję nowoczesnych, innowacyjnych i proekologicznych rozwiązań w transporcie i motoryzacji. Zauważamy jednak, że ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych znacząco różnicuje dostępne na rynku technologie. Ustawa ta przewiduje szereg preferencji dla pojazdów elektrycznych, ale także dla pojazdów napędzanych gazem ziemnym i pojazdów typu plug-in hybrid (PHEV), pomijając natomiast w ramach przyjętych rozwiązań przystępne cenowo i niskoemisyjne pojazdy hybrydowe typu HEV. W celu umożliwienia upowszechnienia nowoczesnych i przyjaznych dla środowiska rozwiązań motoryzacyjnych w Polsce, ale także zachowania warunków uczciwej konkurencji dla przedsiębiorstw oferujących tego rodzaju produkty, należy naszym zdaniem włączyć pojazdy typu HEV w system prawny, którego szkielet stworzyła ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Postulaty takie pojawiły się w trakcie prac parlamentarnych nad ustawą i, zgodnie z deklaracjami składanymi podczas tych prac, miały być zaadresowane przy okazji przewidywanych nowelizacji. Z tego względu wydaje się zasadne, aby w ramach prac legislacyjnych związanych z przedmiotowym projektem, wprowadzającym już drugą nowelizację ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych w roku bieżącym, uwzględnić pojazdy typu HEV przynajmniej w wybranych obszarach, w których ustawa stwarza przewagę konkurencyjną dla pojazdów napędzanych gazem ziemnym, a więc: 1. W rozwiązaniach dotyczących dostępu do stref czystego transportu; 2. W rozwiązaniach dotyczących wyposażenia flot wykorzystywanych przez naczelne i centralne organy administracji oraz jednostki samorządu terytorialnego, a także dotyczących wykonywania zadań publicznych z wykorzystaniem odpowiedniego taboru; 3. W przepisach dotyczących przywilejów związanych z parkowaniem. Celowe byłoby również, zgodnie z postulatami zgłaszanymi w trakcie prac parlamentarnych, uwzględnienie niskoemisyjnych napędów hybrydowych w rozwiązaniach dotyczących podatku	

			akcyzowego wdrożonych ustawą o elektromobilności przynajmniej czasowo np. analogicznie jak to mam miejsce w przypadku pojazdów PHEV. Naszym zdaniem uwzględnienie pojazdów HEV w powyższych obszarach może pomóc w upowszechnieniu nowoczesnych rozwiązań motoryzacyjnych w kraju –z korzyścią m.in. dla jakości powietrza w wielu miastach w Polsce. Pojazdy typu HEV emitują mniej szkodliwych substancji w stosunku do pojazdów napędzanych gazem –nie ma więc racjonalnego uzasadnienia dla dalszego pogłębiania przewagi konkurencyjnej tego drugiego rodzaju napędu. Uwzględnienie pojazdów HEV (które w mieście przez większość czasu poruszają się wykorzystując energię elektryczną i nie emitując zanieczyszczeń) w ramach prowadzonych prac legislacyjnych, umożliwi wyrównanie szans w rynkowej konkurencji między producentami oferującymi różne – często porównywalne –nowoczesne rozwiązania w motoryzacji	
602.	Art. 76 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych	PIGO	<i>Proponowana zmiana:</i> „Umowy zawarte przez naczelną i centralny organ administracji państwowej z podmiotem zapewniającym obsługę gospodarczą w zakresie transportu oraz zawarte przez jednostki samorządu terytorialnego na wykonanie zadania publicznego, z wyłączeniem publicznego transportu zbiorowego, wygasają z dniem 31 grudnia 2024 r., jeżeli nie zapewniają wykorzystania pojazdów niskoemisyjnych na poziomie określonym odpowiednio w art. 68 ust. 1 lub 3.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiany są konsekwencją naszej zmiany zaproponowanej dla art. 68 ust. 3. Jednocześnie zwracamy uwagę na fakt, że projekt Ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (zwany dalej „Projektem”) nie przewiduje zmiany art. 76, która powinna być konsekwencją zmiany art. 68 ust. 3 (wprowadzenie pojazdów zasilanych gazem ziemnym). Jeśli art. 76 nie zostanie zaktualizowany, umowy wygasną z dniem 31 grudnia 2019 r., jeżeli nie zapewnią wykorzystania pojazdów elektrycznych na poziomie określonym w art. 68 ust. 3.	
603.	Art. 86 pkt 3 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych	PIGO	<i>Proponowana zmiana:</i> „Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem: 3a) art. 34, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2025 r.” 3b) art. 35, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2030 r.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana jest powiązana z proponowanymi zmianami dla artykułów 68 oraz 76. Ma na celu zapobieżenie znacznemu wzrostowi kosztów wykonywania zadań publicznych w latach 2020-2025. W tym czasie specjalistyczne ciężarowe pojazdy niskoemisyjne pozostaną z pewnością droższe od	

			ich odpowiedników z silnikami spalinowymi. W przypadku pojazdów elektrycznych trzeba liczyć się z ceną wyższą wielokrotnie, natomiast w przypadku pojazdów zasilanych gazem ziemnym o 25%-40%. Konieczność zastosowania takich pojazdów prowadziłyby do znacznego wzrostu kosztów wykonywania zadań publicznych ponoszonych przez jednostki samorządu terytorialnego, niezależnie od tego, czy wykonują je samodzielnie, czy zlecają je innym podmiotom. W miarę upowszechniania się tych technologii na świecie ceny takich pojazdów będą maleć. Można więc spodziewać się, że opóźnienie wprowadzenia obowiązku wykorzystywania takich pojazdów przy wykonywaniu zadań publicznych pozwoli znacząco ograniczyć wzrost kosztów ich wykonywania. Analizując zachowania innych europejskich krajów stwierdziliśmy, że mimo znaczących potencjalnych środków, które mogłyby przeznaczyć na wprowadzenie nowych technologii do użytku już teraz, koncentrują się raczej na dalszym wspieraniu rozwoju tych technologii przez producentów. Wydaje się to uzasadnionym wyborem w obliczu obecnej niskiej efektywności ekonomicznej nowych technologii.	
Pozostałe przepisy				
604.	Art. 7 projektu	PGE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 7: „1. Nie pobiera się opłat za przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej pod warunkiem oddania go do eksploatacji w terminie nie dłuższym niż 5 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. 2. W przypadku o którym mowa w ust. 1 koszty przyłączenia magazynu energii elektrycznej do sieci, w tym koszty sporządzenia ekspertyzy o której mowa w art. 7 ust. 8e ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, z późn. zm.) zalicza się do kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych.”. <i>Uzasadnienie:</i> Zwracamy uwagę, że sporządzenie ekspertyzy wpływu na system elektroenergetyczny zapewnia OSD, a zgodnie z art. 7 ust. 8f ustawy Prawo energetyczne koszty uwzględnia się w opłacie przyłączeniowej, z której magazyny energii mają zostać zwolnione zgodnie z art. 7 Projektu. W związku z tym pojawia się pytanie kto ma pokryć koszty sporządzenia ekspertyzy w sytuacji gdy magazyn energii będzie zwolniony z uiszczania opłaty przyłączeniowej, w której koszty ekspertyzy są wliczone. Proponujemy, aby przepisy jednoznacznie wskazywały, że koszty przyłączenia magazynu energii elektrycznej a także sporządzenia ekspertyzy wpływu na sieć ponoszą odbiorcy w taryfie. Korzyści z wdrożenia magazynów energii na szeroką skalę osiągną wszyscy odbiorcy energii elektrycznej.	

			Jednocześnie nie jest uzasadnione by koszty, które powinny podnosić podmioty zarządzające magazynem energii elektrycznej przenosić na OSD.	
605.	Art. 7 projektu	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> Proponujemy usunięcie tego artykułu <i>Uzasadnienie:</i> Nie widzimy uzasadnienia dla wprowadzania takiego zwolnienia, tym bardziej że koszty te mogą być dość znaczne. Ponadto jeżeli zapis taki miałby jednak pozostać, to ustawa PE powinna regulować jednoznacznie skutki zwolnienia magazynów energii z kosztów opłaty za przyłączenie – koszty te mogą być bardzo wysokie i skoro mają być pokrywane przez operatorów sieci to powinny być one przenoszone w taryfie tych operatorów.	
606.	Art. 8 projektu	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> dodanie ust. 2 o treści: „2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego udostępni uczestnikom rynku dokumentację niezbędną do dostosowania systemów uczestników rynku do współpracy i wymiany informacji za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych, w terminie 36 miesięcy przed planowaną datą uruchomienia tego systemu”. <i>Uzasadnienie:</i> Zakres informacji, ich formaty, sposób oraz terminy migracji inicjalnej powinny być przekazane uczestnikom rynku z odpowiednim wyprzedzeniem. Proponujemy, aby uczestnicy rynku otrzymali ww. dokumentację co najmniej na 36 miesiące przed planowaną datą uruchomienia CSIP. Tym samym Art. 8 proponujemy rozszerzyć o nowy ustęp określający termin dla OSP na udostępnienie niezbędnej dokumentacji, o której mowa powyżej.	
607.	Art. 8 projektu	Lewiatan	W proponowanej Ustawie nie przewidziano co się stanie w sytuacji, jeżeli operator systemu przesyłowego nie będzie w stanie utworzyć centralnego systemu informacji pomiarowych w wymaganym terminie. Stoimy na stanowisku, że tryb awaryjny w sytuacji braku tego systemu powinien być opisany/przedstawiony w projektowanej Ustawie.	
608.	Art. 8 projektu	Towarzystwo Obrotu Energią	W proponowanej nowelizacji nie przewidziano co się stanie w sytuacji, jeżeli OSP nie będzie w stanie utworzyć centralnego systemu informacji pomiarowych w wymaganym terminie. Stoimy na stanowisku, że tryb awaryjny w sytuacji braku tego systemu powinien być opisany / przedstawiony w projektowanej ustawie.	
609.	Art. 8 projektu	Polskie Towarzystwo Przesył i	Zgodnie z Art. 8. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utworzy centralny system informacji pomiarowych w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. W proponowanej Ustawie nie przewidziano co się stanie w sytuacji, jeżeli operator systemu	

		Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	przesyłowego nie będzie w stanie utworzyć/uruchomić centralnego systemu informacji pomiarowych w wymaganym terminie. Stoimy na stanowisku, że tryb awaryjny w sytuacji braku tego systemu powinien być opisany/przedstawiony w projektowanej Ustawie.	
610.	Art. 8 projektu	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> dodanie ust. 2 o treści: „Art. 8. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utworzy centralny system wymiany informacji pomiarowych, o którym mowa w art. 11y ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. 2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego udostępni uczestnikom rynku: a) dokumentację umożliwiającą przygotowanie przez uczestników rynku danych do migracji zasilającej centralny system wymiany informacji, zawierającą modele procesów wraz z zawartością komunikatów oraz zasady logiki biznesowej centralnego systemu wymiany informacji, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, b) dokumentację niezbędną do dostosowania systemów informatycznych uczestników rynku do współpracy z centralnym systemem wymiany informacji, w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, c) dokumentację niezbędną do przeprowadzenia migracji danych z systemów uczestników rynku do centralnego systemu wymiany informacji, w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy dodanie ust. 2, gdyż zakres informacji, ich formaty, sposób oraz terminy migracji inicjalnej powinny być przekazane uczestnikom rynku z odpowiednim wyprzedzeniem. Tym samym Art. 8 proponujemy rozszerzyć o nowy ustęp określający termin dla OSP na udostępnienie niezbędnej dokumentacji i danych, o której mowa powyżej. Ponadto w proponowanej Ustawie nie przewidziano co się stanie w sytuacji, jeżeli operator systemu przesyłowego nie będzie w stanie utworzyć centralnego systemu informacji pomiarowych w wymaganym terminie lub system ten nie zafunkcjonuje prawidłowo (przy budowie tego typu systemów jest to sytuacja dość mocno prawdopodobna). Stoimy na stanowisku, że tryb „awaryjny” w sytuacji braku tego systemu powinien być opisany / przedstawiony w projektowanej Ustawie np. że do czasu pełnego uruchomienia systemu wymian informacji między uczestnikami rynku odbywa się na dotychczasowych zasadach.	

611.	Art. 9 projektu	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> dodanie ust. 2 o treści: „Art. 9. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych ~~określą~~, każdy dla swojej sieci, nadadzą punktom pomiarowym energii numery zgodnie ze standardem GS1, określonym w instrukcji, o której mowa w art. 9g ustawy zmienianej w art. 1, w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana wynika ze zmiany definicji – wyjaśnienia jak wyżej we wcześniejszych uwagach.	
612.	Art. 10 projektu	Energa S.A.	Zapisy art. 8 i 10 odnoszą się do terminów liczonych od daty wejścia w życie ustawy. Może to spowodować, że OSD nie będą mogli wypełnić nałożonego na nich w art. 10 obowiązku przekazania informacji do CSIP, ponieważ może on zostać uruchomiony przez OSP dopiero w 36 miesiącu po wejściu w życie ustawy, a tym samym nie jest możliwe dostarczenie danych inicjalnych przez OSD w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie Ustawy, tj. 6 miesięcy przed uruchomieniem systemu. Harmonogram wdrożenia CSIP powinien uwzględniać, po testowym uruchomieniu CSIP, etap przeznaczony na zasilenie inicjalne oraz testy z uczestnikami rynku. Zakres informacji, ich formaty, sposób oraz terminy migracji inicjalnej powinny być przekazane uczestnikom rynku z odpowiednim wyprzedzeniem. W przypadku wdrożenia systemu informatycznego typu datahub migracja danych dotyczy nie tylko OSD, ale także innych uczestników rynku np. sprzedawców, ponieważ obejmuje różne kategorie „master data”, które powinny zostać dostarczone do systemu, jako baza do realizacji procesów i wymiany informacji. Szczegółowego uregulowania w ustawie lub rozporządzeniu wymaga również: a) proces późniejszej aktualizacji i zarządzania „master data” w systemie CSIP, b) zasady realizacji procesów w CSIP, c) zarządzanie zmianą standardów wymiany informacji za pośrednictwem CSIP.	
613.	Art. 10 projektu	Lewiatan	<i>Proponowana zmiana:</i> dodanie ust. 2 o treści: „Art. 10. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych prześlą operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych informacje o punktach pomiarowych w terminie <u>2 miesięcy od dnia uruchomienia tego systemu</u>, a następnie przez kolejnych 6 miesięcy będą aktualizować dane o punktach pomiarowych.”. <i>Uzasadnienie:</i> Przekazywanie jakichkolwiek danych przez OSD do OSP powinno nastąpić dopiero w momencie uruchomienia centralnego systemu informacji pomiarowych, po sprawdzeniu jego wszystkich	

			funkcjonalności. Jakikolwiek przekazywanie danych wcześniej jest obarczone np. ryzykiem przekazywania danych osobowych bez zgody ich właścicieli.	
614.	Art. 10 projektu	PGE	Wykreślenie przepisu. Alternatywnie zmianę brzmienia: Art. 10. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych przekażą operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych informacje o punktach pomiarowych w terminie 38 ~~30~~ miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, a następnie przez kolejnych 6 miesięcy będą aktualizować dane o punktach pomiarowych. Uzasadnienie: Zwracamy uwagę, że zgodnie z art. 8 Projektu centralny system informacji pomiarowych ma zostać utworzony w terminie 36 miesięcy od wejścia w życie ustawy nowelizującej. <i>Art. 8. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utworzy centralny system informacji pomiarowych, o którym mowa w art. 11y ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.</i> Zatem może dojść do sytuacji w której przepis art. 10 Projektu nie będzie możliwy do wykonania z uwagi na brak fizycznej dostępności do centralnego systemu informacji pomiarowych.	
615.	Art. 10 projektu	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „10. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych przekażą operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych informacje o punktach pomiarowych w terminie 36 ~~30~~ miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, a następnie przez kolejnych 6 miesięcy będą aktualizować dane o punktach pomiarowych.” <i>Uzasadnienie:</i> Proponujemy wprowadzenie terminu tożsamego z terminem wskazanym w art. 8 Projektu. Przekazanie danych przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych do operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie może nastąpić wcześniej niż powstanie centralnego systemu informacji pomiarowych.	

616.	Art. 10 projektu	Polskie Towarzystwo Przesyła i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 10. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych prześlą operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu wymiany informacji, ~~pomiarowych~~ informacje o punktach pomiaru ~~owych~~ energii w terminie 30 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, a następnie przez kolejnych 6 miesięcy będą aktualizować dane o punktach pomiarowych.” <i>Uzasadnienie:</i> Zapisy art. 8 i 10 odnoszą się do terminów liczonych od daty wejścia w życie ustawy i są ze sobą niespójne. Może to spowodować, że OSD nie będą mogli wypełnić nałożonego na nich w art. 10 obowiązku przekazania informacji do CSIP, ponieważ może on zostać uruchomiony przez OSP dopiero w 36 miesiącu po wejściu w życie ustawy, a tym samym nie jest możliwe dostarczenie danych inicjalnych przez OSD w terminie 30 miesięcy od wejścia w życie Ustawy, tj. 6 miesięcy przed uruchomieniem systemu. Harmonogram wdrożenia CSIP powinien uwzględniać, po testowym uruchomieniu CSIP, etap przeznaczony na zasilenie inicjalne oraz testy z uczestnikami rynku. Zakres informacji, ich formaty, sposób oraz terminy migracji inicjalnej powinny być przekazane uczestnikom rynku z odpowiednim wyprzedzeniem. <u>W przypadku wdrożenia systemu informatycznego typu datahub migracja danych dotyczy nie tylko OSD, ale także innych uczestników rynku np. sprzedawców, ponieważ obejmuje różne kategorie „master data” (poza wskazanymi w ustawie informacjami pomiarowymi), które powinny zostać dostarczone do systemu, jako baza do realizacji procesów i wymiany informacji.</u> W związku z tym obowiązek przekazania danych do CSIP na potrzeby zasilenia inicjalnego systemu powinien zostać nałożony w ustawie także na sprzedawców. Szczegółowego uregulowania w ustawie lub rozporządzeniu wymaga również: • proces późniejszej aktualizacji i zarządzania „master data” w systemie CSIP, • zasady realizacji procesów w CSIP, • zarządzanie zmianą standardów wymiany informacji za pośrednictwem CSIP.	
617.	Dodanie art. 10a projektu	PSE S.A.	<i>Proponowana treść:</i> „Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność w zakresie wytwarzania, dystrybucji energii elektrycznej lub obrotu energią elektryczną prześlą operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego informacje określone przez tego operatora niezbędne do uruchomienia centralnego systemu informacji pomiarowych określone w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c w terminie i na zasadach określonych w tej instrukcji.”	

			<i>Uzasadnienie:</i> Wprowadzenie przepisu ma na celu nałożenie na wskazanych uczestników rynku obowiązku przekazania informacji niezbędnych do uruchomienia procesów wspieranych przez centralny system informacji pomiarowych.	
618.	Art. 11 projektu	PGNiG S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> Usunięcie art. 11	
619.	Po art. 11 projektu dodaje się art. 11a	Polskie LNG S.A.	<i>Proponowana treść:</i> „1. Operator systemu skraplania gazu ziemnego, o którym mowa w art. 9 g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jest obowiązany przedłożyć Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia w drodze decyzji, instrukcję ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. 2. Umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego zawarte przed dniem zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie ust. 1 należy dostosować do wymagań wynikających z instrukcji zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 3 miesięcy od dnia zatwierdzenia instrukcji. 3. W przypadku powstania sporu dotyczącego dostosowania umowy, o której mowa w ust. 2, stosuje się przepisy art. 8 ustawy zmienianej w art. 1, z zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 30 dni licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu”. <i>Uzasadnienie:</i> Proponowany przepis ma charakter intertemporalny i służy określeniu terminu w jakim operator systemu skraplania gazu ziemnego ma obowiązek po raz pierwszy przedstawić instrukcję ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego do zatwierdzenia przez Prezesa URE. Jednocześnie, proponowany przepis określa termin w którym umowy zawarte przez użytkowników instalacji skroplonego gazu ziemnego z ich operatorami przed datą zatwierdzenia przez Prezesa URE instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego powinny zostać dostosowane do wymagań wynikających z zatwierdzonej instrukcji. W przypadku braku porozumienia pomiędzy operatorem i użytkownikami Terminalu w zakresie zmiany umowy, o zmienionej treści Umowy rozstrzygać będzie Prezes URE w postępowaniu administracyjnym w przewidzianym przez prawo energetyczne. Ze względu na interesy użytkowników terminalu posiadające długoterminowe kontrakty na dostawy gazu jak i operatorów instalacji LNG planujących inwestycję z uwzględnieniem zawartych umów, niezbędny jest tryb rozstrzygania sporów na tle dostosowania umowy do zmienionego stanu prawnego i	

			administracyjnego zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego.	
620.	Art. 14 projektu	CEZ Polska Sp. z o. o.	Świadectwa bezterminowe - będą jak domniemyamy, ważne tylko 1 rok od wejścia ustawy – zatem niestety, będzie konieczność przeegzaminowania w ciągu jednego roku, bardzo dużej ilości pracowników zatrudnionych w sektorze energetycznym, – proponujemy wydłużyć ten termin wdrożenia np. do 3 lat.	
621.	Art. 14 projektu	Energa S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 14. Świadectwa wydane przez komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym zachowują ważność: 1) w przypadku osób, o których mowa w art. 54 ust. 1c pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym - przez okres na jaki zostały wydane; 2) w przypadku innych osób – przez okres 1 roku od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy”. <i>Uzasadnienie:</i> Pozostawienie obecnego zapisu sprawi, że w podmiotach gospodarczych niespełniających warunków określonych w art. 54 ust. 1c pkt 2 nastąpi konieczność przeprowadzenia egzaminów dla wszystkich pracowników w ciągu jednego roku. Sprawi to znaczące zaburzenie cyklu przez co raz na 5 lat będzie występowało znaczne spiętrzenie ilości przeprowadzonych egzaminów. Lepszym rozwiązaniem jest płynne wygaszanie uprawnień już wydanych. Ponadto w skrajnym przypadku konieczne będzie poniesienie przez egzaminowanego dwukrotnych kosztów egzaminu w odstępie 1 roku a nie jak dotychczas 5-ciu lat. Jest to również o tyle niesprawiedliwe że ważność powołania Komisji Kwalifikacyjnych się przedłuża lecz egzaminowanemu każe się płacić dwa razy w odstępie ponad 1 roku co jest również niesprawiedliwe społecznie gdyż potencjalnie będzie go egzaminować ta sama Komisja Kwalifikacyjna której czas powołania jest kontynuowany zgodnie z Art. 15 ust. 3 natomiast uprawnienia egzaminowanego wygasły np. po 1,5 roku od egzaminu.	
622.	Art. 14 projektu	IGG – SGT EUROPOL GAZ SA	Świadectwa wydane przez komisje kwalifikacyjne, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują ważność przez okres na jaki zostały wydane. Projektowanie brzmienie art. 14 oznaczać będzie obowiązek odnowienia wydanych świadectw kwalifikacyjnych posiadanych przez pracowników, w okresie roku od wejścia nowelizacji w życie, w sytuacji, gdy część świadectw ma jeszcze kilkuletnie okresy ważności. Proponowane rozwiązanie skutkowałoby: a) jednoczesnym wygaśnięciem wszystkich uprawnień, b) problemami administracyjnymi z ich jednoczesnym odnawianiem, co pięć lat, c) brakiem zapotrzebowania na działanie komisji w okresach pomiędzy terminami ich odnowień.	

			Zatem, Spółka postuluje o zachowanie dotychczasowych terminów ważności wydanych świadectw kwalifikacyjnych.	
623.	Art. 14 projektu	Polskiej Izby Paliw Płynnych – PIPP	Aby uniknąć wątpliwości odnośnie stosowania powyższej regulacji (art. 34 ust. 4a) do wcześniejszych okresów rozliczeniowych, proponujemy rozszerzenie przepisu przejściowego (art. 19 projektu ustawy): <i>Art. 34 ust. 4a ustawy zmienianej w art. 1 niniejszej ustawy stosuje się również do postępowań dotyczących obliczenia wysokości opłat koncesyjnych za okresy sprzed wejścia w życie niniejszej ustawy, o ile nie zostały one zakończone prawomocną i ostateczną decyzją.</i> W ocenie Izby, powyższe brzmienie regulacji odpowiadałoby celom omawianej regulacji, tj. z jednej strony gwarantowałoby, iż od każdego rodzaju działalności koncesjonowanej zostanie uiszczona należna opłata koncesyjna, ale jednocześnie nie rodziłoby ryzyka jej „podwójnego naliczenia” oraz dodatkowo dawałoby możliwość uzyskania sprawiedliwego rozstrzygnięcia w odniesieniu do już wszczętych postępowań zmierzających do nałożenia dodatkowej („podwójnej”) opłaty. Mając powyższe na uwadze proszę o rozważenie naszych postulatów oraz o uwzględnienie Polskiej Izby Paliw Płynnych na dalszym etapie prac nad Projektem. Uprzejmie proszę także o podjęcie działań mających na celu niewszczynianie nowych i umorzenie trwających postępowań bazujących na obecnej treści § 4 ust. 3 aktualnego rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz.U.1998.60.387).	
624.	Art. 14 projektu	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	<i>Proponowana zmiana:</i> „Art. 14. Świadectwa wydane przez komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym zachowują ważność.÷ ~~1) w przypadku osób, o których mowa w art. 54 ust. 1c pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym – przez okres na jaki zostały wydane;~~ ~~2) w przypadku innych osób – przez okres 1 roku od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.”.~~ <i>Uzasadnienie:</i>	

			Pozostawienie obecnego zapisu sprawi, że w podmiotach gospodarczych niespełniających warunków określonych w art. 54 ust. 1c pkt 2 nastąpi konieczność przeprowadzenia egzaminów dla wszystkich pracowników w ciągu jednego roku. Sprawi to znaczące zaburzenie cyklu przez co raz na 5 lat będzie występowało znaczne spiętrzenie ilości przeprowadzonych egzaminów. Lepszym rozwiązaniem jest płynne wygaszanie uprawnień już wydanych. Ponadto w skrajnym przypadku konieczne będzie poniesienie przez egzaminowanego dwukrotnych kosztów egzaminu w odstępie 1 roku a nie jak dotychczas 5-ciu lat. Jest to również o tyle niesprawiedliwe, że ważność powołania Komisji Kwalifikacyjnych się przedłuża, lecz egzaminowanemu każe się płacić dwa razy w odstępie ponad 1 roku co jest również niesprawiedliwe społecznie, gdyż potencjalnie będzie go egzaminować ta sama Komisja Kwalifikacyjna której czas powołania jest kontynuowany zgodnie z Art. 15 ust. 3 natomiast uprawnienia egzaminowanego wygasły np. po 1,5 roku od egzaminu.	
625.	Art. 19 projektu	PSE S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „ 1) art. 1 pkt 36 i pkt 37 w zakresie dodawanego art. 54b - 54o, art. 4 pkt 3 lit. b), które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2020 r.; 2) art. 1 pkt 3 lit. a-c, pkt 4, pkt 11 lit. a i pkt 15 w zakresie dodanych art. 11x, art. 11y ust.1, art. 11za i art. 11zb ustawy zmienianej w art. 1, art. 3 pkt 2 i 4, art. 4 pkt 2, i art. 4 pkt 3 lit. a) oraz art. 5 pkt 2 i 3, które wchodzi w życie po upływie 36 miesięcy od dnia ogłoszenia.” <i>Uzasadnienie:</i> Poprawka jest konsekwencją wprowadzonych zmian do art. 4 pkt 3.	
626.	Dodać przepis przejściowy do projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw	GS	<i>Proponowana treść:</i> „Art. ... 1. Przepis art. 7 ust. 2b i 2c ustawy zmienianej w art. 1 stosuje się do umów zawartych po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy. 2. Jeżeli w trakcie obowiązywania umowy zawartej przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy strony postanowią dokonać zmiany umowy, umowa zostaje dostosowana do postanowień art. 7 ust. 2b i 2c ustawy zmienianej w art. 1”. <i>Uzasadnienie:</i> Zaproponowany artykuł reguluje kwestie intertemporalne związane ze zmianą zasad zawierania umów o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej, wynikającą z dodanych w art. 7 ust. 2b–2e. W szczególności przepisy przejściowe wprowadzają obowiązek dostosowania przez strony umów o przyłączenie zawartych przed datą wejścia w życie ustawy nowelizującej, w przypadku których do tej daty nie zrealizowano jeszcze przyłącza. Jednocześnie, w braku współdziałania obu stron w postaci zawarcia odpowiedniego aneksu do umowy przyłączeniowej, proponowany przepis przewiduje ustawowe prawo strony umowy przyłączeniowej do odstąpienia od tej umowy, chyba że	

			niedostosowanie umowy nastąpiło z powodu okoliczności za które ta strona ponosi odpowiedzialność.	
UWAGI				
627.	Uwaga ogólna	Fundacja ClientEarth	W ocenie Fundacji, projektodawca konstruując podstawę prawną do opracowywania polityki energetycznej państwa powinien uwzględniać zmiany zachodzące w ponadnarodowej polityce i prawie energetycznym. Należy zauważyć, że projektodawca kilkakrotnie powołując się w uzasadnieniu na nowy pakiet prawa energetycznego UE (pakiet „Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków”, tzw. pakiet zimowy) zdaje się traktować jego postanowienia w sposób wybiórczy, idąc wbrew głównym trendom przewidywanych tym pakietem zmian. Pierwszoplanowymi kierunkami zmian w procedowanej właśnie nowelizacji unijnej dyrektywy 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej – która stanowi główny element pakietu zimowego, a zarazem jest aktem prawnym, który w praktyce wyznacza ramy regulacyjne krajowego Prawa energetycznego – jest umiejscowienie konsumenta w centrum rynku energii oraz przechodzenie na „zeroemisyjny” system energetyczny . W związku z powyższym, w opinii Fundacji, ustawa – Prawo energetyczne powinna wyraźnie wskazywać, że politykę energetyczną prowadzi się w interesie i na rzecz odbiorców energii, zwłaszcza tych będących jednocześnie konsumentami. Ponadto, w szczególności w związku z ostatnim, specjalnym i bardzo alarmującym raportem działającego w ramach ONZ Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC) dotyczącym globalnego ocieplenia , którego skutki są coraz bardziej widoczne także w Polsce, w opinii Fundacji wśród wskazanych wyraźnie w ustawie celów polityki energetycznej powinna znaleźć się również ochrona klimatu. W tym kontekście warto zauważyć i docenić, że uzasadnienie do poddanego konsultacjom projektu, na s. 21, jako cel polityki energetycznej (jako takiej) wskazuje właśnie „ograniczenie emisji CO2”.	
628.	Uwaga ogólna	Fundacja ClientEarth	Do Prawa energetycznego powinien zostać też dodany wyraźny przepis stanowiący, że projekt polityki energetycznej państwa jest poddawany konsultacjom publicznym na możliwie najwcześniejszym etapie tworzenia tego dokumentu.	
629.	Uwaga ogólna	Fundacja ClientEarth	Fundacja z zadowoleniem przyjmuje propozycję wdrożenia wyników, przeprowadzonej jeszcze w 2012 r., pozytywnej oceny zasadności ekonomicznej wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania. Przewidziany w projekcie harmonogram zakłada jednak 7-letnie opóźnienie w stosunku do wymogów dyrektywy 2009/72/WE .	

			Niezależnie od powyższego należy podkreślić, że bez pełnego uwolnienia rynku energii elektrycznej (zwłaszcza zniesienia taryf regulowanych dla gospodarstw domowych) oraz umożliwienia przedsiębiorstwom energetycznym samodzielnego kształtowania taryf energii elektrycznej (stosowanie taryf godzinowych z elementami stymulującymi zachowania konsumentów), potencjał systemów inteligentnego opomiarowania może zostać wykorzystany jedynie w ograniczonym zakresie .	
630.	Uwaga ogólna	Fundacja ClientEarth	W projekcie nie uwzględniono zmian przepisów dotyczących taryfowania, tak aby umożliwić wprowadzenie mechanizmów zarządzania popytem u mniejszych odbiorców końcowych. Z wcześniejszych dokumentów dotyczących założeń tzw. ustawy licznikowej (za kontynuację których należy uznać poddawany obecnie konsultacjom projekt) wynikało, że tego typu zmiany w przepisach będą przedmiotem odrębnego projektu . Fundacja ma nadzieję, że światło dzienne ujrzy także odpowiednia propozycja legislacyjna w tym zakresie. Zgodnie z przepisami dyrektywy 2009/72/WE, głównym celem wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych jest właśnie pozwolenie na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii elektrycznej. Ponadto, transponowany przedmiotowym projektem art. 9 dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej wymaga, aby państwa członkowskie wdrażające inteligentne systemy pomiarowe wprowadziły wymóg przekazywania odbiorcom energii stosownych porad i informacji w momencie montażu inteligentnych liczników . Przedstawiony do konsultacji projekt nie wdraża do prawa krajowego tego, bardzo istotnego z punktu widzenia konsumentów energii, wymogu.	
631.	Uwaga ogólna	FOEEiG	Projektowane rozwiązanie przewiduje wprowadzenie możliwości uzyskania statusu zamkniętych systemów dystrybucyjnych jedynie w odniesieniu do systemów elektroenergetycznych. Należy jednak zwrócić uwagę, że względy jakie przemawiają za wprowadzeniem przedmiotowego mechanizmu w przypadku tychże systemów (wskazane szczegółowo w uzasadnieniu projektu nowelizacji) są w pełni aktualne również w odniesieniu do dystrybucyjnych systemów gazowych. W chwili obecnej wiele zakładów przemysłowych ma status operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, z którym to statusem powiązane są obciążenia zupełnie nieproporcjonalne w stosunku do skali prowadzonej działalności. Uzasadnia to zatem rozciągnięcie projektowanych regulacji również na wskazane systemy. Zwłaszcza w sytuacji gdy rozwiązanie takie jest w pełni dopuszczalne na podstawie art. 28 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE.	
632.	Uwaga ogólna	Forum Energii	Projekt zmiany ustawy – Prawo energetyczne jest poddawany konsultacjom w tym samym czasie, kiedy Komisja Europejska kończy prace nad przepisami rozporządzenia w sprawie zarządzania unią energetyczną. Dostrzegamy konieczność zmiany podejścia do kształtowania polityki energetycznej	

			Polski, ale postulujemy, że należy nadać temu dokumentowi wyższą rangę, aby jako dokument programowy i strategiczny dla sektora energii był traktowany z należytą powagą. Będzie to możliwe jedynie w przypadku wypracowania szerokiego konsensusu politycznego i społecznego. Jednocześnie, w okresie trudnej i kosztownej transformacji energetycznej, należy wzmacniać krajowy organ regulacyjny, by podejmowane przez Prezesa URE decyzje były autonomiczne, transparentne i bilansujące interesy przedsiębiorstw i odbiorców.	
633.	Uwaga ogólne	HIPH	Hutnicza Izba Przemysłowo-Handlowa z zadowoleniem przyjmuje propozycję implementacji do polskiego prawa, instytucji znanej z prawodawstwa unijnego dotyczącej zamkniętych systemów dystrybucyjnych (dalej: „ZSD”). Działania podejmowane w celu popularyzacji ZSD, sięgają roku 2016, kiedy postulat podjęcia działań na rzecz wprowadzenia tzw. wydzielonych obszarów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (oraz, w celu zapewnienia spójności, także dla sieci gazowych), umożliwiających znaczne zmniejszenie obowiązków administracyjnych został sformułowany w Uchwale numer 8 Rady Dialogu Społecznego z dnia 7 kwietnia 2016 r. Jedną z charakterystyk funkcjonowania dużych zakładów przemysłowych w Polsce, w tym hutnictwa oraz spółek z sektora wydobywczego, jest zapatrywanie w energię elektryczną lub gaz ziemny na obszarze swojej działalności produkcyjnej zarówno własnych oddziałów jak i pozostałych podmiotów lub jednostek zlokalizowanych na terenie przedsiębiorstwa. W związku z powyższym, ich sytuacja zasadniczo różni się od podmiotów, których głównym zadaniem jest dystrybucja energii elektrycznej i gazu ziemnego. W tym kontekście zapisy konsultowanego Projektu ustawy mają istotny wpływ na funkcjonowanie dużych zakładów przemysłowych. Z punktu widzenia przemysłu, proponowane w Projekcie ustawy zapisy pozwolą na obniżenie kosztów prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej. Niestety, z powodów niewyjaśnionych w uzasadnieniu, analogicznymi zasadami nie zostały objęte systemy dystrybucyjne gazowe. Tymczasem Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE w art. 28 identyfikuje zamknięte systemy dystrybucyjne gazowe, jako szczególne podmioty rynku energii, w stosunku do których państwa członkowskie mogą także zastosować selektywnie wybrane wyłączenia spod systemu obowiązujących regulacji. W związku z powyższym proponuję, aby w Projekcie ustawy instytucją zamkniętych systemów dystrybucyjnych objąć także systemy dystrybucyjne gazowe.	
634.	Uwaga Ogólna	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii	Projektowane rozwiązanie przewiduje wprowadzenie możliwości uzyskania statusu zamkniętych systemów dystrybucyjnych jedynie w odniesieniu do systemów elektroenergetycznych. Należy jednak zwrócić uwagę, że względy jakie przemawiają za wprowadzeniem przedmiotowego mechanizmu w przypadku tychże systemów (wskazane szczegółowo w uzasadnieniu projektu nowelizacji) są w pełni aktualne również w odniesieniu do dystrybucyjnych systemów gazowych. W	

			chwili obecnej wiele zakładów przemysłowych ma status operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, z którym to statusem powiązane są obciążenia zupełnie nieproporcjonalne w stosunku do skali prowadzonej działalności. Uzasadnia to zatem rozciągnięcie projektowanych regulacji również na wskazane systemy. Zwłaszcza w sytuacji gdy rozwiązanie takie jest w pełni dopuszczalne na podstawie art. 28 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE.	
635.	Uwaga ogólna	IGG – PSG Sp. z o.o.	Mechanizm zamiany magazynowanej energii elektrycznej w inną formę energii Celem projektowanej nowelizacji jest wdrożenie rozwiązań prawno-regulacyjnych odpowiadających aktualnemu postępowi technicznemu w dziedzinie energetyki. Mając powyższe na uwadze, poddajemy pod rozagę możliwość uwzględnienia postępu technologicznego w zakresie zamiany energii elektrycznej w inną energię celem magazynowania energii i jej późniejszego wykorzystania bez konieczności ponownego wytworzenia energii elektrycznej. Transformacja energii elektrycznej w inną formę energii, ułatwiająca jej efektywne magazynowanie i możliwość dalszego jej wykorzystania pod nową postacią (to jest bez ponownej generacji prądu), podnosi ogólną sprawność przetwarzania energii. Zabieg ten pozwala na wykorzystanie innego nośnika energii (np. gazu ziemnego), co wnosi istotny wkład do ogólnego bilansu energetycznego, zwiększając jednocześnie dywersyfikację źródeł (np. w systemie gazowym) – a więc podnosząc bezpieczeństwo energetyczne Polski. Proponujemy również uwzględnienie w Projekcie rozproszonego magazynowania energii, który to system jest obecnie rozwijany. Ze względu na posiadanie i eksploatację elementów systemu przez różne podmioty, często ograniczone prawnie w zakresie zakresu prowadzenia działalności (koncesje), efektywną formą magazynowania wydaje się współpraca między producentem energii, operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego (jeśli jest niezbędny), operatorem systemu zamieniającego energię elektryczną w inną formę energii (np. gaz palny), operatora systemu magazynowego (np. magazyn gazu), systemu przesyłu/dystrybucji (sieć gazowa) i operatora systemu produkcji energii elektrycznej (energetyczny blok gazowy, kogeneracja). Mając na uwadze powyższe, proponujemy stworzenie kompleksowego, normatywnego narzędzia regulującego materię rozproszonego magazynu energii elektrycznej oraz układu transformacji energii elektrycznej zbliżonych do proponowanych poniżej zmian dla magazynu energii elektrycznej, uwzględniające m. in. określenie mocy i sprawności układu, opracowanie instrukcji ruchu i eksploatacji systemu oraz wymóg posiadania systemu zarządzania rozproszonym magazynem energii	

			elektrycznej i bilansowania energii w rozproszonym magazynie energii, uwzględniającym straty własne elementów składowych systemu. Omawiane rozwiązanie mogłoby zostać wsparte m.in. dzięki uregulowaniu w Projekcie definicji „transformacji energii elektrycznej” oraz „rozproszonego magazynu energii elektrycznej”. Propozycja: • Dodanie do Prawa energetycznego art. 3 pkt 10ka: „Transformacja energii elektrycznej - przetwarzanie energii elektrycznej w inną formę energii, pozwalające na jej efektywne magazynowanie” • Dodanie do Prawa energetycznego art. 3 pkt 60: „Rozproszony magazyn energii elektrycznej - powiązany system instalacji przetwarzającej energię elektryczną w inną formę energii (transformacji energii elektrycznej), instalacji służących magazynowaniu przetworzonej energii i instalacji przetwarzających energię na powrót do postaci energii elektrycznej oraz odpowiednich systemów przesyłu i dystrybucji energii integrujących ten system, nie znajdujących się w jednej lokalizacji lub nie należących do jednego podmiotu”.	
636.	Uwaga ogólna	IGG – PSG Sp. z o.o.	Zapobieganie dublowaniu infrastruktury Pragniemy zwrócić uwagę na ryzyka związane z możliwością dublowania istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej. Zjawisko to polega na budowie sieci dystrybucyjnej w obszarach, gdzie znajduje się już sieć innego operatora. Takie zagęszczenie sieci prowadzić może do nieefektywnego i niezrównoważonego rozwoju infrastruktury dystrybucyjnej w Polsce poprzez funkcjonowanie dwóch lub większej ilości sieci w jednym regionie, przy utrzymywaniu statusu braku gazyfikacji innych regionów Polski. Tego rodzaju działania wywołują również niekorzystne skutki ekonomiczne dla odbiorców, którzy są zobowiązani ponosić koszty zdublowanej infrastruktury. Mając powyższe na uwadze, postulujemy wprowadzenie mechanizmu dopuszczającego odmowę udzielenia kolejnego zezwolenia na budowę lub eksploatację systemu gazociągów dystrybucyjnych na określonym obszarze, jeżeli systemy gazociągowe zostały już zbudowane lub gdy zaproponowana jest ich budowa na tym obszarze oraz gdy istniejąca lub proponowana zdolność nie jest w pełni wykorzystana. Niniejsze ograniczenie mogłoby być stosowane w razie uzasadnienia przez przesłanki natury obiektywnej (m.in. analiza ekonomiczna inwestycji, brak zwrotu oczekiwanych nakładów, niezdolność do pełnego wykorzystania gazociągów istniejących). Proponowane przez nas rozwiązanie ma celu usprawnienie rozbudowy infrastruktury dystrybucyjnej w tych regionach kraju, które nie zostały dotychczas objęte procesem gazyfikacji. Niniejsze podejście pozwoli jednocześnie na optymalne wykorzystanie istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej, bez	

			konieczności ponoszenia przez odbiorców dodatkowych kosztów związanych ze zdublowaniem infrastruktury dystrybucyjnej w tym samym regionie. Wdrożenie takiego rozwiązania byłoby zgodne z brzmieniem art. 4 ust. 4 Dyrektywy Gazowej, który uprawnia Państwa Członkowskie do odmowy udzielenia kolejnego zezwolenia na budowę lub eksploatację systemu gazociągów na określonym obszarze, jeżeli systemy gazociągowe zostały już zbudowane lub gdy zaproponowana jest ich budowa na tym obszarze. Kompetencja do odmowy budowy nowej infrastruktury aktywować się może również w sytuacji, gdy istniejąca lub proponowana zdolność nie jest w pełni wykorzystywana.	
637.	Uwagi ogólne	Lewiatan	- W proponowanej Ustawie nie jest określona odpowiedzialność operatora informacji pomiarowych (OIP) za przekazane z systemu dane do odbiorcy końcowego i innych przedsiębiorstw energetycznych. Nie jest określona również rola i sposób procedowania zgłaszanych reklamacji dotyczących danych pomiarowych, w szczególności zasad pośredniczenia w tych sprawach w kontekście oczekiwania wnoszących reklamacje na uzyskanie wiążących odpowiedzi w terminie 14 dni kalendarzowych. - Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) utworzy centralny system informacji pomiarowych, o którym mowa w art. 11y ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy (Art. 8). W proponowanej Ustawie nie przewidziano co się stanie w sytuacji, jeżeli OSP nie będzie w stanie utworzyć centralnego systemu informacji pomiarowych w wymaganym terminie. Proponujemy, aby tryb awaryjny w sytuacji braku tego systemu był opisany w projektowanej Ustawie. - Zgodnie z projektem Ustawy zadania operatora informacji pomiarowych wykonuje OSPo (Art. 11zg). Powierzenie OSP funkcji OIP stoi w sprzeczności z założeniami projektowanej Ustawy w zakresie zachowania konkurencyjności i niedyskryminowanego dostępu do danych wszystkich uczestników rynku energii. Należy zauważyć, że OSP podobnie jak OSD realizuje zadania w zakresie przetwarzania danych pomiarowych oraz ich wymiany, a także jest stroną wzajemnych rozliczeń z tytułu usług przesyłowych z OSD. Z powyższych względów sprawowanie funkcji OIP przez OSP może powodować nieuzasadniony dostęp do danych pomiarowych istotnie wpływających na relacje biznesowe z OSD. Rekomendowanym rozwiązaniem jest powierzenie funkcji OIP niezależnemu podmiotowi, analogicznie jak np. Zarządca Rozliczeń. Należy dodatkowo podkreślić, że transformacja energetyczna odbywać się będzie w obszarze sieci dystrybucyjnej: decentralne wytwarzanie energii, lokalne magazyny, wymiana pomiędzy	

			producentem a konsumentem energii w ramach nowych technologii rozliczeń (np. Blockchain), czy ich wirtualne magazynowanie i zużycie. Wpisanie konieczności dokonywania pozyskiwania pomiarów tych podmiotów / technologii za pośrednictwem OIP pod karą zagrożoną pozbawieniem wolności (!) do lat 2 jest anachronizmem. • Harmonogram wdrożenia liczników zdalnego odczytu jest w pełni zależny od wybranej technologii, której projekt Ustawy nie definiuje.	
638.	Uwagi ogólne	PGNiG	Mechanizm zamiany magazynowanej energii elektrycznej w inną formę energii Celem projektowanej nowelizacji jest wdrożenie rozwiązań prawno-regulacyjnych odpowiadających aktualnemu postępowi technicznemu w dziedzinie energetyki. Mając powyższe na uwadze, poddajemy pod rozagę możliwość uwzględnienia postępu technologicznego w zakresie zamiany energii elektrycznej w inną energię celem magazynowania energii i jej późniejszego wykorzystania bez konieczności ponownego wytworzenia energii elektrycznej. Transformacja energii elektrycznej w inną formę energii, ułatwiająca jej efektywne magazynowanie i możliwość dalszego jej wykorzystania pod nową postacią (to jest bez ponownej generacji prądu), podnosi ogólną sprawność przetwarzania energii. Zabieg ten pozwala na wykorzystanie innego nośnika energii (np. gazu ziemnego), co wnosi istotny wkład do ogólnego bilansu energetycznego, zwiększając jednocześnie dywersyfikację źródeł (np. w systemie gazowym) – a więc podnosząc bezpieczeństwo energetyczne Polski. Proponujemy również uwzględnienie w Projekcie rozproszonego magazynowania energii, który to system jest obecnie rozwijany. Ze względu na posiadanie i eksploatację elementów systemu przez różne podmioty, często ograniczone prawnie w zakresie zakresu prowadzenia działalności (koncesje), efektywną formą magazynowania wydaje się współpraca między producentem energii, operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego (jeśli jest niezbędny), operatorem systemu zamieniającego energię elektryczną w inną formę energii (np. gaz palny), operatora systemu magazynowego (np. magazyn gazu), systemu przesyłu/dystrybucji (sieć gazowa) i operatora systemu produkcji energii elektrycznej (energetyczny blok gazowy, kogeneracja). Mając na uwadze powyższe, proponujemy stworzenie kompleksowego, normatywnego narzędzia regulującego materię rozproszonego magazynu energii elektrycznej oraz układu transformacji energii elektrycznej zbliżonych do proponowanych poniżej zmian dla magazynu energii elektrycznej, uwzględniające m. in. określenie mocy i sprawności układu, opracowanie instrukcji ruchu i eksploatacji systemu oraz wymóg posiadania systemu zarządzania rozproszonym magazynem energii	

			elektrycznej i bilansowania energii w rozproszonym magazynie energii, uwzględniającym straty własne elementów składowych systemu. Omawiane rozwiązanie mogłoby zostać wsparte m.in. dzięki uregulowaniu w Projekcie definicji „transformacji energii elektrycznej” oraz „rozproszonego magazynu energii elektrycznej”. <u>Propozycja:</u> • Dodanie do Prawa energetycznego art. 3 pkt 10ka: „Transformacja energii elektrycznej - przetwarzanie energii elektrycznej w inną formę energii, pozwalające na jej efektywne magazynowanie” • Dodanie do Prawa energetycznego art. 3 pkt 60: „Rozproszony magazyn energii elektrycznej - powiązany system instalacji przetwarzającej energię elektryczną w inną formę energii (transformacji energii elektrycznej), instalacji służących magazynowaniu przetworzonej energii i instalacji przetwarzających energię na powrót do postaci energii elektrycznej oraz odpowiednich systemów przesyłu i dystrybucji energii integrujących ten system, nieznajdujących się w jednej lokalizacji lub nienależących do jednego podmiotu”.	
639.	Uwagi ogólne	Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji – KIGeIT	Uwagi KIGeIT dotyczą głównie propozycji zapisów regulujących następujące zagadnienia: 1) zbieranie, dystrybucja i udostępnianie danych pomiarowych o funkcjonowaniu sieci; 2) funkcjonowanie magazynów energii elektrycznej i cieplnej w sieciach energetycznych; 3) OZE i ich funkcjonowanie w sieciach energetycznych; 4) tworzenie warunków do wdrażania technologii energoelektronicznych, telekomunikacyjnych i informatycznych korzystających z modułów sztucznej inteligencji; 5) integracji cyfrowej sieci energetycznych z pozostałymi elementami infrastruktury krytycznej; 6) implementacja sprzętu i oprogramowania spełniającego wymogi cyberbezpieczeństwa; 7) integracja systemu elektroenergetycznego z systemem monitorowania stanu powietrza i poziomem emisji gazów cieplarnianych. KIGeIT nie odnosi się do tych zapisów ustawy o zmianie PE, które nie budziły wątpliwości lub których zapisy były poza kompetencjami technicznymi firm – członków Izby. Bardzo pozytywnie oceniamy kierunek zmian zarysowany w projekcie ustawy. Obecny kształt projektu zmobilizował członków Izby do przygotowania szeregu propozycji poprawek i uzupełnień, w całkowitej zgodności z duchem i literą zmian już zapisanych w projekcie ustawy.	

		Cele zawartych poniżej propozycji zmian w obecnych regulacjach o charakterze ogólnym oraz proponowanych poprawek do zapisów projektu przedmiotowej ustawy to: 1) redukcja kosztów produkcji i dystrybucji energii poprzez otworenie krajowych sieci energetycznych na nowoczesne rozwiązania technologiczne w zakresie generacji i magazynowania energii; 2) uruchomienie mechanizmów zachęcających do inwestycji w podnoszenie efektywności energetycznej gospodarki; 3) uruchomienie mechanizmów zachęcających do redukcji emisji pyłów i gazów cieplarnianych; 4) wykorzystanie możliwości gospodarczych wynikających z procesów integracji technologicznej systemów energetycznych krajów członkowskich UE. Ad 1. Od roku 2011 w pismach i stanowiskach prezentowanych przez KIGeiT w kontaktach z ministerstwami właściwymi ds. energii, informowaliśmy, że do roku 2020 koszty produkcji energii elektrycznej (ee) z turbin wiatrowych i elektrowni fotowoltaicznych na terenie Polski będą niższe od kosztów ee ze źródeł konwencjonalnych. Skutki niedostatecznego włączenia się w globalne procesy elektronizacji i cyfryzacji technologii energetycznych znajdują swe odzwierciedlenie w kosztach technicznych wytwarzania energii, co przełożyło się na ceny. Obecnie koszty techniczne generacji ee z fotowoltaiki np. w Danii spadły do poziomu ok. 40 Eur/MWh, natomiast z wiatru to poziom ok. 30 Eur/MWh. Globalna skala inwestycji w technologie generacji z OZE oraz magazynowania jest tak duża, że można przyjąć za pewnik, iż w ciągu następnych 10 lat koszty generacji z turbin wiatrowych i fotowoltaiki spadną o kolejne 30%. Należy również bardzo poważnie traktować prognozy płynące z rynku magazynowania energii, które mówią, że koszty przesunięcia energii w czasie spadną w ciągu najbliższej dekady do poziomu 50 Eur/MWh, co oznacza, że technologie te staną się kluczowym elementem optymalizacji pracy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych ee. Stąd nasz apel o jak najszybsze stworzenie warunków prawnych: • gwarantujących bezpieczeństwo inwestycji prywatnych w OZE, ze szczególnym uwzględnieniem bezpieczeństwa inwestycji prosumenckich, • kończących z polityką blokowania dużych (a więc bardziej efektywnych ekonomicznie) inwestycji w mikroinstalacje fotowoltaiczne, poprzez likwidacji barier dla instalacji o mocy powyżej 10 kW,	

		• uruchamiających mechanizmy zachęcające do inwestycji w automatykę budynkową współpracującą z automatyką sieciową, • stymulujących szybkie wycofanie się z polityki blokującej rozwój energetyki wiatrowej, • stanowiących rzeczywiste otworenie rynku dla prosumentów inwestujących w OZE, • obligujących OSD do modernizacji sieci dystrybucyjnej i budowy automatyki umożliwiającej masowe włączanie OZE do systemu elektroenergetycznego, • do powołania OIP i systemu służącego budowie automatyki sieciowej i abonenckiej poprzez udostępnienie danych on-line użytkownikom końcowym w formie elektronicznej i standaryzacji systemu urządzeń pomiarowych w sposób umożliwiający automatyczną współpracę z system elektroenergetycznym, stymulowaną sygnałami taryfowymi. Ad 2. Postulujemy podjęcie prac nad zmianą ustawy o efektywności energetycznej, która pozwoli wykorzystać w pełni efekty modernizacji Prawa energetycznego w duchu przedmiotowej ustawy. Ad 3. Harmonogram wdrażania efektów modernizacji PE, ze szczególnym uwzględnieniem polityki rozwoju OZE wspartych inteligentnymi systemami zarządzania i podnoszenia efektywności energetycznej powinien uwzględniać obecną mapę niskich emisji. To pozwoli na uzyskanie efektu synergii procesów modernizacji energetyki, z procesami elektryfikacji transportu samochodowego i podnoszenia efektywności energetycznej miast. To ułatwi i przyspieszy realizację planów gospodarki niskoemisyjnej w miastach o wysokim poziomie zapylenia powietrza. Ad 4. Zmiany ustawowe powinny w większym stopniu motywować PSE do integracji polskiego systemu elektroenergetycznego z systemami sąsiednich krajów UE. Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na operatorów systemów dystrybucyjnych szereg obowiązków, których spełnianie zapewnia ochronę użytkowników sieci dystrybucyjnej, zachowanie jej w należytym stanie technicznym oraz jej rozbudowę. Celowość nałożenia tych samych obowiązków na przedsiębiorstwa produkcyjne posiadające ograniczone systemy dystrybucyjne oraz galerie handlowe i centra biurowe jest co najmniej wątpliwa – w większości z nich brak jest klientów będących gospodarstwami domowymi. Dodatkowo, przedsiębiorstwa posiadające ograniczone systemy dystrybucji nie są (co do zasady), zainteresowane rozbudową własnej sieci i przyłączaniem nowych odbiorców. Dzieje się tak z uwagi na fakt, że głównym profilem ich działalności nie jest dystrybucja energii, a sieć dystrybucyjna pozostająca do ich dyspozycji jest ograniczona do terenu obiektu lub obszaru na którym działają.	

		Odmienne sytuacja wygląda gdy analizujemy funkcjonowanie klastra energetycznego, który jest szczególnym przypadkiem zamkniętego systemu dystrybucyjnego (ZSD). Jednym z istotnych zagadnień dotyczących funkcjonowania i możliwości rozwoju klastrów, jest ich niejednorodność. Na obszarze funkcjonowania każdego klastra znajdują się zarówno prosumenci, jak i odbiorcy – firmy produkcyjne, usługowe i gospodarstwa domowe, zlokalizowane zarówno w domach jedno- jak i wielolokalowych. Podstawą działania klastra, jest integracja tych podmiotów na poziomie lokalnym. Łącząc produkcję energii elektrycznej z OZE, techniki magazynowania oraz nowoczesne systemy zarządzania, klastr jest w stanie zbilansować się energetycznie, jednocześnie zapewniając ciągłość zasilania i ograniczenie kosztów użytkowania energii. Istotnym elementem jest korzystanie z rozwiązań sprzyjających oszczędzaniu energii elektrycznej oraz świadomemu zarządzaniu energią, pozwalające na zwiększenie innowacyjności i konkurencyjności przedsiębiorstw, oraz poprawę bilansu ekonomicznego gospodarstw domowych. Odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym jest odbiorca końcowy, który dokonuje zakupu paliw lub energii elektrycznej wyłącznie w celu ich zużycia w gospodarstwie domowym (art. 3 pkt. 13b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne). W przypadku domów wielolokalowych, każdy z właścicieli, czy też użytkowników poszczególnych lokali – mieszkań, ma umowy zawarte z przedsiębiorstwami energetycznymi, dotyczące sprzedaży energii elektrycznej i gazu. A zatem to on jest odbiorcą paliw lub energii . Jako, że klastr energetyczny jest szczególnym przypadkiem zamkniętego systemu dystrybucyjnego (ZSD), wprowadzenie art. 9da.1. pkt.4) nowelizacji PE w rezultacie doprowadzi do znacznej dyskryminacji odbiorców końcowych w budynkach wielolokalowych (wielorodzinnych). 1. Odbiorcy końcowi w budynkach wielolokalowych nie mogą w prosty sposób zostać prosumentami, ponieważ realnie nie mają możliwości wybudowania instalacji prosumenckiej. 2. W kontekście art. 9da.1. pkt.4) nowelizacji PE zostają praktycznie wykluczeni z możliwości uczestniczenia w klastrach, ponieważ ograniczenie odbiorców w gospodarstwach domowych do 250 uniemożliwia objęcie działalnością klastra nawet kilkunastu średniej wielkości budynków wielolokalowych. 3. Nie jest zrozumiałe w jaki sposób została wyznaczona graniczna wartość 250 odbiorców w gospodarstwach domowych. Jest to szczególnie niespójne z regulacjami dotyczącymi spółdzielni energetycznych zawartymi w Art. 38e. pkt.3 Ustawy z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o OZE. Artykuł ten mówi, że liczba członków spółdzielni energetycznej jest mniejsza niż 1000. W konsekwencji nie jest uzasadnione ograniczanie do 250 liczby gospodarstw domowych zrzeszonych	

		w klastrze energetycznym (obszar powiatu lub 5 gmin), stanowiącym strukturę zbliżoną do spółdzielni energetycznej (obszar jednej gminy). Ponadto należy mieć na uwadze, że przyjęta wartość nie większa niż 250 może oznaczać zarówno 250 odbiorców mieszkających w budynkach jednorodzinnych (jednorodzinnych), jak i 250 odbiorców mieszkających w budynkach wielolokalowych (wielorodzinnych). 250 liczników w budynkach jednorodzinnych przekłada się na około 250 małych budynków mieszkalnych, jednak w kontekście budynków wielolokalowych oznacza jedynie około 5 średniej wielkości budynków mieszkalnych. Prowadzi to do znacznej dyskryminacji pojedynczych odbiorców i wspólnot mieszkaniowych chcących uczestniczyć w działaniach klastra. Zaproponowana nowelizacja PE powinna zapewnić konsumentom mocną pozycję na rynku energii poprzez m.in. umożliwienie odbiorcom energii elektrycznej wolnego wyboru jej dostawcy, zniesienie limitów cenowych oraz zapewnienie szybkiego dostępu do niezbędnej informacji. Każdy uczestnik rynku ma prawo dostępu do sieci, w tym do zakupu energii elektrycznej od wybranego sprzedawcy. Z uwagi na naturalną przewagę przedsiębiorstwa energetycznego nad odbiorcą, a w szczególności nad drobnymi konsumentami takimi jak gospodarstwa domowe, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki powinien dążyć do zrównoważenia rynku poprzez wzmocnienie pozycji konsumentów (również tych w gospodarstwach domowych), zapewniając możliwość zawierania umów w sposób niedyskryminacyjny. O liczności potencjalnie poszkodowanej grupy świadczą dane GUS zawarte w Narodowym Spisie Powszechnym, stan na 31 marca 2011 r. Według tych danych, znaczna część polskich gospodarstw domowych zlokalizowana była w budynkach wielolokalowych (wielomieszkaniowych). W budynkach tych mieściło się ok. 79% mieszkań w miastach i prawie 15% mieszkań na wsi. Zapis art. 9da.1. pkt.4) nowelizacji PE pozbawia większość odbiorców z budynków wielolokalowych szans i korzyści jakie daje współpraca z klastrem energii, w konsekwencji wykluczając ich z możliwości skorzystania z konkurencyjnych, dopasowanych do indywidualnych potrzeb klienta ofert klastrów, często proponujących niższe ceny energii oraz lepszą jakość usług. Jest to szczególnie istotne w kontekście badań Instytutu Badań Strukturalnych z 2016 r., stwierdzających, że ponad 12% osób w Polsce dotkniętych było ubóstwem energetycznym. Oznacza to, że blisko 5 mln osób w ok. 1,3 mln gospodarstw domowych nie mogło sobie pozwolić na	

			zapłacenie za energię i świadczy o tym, że na dzień dzisiejszy Polska nadal nie jest gotowa na przyjęcie unijnych przepisów, przewidujących całkowitą liberalizację rynku energii. KIGEiT postuluje funkcjonowanie gospodarstw domowych w obrębie zamkniętych systemów dystrybucyjnych (ZSD) bez ograniczeń. Uważamy, że jest to rozwiązanie mające na celu złagodzenie wpływu deregulacji rynku energii elektrycznej na kondycję finansową gospodarstw domowych i ograniczenie zakresu ubóstwa energetycznego, jednocześnie umożliwiając rozwój klastrów energetycznych. Zarazem chroni to drobnych konsumentów przed nadmiernym wzrostem cen energii, szczególnie w początkowym okresie ich uwolnienia, ponieważ umożliwi im korzystanie z tańszej energii elektrycznej wytworzonej z OZE w obszarze klastra. Jednocześnie wyżej opisane rozwiązanie jest odpowiedzią na dwa wnioski systemowe (wniosek 1 i 5), skierowane do Ministra Energii przez NIK w raporcie opublikowanym 2 listopada 2018 r., zatytułowanym „Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej”. Poniżej treść wniosków znajdujących się na str. 15 i 16 raportu. WNIOSEK 1 Przygotowanie rozwiązań mających na celu złagodzenie wpływu deregulacji rynku energii elektrycznej na kondycję finansową gospodarstw domowych. W szczególności przygotowanie regulacji chroniących konsumentów przed nadmiernym wzrostem cen energii elektrycznej w początkowym okresie ich uwolnienia oraz w zakresie sprzedaży rezerwowej. WNIOSEK 5 Zainicjowanie procesu legislacyjnego, poprzedzonego konsultacjami społecznymi ze wszystkimi interesariuszami, mającego na celu wprowadzenie regulacji w obszarze wdrażania inteligentnych sieci elektroenergetycznych, w tym związanych z kwestiami technicznymi (możliwości liczników), komunikacją, regulacjami taryfowymi i bezpieczeństwem informacji. Powyższe uwagi prosimy potraktować jako nasze stanowisko w sprawach nie objętych treścią analizowanego projektu ustawy. Poniżej przedstawiamy w kolejności wystąpienia w tekście projektu uwagi dot. zapisów.	
640.	Uwagi ogólne	KIGEiT	Uwagi mają na celu zadbanie o to, żeby stworzone zostały odpowiednie warunki prawne dla rozwoju nowoczesnej, rozproszonej energetyki, której podstawę stanowią mikrosieci i prosumenci. Nowoczesne układy pomiarowe (tzw. inteligentne liczniki energii), źródła odnawialne i magazyny energii stanowią narzędzia techniczne, które umożliwiają wdrażanie nowego modelu funkcjonowania infrastruktury energetycznej.	

Sieci inteligentne mają szansę stać się głównym obszarem działalności, w którym możemy rozwijać krajowe kompetencje w zakresie sztucznej inteligencji (oprogramowania kognitywnego). Moduły sztucznej inteligencji służą m.in. do profilowania zużycia, produkcji, prognozowania pogody, popytu i podaży, sterowania i stabilizacji sieci, zarządzania urządzeniami przyłączonymi do sieci czy też nadzoru na cyfrowym bezpieczeństwie sieci. Sieci tego typu są naturalnym środowiskiem rozwoju firm i startup-ów specjalizujących się w budowie i uczeniu oprogramowania niedeterministycznego. Dane pomiarowe są podstawą uczenia maszynowego i budowania modeli odbiorników, profili, podsystemów itd.. W warunkach polskich, sieci inteligentne stanowią jedyny rynek, na którym mogą rozwijać się rodzime firmy zainteresowane rozwojem sztucznej inteligencji. Nie będzie to możliwe bez szybkiego wdrożenia powszechnego opomiarowania sieci, OZE, magazynów energii, ładowarek do samochodów elektrycznych i udostępniania tych danych do wymienionych zastosowań.

Od strony uwarunkowań prawnych oraz regulacyjnych niezbędne jest jednak ich nadążanie za zmieniającą się rzeczywistością i usuwanie barier związanych z rozwojem. Dlatego w uwagach szczególną uwagę zwróciliśmy na usunięcie barier związanych z funkcjonowaniem mikro sieci (usunięcie sztucznych limitów odbiorców oraz nieuzasadnionych obowiązków regulacyjnych), barier w podłączaniu magazynów energii oraz elementów, które pozwalają na kształtowanie cen energii przez największych uczestników rynku.

Szczególną uwagę poświęciliśmy danym pomiarowym i inteligentnym licznikom energii, biorąc pod uwagę doświadczenia z obecnych wdrożeń w Polsce i aktywne w nich uczestnictwo członków naszej Izby. W ocenie KIGEiT nowoczesny licznik energii nie powinien być traktowany wyłącznie jako proste urządzenie ze zdalnym odczytem danych, ale jako inteligentny komputer, które będzie wspierał w przyszłości prosumentów w zarządzaniu energią i współdziałał z krajowym system energetycznym. Dlatego należy zadbać o to, żeby urządzenie bazowało na otwartych, wolnych od patentów standardach technicznych i było odpowiednio testowane pod kątem bezpieczeństwa (cyber) i niezawodności zanim zostanie dopuszczone do eksploatacji w sieci energetycznej. Bardzo ważnym elementem tego procesu, praktykowanym na innych rynkach (np. Wielka Brytania) jest certyfikacja. Obecnie liczniki certyfikowane są wyłącznie pod względem własności metrologicznych, natomiast zupełnie nie testuje się ich pod kątem niezawodności i cyberbezpieczeństwa. Postulujemy opracowanie standardów technicznych z uwzględnieniem szerokiego udziału uczestników rynku (operatorów, sprzedawców, producentów, instytucji badawczych) i regulatora i nie zawężanie tych konsultacji wyłącznie do spółek dystrybucyjnych. Zgodność urządzeń ze standardami i ich testy bezpieczeństwa i niezawodności powinny być przeprowadzane przez powołane specjalnie w tym celu

			jednostki certyfikacyjne. Zdaniem Izby powołanie takich jednostek przyczyni się do uporządkowania rynku i wykorzysta istniejący w kraju potencjał badawczy.	
641.	Uwagi ogólne	PGNiG S.A.	Mechanizm zamiany magazynowanej energii elektrycznej w inną formę energii Celem projektowanej nowelizacji jest wdrożenie rozwiązań prawno-regulacyjnych odpowiadających aktualnemu postępowi technicznemu w dziedzinie energetyki. Mając powyższe na uwadze, poddajemy pod rozagę możliwość uwzględnienia postępu technologicznego w zakresie zamiany energii elektrycznej w inną energię celem magazynowania energii i jej późniejszego wykorzystania bez konieczności ponownego wytworzenia energii elektrycznej. Transformacja energii elektrycznej w inną formę energii, ułatwiająca jej efektywne magazynowanie i możliwość dalszego jej wykorzystania pod nową postacią (to jest bez ponownej generacji prądu), podnosi ogólną sprawność przetwarzania energii. Zabieg ten pozwala na wykorzystanie innego nośnika energii (np. gazu ziemnego), co wnosi istotny wkład do ogólnego bilansu energetycznego, zwiększając jednocześnie dywersyfikację źródeł (np. w systemie gazowym) – a więc podnosząc bezpieczeństwo energetyczne Polski. Proponujemy również uwzględnienie w Projekcie rozproszonego magazynowania energii, który to system jest obecnie rozwijany. Ze względu na posiadanie i eksploatację elementów systemu przez różne podmioty, często ograniczone prawnie w zakresie zakresu prowadzenia działalności (koncesje), efektywną formą magazynowania wydaje się współpraca między producentem energii, operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego (jeśli jest niezbędny), operatorem systemu zamieniającego energię elektryczną w inną formę energii (np. gaz palny), operatora systemu magazynowego (np. magazyn gazu), systemu przesyłu/dystrybucji (sieć gazowa) i operatora systemu produkcji energii elektrycznej (energetyczny blok gazowy, kogeneracja). Mając na uwadze powyższe, proponujemy stworzenie kompleksowego, normatywnego narzędzia regulującego materię rozproszonego magazynu energii elektrycznej oraz układu transformacji energii elektrycznej zbliżonych do proponowanych poniżej zmian dla magazynu energii elektrycznej, uwzględniające m. in. określenie mocy i sprawności układu, opracowanie instrukcji ruchu i eksploatacji systemu oraz wymóg posiadania systemu zarządzania rozproszonym magazynem energii elektrycznej i bilansowania energii w rozproszonym magazynie energii, uwzględniającym straty własne elementów składowych systemu. Omawiane rozwiązanie mogłoby zostać wsparte m.in. dzięki uregulowaniu w Projekcie definicji „transformacji energii elektrycznej” oraz „rozproszonego magazynu energii elektrycznej”. Propozycja: • Dodanie do Prawa energetycznego art. 3 pkt 10ka:	

			„Transformacja energii elektrycznej - przetwarzanie energii elektrycznej w inną formę energii, pozwalające na jej efektywne magazynowanie” • Dodanie do Prawa energetycznego art. 3 pkt 60: „Rozproszony magazyn energii elektrycznej - powiązany system instalacji przetwarzającej energię elektryczną w inną formę energii (transformacji energii elektrycznej), instalacji służących magazynowaniu przetworzonej energii i instalacji przetwarzających energię na powrót do postaci energii elektrycznej oraz odpowiednich systemów przesyłu i dystrybucji energii integrujących ten system, nieznajdujących się w jednej lokalizacji lub nienależących do jednego podmiotu”.	
642.	Uwagi ogólne	Polska Izba Informatyki i Telekomunikacji - PIIT	Z uwagą obserwujemy rozwój sytuacji związanej ze zmianami przeznaczenia pasma 450 MHz (B31). Historycznie częstotliwości te były wykorzystywane do świadczenia usług dostępu do internetu w technologii CDMA. Obecnie w wyniku zmian ustawy Prawo telekomunikacyjne oraz decyzji Prezesa UKE, pasmo zostało przeznaczone do realizacji zadań z zakresu łączności głosowej i transmisji danych do zarządzania sieciami przesyłu lub dystrybucji paliw gazowych, płynnych lub energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Biorąc powyższe pod uwagę <u>PIIT wyraża swoje zaniepokojenie pominięciem pasma 450 MHz w opracowanych przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) rekomendacjach¹ pt.:</u> • projekt Wymagań technicznych dla statycznych bezpośrednich 1-fazowych liczników energii elektrycznej, • projekt Wymagań technicznych dla statycznych bezpośrednich 3-fazowych liczników energii elektrycznej. W naszej ocenie pominięcie w ww. dokumentach pasma 450 MHz nie znajduje prawnego, technicznego, ani ekonomicznego uzasadnienia. Jednocześnie jednak, jak wskazano w samym komunikacie, szczegółowe wymagania mogą podlegać aktualizacji, w tym „z uwzględnieniem dostępnych rozwiązań technicznych, m.in. w obszarze telekomunikacji”. <u>Wobec powyższego PIIT wnosi o aktualizację treści ww. Projektów wymagań dla liczników 1 i 3 fazowych :</u> 1. W pkt. 5.3 ppk 1 poprzez dodanie pasma 450MHz (B31) i nadanie mu brzmienia: <i>5.3 Moduł komunikacyjny musi umożliwiać pracę w zakresach częstotliwości sygnału:</i> 1. LTE: B3 (1800 MHz), B7 (2600 MHz), B8 (900 MHz), B20 (800 MHz), B31 (450MHz)	

¹ <http://ptpiree.pl/aktualnosci/2018-09-20>

		2. W pkt. 5.4 ppk 3 i nadanie mu brzmienia: 5.4 <i>Moduł komunikacyjny musi umożliwiać pracę, w co najmniej poniższych trybach:</i> 3. <i>praca w trybie LTE NB-IoT zgodnie z minimum wydaniem 14 standardu 3GPP.</i> W ocenie PIIT przedstawione poniżej uzasadnienie, dotyczące szerokiego spektrum zagadnień, zapewni Państwu wystarczająco dużo argumentów do podjęcia wnioskowanej aktualizacji Projektu wymagań. W razie potrzeby dalszej dyskusji, jesteśmy otwarci na spotkanie, w ramach którego możemy przedstawić bardziej szczegółową argumentację oraz odnieść się do ewentualnych wątpliwości dot. wnioskowanych zmian. <u>Uzasadnienie szczegółowe</u> 1. Wykorzystanie LTE 450 MHz na świecie Pasma 450MHz zyskuje na popularności zarówno w Europie, jak i poza nią. W wielu krajach jest to główny kandydat do zastosowania w prywatnej sieci LTE, w tym do realizacji usług wideo – ViLTE, usług głosowych - VoLTE, usług transmisji danych, sieci komunikacji krytycznej oraz Internetu Rzeczy przy zachowaniu najwyższych standardów bezpieczeństwa charakteryzujących prywatną/wydzieloną sieć LTE. Patrząc na obecne aktywności należy wspomnieć o istniejących rozwiązaniach wykorzystujących omawiane pasmo przez takich operatorów jak UKKO w Finlandii, Tele2 w Rosji, czy MVN na Węgrzech, a także ambitne plany wykorzystania tego pasma w Hiszpanii i Brazylii, gdzie trwają wdrożenia pilotażowe, a także w Niemczech, gdzie ogłoszone zostało postępowanie na wybór wykonawcy sieci. Izba postrzega wdrożenie LTE 450MHz, jako szansę dla aktualnych dysponentów tej częstotliwości na zwiększenie konkurencyjności, innowacyjności i efektywności operacyjnej. 2. Aspekt prawny W wyniku realizacji postanowień ustawy z dnia 10 maja 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo telekomunikacyjne oraz niektórych innych ustaw pasmo 450MHz zostało przekazane przez Prezesa UKE, w uzgodnieniu z ministrem właściwym do spraw energii do realizacji zadań z zakresu łączności głosowej i transmisji danych w zarządzaniu sieciami przesyłu lub dystrybucji paliw gazowych, płynnych lub energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. 3. Aspekt Ekonomiczny	

			W najbliższych miesiącach spodziewane jest rozpoczęcie postępowań przetargowych na statyczne bezpośrednie liczniki energii elektrycznej stosowane w szczególności u odbiorców energii elektrycznej z grupy taryfowej C1x, celem realizacji założeń tzw. Ustawy Mocowej. Łączna liczba takich liczników w Polsce to blisko 1,5 mln sztuk. Brak uwzględnienia pasma 450MHz w specyfikacji modułów będzie oznaczał brak możliwości ich odczytu z wykorzystaniem tego zakresu częstotliwości lub konieczność wymiany modułów komunikacyjnych we wszystkich licznikach w przyszłości, co wiąże się z wysokimi kosztami. 4. Aspekt Techniczny Uzupełnienie projektów wymagań, o wskazanie pasma 450MHz nie wpłynie negatywnie na realizację pozostałych wymagań Projektu wymagań, poza wymaganiem wskazanym w pkt. 5.4 ppk 3, tj. pracy w trybie LTE NB-IOT zgodnym z minimum wydaniem 14 standardu 3GPP, który definiuje wymagania standardu LTE NB-IOT dla częstotliwości 450MHz. Dla trybu LTE Category M1 (eMTC) aktualizacja nie jest wymagana, ponieważ wydanie 13 standardu 3GPP definiuje wymagania również dla częstotliwości 450MHz. Nie jest to bariera technologiczna dla dostawców modułów komunikacyjnych, którzy w swoim portfolio posiadają rozwiązania umożliwiające pracę w zakresach częstotliwości LTE: B3 (1800 MHz), B8 (900 MHz), B20 (800 MHz), B31 (450MHz). Koszt takich modułów komunikacyjnych nie odbiega istotnie od kosztu modułów komunikacyjnych nieobsługujących pasma B31 (450MHz). Należy również nadmienić, że bardzo dobre właściwości propagacyjne powyższej częstotliwości z pasma 450 MHz (lepsze parametry przenikania przez ściany budynków) sprawiają, że jest to doskonały zasób do wykorzystania w zastosowaniach związanych z odczytem liczników, które często znajdują się w lokalizacjach trudnych do zapewnienia pokrycia radiowego.	
643.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii - PIME	Projektowane rozwiązanie przewiduje wprowadzenie możliwości uzyskania statusu zamkniętych systemów dystrybucyjnych jedynie w odniesieniu do systemów elektroenergetycznych. Należy jednak zwrócić uwagę, że względy jakie przemawiają za wprowadzeniem przedmiotowego mechanizmu w przypadku tychże systemów (wskazane szczegółowo w uzasadnieniu projektu nowelizacji) są w pełni aktualne również w odniesieniu do dystrybucyjnych systemów gazowych. W chwili obecnej wiele zakładów przemysłowych ma status operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, z którym to statusem powiązane są obciążenia zupełnie nieproporcjonalne w stosunku do skali prowadzonej działalności. Uzasadnia to zatem rozciągnięcie projektowanych regulacji również na wskazane systemy. Zwłaszcza w sytuacji gdy rozwiązanie takie jest w pełni dopuszczalne na podstawie art. 28 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r.	

			dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE.	
644.	Uwagi ogólne	Polska Izba Przemysłu Chemicznego - PIPC	Wnosimy o przeanalizowanie czy projektowane zmiany w Prawie Energetycznym, które w zakresie uzyskania statusu ZSD są syntetycznie opisane w uzasadnieniu, cyt.: <i>„Należy podkreślić, że uzyskanie statusu ZSD może nastąpić tylko na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego. Taki wniosek należy złożyć do Prezes URE, który stwierdza w drodze decyzji administracyjnej, że dany system dystrybucyjny jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym w przypadku, gdy spełnione są łącznie przesłanki wskazane projektowanych przepisach. Tak skonstruowany przepis zawęży krąg podmiotów, mogących ubiegać się o wydanie decyzji w sprawie uznania systemu dystrybucyjnego za ZSD, jedynie do podmiotu, który wcześniej uzyskał status operatora systemu dystrybucyjnego i posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej. Oznacza to, że podmiot, który chce uzyskać status operatora ZSD, przed złożeniem wniosku o wydanie przedmiotowej decyzji jest zobowiązany (i) uzyskać koncesję na dystrybucję energii elektrycznej (ii) złożyć wniosek o przyznanie statusu OSD oraz (iii) przedłożyć Prezesowi URE pierwszą taryfę do zatwierdzenia. Dopiero po uzyskaniu statusu OSD i zatwierdzeniu pierwszej taryfy zainteresowany podmiot będzie mógł złożyć wniosek w trybie nowych przepisów”.</i> spełnią oczekiwania i wywołają w sposób naturalny procesy i skutki sformułowane w tymże uzasadnieniu, cyt.: <i>„Wprowadzenie instytucji ZSD do polskiego porządku prawnego wpłynie pozytywnie również na status odbiorców końcowych. W obecnym momencie, duża część systemów, które mogłyby zostać uznane za dystrybucyjne, nie uzyskuje takiego statusu, z obawy przed wysokim stopniem obciążeń administracyjnych ciężących na operatorach. Prowadzi to do sytuacji, w których odbiorcom energii elektrycznej dużo łatwiej jest udostępniać media swoim pododbiorcom na zasadzie refaktury i obciążać ich kosztami dostarczania mediów. W związku z powyższym w chwili obecnej pododbiorcy - głównie mali i średni przedsiębiorcy, pozbawieni są swoich podstawowych praw, np. prawa do zmiany sprzedawcy. Ponadto pododbiorcy ponoszą obecnie znacznie wyższe koszty niż te, które ponosiliby w przypadku wprowadzenia instytucji ZSD.”</i>	

			Wydaje się, że przepisy, które na ścieżce administracyjnej do uzyskania statusu ZSD stawiają na początku wysokie i kosztochłonne progi w postaci (i) uzyskania koncesji na dystrybucję, (ii) uzyskania statusu OSD, (iii) przedłożenia pierwszej taryfy, mogą być skuteczną barierą zniechęcającą do powszechnego skorzystania z proponowanej drogi; w szczególności może to dotyczyć przedsiębiorstw innych niż typowo przemysłowe - galerie handlowe, zarządców parków przemysłowych, kompleksy biurowe, centra nowoczesnych usług wspólnych. Wnosimy o rozważenie, czy nie jest zasadne stworzenie „uproszczonej” ścieżki administracyjnej, dedykowanej podmiotom gospodarczym występującym po raz pierwszy, nie mającym statusu OSD, polegającej na: – możliwości „łącznego” wystąpienia do Prezesa URE o uzyskanie koncesji na dystrybucję i statusu ZSD (OZSD), – odstąpieniu od wymogu przedkładania pierwszej taryfy.	
645.	Uwagi ogólne	Polskiej Izby Paliw Płynnych – PIPP	Stanowisko Izby związane jest z odczuwalnymi negatywnymi skutkami dotychczasowej treści rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz.U.1998.60.387). Zgłaszany już wielokrotnie wcześniej problem dotyczy nakładania przez Prezesa URE <u>podwójnych opłat rocznych</u> z tytułu aktywności koncesjonowanej, w sytuacji, gdy w danym roku doszło do wydania nowej koncesji, nawet jeśli stanowi ona jednoznaczną kontynuację pierwotnej decyzji i dotyczy tego samego podmiotu oraz zakresu prowadzonej działalności. Kwestia ta wynika z przyjętej przez Prezesa URE interpretacji przepisów dotyczących wyliczenia rocznej opłaty od koncesji (<u>w brzmieniu sprzed wejścia w życie ustawy o rynku mocy</u>). W konsekwencji tej interpretacji jedna opłata powinna być zostać uregulowana od pierwotnej koncesji, a druga opłata od nowej koncesji. Dochodziło więc i dochodzi do wyliczenia – wobec wszystkich podmiotów, u których taki przypadek występuje - dwóch opłat od tego samego	

			przychodu. Jest to swego rodzaju sankcja, pomimo iż nie doszło do naruszenia prawa czy uszczuplenia wpływów do Skarbu Państwa. Problem ten dla nowych okresów rozliczeniowych został uregulowany ustawą o rynku mocy zmieniającą także Prawo energetyczne oraz nadając nowe brzmienie art. 34 ust. 4 Prawa energetycznego wskazując, że opłatę wnosi się w roku następującym po roku powstania obowiązku wniesienia opłaty. Niestety wiele spraw jest nadal w toku i nie wiadomo, jaka będzie ich kolej rzeczy. W dalszym ciągu prowadzonych, przez Prezesa URE, jest bardzo wiele postępowań w tego typu sprawach. Wszczynane są nowe postępowanie zmierzające na nałożenia tzw. podwójnej opłaty koncesyjnej. W zasadzie wobec każdego podmiotu, który uzyskał nową koncesję, jest wszczynane postępowania administracyjne zmierzające do nałożenia „drugiej” opłaty koncesyjnej za dany rok. Właściwy w sprawie organ, tj. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki powołuje się na konieczność kontynuowania takich postępowań ze względu właśnie na brak jednoznacznych przepisów przejściowych w akcie rangi ustawowej. Aktualny pozostaje zatem problem nakładania przez Prezesa URE podwójnych opłat rocznych z tytułu aktywności koncesjonowanej w sytuacji, gdy w danym roku doszło do wydania nowej koncesji, nawet jeśli jest ona ewidentną kontynuacją pierwotnej decyzji i dotyczy tego samego podmiotu oraz zakresu prowadzonej działalności. Skutki błędnych rozwiązań prawnych są więc nadal odczuwalne przez wielu rzetelnych przedsiębiorców branży paliwowej. Z tych oto powodów w imieniu PIPP zwracam się o wprowadzenie w procedowanym projekcie nowelizacji Prawa energetycznego zapisów, które jednoznacznie uregulowałyby powyższą kwestię, również w odniesieniu do przeszłych okresów sprawozdawczych oraz wszczętych, a niezakończonych jeszcze prawomocnym i ostatecznym rozstrzygnięciem postępowań (zarówno toczących się przed Prezesem URE, jak i na etapie sądowym). Mając to na uwadze zwracam się z uprzejmą prośbą o wprowadzenie rozwiązań prawnych, które stwierdzałyby, że nie wszczyna się postępowań a wszczęte umarza, których podstawą	

			byłaby dotychczasowa treść § 4 ust. 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz.U.1998.60.387). Zdaniem Izby rozwiązaniem najwłaściwszym byłoby dodanie do procedowanej obecnie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, zamieszczonego na stronie Rządowego Centrum Legislacji dodatkowego przepisu.	
646.	Uwagi ogólne	PKP Szybka Kolej Miejska sp. z o.o.	Z uwagi na koszty świadczonych usług publicznych oraz prowadzone inwestycje w nowoczesny tabor jest zainteresowana uregulowaniem w Prawie Energetycznym rozliczeń z dostawcą i dystrybutorem energii w zakresie energii oddawanej podczas hamowania. Zagadnienie to obecnie reguluje jedynie umowa na sprzedaż i dystrybucję energii z PKP Energetyka S.A. i w przypadku zmiany sprzedawcy energii zgodnie z modelem TPA nie ma obecnie możliwości rozliczenia energii oddanej (rekuperowanej) podczas hamowania. Obecnie eksploatowane przez Spółkę pojazdy oddają podczas hamowania do sieci trakcyjnej blisko 20% energii pobranej. Zaproponowany w nowelizacji ustawy sposób rozliczenia energii trakcyjnej oddanej przez pociąg w trakcie hamowania jest dla nas niekorzystny i doprowadziłby do wzrostu kosztów energii o 2,1 mln zł rocznie. Dziś funkcjonująca w umowie metoda wyliczania zwrotu opłaty za rekuperację bilansuje ilość pobranej przez Spółkę energii z energią zrekuperowaną i na podstawie wynikowej ilości energii obliczane są opłaty za dystrybucję energii. Dzięki temu rozwiązaniu spółka odzyskuje blisko 100% ceny energii oddanej i całość opłaty dystrybucyjnej za energię oddaną. Obniżanie kosztów działalności przewozów pasażerskich zwiększa ich dostępność dla obywateli. Należy pamiętać, że podejmowane dziś wysiłki służące poprawie jakości powietrza skoncentrowane są na upowszechnianiu korzystania z transportu publicznego. W interesie publicznym proponujemy prowadzenie zmian legislacyjnych służących wprowadzeniu do prawa obecnie funkcjonującego modelu rozliczeń energii rekuperowanej.	

647.	Uwagi ogólne	Pracodawcy RP	Pracodawcy RP z dużą satysfakcją i zadowoleniem odnotowują w nowelizowanej ustawy zapisy dotyczące implementowania do polskiego systemu prawnego rozwiązań systemowych dotyczących „zamkniętych systemów dystrybucyjnych”. Wspieraliśmy tę inicjatywę na forum Rady Dialogu Społecznego na początku 2016 roku, rekomendując Rządowi jak najszybsze implementowanie tych systemów, w ślad za Dyrektywą Rady i Komisji Europejskiej 2009/72/WE o rynku energii. Część pozostałych zapisów budzi nasze wątpliwości i pytania, o czym szczegółowiej w pkt III.	
648.	Uwagi ogólne	UJ	Wprowadzenie obowiązku rozliczania rekuperacji energii elektrycznej jest bez wątpienia działaniem w interesie przewoźników, pod warunkiem jednakże iż przewoźnicy będą posiadali liczniki energii pozwalające na obliczenie ilości energii wprowadzanej do sieci trakcyjnej. Obecnie liczniki takie posiada jedynie niewielka część przewoźników, jednakże przewoźnicy ci rozliczają już rekuperację z PKP Energetyka w prosty i logiczny sposób, opracowany jeszcze kiedy spółka była częścią Grupy PKP. Na podstawie pomiarów liczników oblicza się ilość energii jaką przewoźnik wprowadził z powrotem do sieci trakcyjnej. PKP Energetyka pobiera zaś od przewoźnika opłatę za różnicę pomiędzy energią pobraną a zwróconą. Dotyczy to zarówno opłaty za energię jak i za dystrybucję. Na podstawie nowych przepisów przewoźnik jako producent energii będzie sprzedawał energię wprowadzoną do sieci trakcyjnej, a dostawca energii będzie miał obowiązek ją odkupić. Jednakże wg projektu nowelizacji ustawy Prawo energetyczne cena odkupu ma stanowić „85% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a.” Dodatkowo zaś przewoźnik będzie musiał zapłacić cenę i opłatę dystrybucyjną od całości pobranej energii. Wydaje się, że skutkiem nowych regulacji dla przewoźników rozliczających rekuperację łączne koszty ponoszone na energię elektryczną wzrosną. Nowe przepisy spowodują obniżkę cen dla przewoźników, którzy dotąd nie rozliczali rekuperacji, jednakże obniżka taka będzie mniejsza niż w sytuacji zastosowania przez takich przewoźników obecnego modelu rozliczenia stosowanego przez PKP Energetyka i pozostałych przewoźników. W pracach legislacyjnych należałoby zatem rozważyć opracowanie rozwiązania, które uwzględniałoby dotychczas stosowane przez przewoźników metody rozliczania rekuperacji, mając na uwadze optymalizację kosztów działalności przewoźników. Zasadnym wydaje się również uniknięcie nadawania przewoźnikom statusu producentów energii, gdyż spowoduje to obciążenie przewoźników dodatkowymi formalnościami.	
649.	Uwagi Ogólne	Urząd Transportu Kolejowego - UTK	Uregulowanie kwestii rekuperacji energii elektrycznej na rynku kolejowym oceniam jako kierunek właściwy i pożądany. Konieczne jest przy tym jednak zapewnienie takiego modelu ustalania ceny zakupu energii elektrycznej pochodzącej z rekuperacji, który umożliwi uzyskanie przez wszystkich przewoźników kolejowych realnych korzyści finansowych. Należy wskazać, że od kilku lat funkcjonuje system rozliczeń rekuperacji energii elektrycznej. Obecny model pozwala uzyskać	

			przewoźnikom zwracającym rekuperowaną energię, niemal trzykrotnie większe oszczędności, aniżeli miałyby to miejsce w przypadku wprowadzenia projektowanych przepisów. W związku z tym, zasadnym jest zweryfikowanie zaproponowanej w projekcie metodyki ustalania ww. ceny, tak aby przyjęte rozwiązanie nie skutkowało zwiększeniem wydatków na energię, ponoszonych przez przewoźników kolejowych, którzy obecnie korzystają z pojazdów umożliwiających rekuperację energii elektrycznej i zwracają ją do sieci. Należy mieć na uwadze, że wzrost cen energii elektrycznej może skutkować zmniejszaniem konkurencyjności transportu kolejowego, co byłoby trendem negatywny i niepożądanym. Należy przy tym podkreślić, że osiągnięcie korzyści z procesu rekuperacji wymaga, aby system rozliczeń zużycia energii został zastosowany powszechnie. W związku z wejściem w życie 14 czerwca 2018 r. rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2018/868 z dnia 13 czerwca 2018 r. zmieniającego rozporządzenie 1301/2014 (TSI ENE) i rozporządzenie 1302/2014 (TSI Loc&Pas), liczba przewoźników, którzy będą rozliczać energię rekuperowaną będzie wzrastać. Zgodnie bowiem z wymaganiami ww. rozporządzenia do końca 2021 r. pojazdy trakcyjne powinny zostać wyposażone w liczniki energii, co pozwoli przewoźnikom w pełni rozliczać energię rekuperowaną. W związku z tym, ważne jest, aby projektowane przepisy pozwalały przewoźnikom zwracającym rekuperowaną energię na realne oszczędności. W części infrastrukturalnej, również do końca 2021 r., ma powstać naziemny system gromadzenia danych o zużyciu energii. Wcześniej, bo już do 4 lipca 2020 r. zbudowany powinien zostać naziemny system rozliczeniowy.	
650.	Uwagi Ogólne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców - ZPiP	PKP Energetyka i przewoźnicy stosują model rozliczania rekuperacji od kilku lat. Przewoźnik posiadający liczniki umożliwiające pomiar energii zwracanej do sieci trakcyjnej rozlicza z PKP Energetyka opłatę za energię oraz usługę dystrybucyjną na zasadzie potrącenia pomiędzy ilością energii pobranej a zwróconej. Opłata za energię i usługę dystrybucyjną naliczana jest tylko od różnicy energii pobranej i zwróconej. W modelu tym, przewoźnik nie jest traktowany jako producent energii elektrycznej i nie podlega regulacjom prawa energetycznego. Nowelizacja prawa energetycznego tworzy z przewoźnika producenta energii i traktuje energię, którą przewoźnik zwraca do sieci trakcyjnej przy hamowaniu, jako wytwarzanie nowej energii. Nowe przepisy nakładają wprawdzie na dostawcę energii obowiązek odkupienia energii, niemniej po cenie niższej niż cena, za jaką przewoźnik tę energię kupuje. Nowelizacja powoduje również, że po stronie przewoźnika powstaje konieczność dokonania opłaty za energię i opłaty dystrybucyjnej od całości. Wprowadzenie nowelizacji spowoduje, iż przewoźnicy rozliczający dotychczas rekuperację na dotychczasowych zasadach, będą ponosić większe opłaty za energię niż obecnie. Zakładając, iż	

			intencją ustawodawcy jest aby obciążenia przewoźników zmniejszać, zasadnym byłaby próba ujęcia w przepisach obecnego modelu rozliczania rekuperacji, tak aby w możliwie najmniejszy sposób ingerować w działalność przewoźników. Wprowadzenie przepisów regulujących taki sposób rozliczania rekuperacji dla wszystkich przewoźników (także tych, którzy rozpoczną rekuperację w przyszłości), da przewoźnikom większe oszczędności od tych, jakie mogliby osiągnąć na podstawie przepisów planowanych nowelizacją. W pracach nad wprowadzeniem nowych przepisów ustawodawca winien dokonać analizy skutków finansowych dla przewoźników biorąc pod uwagę aktualne uwarunkowania rynkowe, w ramach których przewoźnicy mają możliwość rozliczać energię zrekuperowaną. Rozważyć można również wprowadzenie alternatywnych modeli rozliczeniowych, w ramach których przewoźnik podejmowałby decyzję czy jest zainteresowany rozliczaniem energii rekuperowanej na zasadach planowanych przepisów, czy też na zasadach stosowanych dotychczas. Decyzja przewoźnika byłaby w tej mierze wiążąca dla dostawcy energii. Podkreślić należy także, iż rekuperacja energii na skalę całej branży kolejowej, możliwa będzie dopiero po wyposażeniu pojazdów kolejowych w liczniki energii. Być może ściśle uregulowanie kwestii rekuperacji powinno mieć miejsce w czasie, kiedy możliwość rekuperacji obejmie znaczącą część rynku kolejowego, co dałoby czas przewoźnikom na dostosowanie się do nowych regulacji.	
651.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii – PIME	Projektowane rozwiązanie przewiduje wprowadzenie możliwości uzyskania statusu zamkniętych systemów dystrybucyjnych jedynie w odniesieniu do systemów elektroenergetycznych. Należy jednak zwrócić uwagę, że względy jakie przemawiają za wprowadzeniem przedmiotowego mechanizmu w przypadku tychże systemów (wskazane szczegółowo w uzasadnieniu projektu nowelizacji) są w pełni aktualne również w odniesieniu do dystrybucyjnych systemów gazowych. W chwili obecnej wiele zakładów przemysłowych ma status operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych, z którym to statusem powiązane są obciążenia zupełnie nieproporcjonalne w stosunku do skali prowadzonej działalności. Uzasadnia to zatem rozciągnięcie projektowanych regulacji również na wskazane systemy. Zwłaszcza w sytuacji gdy rozwiązanie takie jest w pełni dopuszczone na podstawie art. 28 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE.	
652.	Uwagi ogólne	Stowarzyszenie Elektryków Polskich	Jednym z bardzo ważnych elementów podniesienia bezpieczeństwa przy obsłudze i eksploatacji instalacji, urządzeń i sieci elektrycznych i energetycznych jest sprawdzanie wiedzy i kwalifikacji zawodowych przez Komisje kwalifikacyjne. Komisje te w zależności od poziomu wiedzy i	

			kwalifikacji zawodowych oraz znajomości procedur i przepisów a także zasad ratownictwa, nadają uprawnienia do wykonywania określonego rodzaju prac przy urządzeniach i instalacjach elektrycznych i energetycznych. Dlatego też bardzo ważnym jest, aby członkowie Komisji kwalifikacyjnych znali specyfikę pracy w energetyce oraz posiadali głęboką wiedzę nie tylko teoretyczną ale i praktyczną z ukierunkowaniem na sprawy bezpieczeństwa pracy. Przejęcie przez URE Komisji kwalifikacyjnych powoduje, że oprócz uregulowania sprawy ogólnopolskiego charakteru uprawnień nadawanych przez Komisje kwalifikacyjne zachodzi konieczność podniesienia i utrzymania jednolitego poziomu wiedzy w całym kraju. Komisje zakładowe nie mogą nadawać ogólnopolskich uprawnień zawodowych sprowadzając je do specyfiki zakładu, co jest sprzeczne z właściwą dyrektywą Unii Europejskiej. Dla podtrzymania jednolitego poziomu wiedzy w tym zakresie wymagane jest posiadanie przez przedsiębiorstwa i stowarzyszenia naukowo-techniczne, w których powoływane są Komisje kwalifikacyjne dysponowaniem wysoko kwalifikowanej kadry specjalistów, która ma nie tylko wieloletnie doświadczenie zawodowe szczególnie w zakresie bezpieczeństwa pracy przy urządzeniach, instalacjach i sieciach elektrycznych i energetycznych ale i w szkoleniu oraz doskonaleniu kadr jak również posiadających odpowiednią bazę szkoleniową. Takie warunki spełniają jedynie przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem, przesyłem, dystrybucją energii i paliw oraz ich utrzymaniem i eksploatacją oraz duże stowarzyszenia naukowo-techniczne, których podstawową działalnością są sprawy bezpieczeństwa pracy przy urządzeniach elektrycznych i energetycznych.	
653.	Uwagi ogólne	Towarzystwo Obrotu Energią	- W proponowanym projekcie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne nie jest określona odpowiedzialność operatora informacji pomiarowych (OIP) za przekazane z systemu dane do odbiorcy końcowego, sprzedawcy, jak i innych przedsiębiorstw energetycznych. Nie jest określona również rola i sposób procedowania zgłaszanych reklamacji dotyczących danych pomiarowych, w szczególności zasad pośredniczenia w tych sprawach w kontekście oczekiwania wnoszących reklamacje na uzyskanie wiążących odpowiedzi w terminie 14 dni kalendarzowych. - W proponowanym projekcie nie przewidziano co się stanie w sytuacji, jeżeli operator systemu przesyłowego OSP nie będzie w stanie terminowo (w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy (Art. 8)) utworzyć centralnego systemu informacji pomiarowych. Proponujemy, aby tryb awaryjny w sytuacji braku tego systemu był opisany w projektowanej nowelizacji. - Należy dodatkowo podkreślić, że transformacja energetyczna odbywać się będzie w obszarze sieci dystrybucyjnej: decentralne wytwarzanie energii, lokalne magazyny, wymiana pomiędzy producentem a konsumentem energii w ramach nowych technologii rozliczeń (np. blockchain), czy ich wirtualne magazynowanie i zużycie. Wpisanie konieczności dokonywania pozyskiwania	

			pomiarów tych podmiotów/technologii za pośrednictwem OIP pod karą zagrożoną pozbawieniem wolności (!) do lat 2 budzi daleko idące wątpliwości.	
654.	Uwagi ogólne	Polskie Towarzystwo Przesył i Rozdziału Energii Elektrycznej – PTPiREE	1. Zestaw nowych definicji dotyczących systemu pomiarowego, Operatora Informacji Pomiarowych (OIP) oraz centralnego systemu informacji pomiarowych (CSIP), ujętych w nowelizacji Ustawy Prawo energetyczne (dalej „Ustawa PE”), wskazuje, że zadania realizowane przez OIP oraz CSIP ograniczają się do przetwarzania informacji pomiarowych, natomiast w pozostałych zapisach nowelizacji Ustawy PE opisano znacznie szerszy zakres zadań dla OIP oraz CSIP. <u>Dodatkowo nie określono czy przypisana OIP obsługa procesów rynku detalicznego odbywa się w imieniu i na rzecz OIP czy w imieniu i na rzecz innych uczestników rynku. Ustawa przypisując nowe zadania OIP (np. wymiana informacji w procesie zmiany sprzedawcy), odpowiedzialność za efekt ich realizacji pozostawiła na dotychczasowych uczestnikach rynku, zaś w OSR zapisano, że wprowadzenie OIP-a spowoduje, że procesy będą realizowane przez jednego właściciela biznesowego, a stąd również odpowiedzialność powinna być przypisana do tego podmiotu (właściciela biznesowego).</u> 2. Zgodnie z zapisami uzasadnienia do nowelizacji Ustawy PE, przewidziane jest etapowe wdrożenie funkcji OIP (w pierwszym etapie udostępnianie danych pomiarowych, a w drugim również gromadzenie i przetwarzanie danych pomiarowych), natomiast zapisy nowelizacji Ustawy PE nie przewidują etapowości wdrożenia funkcji OIP. 3. Zgodnie z proponowanymi zapisami art. 1 ust. 2b) ustawa Prawo energetyczne ma określać „zasady funkcjonowania systemu pomiarowego”. Niestety w treści nowelizacji ustawy Prawo energetyczne nie określono tych zasad nawet w stopniu podstawowym, odsyłając w tym zakresie do rozporządzenia, które ma zostać wydane przez Ministra Energii oraz IRIESP opracowywanej przez OSP. Ustawa nie zawiera nawet listy procesów realizowanych przez operatora informacji pomiarowych w ramach funkcjonowania centralnego systemu informacji pomiarowych – zgodnie z art. 11t. ust. 2. „<i>Operator informacji pomiarowych zapewnia obsługę procesów rynku detalicznego energii elektrycznej w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji pomiarowych. <u>Szczegółowy wykaz procesów obsługiwanych przez operatora informacji pomiarowych, role poszczególnych podmiotów oraz zakres ich odpowiedzialności określają przepisy wydane na podstawie art. 11zf.</u></i>” W pozostałych punktach nowelizacji ustawy PE wymieniono jedynie informacje oraz dane jakie mają być przekazywane do centralnego systemu informacji pomiarowych, co	

			naszym zdaniem jest niewystarczające dla stwierdzenia, iż ustawa Prawo energetyczne „określa także zasady funkcjonowania systemu pomiarowego”. Ponadto, przy tak zaproponowanym rozwiązaniu, bez projektu zapisów ww. rozporządzenia, trudno jest dokonać szczegółowej i rzeczowej analizy zapisów nowelizacji ustawy Prawo energetyczne, ze względu na ogólnikowość zapisów dotyczących zasad funkcjonowania systemu pomiarowego, samego operatora informacji pomiarowych oraz centralnego systemu wymiany informacji. 4. Regulacje dotyczące OIP oraz CSIP powinny zostać ujęte w jednym, odrębnym rozdziale poświęconym wymianie informacji oraz realizacji procesów na rynku energii z wykorzystaniem centralnego systemu informatycznego typu datahub (CSIP). Ich rozrzucenie w różnych miejscach powoduje, że z ustawy nie wynika jasno jak ma wyglądać nowy model rynku po powołaniu nowego uczestnika (OIP) oraz wdrożeniu centralnego systemu informatycznego (CSIP) dla ujednolicenia metod komunikacji oraz standaryzacji procesów w celu wsparcia rozwoju rynku energii w Polsce. 5. Wdrożenie instalacji liczników zdalnego odczytu powinno zostać poprzedzone zmianą zapisów Rozporządzenia Ministra Przedsiębiorczości i Technologii w sprawie prawnej kontroli metrologicznej przyrządów pomiarowych w zakresie okresu użytkowania, tj. zmiany okresu legalizacji elektronicznych liczników energii elektrycznej, który w Polsce <u>wynosi tylko 8 lat – najkrócej ze wszystkich krajów europejskich!</u> Należy podkreślić, że PTPiREE od wielu lat potrzebę zmian dotyczącą okresu użytkowania liczników energii elektrycznej zgłaszało i prowadziło dialog zarówno z producentami liczników oraz Głównym Urzędem Miar. Przed decyzją o instalacji liczników zdalnego odczytu niezbędne jest wydłużenie tego okresu, zgodnie z techniczną możliwością użytkowania liczników, wynoszącą co najmniej 12 lat, a więc zmiana uregulowań prawnych, która poprawiłaby znacząco zarówno logistykę instalacji (w przyszłości wymian legalizacyjnych – w ramach odtworzenia infrastruktury), jak również montaż finansowy masowego wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce. Należy przy tym zauważyć, że jak już wspomniano powyżej okres użytkowania liczników elektronicznych w pozostałych krajach UE jest zdecydowanie dłuższy niż w Polsce, co powoduje, że koszty ponoszone z tego tytułu przez odbiorców energii w innych krajach są również niższe.	

			6. Projekt zmian w ustawie PE przewiduje zgodnie z art. 8. Ustawy PE „Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utworzy centralny system informacji pomiarowych, o którym mowa w art. 11y ust. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy” pełne uruchomienie operatora informacji pomiarowych dlatego też harmonogram instalacji liczników zdalnego odczytu powinien uwzględniać ten czas, również na opracowanie przez wszystkie zainteresowane podmioty (w tym producentów liczników i urzędów infrastruktury komunikacyjnej) i wdrożenie produkcyjne urzędów spełniających wymagania określone w rozporządzeniach wykonawczych do ustawy PE. 7. Procesy budowy jednolitych systemów pozyskiwania i przetwarzania danych pomiarowych w ramach poszczególnych operatorów sieci dystrybucyjnych są procesami długotrwałymi i obciążonymi dużymi nakładami finansowymi a zmiany w ich strukturze i funkcjonalnościach muszą być prowadzone ze szczególną starannością ze względu na bezpieczeństwo danych i zachowanie ciągłości wykonywania wszystkich procesów, a także ciągłość i bezpieczeństwo wszystkich procesów rynkowych. Wprowadzenie w treści ustawy sztywnego terminu dla uruchomienia operatora informacji pomiarowych, bez wskazania w ustawie podstawowych funkcji jakie mają być realizowane (uwaga ogólna nr 3), bez odniesienia tego terminu do przedstawienia w rozporządzeniach wykonawczych szczegółowego wykazu procesów obsługiwanych przez operatora informacji pomiarowych, oraz ról poszczególnych podmiotów oraz zakres ich odpowiedzialności, o którym projekt zmian w ustawie PE mówi ogólnie w art. 11zf ustawy PE, stanowi przeniesienie całego ryzyka i odpowiedzialności za realizację celów określonych ustawie PE na przedsiębiorstwa energetyczne, bez możliwości chociaż wstępnej oceny zakresu finansowego oraz konsultacji horyzontu czasowego wykonania koniecznych zmian.	
655.	Uwagi ogólne	Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego	Proponowane zmiany głównie dotyczą różnych zagadnień oraz instytucji rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego, a ich wspólnym mianownikiem jest uporządkowanie i wprowadzenie większej przejrzystości oraz konkurencyjności na tych rynkach, to POPIHN chciałaby zwrócić uwagę Pana Ministra na potrzebę głębszego ujednolicenia i wzmocnienia nadzoru administracyjnego i regulacyjnego nad rynkiem paliw ciekłych. Należy zauważyć, że proponowane przez nas w niniejszym stanowisku postulaty mają charakter komplementarny wobec przyjętych dotychczas zmian prawnych w ramach tzw. trzech pakietów: paliwowego, energetycznego oraz przewozowego, dla których celem nadrzędnym jest walka z szarą strefą na krajowym rynku paliwowym, która to w okresie trzech ostatnich lat ulegała zdecydowanemu ograniczeniu.	

POPIHN stoi na stanowisku, że proponowana w przedmiotowej nowelizacji reforma instytucjonalna funkcjonowania organu którym jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki jest doskonałą okazją do podjęcia również kierunkowej decyzji w zakresie wyznaczenia tego organu lub innego organu administracji publicznej jako głównego koordynatora (pełnomocnika rządu) do spraw nadzoru nad rynkiem paliw ciekłych w Polsce.

Nie podlega dyskusji, że ww. pakiety regulacji co do zasady spełniły swoje pierwotne założenia polegające na uporządkowaniu i uzupełnieniu unormowań sektora paliw ciekłych, zapewniając spójność stosowania przepisów determinujących podstawowe wymagania administracyjne związane z podażą na rynek paliw ciekłych, jak również wdrożyły rozwiązania zwiększające przejrzystość oraz transparentność funkcjonowania tego rynku. Nadrzędną cechą tych rozwiązań legislacyjnych jest ich interdyscyplinarność, wiążąca po raz pierwszy różne wymagania działalności paliwowej w logiczną całość, w czym POPIHN upatruje ich tak dużej skuteczności w eliminowaniu zjawiska szarej strefy.

Obecnie - po ponad dwóch latach ich obowiązywania - należy poczynić jednak uwagę, że praktyka stosowania tych przepisów oraz identyfikacja nowych zagrożeń oraz barier regulacyjnych dla tego rynku ujawniła szereg problemów systemowych, rodzących istotne trudności w zakresie długofalowego zapewniania spójności i skuteczności nadzoru nad branżą paliw ciekłych w Polsce.

Wspomniane trudności dotyczą procesu projektowania nowych rozwiązań prawnych bez zachowania należytej spójności z istniejącymi już ramami regulacji rynku paliw ciekłych, co spowodowane jest między innymi brakiem w ramach administracji publicznej wyznaczonego koordynatora, programującego i koordynującego przygotowanie ogółu nowych rozwiązań legislacyjnych dedykowanych dla branży paliwowej w Polsce. W opinii POPIHN, powyższa praktyka już na wstępie może osłabiać potencjalne pozytywne efekty nowych rozwiązań legislacyjnych i prowadzić może do powstawania niespójności systemu regulacji, uniemożliwiającej ich skuteczną egzekucję.

Równocześnie dostrzegalny jest brak rozwiązań dotyczących funkcjonowania w Polsce zintegrowanych procedur kontroli przedsiębiorców paliwowych, łączących w ramach jednego postępowania kontrolnego badanie wypełniania różnych wymagań prawa, co z jednej strony zwiększyłoby skuteczność takiej kontroli, a z drugiej otworzyłoby drogę do redukcji ilości kontroli dla uczciwie działających przedsiębiorców. Natomiast deficyt efektywnych i możliwie prostych procedur horyzontalnej wymiany informacji w ramach współpracy pomiędzy liczną grupą organów nadzorujących i kontrolujących rynek paliw ciekłych w Polsce (brak tzw. „Platformy paliwowej”)

skutkuje utrzymywaniem rozbudowanej często dublującej się sprawozdawczości, co generuje dodatkowe niepotrzebne koszty dla bieżącej działalności paliwowej i zwiększa ryzyko kar z tytułu potencjalnych błędów w ich należytym wypełnianiu.

W tym kontekście należy również podnieść, że niekorzystny wpływ na całość otoczenia regulacyjno-instytucjonalnego sektora paliw ciekłych, ma również brak jednego, poświęconego wyłącznie branży paliwowej, nowoczesnego aktu prawnego, którym jest postulowane od lat przez branżę paliwową „*Prawo naftowe*”.

W świetle powyższych argumentów oraz mając na uwadze bieżący proces nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, którego jednym z komponentów są ustrojowe zmiany dotyczące rządowej administracji właściwej do spraw regulacji gospodarki paliwami i energią, postulujemy wdrożenie w życie następujących postulatów:

1. koncentrację kompetencji nadzorczych w rękach Prezesa URE jako kompleksowego regulatora rynku paliw ciekłych albo podjęcie decyzji o koncentracji tych zadań w ramach innego organu administracji publicznej (np. Szefa Krajowej Administracji Skarbowej) poprzez przejęcie części lub całości tych zadań od licznej grupy organów regulujących rynek paliw ciekłych;
2. powierzenie wybranemu organowi roli koordynatora działań międzyresortowych dedykowanych sektorowi paliwowemu w zakresie programowania prac legislacyjnych i nadzorczych dla tego rynku (wyznaczenie pełnomocnika rządu ds. rynku paliwowego);
3. powołanie stałej platformy konsultacyjnej lub doradczej przy Prezesie URE lub innym wybranym organie, której działania będą polegać na wymianie informacji o rynku paliw ciekłych – w tym pomiędzy administracją a przedsiębiorcami;
4. pokonanie przeglądu i reformy ogółu obowiązków sprawozdawczych dla branży paliw ciekłych opierającej się na konsolidacji ich treści, koncentracji wokół wybranego organu regulacyjnego i digitalizacji formy ich przekazywania przez sektor paliwowy (utworzenie platformy paliwowej);
5. rozpoczęcie prac nad regulacją dedykowaną dla sektora paliw ciekłych w Polsce tzw. *Prawa naftowego*, która łączyłaby w swoim zakresie różne wymagania dla sektora paliwowego rozproszonego obecnie w różnych aktach prawnych (koncesjonowanie, zapasy interwencyjne ropy i paliw, system jakości paliw, NCW i NCR w zakresie paliw, wymagania podatkowe i infrastrukturalne).

656.	Uwagi ogólne	PKP Energetyka S.A.	Stan obecny Ze względu na brak uregulowań w zakresie wprowadzania przez przewoźników energii do systemu elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdów (tzw. hamowanie rekuperacyjne lub odzyskowe), PKP Energetyka w porozumieniu z przewoźnikami dysponującymi pojazdami zdolnymi do rekuperacji uzgodniła w 2014 roku rozliczanie rekuperacji jako zwrotu energii w następujący sposób: • Ponoszony przez przewoźnika koszt energii elektrycznej jest obliczany w oparciu o tzw. współczynnik efektywności. Ilość energii zwracanej do systemu w ramach rekuperacji przyczynia się do spadku ilości energii elektrycznej, za którą przewoźnik ponosi opłatę. Podstawą zastosowania współczynnika jest faktyczny zwrot części energii, którą przewoźnik pobrał z systemu, skutkiem czego przewoźnik płaci za energię elektryczną stanowiącą różnicę między energią pobraną, a energią zwróconą. • Inne obciążenia zależne od ilości pobranej energii (m.in. zmienne opłaty dystrybucyjne), są również naliczane od różnicy między energią pobraną, a energią zwróconą ze względu na traktowanie energii z rekuperacji jako zwrotu energii pobranej. Powyższy model rozliczania rekuperacji stosowany jest do dziś. Proponowana nowelizacja Zaproponowana nowelizacja ustawy Prawo energetyczne traktuje przewoźników, jak wytwórców energii elektrycznej, którzy nie wymagają koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. Oznacza to, że Ministerstwo traktuje energię z rekuperacji nie jako zwrot energii, ale jako nową energię wprowadzoną do systemu. Konsekwentnie nowelizacja przewiduje obowiązkową transakcję odkupienia energii elektrycznej wytworzonej z rekuperacji. Zobowiązanym do zakupu będzie sprzedawca zobowiązany wyznaczany przez Prezesa URE. Powyższe traktowanie przewoźnika jako producenta energii elektrycznej będzie miało negatywne konsekwencje dla kolejowego rynku energii elektrycznej wskazane poniżej.	

			1. W zaproponowanym modelu odkupienie energii z rekuperacji ma następować po cenie wynoszącej 85% średniej ceny energii „czarnej” na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale. Przy obecnym modelu wypracowanym przez PKP Energetyka i przewoźników rekuperacja jest traktowana jako zwrot energii pobranej i w ramach rozliczeń w tym modelu przewoźnicy oszczędzają 100% ceny przewidzianej w umowie za ilość zwróconej energii. Odmienne niż przy stosowanym obecnie modelu zwrotu energii, opłaty za dystrybucję energii elektrycznej zależne od ilości energii pobranej będą musiały być naliczone za 100% pobranej energii, a nie jak dotychczas za różnicę między energią pobraną, a energią zwróconą. 2. Szacujemy, że koszty dla przewoźników, którzy już mają rozliczany zwrot energii w części opłat za energię oraz opłat dystrybucyjnych zależnych od wolumenu pobranej energii mogą wzrosnąć nawet o kilkanaście procent w zależności od danego przewoźnika. 3. Przewoźnicy jako wytwórcy energii elektrycznej będą traktowani zgodnie z ustawą Prawo energetyczne jako przedsiębiorstwa energetyczne, co wiązać się będzie z nowymi zobowiązaniami regulacyjnymi. 4. Zaistnieje konieczność zmiany obowiązującej taryfy PKP Energetyka na świadczenie usług dystrybucji poprzez uwzględnienie pobierania od wytwórcy (przewoźnika) opłaty wynikającej ze stawki jakościowej: • od ilości energii zużywanej na własny użytek oraz • pobieranej przez wytwórcę od jego odbiorców, co dodatkowo skomplikuje rozliczenia z przewoźnikami. 5. Zaistnieje konieczność zmiany zawartych już umów na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej w celu dostosowania ich do nowego stanu prawnego i uwzględnienia dodatkowych obciążeń, czego przewoźnicy korzystający z rekuperacji na obecnych zasadach najprawdopodobniej nie przewidywali w planowaniu budżetów na rok 2019 i lata następne. 6. Nowelizacja nie uwzględnia szczególnych przypadków sieci wewnętrznych (WZL, np. metro, czy WKD), co przy zastosowaniu wprost przepisów nią przewidzianych doprowadzi do błędnego wniosku, że przewoźnik musi odsprzedać energię odzyskaną z rekuperacji	

			nawet wtedy, gdyby wykorzystać ją miałby inny pojazd tego samego przewoźnika w ramach sieci wewnętrznej. 7. Nowelizacja zawiera bardzo krótkie vacatio legis (14 dni od ogłoszenia), co praktycznie uniemożliwia dostosowanie się uczestników rynku kolejowego do nowych regulacji w niej zawartych. Powyższe oznacza, że propozycja nowelizacji ustawy Prawo energetyczne mająca z założenia poprawić sytuację przewoźników, przyczyni się do jej istotnego pogorszenia i skomplikowania. Propozycja PKP Energetyka 1. Proponujemy zmianę projektu nowelizacji poprzez traktowanie energii z rekuperacji jako zwrotu części energii pobranej przez przewoźnika. Podyktowane jest to naturą samego procesu rekuperacji, która jest odzyskaniem energii elektrycznej wcześniej pobranej, nie zaś wytworzeniem nowej energii. Nie byłoby rekuperacji bez wcześniejszego poboru energii w celu rozpędzenia pojazdu. Zarówno pobór energii przez pojazd, jak i jej późniejsze odzyskanie są zatem procesami bezpośrednio ze sobą powiązanymi. Ze względu na korzyści uznania hamowania odzyskowego jako zwrotu części energii pobranej przedstawione poniżej, model ten powinien przyczynić się do dalszej poprawy konkurencyjności i rozwoju rynku kolejowego. 2. Przewoźnicy, jak dotychczas, nie będą traktowani jako wytwórcy energii elektrycznej, a dzięki temu nie będą podlegać regulacjom Prawa energetycznego jako przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną. Pozwoli to uniknąć nie tylko dodatkowych zobowiązań regulacyjnych i sprawozdawczych przewoźnikom, ale również dodatkowych obowiązków dla Urzędu Regulacji Energetyki i dla Ministerstwa Energii. 3. Zwrot energii odzyskanej z rekuperacji następowałby do sprzedawcy energii elektrycznej przewoźnika, co przyczyniłoby się do uproszczenia wzajemnych rozliczeń. Przewoźnicy płaciliby tylko za energię elektryczną stanowiącą różnicę między energią pobraną, a energią zwróconą.	

			4. Proponujemy zastosowanie rozwiązania podobnego, jak przy rozliczeniach prosumentów, czyli pobierania opłat zależnych od wolumenu pobranej energii (m.in. zmiennych opłat dystrybucyjnych czy też planowanych do wprowadzenia: opłaty mocowej i kogeneracyjnej) tylko za energię elektryczną stanowiącą różnicę między energią pobraną, a energią zwróconą. Uzasadnione jest to faktem, że zwracana przez przewoźników energia jest ponownie wykorzystywana przez inne pojazdy, co w konsekwencji powoduje naliczenie tychże opłat. Analogicznie, jak przy modelu rozliczania prosumentów, proponujemy wprowadzenie obowiązku zawarcia przez przewoźnika umowy kompleksowej ze względu na: • Rozliczanie części pojazdów przewoźników (część pojazdów bez rekuperacji) nie w oparciu o urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, a na podstawie pracy przewozowej. Dochodzi zatem do zastosowania dwóch różnych rodzajów rozliczeń zarówno usług dystrybucji, jak i sprzedaży i zwrotu energii elektrycznej. • Konieczność zbilansowania energii wpływającej do sieci trakcyjnej z systemu elektroenergetycznego z energią pochodzącą ze zwrotu z pojazdów trakcyjnych. • Zawiłość i potrzebę ujęcia całkowitego problemu rozliczania przewoźników w ramach jednej umowy obejmującej swoim zakresem sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej. Głównym powodem wprowadzenia obliża posiadania umowy kompleksowej u prosumentów była właśnie zawiłość problemu i potrzeba jego ujęcia w całości w jednej umowie. Zwracamy uwagę, że konieczność świadczenia usług dystrybucji i sprzedaży energii przewoźnikom posiadającym w ruchu nawet kilkaset pojazdów trakcyjnych w danym momencie w różnych częściach kraju i rozliczanych na różne sposoby oraz pobierających albo oddających energię do systemu w zależności od tego, czy akurat hamują, czy nie, z pewnością przewyższa swoim skomplikowaniem rozliczenia prosumenckie. Wnosimy również o okres przejściowy na dostosowanie istniejących umów, taryf i cenników do nowych regulacji trwający minimum 6 miesięcy od dnia wejścia w życie uchwalonego projektu i kończący się w ostatnim dniu miesiąca kalendarzowego w celu ułatwienia rozliczeń.	

Propozycje PKP Energetyka w zakresie zmian do nowelizacji

W przypadku, gdyby powyższa propozycja PKP Energetyka nie została przyjęta, PKP Energetyka wnosi o następujące zmiany do projektu ustawy.

1. Zakładamy, że cena określona w proponowanym art. 5h ust. 2 ma charakter ceny minimalnej. Dla uniknięcia wątpliwości prosimy o dodanie słów „co najmniej” przed 85%. Pozwoli to na większą swobodę w kształtowaniu umów z przewoźnikami, a jednocześnie będzie rozwiązaniem korzystnym dla przewoźników.
2. Wnosimy o dodanie przepisu przejściowego ustanawiającego okres na dostosowanie istniejących umów, taryf i cenników do nowych regulacji trwający minimum 6 miesięcy od dnia wejścia w życie uchwalonego projektu i kończący się w ostatnim dniu miesiąca kalendarzowego w celu ułatwienia rozliczeń.
3. Wnosimy o wprowadzenie rozliczenia rekuperacji tylko na wniosek odbiorcy (przewoźnika) i tylko w zakresie przez niego wskazanym. Argumentem przemawiającym za takim rozwiązaniem jest fakt, że nie zawsze rozliczanie rekuperacji będzie uzasadnione w całości, np. sieci wewnętrzne metra, czy też w istotnej części, np. sieci wewnętrzne WKD.
4. Analogicznie, jak przy modelu rozliczania prosumentów, wnosimy o wprowadzenie obowiązku zawarcia przez przewoźnika umowy kompleksowej ze względu na:
 - Rozliczanie części pojazdów przewoźników (część pojazdów bez rekuperacji) nie w oparciu o urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, a na podstawie pracy przewozowej. Dochodzi zatem do zastosowania dwóch różnych rodzajów rozliczeń zarówno usług dystrybucji, jak i sprzedaży i zwrotu energii elektrycznej.
 - Konieczność zbilansowania energii wpływającej do sieci trakcyjnej z systemu elektroenergetycznego z energią pochodzącą ze zwrotu z pojazdów trakcyjnych.
 - Zawiłość i potrzebę ujęcia całkowitego problemu rozliczania przewoźników w ramach jednej umowy obejmującej swoim zakresem sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej. Głównym powodem wprowadzenia obliga posiadania umowy kompleksowej u prosumentów była właśnie zawiłość problemu i potrzeba jego ujęcia w całości w jednej

umowie. Zwracamy uwagę, że konieczność świadczenia usług dystrybucji i sprzedaży energii przewoźnikom posiadającym w ruchu niejednokrotnie kilkaset pojazdów trakcyjnych w danym momencie w różnych częściach kraju i rozliczanych na różne sposoby oraz pobierających albo oddających energię do systemu w zależności od tego, czy akurat hamują, czy nie, z pewnością przewyższa swoim skomplikowaniem rozliczenia prosumenckie.

5. Wnosimy o wprowadzenie rozliczania opłat zależnych od wolumenu pobranej energii (m.in. zmiennych opłat dystrybucyjnych czy też planowanych do wprowadzenia: opłaty mocowej i kogeneracyjnej) w oparciu o różnicę między energią pobraną, a energią odzyskaną. Uzasadnione jest to faktem, że zwracana przez przewoźników energia jest ponownie wykorzystywana przez inne pojazdy, co w konsekwencji powoduje naliczenie tychże opłat.
6. Zwracamy uwagę, że zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Energii w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną z dnia 29 grudnia 2017 r. (Dz.U. z 2017 r. poz. 2500) operator pobiera od wytwórcy opłatę wynikającą ze stawki jakościowej od ilości energii zużywanej na własny użytek oraz opłatę wynikającą ze stawki jakościowej pobieranej przez wytwórcę od jego odbiorców. Pobieranie tych opłat od przewoźników jako wytwórców wydaje się niemożliwe. Nie jesteśmy w stanie określić, ile energii przewoźnik zużył na własne potrzeby (nie wiadomo, który przewoźnik pobrał energię z rekuperacji, co zużył – energię odzyskaną, czy z systemu; nie wiadomo, ile pojazd zużył na własne potrzeby podczas trwania rekuperacji).

Powołanie Operatora Informacji Pomiarowej

Nowelizacja przewiduje powołanie OSP na operatora informacji pomiarowych, czyli podmiot zajmujący się przetwarzaniem informacji pomiarowych, w tym ich pozyskiwaniem, przechowywaniem, opracowywaniem, udostępnianiem i usuwaniem.

PKP Energetyka jako OSD odpowiada obecnie za rozliczenia przewoźników i sprzedawców energii do przewoźników, w tym przekazywanie i udostępnianie danych. Sposób przekazywania danych na rynku kolejowym jest inny, niż stosowany w odbiorach stacjonarnych, ponieważ uwzględnia specyfikę tego rynku, m.in. położenie pojazdu w sieci trakcyjnej i rozliczanie części

zużycia energii nie w oparciu o urządzenia pomiarowo rozliczeniowe, a o pracę przewozową. Reguły rządzące sposobem przekazywania danych na rynku kolejowym zostały określone w Rozporządzeniu Komisji (UE) nr 1301/2014 z dnia 18 listopada 2014 r. w sprawie technicznych specyfikacji interoperacyjności podsystemu „Energia” systemu kolei w Unii („**TSI Energia**”) zmienionego Rozporządzeniem Wykonawczym Komisji (UE) 2018/868 z dnia 13 czerwca 2018 r. zmieniającym rozporządzenie (UE) nr 1301/2014 oraz rozporządzenie (UE) nr 1302/2014 w odniesieniu do przepisów dotyczących systemu pomiaru energii i systemu gromadzenia danych. Sposób przekazywania danych musi być zgodny z tymi dokumentami.

Aktualnie w PKP Energetyka trwają zaawansowane prace nad dostosowaniem obecnych systemów rozliczeń i przekazywania danych do zmienionej w 2018 roku TSI Energia. Konieczne jest m.in. stworzenie naziemnego systemu rozliczeniowego dającego możliwości wymiany zbiorczych danych do celów rozliczania energii (CEBD) z innymi systemami rozliczeniowymi, zatwierdzania CEBD i przypisywania danych o zużyciu właściwym odbiorcom i przygotowanie protokołu komunikacyjnego umożliwiającego wymianę informacji w kolejowej komunikacji międzynarodowej.

Powołanie na operatora informacji pomiarowych OSP również na rynku kolejowym to dodanie kolejnego podmiotu pośredniczącego w przekazywaniu danych, który nie jest do tego dostosowany. OSP musiałby stworzyć osobny system do obsługi przewoźników i sprzedawców na rynku kolejowym dostosowany do specyfiki tego rynku mimo, że taki system ma już PKP Energetyka.

W związku z powyższym, powołanie OSP jako operatora informacji pomiarowych dla rynku kolejowego wydaje się działaniem nadmiarowym i będzie generować dodatkowe koszty związane z koniecznością dostosowania się OSP do obsługi tego rynku w zakresie informacji pomiarowych. Obecnie do OSP nie są przekazywane żadne dane w zakresie obsługi sprzedaży energii do przewoźników kolejowych.

W związku z powyższym zwracamy się z wnioskiem o ustanowienie PKP Energetyka operatorem informacji pomiarowych w zakresie i w celu prawidłowego wykonania TSI Energia.

657.	Uwagi ogólne	PIGO	Konieczna jest korekta przepisów ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (zwana dalej „Ustawą”). Ich celem jest synchronizacja i racjonalizacja działań we wprowadzaniu pojazdów o alternatywnym napędzie i sieci ich zasilania oraz minimalizacja skutków finansowych dla mieszkańców. Będąc partnerami jednostek samorządu terytorialnego w zakresie wykonywania zadań publicznych takich jak wywóz śmieci, odśnieżanie dróg, sprzątanie ulic oraz roboty kanalizacyjne jesteśmy przekonani, że omawiana Ustawa w odpowiednim horyzoncie czasu ma szansę przyczynić się do wzrostu neutralności klimatycznej transportu, poprawy ekologiczności sektora i większej dywersyfikacji paliw na rynku, a także uczynić Polskę europejskim liderem w zakresie elektromobilności. W obowiązującej Ustawie widzimy jednak istotne bariery i ryzyka stojące na drodze wykonalności planów Ustawodawcy, takie jak: • Ryzyko powstania nieefektywnej i niewystarczającej sieci stacji tankowania gazu ziemnego. • Rozbieżności między terminami wprowadzenia do użytku pojazdów z napędami alternatywnymi oraz terminami budowy i oddania do użytku deklarowanych w Ustawie punktów ładowania i stacji tankowania gazu (pojazdy od 2020-01-01, deklarowane stacje do 2020-12-31). • Potwierdzony przez wiodących producentów brak oferty rynkowej w zakresie elektrycznych pojazdów ciężarowych przed 1 stycznia 2020 r. • Znaczący wzrost kosztów wykonywania zadań publicznych przy realizacji obecnych zapisów Ustawy. • Niska efektywność pracy przyszłych elektrycznych pojazdów ciężarowych. • Niska efektywność pracy pojazdami zasilanymi gazem ziemnym w przypadku, nieodpowiedniej liczby stacji tankowania oraz ograniczonej dostępności wynikającej z niewłaściwej lokalizacji, utrudniającej codzienną eksploatację pojazdów zasilanych CNG. Zauważamy także, że propozycje zmian Ustawy zawarte w obecnie procedowanym Projekcie tylko częściowo eliminują wymienione wyżej bariery i ryzyka.	
658.	Uwagi ogólne	Forum Związków Zawodowych	Zdaniem Forum Związków Zawodowych wątpliwości i niejasności w projekcie nowelizacji ustawy Prawo energetyczne w dużym stopniu rozwieją przepisy wykonawcze tj. Rozporządzenie Ministra ds. Energii, nie mniej w nowelizowanej ustawie jest bardzo dużo nieprecyzyjnych określeń, sprzeczności i trudnych do weryfikacji czynności sprawdzających i kontrolujących. W proponowanej nowelizacji brak jest ustaleń dotyczących uprawnień z zakresu dozoru.	

659.	Uwagi ogólne	Związek Przedsiębiorców i Pracodawców	Wedle posiadanej przez nas wiedzy, PKP Energetyka i przewoźnicy stosują model rozliczania rekuperacji od kilku lat. Przewoźnik posiadający liczniki umożliwiające pomiar energii zwracanej do sieci trakcyjnej rozlicza z PKP Energetyka opłatę za energię oraz usługę dystrybucyjną na zasadzie potrącenia pomiędzy ilością energii pobranej a zwróconej. Opłata za energię i usługę dystrybucyjną naliczana jest tylko od różnicy energii pobranej i zwróconej. W modelu tym, przewoźnik nie jest traktowany jako producent energii elektrycznej i nie podlega regulacjom prawa energetycznego. Nowelizacja prawa energetycznego tworzy z przewoźnika producenta energii i traktuje energię, którą przewoźnik zwraca do sieci trakcyjnej przy hamowaniu, jako wytwarzanie nowej energii. Nowe przepisy nakładają wprawdzie na dostawcę energii obowiązek odkupienia energii, niemniej po cenie niższej niż cena, za jaką przewoźnik tę energię kupuje. Nowelizacja powoduje również, że po stronie przewoźnika powstaje konieczność dokonania opłaty za energię i opłaty dystrybucyjnej od całości. Wprowadzenie nowelizacji spowoduje, iż przewoźnicy rozliczający dotychczas rekuperację na dotychczasowych zasadach, będą ponosić większe opłaty za energię niż obecnie. Zakładając, iż intencją ustawodawcy jest aby obciążenia przewoźników zmniejszać, zasadnym byłaby próba ujęcia w przepisach obecnego modelu rozliczania rekuperacji, tak aby w możliwie najmniejszy sposób ingerować w działalność przewoźników. Wprowadzenie przepisów regulujących taki sposób rozliczania rekuperacji dla wszystkich przewoźników (także tych, którzy rozpoczną rekuperację w przyszłości), da przewoźnikom większe oszczędności od tych, jakie mogliby osiągnąć na podstawie przepisów planowanych nowelizacją. W pracach nad wprowadzeniem nowych przepisów ustawodawca winien dokonać analizy skutków finansowych dla przewoźników biorąc pod uwagę aktualne uwarunkowania rynkowe, w ramach których przewoźnicy mają możliwość rozliczać energię zrekuperowaną. Rozważyć można również wprowadzenie alternatywnych modeli rozliczeniowych, w ramach których przewoźnik podejmowałby decyzję czy jest zainteresowany rozliczaniem energii rekuperowanej na zasadach planowanych przepisów, czy też na zasadach stosowanych dotychczas. Decyzja przewoźnika byłaby w tej mierze wiążąca dla dostawcy energii.	

			Podkreślić należy także, iż rekuperacja energii na skalę całej branży kolejowej, możliwa będzie dopiero po wyposażeniu pojazdów kolejowych w liczniki energii. Być może ściśle uregulowanie kwestii rekuperacji powinno mieć miejsce w czasie, kiedy możliwość rekuperacji obejmie znaczącą część rynku kolejowego, co dałoby czas przewoźnikom na dostosowanie się do nowych regulacji.									
660.	Uwagi ogólne - ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych	PIGO	Pragniemy zwrócić uwagę na fakt, że Komisja Europejska prowadzi obecnie prace nad Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającą dyrektywę 2009/33/WE w sprawie promowania ekologicznie czystych i energooszczędnych pojazdów transportu drogowego². Porównując tę Dyrektywę z polskimi Ustawą i Projektem, można stwierdzić, że projektowane przepisy europejskie: • uwzględniają szerszy katalog dopuszczalnych napędów alternatywnych (w tym wodorowe i hybrydowe z możliwością ładowania baterii z zewnętrznego źródła), • w zakresie pojazdów lekkich narzucają od 1 stycznia 2020 r. wyższy udział niż przepisy polskie, • w zakresie pojazdów ciężkich proponowane wymogi są znacząco niższe niż te określone w przepisach polskich. <table><tr><th>Pojazdy z napędami alternatywnymi</th><th>Termin</th><th>EU</th><th>Polska</th></tr><tr><td>Pojazdy lekkie</td><td>Od 2020 r.</td><td>20% od 2020 r.</td><td>10% elektrycznych (Pr elektrycznych lub napędzanych gazer ziemnym)</td></tr></table>	Pojazdy z napędami alternatywnymi	Termin	EU	Polska	Pojazdy lekkie	Od 2020 r.	20% od 2020 r.	10% elektrycznych (Pr elektrycznych lub napędzanych gazer ziemnym)	
Pojazdy z napędami alternatywnymi	Termin	EU	Polska									
Pojazdy lekkie	Od 2020 r.	20% od 2020 r.	10% elektrycznych (Pr elektrycznych lub napędzanych gazer ziemnym)									

² Dokument i informacja o jego aktualnym stanie dostępne są pod adresem: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52017PC0653>

				Od 2025 r.		30% elektrycznych lub napędzanych gazem ziemnym		
			Pojazdy ciężkie	Od 2020 r.	-	10% elektrycznych (Projekt: elektrycznych lub napędzanych gazem ziemnym)		
				Od 2025 r.	7%	30% elektrycznych lub napędzanych gazem ziemnym od 2025 r.		
				Od 2030 r.	9%			
			W związku z powyższym wnioskujemy, aby rozważyć, czy szczególnie w zakresie pojazdów ciężkich nie skorzystać z możliwości obniżenia wymogów i przesunięcia terminów zgodnie z naszymi propozycjami wymienionymi powyżej, co ograniczyłoby koszty i zmniejszyłoby ryzyka związane z wykonywaniem zadań publicznych w Polsce w najbliższych latach.					
661.	Uwagi ogólne – ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych	PIGO	Wnosimy o wprowadzenie przepisów dopuszczających zwiększenie dopuszczalnej masy całkowitej pojazdu ponad ustalone limity o wzrost masy wynikający z zastosowania w pojeździe alternatywnego układu napędowego. UZASADNIENIE Wprowadzenie takich zapisów wzorem niektórych krajów byłoby korzystne, ponieważ wszystkie alternatywne układy napędowe są cięższe niż tradycyjne i ich zastosowanie prowadzi w konsekwencji do obniżenia dopuszczalnej ładowności pojazdów. W przypadku pojazdów ciężarowych ogranicza to ich możliwości przewozowe i dla firm transportowych czyni je z ekonomicznego punktu widzenia droższymi.					

662.	Uwagi ogólne z zakresu dystrybucji	Energa S.A.	1. Zestaw nowych definicji dotyczących systemu pomiarowego, Operatora Informacji Pomiarowych (OIP) oraz centralnego systemu informacji pomiarowych (CSIP), ujętych w nowelizacji Ustawy Prawo energetyczne (dalej „Ustawa PE”), wskazuje, że zadania realizowane przez OIP oraz CSIP ograniczają się do przetwarzania informacji pomiarowych, natomiast w pozostałych zapisach nowelizacji Ustawy PE opisano znacznie szerszy zakres zadań dla OIP oraz CSIP. Dodatkowo nie określono czy przypisana OIP obsługa procesów rynku detalicznego odbywa się w imieniu i na rzecz OIP czy w imieniu i na rzecz innych uczestników rynku. Ustawa przypisując nowe zadania OIP (np. wymiana informacji w procesie zmiany sprzedawcy), odpowiedzialność za efekt ich realizacji pozostawiła na dotychczasowych uczestnikach rynku, zaś w OSR zapisano, że wprowadzenie OIP-a spowoduje, że procesy będą realizowane przez jednego właściciela biznesowego, a stąd również odpowiedzialność powinna być przypisana do tego podmiotu (właściciela biznesowego). 2. Zgodnie z zapisami uzasadnienia do nowelizacji Ustawy PE, przewidziane jest etapowe wdrożenie funkcji OIP (w pierwszym etapie udostępnianie danych pomiarowych, a w drugim również gromadzenie i przetwarzanie danych pomiarowych), natomiast zapisy nowelizacji Ustawy PE nie przewidują etapowości wdrożenia funkcji OIP. 3. Regulacje dotyczące OIP oraz CSIP powinny zostać ujęte w jednym, odrębnym rozdziale poświęconym wymianie informacji oraz realizacji procesów na rynku energii z wykorzystaniem centralnego systemu informatycznego (CSIP). Ich rozrzucenie w różnych miejscach powoduje, że z ustawy nie wynika jasno jak ma wyglądać nowy model rynku po powołaniu nowego uczestnika (OIP) oraz wdrożeniu centralnego systemu informatycznego (CSIP) dla ujednolicenia metod komunikacji oraz standaryzacji procesów w celu wsparcia rozwoju rynku energii w Polsce. 4. Ustawa nie reguluje w sposób kompleksowy kwestii tzw. „master data”, które mają być gromadzone w CSIP. Oprócz wspomnianych w ustawie danych pomiarowych oraz	

			informacji dotyczących punktu pomiarowego są jeszcze inne kategorie „master data”, które powinny być dostarczone do CSIP przez podmioty za nie odpowiedzialne, tak aby umożliwić realizację procesów rynkowych oraz wymianę informacji pomiędzy uczestnikami rynku. Zdefiniowanie wszystkich kategorii master data, podmiotów za nie odpowiedzialnych oraz zasad dostarczania, aktualizacji i zarządzania tymi informacjami w CSIP powinny być określone w tym samym miejscu, o którym mowa w uwadze nr 3 powyżej. 5. Ustawa nie reguluje harmonogramu wdrożenia CSIP, uwzględniającego czas niezbędny na dostosowanie systemów uczestników rynku do współpracy i wymiany informacji za pośrednictwem CSIP. Stąd proponujemy, aby w Ustawie określić obowiązek oraz termin dla OIP na przekazanie uczestnikom rynku dokumentacji umożliwiającej rozpoczęcie dostosowania ich systemów informatycznych. Proponujemy, aby uczestnicy rynku otrzymali ww. dokumentację co najmniej na 36 miesięcy przed planowaną datą uruchomienia CSIP. Przedmiotowa dokumentacja jest również niezbędna, do przygotowania danych oraz systemów do inicjalnego zasilenia CSIP danymi o punktach pomiarowych, o których mowa w Art. 10 Ustawy o zmianie Ustawy Prawo energetyczne. Harmonogram nie reguluje również kwestii prowadzenia testów CSIP przy udziale uczestników rynku. Proponujemy również by informacje o zużyciu poszczególnych podmiotów przekazywane były z systemów pomiarowych OSD jako informacje reprezentowane zużyciem energii elektrycznej a nie stanami liczydeł. Jest to zgodne z zasadą prowadzenia rozliczeń na rynku energii oraz umożliwi wprowadzenie nowych rozwiązań dla klientów takich jak taryfy dynamiczne. Dziś bez zmiany prezentacji nie jesteśmy w stanie rozwijać i spierać nowych produktów i niepotrzebnie komplikujemy interfejsy pomiędzy systemami. Przywołam tu np. programy DSR lub obligatoryjne ograniczenie mocy. Nie mówimy tu o braku zmianie na rejestrach (liczydłach) tylko o konkretnej redukcji zużycia.	
663.	Uwaga do uzasadnienia	Izba Gospodarcza Transportu	Wskazane w uzasadnieniu projektu uznanie przewoźnika kolejowego za wytwórcę rozproszonego rodzi szereg bardzo istotnych pytań, m.in. w zakresie posiadania koncesji, obowiązków sprawozdawczych, obowiązków podatkowych z tytułu akcyzy, ograniczenia obszarów bilansowania dla pojazdów kolejowych. przepisy i uzasadnienie w tym zakresie nie rozstrzygają dylematów	

		Lądowego – IGTL	prawnych o kluczowym znaczeniu dla przewoźników kolejowych. Rekomendujemy, aby w toku prac legislacyjnych wyraźnie określić, że rekuperacja energii elektrycznej wprowadzana do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów nie stwarza obowiązku po stronie przewoźnika posiadania koncesji na produkcję energii elektrycznej, jak również nie niesie obowiązku zapłaty akcyzy od sprzedanej energii.	
664.	Uwaga do uzasadnienia	Pracodawcy RP	W odniesieniu do pkt 2 Uzasadnienia, należy zwrócić uwagę na propozycje dotyczące przewoźników kolejowych w obszarze rozliczania energii elektrycznej w sieci trakcyjnej. W odniesieniu do zapisów przedstawiamy następujące uwagi: <i>„Cena zakupu energii elektrycznej będzie stanowiła 85% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne”</i> 1. Nowelizacja ustawy Prawo energetyczne zakłada odkupienie od przewoźnika energii pochodzącej z rekuperacji po cenie około 34% ceny z cennika PKP Energetyka S.A. 2. Nowelizacja prawa energetycznego regulująca sprzedaż energii pochodzącej z rekuperacji spowoduje wzrost kosztów z tytułu zakupu energii trakcyjnej w stosunku do obowiązującej umowy kompleksowej o ok 11%. 3. Proponowane zmiany niosą za sobą ryzyko uniemożliwienia realizacji umowy kompleksowej w obecnym kształcie i wymuszają zmianę taryfy na BT21L co spowoduje wzrost kosztów zakupu energii trakcyjnej o 50%. <i>„Pozwala ono przewoźnikowi kolejowemu – uznanemu za wytwórcę rozproszonego – na otrzymywanie wynagrodzenia z tytułu unikniętych w wyniku rekuperacji kosztów...”</i> Powyższe sformułowanie z Uzasadnienia niesie za sobą liczne pytania i wątpliwości, m.in.: 1. Jeżeli przewoźnik zostanie uznany za wytwórcę, to czy powstaje na nim obowiązek posiadania koncesji WEE? 2. Jeżeli zostanie koncesjonowanym wytwórcą, to czy powstaje na nim obowiązek sprawozdawczy i w jakim zakresie? 3. Jeżeli zostanie koncesjonowanym wytwórcą, to kto będzie zobowiązany do wnoszenia opłaty z tytułu podatku akcyzowego? 4. Jeżeli zostanie wytwórcą rozproszonym, to czy każdy pojazd odrębnie powinien posiadać oznaczone granice bilansowania i czy stanowi to formalne ograniczenie dla rozliczani przewoźnika w taryfie BT21?	

W naszej ocenie zmiana Prawa energetycznego w przedstawionej nowelizacji **jest niekorzystna** dla przewoźników kolejowych rozliczających się za zużytą energię elektryczną trakcyjną na podstawie układów pomiarowych zainstalowanych na pojazdach trakcyjnych.

Chcemy zaznaczyć, że sama intencja uregulowania kwestii rekuperacji energii elektrycznej przez przewoźników jest co do zasady słuszna, jednakże warto zwrócić uwagę na kilka kwestii, które powinny zostać rozważone, żeby proponowane zmiany miały pozytywny wpływ na rynek kolejowy:

- Należy mieć na uwadze, że na ten moment jedynie część przewoźników posiada liczniki energii pozwalające na obliczenie ilości rekuperowanej energii wprowadzanej do sieci trakcyjnej.
- Szczególnie istotny w tej sytuacji jest wątek ekonomiczny. Według projektu nowelizacji Prawa Energetycznego cena odkupienia energii elektrycznej produkowanej przy rekuperacji będzie wynosić 85% ceny podstawowej, to jest znacząco poniżej ceny rynkowej.
- Funkcjonujący od 2014 roku model rozliczania rekuperacji wydaje się bardziej korzystny dla przewoźników. Według tego modelu dystrybutor energii trakcyjnej uwzględnia ilość energii wprowadzonej z powrotem do sieci trakcyjnej przez rekuperującego przewoźnika. W efekcie pobiera opłatę jedynie za różnicę pomiędzy energią pobraną przez przewoźnika i przez niego zwróconą. Dotyczy to zarówno opłaty za energię, jak i opłaty dystrybucyjnej.
- Przy zastosowaniu modelu planowanego w nowelizacji ustawy koszt usługi dystrybucyjnej dla przewoźników de facto wzrośnie, będzie bowiem ona naliczana od całości energii pobieranej przez przewoźników.
- Nowelizacja przepisów przewiduje, że przewoźnicy kolejowi otrzymają status wytwórców, a nie jak dotychczas, odbiorców energii. Oznacza to dla nich konieczność wprowadzenia nowych procedur i regulacji, co wiąże się z dodatkowymi kosztami.
- Należy szacować, że nowy model rozliczania rekuperacji spowoduje, iż koszty ponoszone przez przewoźników, którzy rozliczają już rekuperację, mogą wzrosnąć nawet do kilkunastu procent rocznie.
- Biorąc pod uwagę powyższe, w naszej ocenie optymalnym rozwiązaniem byłoby ujęcie w przepisach prawa funkcjonującego na rynku od 2014 roku i wypracowanego wspólnie przez dystrybutora energii kolejowej i przewoźników modelu rozliczenia energii rekuperowanej, który jest korzystny dla przewoźników.

POSTULATY ZMIAN

665.	Postulat zmiany w ustawie z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze – art. 6 ust. 1 pkt 16b	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „16b) wtłaczaniem wód do górotworu – jest pozbycie się wód pochodzących z odwodnień wyrobisk górniczych, wykorzystanych wód leczniczych, wód termalnych, solanek, a także wód złożowych, w tym wód z podziemnych magazynów węglowodorów, polegające na ich wprowadzaniu otworami wiertniczymi do formacji geologicznych izolowanych od użytkowych poziomów wodonośnych;”. <i>Uzasadnienie:</i> Wyłączenie wód technologicznych wykorzystywanych w magazynach węglowodorów zlokalizowanych w złożach soli kamiennej, którego intencja jest niejasna, budzi obawy co do wymogów formalnych jakie musiałyby zostać spełnione w odniesieniu do procesu zatłaczania słonych wód, uzyskanych w ramach wypłukiwania kawerny w złożu soli, do kolejnych kawern, w celu uzyskania stężenia soli wymaganego do dalszych procesów technologicznych.	
666.	Postulat zmiany w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu – art. 15	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> po ust. 3 dodać ust. 3a „3a. Do pozwoleń na budowę wydawanych na rzecz podmiotów, o których mowa w art. 24 ust. 1a, niniejszy art. stosuje się odpowiednio, za wyjątkiem ust. 5-8.” <i>Uzasadnienie:</i> Art. 24 ust. 1a stwarza możliwość ograniczenia sposobu użytkowania nieruchomości, o którym mowa w art. 24 ust. 1, na rzecz innego niż inwestor podmiotu. Przepisy specustawy terminalowej nie określają jednak trybu i zasad, na podstawie których inwestor ten miałby zrealizować infrastrukturę niezbędną do obsługi inwestycji podstawowej. Wprowadzana zmiana w sposób jednoznaczny określi, iż do realizacji takiej inwestycji zastosowanie ma specustawa terminalowa poprzez przywołanie art. 15 ust. 1 -4a.	
667.	Postulat zmiany w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu – art. 20 ust. 14	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „14. Z dniem wydania decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu inwestor uzyskuje: 1) prawo do dysponowania nieruchomościami, o których mowa w ust. 3 i 6a oraz w art. 24 ust. 1, na cele budowlane niezbędne do realizacji i eksploatacji inwestycji w zakresie terminalu; 2) prawo do nieruchomości, o których mowa w ust. 3 i 6a oraz w art. 24 ust. 1, w granicach których ma być wykonywana zamierzona działalność, wymagane do uzyskania koncesji na podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji, koncesji na rozpoznawanie złóż kopalin lub koncesji na wydobywanie kopalin ze złóż.” <i>Uzasadnienie:</i>	

			Do realizacji inwestycji towarzyszącej polegającej na budowie podziemnego magazynu gazu niezbędne jest uzyskanie koncesji na podstawie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze, które warunkują uzyskanie dalszych decyzji administracyjnych umożliwiających rozpoczęcie prac (w szczególności decyzji o zatwierdzeniu planu ruchu zakładu górniczego, która jest częściowo odpowiednikiem pozwolenia na budowę). Zgodnie z art. 24 ust. 1 pkt 2 tej ustawy, wniosek o udzielenie koncesji powinien zawierać m.in. określenie prawa do nieruchomości, w granicach których ma być wykonywana zamierzona działalność. Konieczne jest przesądzenie, że wydanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie terminalu (inwestycji towarzyszącej) powoduje powstanie takiego prawa po stronie inwestora.	
668.	Postulat zmiany w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu – art. 24	GS	Proponowana zmiana: po ust. 1a dodaje się ust. 1aa w brzmieniu: „1aa. Do realizacji inwestycji, o których mowa w ust. 1a, stosuje się odpowiednio art. 16 ust. 4, art. 18, art. 25a i art. 27 ust. 1a.” <i>Uzasadnienie:</i> Przedmiotowa zmiana jest konsekwencją wprowadzenia art. 15 ust. 3a.	
669.	Postulat zmiany w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu – art. 38 pkt 2 lit. za	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „za) budowa, rozbudowa oraz przebudowa instalacji magazynowych gazu, w tym bezzbiornikowego magazynowania gazu ziemnego, o pojemności czynnej nie mniejszej niż 250 mln m3 wraz z infrastrukturą niezbędną do ich obsługi;” <i>Uzasadnienie:</i> Wprowadzona zmiana wiąże się ze zmianami dotyczącymi magazynowania i rozwiązuje problem mogący powodować, że nie możliwa będzie rozbudowa oraz przebudowa instalacji magazynowych w przyszłości.	
670.	Postulat zmiany w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> „2. Do wniosku o wydanie pozwolenia na budowę inwestycji towarzyszących, o których mowa w art. 38 pkt 1 oraz inwestycji towarzyszących w zakresie budowy, rozbudowy lub przebudowy instalacji podziemnego bezzbiornikowego magazynowania gazu ziemnego, o których mowa w art. 38 pkt 1 pkt 2 lit. za, inwestor załącza opinię właściwego organu nadzoru górniczego. Przepisy art. 6 ust. 4 i 5 stosuje się odpowiednio.”	

	ziemnego w Świnoujściu – art. 39 ust. 2		<i>Uzasadnienie:</i> Inwestycje towarzyszące, o których mowa w art. 38 pkt 1 pkt 2 lit. za, obejmują m.in. instalacje podziemnego bezzbiornikowego magazynowania gazu ziemnego, które są analogiczne pod względem technicznym do inwestycji wymienionych w art. 38 pkt. 1, a ich realizacja podlega przepisom ustawy - Prawo geologiczne i górnicze	
671.	Postulat zmiany w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu – art. 41	GS	<i>Proponowana zmiana:</i> 1. W przypadku inwestycji towarzyszących właściwy organ rozpatruje wniosek o wydanie lub zmianę koncesji na podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji, koncesji na rozpoznawanie złóż kopalin, koncesji na wydobywanie kopalin ze złóż albo koncesji na magazynowanie paliw gazowych w terminie 21 dni od dnia złożenia wniosku. Przepis art. 7 ust. 3 stosuje się odpowiednio. 2. W przypadku inwestycji towarzyszących właściwy organ rozpatruje wniosek o wydanie lub zmianę decyzji wydawanej na podstawie ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. 2017 r. poz. 2126 oraz z 2018 r. poz. 650 i 723), innej niż określona w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku, chyba że ustawa ustala krótszy termin. Przepisy art. 7 stosuje się odpowiednio, z tym że przepisów art. 7 ust. 1 i ust. 2 nie stosuje się do decyzji wydawanych przez naczelne lub centralne organy administracji rządowej. 3. W przypadku inwestycji towarzyszących w zakresie budowy instalacji podziemnego bezzbiornikowego magazynowania gazu ziemnego, o których mowa w art. 38 pkt 1 pkt 2 lit. za, plan ruchu zakładu górniczego lub dodatku do planu ruchu zakładu górniczego oraz decyzja właściwego organu o jego zatwierdzeniu jednego z tych dokumentów mogą obejmować także, na wniosek inwestora, obiekty budowlane niebędące obiektami budowlanymi zakładu górniczego. W takim przypadku decyzja właściwego organu o zatwierdzeniu planu ruchu zakładu górniczego lub dodatku do planu ruchu zakładu górniczego zastępuje pozwolenie na budowę w odniesieniu do obiektów niebędących obiektami budowlanymi zakładu górniczego, ujętych w planie ruchu zakładu górniczego lub dodatku do planu ruchu zakładu górniczego.” <i>Uzasadnienie:</i> Ad ust. 1. Budowa podziemnego magazynu gazu typu kawernowego w złożach soli kamiennej wymaga uzyskania zarówno koncesji na podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji, jak i koncesji na rozpoznawanie złóż kopalin (soli) oraz na wydobywanie kopalin, na podstawie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze. Niezależnie od tego, może zachodzić potrzeba uzyskania lub zmiany koncesji na magazynowanie paliw gazowych wydawanej na podstawie ustawy – Prawo energetyczne. Po	

			uzyskaniu koncesji niekiedy zachodzi konieczność jej zmiany, np. w wyniku dokładniejszego rozpoznania warunków geologicznych lub zmianę planu inwestycji. Ad ust. 2. W toku realizacji inwestycji wydawanych jest szereg innych decyzji na podstawie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze, w szczególności decyzji organów nadzoru górniczego i organów administracji geologicznej, mających istotne znaczenie dla terminowości realizacji inwestycji towarzyszącej. W odniesieniu do wszystkich tych decyzji koncesyjnych i pozostałych decyzji zasadne jest zastosowanie szczególnego trybu ich wydawania. Ad ust. 3. Inwestycja towarzysząca w zakresie budowy instalacji podziemnego bezzbiornikowego magazynowania gazu ziemnego obejmuje zarówno obiekty stanowiące elementy zakładu górniczego, jak i inne obiekty budowlane. Prowadzi to do konieczności uzyskania dwóch decyzji zezwalających bezpośrednio na realizację inwestycji: decyzji organu nadzoru górniczego o zatwierdzeniu planu ruchu zakładu górniczego oraz pozwolenia na budowę, przy czym każda z nich jest wydawana przez inny organ. Możliwość (ale nie obowiązek) objęcia całości obiektów inwestycji jednym wnioskiem o zatwierdzenie planu ruchu zakładu górniczego sprzyjać będzie terminowej realizacji inwestycji towarzyszących terminalowi LNG	
672.	Postulat zmiany w ustawie z 26 października 2000 roku o giełdach towarowych	Towarowa Giełda Energii S.A.	Uwaga ogólna Proponowane rozwiązania są już wdrożone na wielu rynkach gazu państw Unii Europejskiej (np. w Austrii, Niemczech czy Holandii). Zmiana w Ustawie powinna także pozytywnie wpłynąć na oszczędne gospodarowanie paliwami gazowymi oraz poprawić warunki działalności przedsiębiorstw energetycznych z obszaru obrotu paliwami gazowymi oraz przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność w zakresie magazynowania paliw gazowych. Proponowane zmiany w Ustawie są zgodne z zasadami zawartymi w Trzecim pakiecie energetycznym, który wszedł w życie 3 marca 2011 roku. Służy on realizacji celów polityki UE w m.in. w zakresie budowy zintegrowanego i konkurencyjnego rynku gazu w Europie oraz poprawy standardu usług i bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Możliwość organizowania aukcji na zdolności magazynowe będzie także istotnym elementem realizacji projektu hubu gazowego, który jest wpisany do rządowej „Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju”.	
673.	Postulat zmiany w ustawie z 26 października 2000	Towarowa Giełda Energii S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> dodaje się nowy pkt 4a) w brzmieniu jak poniżej: 4a) platformie aukcyjnej dla usług infrastrukturalnych – rozumie się przez to niebędący systemem obrotu instrumentami finansowymi, o którym mowa w art. 3 pkt 9a ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o	

	roku o giełdach towarowych – art. 2		obrocie instrumentami finansowymi, zespół osób, urządzeń i środków technicznych zorganizowany i prowadzony w celu udostępniania jej uczestnikom ofert usług infrastrukturalnych świadczonych przez operatorów usług infrastrukturalnych, w tym w ramach wtórnego obrotu nabytymi na tej platformie usługami infrastrukturalnymi;” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana w Art. 2. ustawy umożliwi organizację przez spółkę prowadzącą giełdę towarową aukcji na usługi infrastrukturalne m.in. w zakresie magazynowania paliw gazowych. Uzyskanie przez TGE formalnej możliwości prowadzenia aukcji na usługi infrastrukturalne m.in. w dziedzinie magazynowania paliw gazowych, poszerzy zakres działalności, kompetencje oraz wzmocni rolę polskiej Giełdy na unijnych rynkach energetycznych.	
674.	Postulat zmiany w ustawie z 26 października 2000 roku o giełdach towarowych – art. 5 ust 2 i 2d	Towarowa Giełda Energii S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> 2) Z zastrzeżeniem przepisów niniejszej ustawy i przepisów ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, przedmiotem przedsiębiorstwa spółki, o której mowa w ust. 1, może być wyłącznie prowadzenie giełdy. 2d) „Spółka, o której mowa w ust. 1 może prowadzić platformą aukcyjną dla usług infrastrukturalnych.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana w Art. 5 ustawy umożliwi organizację przez spółkę prowadzącą giełdę towarową aukcji na usługi infrastrukturalne m.in. w zakresie magazynowania paliw gazowych. Uzyskanie przez TGE formalnej możliwości prowadzenia aukcji na usługi infrastrukturalne m.in. w dziedzinie magazynowania paliw gazowych, poszerzy zakres działalności, kompetencje oraz wzmocni rolę polskiej Giełdy na unijnych rynkach energetycznych.	
675.	Postulat zmiany w ustawie z 26 października 2000 roku o giełdach towarowych – art. 14 ust. 3	Towarowa Giełda Energii S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3. Giełdowa izba rozrachunkowa nie może prowadzić działalności innej niż określona w ust. 2 i 2b-2e, z zastrzeżeniem ust. 3a.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana w art. 14. umożliwi rozliczanie transakcji zawartych na platformie aukcyjnej dla usług infrastrukturalnych przez spółkę prowadzącą giełdową izbę rozrachunkową.	
676.	Postulat zmiany w ustawie z 26 października 2000	Towarowa Giełda Energii S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „3a. Spółka prowadząca giełdową izbę rozrachunkową może dokonywać obsługi finansowej transakcji zawieranych na platformie aukcyjnej dla usług infrastrukturalnych.”	

	roku o giełdach towarowych – art. 14 dodanie ust. 3a		<i>Uzasadnienie:</i> Zmiana w art. 14. umożliwi rozliczanie transakcji zawartych na platformie aukcyjnej dla usług infrastrukturalnych przez spółkę prowadzącą giełdową izbę rozrachunkową.	
677.	Postulat zmiany w ustawie z 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi – art. 68a dodanie ust. 14a	Towarowa Giełda Energii S.A.	<i>Proponowana zmiana:</i> „14b. Spółka akcyjna, o której mowa w ust. 14 może prowadzić działalność w zakresie określonym w art. 14 ust. 3a ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.” <i>Uzasadnienie:</i> Zmiana ma na celu umożliwienie spółce prowadzącej izbę rozliczeniową i rozrachunkową, która pełni jednocześnie funkcję giełdowej izby rozrachunkowej, rozliczania transakcji zawartych na platformie aukcyjnej dla usług infrastrukturalnych.	

TABELA ZGODNOŚCI

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany dyrektywy			
	Uzupełnienie implementacji			
2.	Tytuł dyrektywy			
	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE			
3.	Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie dyrektywy			
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska			
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy dyrektywy			
	Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw			
5.	Jednostka redakcyjna Dyrektywy	Treść przepisu dyrektywy 2009/73/WE	Jednostka redakcyjna projektu ustawy	Treść przepisu projektu ustawy
1	2	3	4	5
	Art. 2 pkt 2	2) „sieć gazociągów kopalnianych” oznacza każdy gazociąg lub sieć gazociągów eksploatowanych lub zbudowanych w ramach projektu wydobywania ropy naftowej lub gazu, bądź wykorzystywanych do przesyłania gazu ziemnego z jednego lub z większej liczby miejsc wydobywania do zakładu oczyszczania i obróbki, do terminalu albo do końcowego przeładunkowego terminalu przybrzeżnego;	Art. 1 pkt 2 i pkt 4 oraz art. 26	Art. 1 pkt 2 – zmiana art. 3 ustawy – Prawo energetyczne c) pkt 11c otrzymuje brzmienie: „11c) sieć gazociągów kopalnianych (złożowych, kolektorowych i ekspedycyjnych) – gazociąg lub sieć gazociągów: a) zbudowanych i eksploatowanych w ramach przedsięwzięcia polegającego na wydobywaniu ropy naftowej lub gazu ziemnego ze złóż, lub b) wykorzystywanych do transportu gazu ziemnego z jednego lub z większej liczby miejsc jego wydobywania do zakładu oczyszczania i obróbki lub do terminalu albo wykorzystywanych do transportu gazu

			ziemnego do końcowego przeładunkowego terminalu przybrzeżnego;”, Art. 1 pkt 4 4) po art. 4i dodaje się art. 4ia w brzmieniu: „Art. 4ia. 1. W przypadku zamiaru zmiany przeznaczenia gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych na sieć dystrybucyjną gazową właściciel tego gazociągu lub tej sieci gazociągów informuje niezwłocznie o tym zamiarze Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz odbiorcę przyłączonego do tego gazociągu lub tej sieci gazociągów. 2. Właściciel gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 1, z wyłączeniem przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 lub 4, przed rozpoczęciem dostarczania paliw gazowych do odbiorcy paliw gazowych: 1) zawiera umowę, na mocy której przekazuje tytuł prawny do tego gazociągu lub tej sieci gazociągów: a) operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo, w skład którego wchodzi również ten właściciel gazociągu lub sieci gazociągów lub b) operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego, z którego siecią gazociąg ten lub sieć gazociągów są bezpośrednio połączone;

			2) przekazuje operatorowi, o którym mowa w pkt 1, informacje o tym gazociągu lub tej sieci gazociągów oraz charakterystyce poboru paliw gazowych, w szczególności informacje o: a) odbiorcach końcowych przyłączonych do tego gazociągu lub tej sieci gazociągów oraz ich charakterystyce poboru paliw gazowych, b) łącznym poborze przyłączonych odbiorców w okresie ostatnich 5 lat lub w całym okresie eksploatacji tego gazociągu lub tej sieci gazociągów, jeżeli okres ten jest krótszy niż 5 lat, c) dokumentacji umów przyłączeniowych, wskazujących na miejsce rozdziału własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji odbiorcy końcowego oraz własności układów pomiarowo-rozliczeniowych, d) parametrach jakościowych transportowanych paliw gazowych lub gazu ziemnego oraz o dokumentach potwierdzających akceptację tych parametrów przez odbiorców, e) dokumentacji związanej z procesem budowlanym i eksploatacją tego gazociągu lub tej sieci gazociągów. 3. W przypadku gdy decyzja o udzieleniu koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych wymaga zmiany, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, lub przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 lub 4, składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wnioski o zmianę koncesji na dystrybucję paliw gazowych, przed zmianą przeznaczenia gazociągu bezpośredniego lub

				sieci gazociągów kopalnianych, jednak nie później niż w terminie 1 miesiąca od dnia zawarcia umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1. 4. W przypadku gdy decyzja o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego gazowego wymaga zmiany, właściciel gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 1, składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wnioszek o wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego gazowego na jego sieci, przed zmianą przeznaczenia gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych, jednak nie później niż w terminie 1 miesiąca od dnia: 1) wydania decyzji w sprawie zmiany koncesji, o której mowa w ust. 3; 2) zawarcia umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1 – jeżeli decyzja o zmianie koncesji nie jest wymagana. 5. Jeżeli odbiorca końcowy, do którego paliwa gazowe dostarczane były z pominięciem systemu gazowego bezpośrednio gazociągiem lub siecią gazociągów, o których mowa w ust. 1, nie zgłosił operatorowi lub przedsiębiorstwu, o którym mowa w ust. 3, informacji o zawarciu umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży paliw gazowych ze sprzedawcą innym niż dotychczasowy, operator lub przedsiębiorstwo, o których mowa w ust. 3, zawiera niezwłocznie, w imieniu i na rzecz tego odbiorcy umowę kompleksową z: 1) dotychczasowym sprzedawcą lub 2) w przypadku w którym dotychczasowym sprzedawcą było przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 49b ust. 1, a odbiorca odebrał w roku poprzednim paliwa gazowe w ilości nie większej

				niż określona w art. 5b¹ ust. 1 lub 8 – z przedsiębiorstwem energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi, do którego wniesiono wkład niepieniężny, o którym mowa w art. 5b¹ ust. 1. 6. Umowa kompleksowa, o której mowa w ust. 5, zawierana jest na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia uprawomocnienia się decyzji o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego gazowego dla gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 1, lub w przypadku braku konieczności uzyskania koncesji – od dnia ustalonego zgodnie z zasadami ustalonymi w ust. 4 pkt 1 i 2. 7. Umowa z dotychczasowym sprzedawcą wygasa z dniem poprzedzającym uprawomocnienie decyzji o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego gazowego wydanej na wniosek, o którym mowa w ust. 4.”; Art. 26. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne, które w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy eksploatuje gazociąg bezpośredni lub sieć gazociągów kopalnianych w rozumieniu ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, przeprowadza, przy udziale operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, o którym mowa w ust. 2, przegląd eksploatowanej przez siebie infrastruktury w zakresie spełniania wymogów pozwalających uznać ją odpowiednio za gazociąg bezpośredni lub sieć gazociągów kopalnianych, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i przekazuje

				ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki raport z tego przeglądu. 2. Infrastruktura niespełniająca wymogów pozwalających uznać ją odpowiednio za gazociąg bezpośredni lub sieć gazociągów kopalnianych udostępniana jest przez właściciela operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. W celu udostępnienia infrastruktury operatorowi przedsiębiorstwo energetyczne będące właścicielem gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych: 1) zawiera umowę, o której mowa w art. 4ia ustawy zmienianej w art. 1; 2) przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego, z którym zawarł umowę, o której mowa w pkt 1, informacje o tym gazociągu lub tej sieci gazociągów oraz charakterystyce poboru paliw gazowych, w szczególności informacje o: a) odbiorcach końcowych przyłączonych do tego gazociągu lub tej sieci gazociągów oraz ich charakterystyce poboru paliw gazowych, b) łącznym poborze paliw gazowych przez odbiorców przyłączonych do tego gazociągu lub tej sieci gazociągów w okresie ostatnich 5 lat lub w całym okresie eksploatacji tego gazociągu lub tej sieci gazociągów, jeżeli okres ten jest krótszy niż 5 lat, c) miejscu rozdziału własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji odbiorcy końcowego oraz własności układów pomiarowo-rozliczeniowych, wynikających z umowy o przyłączenie lub innych dokumentów,

				d) parametrach jakościowych transportowanych paliw gazowych lub gazu ziemnego oraz o dokumentach potwierdzających akceptację tych parametrów przez odbiorców, e) parametrach tego gazociągu lub tej sieci gazociągów oraz ich przebiegu, wynikających z dokumentów zgromadzonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w okresie ich budowy i eksploatacji. 3. W przypadku gdy decyzja o udzieleniu koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych wymaga zmiany, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, o którym mowa w ust. 2, lub przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 lub 4 ustawy zmienianej w art. 1, do których systemów dystrybucyjnych ma zostać włączona infrastruktura, o której mowa w ust. 2, składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosek o zmianę koncesji na dystrybucję paliw gazowych, w terminie 1 miesiąca od dnia zawarcia umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1. 4. W przypadku gdy decyzja o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego gazowego wymaga zmiany, właściciel gazociągu lub sieci gazociągów, o której mowa w ust. 2, składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosek o wyznaczenie operatora systemu dystrybucyjnego gazowego w terminie 1 miesiąca od dnia zawarcia umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1. 5. Jeżeli odbiorca końcowy, do którego paliwa gazowe dostarczane były z pominięciem systemu gazowego bezpośrednio gazociągiem lub siecią gazociągów, o których mowa w ust. 2, nie zgłosi temu operatorowi informacji o zawarciu umowy kompleksowej lub

				umowy sprzedaży paliw gazowych do dnia przeniesienia infrastruktury na podstawie umowy, o której mowa w ust. 2 pkt 1, operator lub przedsiębiorstwo, o których mowa w ust. 3, zawiera niezwłocznie, w imieniu i na rzecz tego odbiorcy, umowę kompleksową z przedsiębiorstwem, o którym mowa w art. 4ia ust. 5 ustawy zmienianej w art. 1. 6. Umowa kompleksowa, o której mowa w ust. 5, jest zawierana na czas nieokreślony i obowiązuje od dnia uprawomocnienia się decyzji o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego gazowego dla gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 2, lub w przypadku braku konieczności uzyskania koncesji – od dnia ustalonego zgodnie z zasadami określonymi w art. 4ia ust. 4 pkt 1 i 2 ustawy zmienianej w art. 1. 7. Do dnia rozpoczęcia obowiązywania umowy, o której mowa w ust. 5, paliwa gazowe lub gaz ziemny mogą być dostarczane na podstawie umowy dotychczasowej. 8. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego potwierdza odbiorcy końcowemu przyłączonemu do gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 2, warunki świadczenia usług dystrybucji lub proponuje nowe warunki, najpóźniej w terminie 60 dni od dnia uprawomocnienia się decyzji o wyznaczeniu operatora systemu dystrybucyjnego dla gazociągu lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 2, lub od dnia ustalonego zgodnie z zasadami określonymi w art. 4ia ust. 4 pkt 1–2 ustawy zmienianej w art. 1, w przypadku braku konieczności uzyskania tej decyzji. 9. Warunki świadczenia usług dystrybucji, o których mowa w ust. 8, zastępują umowę o przyłączenie i stają

				się wiążące z chwilą ich skutecznego doręczenia, chyba że odbiorca paliw gazowych wypowie umowę kompleksową, o której mowa w ust. 5. Sprzedawca paliw gazowych informuje niezwłocznie operatora systemu dystrybucyjnego gazowego o wypowiedzeniu umowy kompleksowej. 10. Nie wszczyna się postępowań, a wszczęte umarza, w sprawach o wymierzenie kary pieniężnej w zakresie, w jakim dotyczą one gazociągów lub sieci gazociągów, o których mowa w ust. 2, o ile w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy te gazociągi lub sieci gazociągów zostaną udostępnione operatorowi systemu dystrybucyjnego gazowego.

TABELA ZGODNOŚCI

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany dyrektywy			
	Uzupełnienie implementacji			
2.	Tytuł dyrektywy			
	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/WE (Dz. U. UE. L. 158 z 14. 06. 2019, str. 125) – co do zasady termin wejścia w życie to dzień 1 stycznia 2021 r.; odnośnie terminu wejścia w życie załącznika II szczegółowa informacja znajduje się w tabeli;			
3.	Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie dyrektywy			
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska			
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy dyrektywy			
	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r.– <i>Prawo energetyczne</i> (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 875, 1086, 1378 i 1565)			
5.	Jednostka redakcyjna Dyrektywy	Treść przepisu dyrektywy 2009/72/WE	Jednostka redakcyjna projektu ustawy	Treść przepisu projektu ustawy
1	2	3	4	5
	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego	22) „licznik konwencjonalny” oznacza licznik analogowy lub elektroniczny, który nie może zarazem przesyłać i odbierać danych;	Art. 3 pkt 65	65) licznik konwencjonalny – przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach, służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu;

	go energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/WE (Dz. U. UE. L. 158 z 14. 06. 2019, str. 125) Art. 2 pkt 22			
	Art. 2 pkt 23	23) „inteligentny system opomiarowania” oznacza system elektroniczny, za pomocą którego można mierzyć ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci lub zużycie energii elektrycznej, uzyskując więcej informacji niż w przypadku konwencjonalnego licznika, a także przysyłać i otrzymywać dane na potrzeby informowania, monitorowania i kontroli, przy wykorzystaniu łączności elektronicznej;	Art. 3 pkt 63, 68 - 72	64) licznik zdalnego odczytu – przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2020 r. poz. 140, 285, 568 i 1086), służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu; 68) system zdalnego odczytu – system teleinformatyczny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu; 69) centralny system informacji rynku energii – system teleinformatyczny służący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego; 70) system pomiarowy – system zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu wraz z niezbędną

				infrastrukturą techniczną skomunikowane z tym systemem zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, służący do przetwarzania danych pomiarowych, w celu ich przekazania do centralnego systemu informacji rynku energii; 71) system informacyjny – system informacyjny w rozumieniu art. 2 pkt 14 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2020 r. poz. 1369); 72) operator informacji rynku energii - podmiot odpowiedzialny za zarządzanie i administrowanie centralnym systemem informacji rynku energii oraz przetwarzanie zgromadzonych w nim informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej;
	Art. 2 pkt 24	24) „interoperacyjność” oznacza, w kontekście inteligentnego opomiarowania, zdolność co najmniej dwóch sieci, systemów, urządzeń, aplikacji lub elementów energetycznych bądź łączności do współpracy oraz do wymiany i wykorzystywania informacji w celu wykonywania wymaganych zadań;	-	Pojęcie interoperacyjności wynika z całości przepisów ustawy – w szczególności ze Standardów Wymiany Informacji Rynku Energii (art. 9g ust. 5c) oraz rozdziału 2d i przepisów wykonawczych. Ponadto, przewiduje się zdefiniowanie przedmiotowego pojęcia w rozporządzeniu pomiarowym, bowiem będzie ono przydatne na użytek tego aktu prawnego. Ponadto, Komisja Europejska nie wydała jeszcze aktów wykonawczych w obszarze interoperacyjności. Dodatkowo, odpowiednie zmiany dostosowujące nawiązujące do centralnego systemu informacji rynku energii wprowadzono w ustawie z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. 2020 r. poz. 908) oraz w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568 i 695)

	Art. 2 pkt 25	25) „okres rozliczania niezbilansowania” oznacza okres rozliczania niezbilansowania zdefiniowany w art. 2 pkt 15 rozporządzenia (UE) 2019/943;	Art. 11w i art. 11x	Przepisy UE wprowadziły 15-minutowy okres niezbilansowania dla Rynku Bilansującego (art. 53 Rozporządzenia Komisji Europejskiej (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r.) oraz dla giełd energii prowadzących rynek dnia następnego i rynek dnia bieżącego (art. 8 ust. 4 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943) Przepisy te określono rozporządzeniem UE a w PL wprowadzono IRiESP. Zgodnie z wersją projektu ustawy przekazaną na Komitet ds. Europejskich: Art. 11w. 1. W przypadku odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym zakres danych pomiarowych pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu obejmuje: 1) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej: a) pobranej w punkcie poboru energii - zsumowane do okresów 15-minutowych, b) wprowadzonej w punkcie poboru energii - zsumowane do okresów 15-minutowych; (...) Art. 11x. Należy jednak zaznaczyć, że w związku z uwagą Ministerstwa Spraw Zagranicznych (dot. notyfikacji technicznej) przepisy art. 11w ust. 1-3 przeniesiono do delegacji (art. 11x) do wydania rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego, w którym zostaną określone dane pomiarowe pozyskiwane przez Licznik Zdalnego Odczytu wraz z częstotliwością 15 - minutową.
	Art. 2 pkt 26	26) „czas zbliżony do rzeczywistego” oznacza, w kontekście inteligentnego opomiarowania, krótki	-	Pojęcie to nie występuje w innych przepisach ww. dyrektywy – przepisach merytorycznych. Przewiduje

		okres, zazwyczaj z dokładnością do sekund lub do okresu rozliczania niezbilansowania na rynku krajowym;		się jednak zdefiniowanie przedmiotowego pojęcia w rozporządzeniu pomiarowym, bowiem będzie ono przydatne na użytek tego aktu prawnego (ma charakter techniczny). Na marginesie należy zaznaczyć, że niniejsza definicja jest błędna zarówno logicznie bowiem definiuje (jak stanowi sama definicja) pojęcie nie występujące ontycznie (x zbliżone do rzeczywistego x) jak i ontologicznie gdyż narzuca jedną z łatwo podważalnych filozoficznie koncepcji czasu sprowadzającą go do ruchu wskazówek zegarka.
	Art. 2 pkt 27	27) „najlepsze dostępne techniki” oznaczają, w kontekście ochrony i bezpieczeństwa danych w środowisku inteligentnego opomiarowania, najbardziej efektywne, zaawansowane i praktycznie przydatne techniki służące do zapewnienia, w zasadzie, podstawy do osiągnięcia zgodności z unijnymi przepisami w dziedzinie ochrony danych i bezpieczeństwa;	Ponadto, definicja ta wynika z całokształtu przepisów oraz odniesienia do ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa i jej rozporządzeń wykonawczych.	W wyniku uwag zgłoszonych przez ówczesne Ministerstwo Cyfryzacji na Stały Komitet Rady Ministrów, zrezygnowano z definicji, z racji objęcia podmiotów zobowiązanych ustawą z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2020 r. poz. 1369). W wersji projektu przed SKRM w projekcie figurowała następująca definicja, która znalazła odzwierciedlenie w przepisach merytorycznych. <i>77) najlepsze dostępne techniki – zespół środków technicznych i organizacyjnych mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa systemu zdalnego odczytu, liczników zdalnego odczytu oraz centralnego systemu informacji rynku energii, w tym ochrony tych systemów przed nieuprawnioną ingerencją oraz nieuprawnionym dostępem do informacji w nich przetwarzanych, uzasadnionych ekonomicznie oraz zgodnych z wymaganiami określonymi w przepisach prawa Unii Europejskiej w dziedzinie ochrony danych i bezpieczeństwa;”;</i> <i>Ponadto, szereg przepisów projektu ustawy wprowadza</i>

				przepisy dot. bezpieczeństwa i ochrony danych osobowych, np. Art. 11t. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a także właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, jest obowiązany do: 1) stosowania najlepszych dostępnych technik w celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji w nim przetwarzanych, zgodnych z wymaganiami określonymi w przepisach wydanych na podstawie art. 11x; 2) wykonywania okresowych testów bezpieczeństwa systemu pomiarowego, przynajmniej raz do roku. 3. Operator informacji rynku energii: 1) stosuje najlepsze dostępne techniki w celu zapewnienia bezpieczeństwa centralnego systemu informacji rynku energii, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji w nim przetwarzanych; 2) wykonuje okresowe testy bezpieczeństwa centralnego systemu informacji rynku energii, przynajmniej raz do roku. Art. 11zd.1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie

				w jakim przetwarzają informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1, odpowiednio do wykonywanych zadań: 1) ustalają szczegółowe wymagania w zakresie przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii oraz sposób przydzielania tych uprawnień; 2) zapewniają właściwą ochronę informacji rynku energii; 3) stosują szablon oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie art. 11zh. Art. 11ze. 1. Operator informacji rynku energii, sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego są współadministratorami informacji rynku energii stanowiących dane osobowe w zakresie, który ich dotyczy, zawartych w centralnym systemie informacji rynku energii, przetwarzanych w celach, o których mowa w art. 11zc ust. 3, w rozumieniu przepisu art. 26 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie

				swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.4)), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/679”. W zakresie nieuregulowanym w ustawie, współadministratorzy w umowie, o której mowa w art. 11zg, mogą doprecyzować zakresy swojej odpowiedzialności dotyczącej wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/679. 2. Sprzedawca energii elektrycznej w imieniu współadministratorów: 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę kompleksową lub umowę sprzedaży energii, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1; 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679. 3. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, sprzedawca energii elektrycznej przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu. Nie narusza to uprawnień sprzedawcy energii elektrycznej do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11zc ust. 1 pkt 4. 4. Operator systemu elektroenergetycznego w imieniu

				współadministratorów: 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1; 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679. 5. W przypadku złożenia przez użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, wniosku dotyczącego uprawnienia, o którym mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w formie papierowej, zakres danych dostarczanych w kopii danych osobowych, zawiera dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. 6. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 4 pkt 2, operator systemu elektroenergetycznego przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu będącemu osobą fizyczną. Nie narusza to jego uprawnienia do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11y ust. 1 pkt 3. 7. W przypadku złożenia wobec operatora informacji rynku energii w sposób określony w art. 26 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, przez osobę fizyczną, której dane dotyczą, żądania, o którym mowa w art. 15–18 oraz

				art. 20–22 tego rozporządzenia, operator informacji rynku energii może zwrócić się do pozostałych współadministratorów z żądaniem udzielenia niezbędnego wsparcia w celu rozpatrzenia żądania tej osoby i przygotowania odpowiedzi. Wymiana informacji pomiędzy współadministratorami, o których mowa w ust. 1, następuje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. 8. Obowiązek zawiadomienia Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych o wystąpieniu naruszenia ochrony danych, określony w art. 33 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia. 9. Obowiązek zawiadomienia osób, których dane dotyczą, określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia. 10. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych, skutkujących zawiadomieniem, o którym mowa w ust. 8 i 9, współadministrator niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu 72 godzin od stwierdzenia naruszenia, powiadamia o fakcie wystąpienia naruszenia i podjętych działaniach pozostałych właściwych współadministratorów. 11. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych obowiązek zawiadomienia określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679 wypełnia ten ze współadministratorów, który dokonał tego naruszenia. 12. Współadministratorzy publikują informacje o zakresie ograniczenia danych dostarczanych w kopii danych osobowych, o którym mowa w ust. 5, na stronie Biuletynu Informacji Publicznej operatora systemu

				przesyłowego elektroenergetycznego, wykonującego zadania operatora informacji rynku energii, na swoich stronach internetowych, a także na platformie internetowej centralnego systemu informacji rynku energii. 13. Współadministratorzy zabezpieczają dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z prawem dostępowi do tych danych lub ich przekazywaniu, polegający w szczególności na: 1) dopuszczeniu przez współadministratorów do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich przetwarzania; 2) pisemnym zobowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności. 14. Przy przetwarzaniu danych osobowych, o których mowa w ust. 13 współadministratorzy wdrażają odpowiednie zabezpieczenia techniczne i organizacyjne praw i wolności osób fizycznych, których dane osobowe są przetwarzane, zgodnie z rozporządzeniem 2016/679, w szczególności przez pseudonimizację albo szyfrowanie danych, nadawanie uprawnień do przetwarzania minimalnej liczbie osób uprawnionych przez współadministratorów do dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii oraz opracowanie procedury określającej sposób zabezpieczenia danych. 15. Współadministratorzy wypełniają w stosunku do osób, których dane osobowe będą przetwarzane na potrzeby budowy i prowadzenia centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne

				określone w art. 13 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie informacji na stronach internetowych, w widocznym miejscu w siedzibach, w miejscach przeznaczonych do obsługi odbiorców, w tym w systemach informacyjnych w miejscach służących obsłudze poszczególnych odbiorców, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, o ile są zobowiązani do jego prowadzenia. Art. 11zf. 1. Jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1, operator informacji rynku energii anonimizuje jednostkowe dane pomiarowe.
Art. 19 ust. 1.	Artykuł 19 Inteligentne systemy opomiarowania 1. W celu promowania efektywności energetycznej i wzmocnienia pozycji odbiorców końcowych państwa członkowskie lub – jeżeli państwo członkowskie tak postanowi – organ regulacyjny zdecydowanie zalecają przedsiębiorstwom energetycznym i innym uczestnikom rynku optymalizację wykorzystania energii elektrycznej, między innymi przez dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych i wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania, które są interoperacyjne, w szczególności w połączeniu z konsumentami	Art. 3 pkt 61-74, 4j ust. 4a, 6 i 7, art. 4k, art. 9g ust. 5c art. 11t – art. 11zh, wraz z przepisami karnymi, zmieniającymi inne ustawy, przejściowymi i końcowymi.	Na wstępie należy zaznaczyć, że wypracowane rozwiązania dot. systemu inteligentnego opomiarowania są kompleksowe i stanowią wynik prac Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania, w skład którego weszli zarówno przedstawiciele MAP, URE, GUM jak i PTPiREE, PSE S.A., TOE, KIGeIT, OSDNEE i Federacji Konsumentów. Projekt ustawy przewiduje wydanie trzech rozporządzeń wykonawczych oraz Standardów Wymiany Informacji Rynku Energii, oraz odpowiednie zmiany w IRIESP/D będące obecnie przedmiotem prac Grup Roboczych ww. Zespołu. Przepis ma charakter ogólny i w tym miejscu należałoby przytoczyć wszystkie zaproponowane w projekcie ustawy przepisy: Art. 3 pkt 61-74, 4j ust. 4a, 6 i 7, art. 4k, art. 9g ust. 5c	

		systemami zarządzania energią i inteligentnymi sieciami, zgodnie z mającymi zastosowanie unijnymi przepisami dotyczącymi ochrony danych.		art. 11t – art. 11zt, wraz z przepisami karnymi, zmieniającymi inne ustawy, przejściowymi i końcowymi.
	Art. 19 ust. 2.	2. Państwa członkowskie zapewniają wprowadzenie na swoich terytoriach inteligentnych systemów opomiarowania, które ułatwiają aktywne uczestnictwo odbiorców w rynku energii elektrycznej. Wprowadzenie takie może być uzależnione od analizy kosztów i korzyści, którą przeprowadza się zgodnie z zasadami określonymi w załączniku II.	M.in. art. 11t oraz analizy	Art. 11t. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80 % łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80 % łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo - rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2. 2. Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia: 1) 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%, 2) 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%, 3) 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65% – łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1. 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje nie później niż do dnia 31 grudnia 2025 r. liczniki zdalnego odczytu na wszystkich stacjach elektroenergetycznych

				transformujących średnie napięcie na niskie, stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej, skomunikowane z systemem zdalnego odczytu. 4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pokrywa koszty zakupu licznika zdalnego odczytu, jego zainstalowania i uruchomienia, a także koszty niezbędnej infrastruktury technicznej wymaganej do prawidłowego funkcjonowania tego licznika u odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci tego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV. 5. Koszty realizacji zadań, o których mowa w ust. 1, 3, 4 i 14, stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z wyjątkiem kosztów pokrytych przez odbiorcę końcowego, w przypadku, o którym mowa w ust. 6. 6. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii może wystąpić do tego operatora lub właściciela o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na

				podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy. 7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego: 1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy, o którym mowa w ust. 6; 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy, o którym mowa w ust. 6, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należący do odbiorcy, o którym mowa w ust. 6, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy. 8. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców

				końcowych, przyłączonych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. 9. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w ust. 6 pkt 1 i 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z ust. 6, i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu. 10. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje odbiorcy końcowemu, o którym mowa w ust. 1 lub 6, podczas lub przed instalacją licznika zdalnego odczytu, informacje dotyczące tego licznika, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11w ust. 1, w tym informację o: 1) funkcjach licznika zdalnego odczytu; 2) przetwarzaniu danych osobowych tego odbiorcy; 3) uśrednionych oraz długoterminowych kosztach i korzyściach związanych z taką instalacją; 4) pokryciu i uwzględnieniu kosztów określonych w ust. 4 oraz w art. 45 ust. 1i w kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, i ujęciu ich w taryfie

				ogłaszanej w sposób określony w art. 47 ust. 3. 11. Licznik zdalnego odczytu spełnia wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11w. 12. Licznik zdalnego odczytu zainstalowany u odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym, może być wykorzystany do przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej. W takim przypadku informacje niezbędne do dokonywania tych rozliczeń są prowadzone w systemie informacyjnym sprzedawcy, który jest obowiązany przekazywać je do centralnego systemu informacji o rynku energii oraz do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym, z zastrzeżeniem art. 4k. 13. Zmiana formy rozliczeń na formę przedpłatową, o której mowa w ust. 12, jest bezpłatna. 14. Operatorzy systemów elektroenergetycznych lub właściciele urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, są obowiązani dostosować użytkowane przed dniem 4 lipca 2019 r. systemy zdalnego odczytu oraz liczniki zdalnego odczytu, do wymagań określonych w ustawie oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 11w, w terminie do dnia 4 lipca 2031 r. Jeżeli chodzi o analizę kosztów i korzyści to należy wskazać na: 1. Aktualizacja istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce (Warszawa, kwiecień 2019 r.); 2. Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności

				wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce (Poznań, 20 sierpnia 2012 r.); 3. ANEKS do Analizy skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania (Warszawa, kwiecień 2013 r.);
	Art. 19 ust. 3	3. Państwa członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania przyjmują i publikują minimalne wymagania funkcjonalne i techniczne dotyczące inteligentnych systemów opomiarowania, które mają zostać wprowadzone na ich terytoriach, zgodnie z art. 20 i z załącznikiem II. Państwa członkowskie zapewniają interoperacyjność tych inteligentnych systemów opomiarowania, jak również ich zdolność do generowania danych wyjściowych na potrzeby konsumenckich systemów zarządzania energią. W tym względzie państwa członkowskie należyście uwzględniają stosowanie odpowiednich dostępnych norm, w tym norm umożliwiających interoperacyjność, oraz najlepszych praktyk, a także znaczenie rozwoju inteligentnych sieci i rozwoju rynku wewnętrznego energii elektrycznej.	Art. 9g ust. 5c oraz rozdział 2c i 2d wraz z rozporządzenia mi wykonawczymi	Wymagania funkcjonalne i techniczne zostaną określone w drodze rozporządzenia: Art. 11x. 2. Minister właściwy do spraw energii, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji, określi, w drodze rozporządzenia: 1) wymagania funkcjonalne, jakie powinien spełniać system pomiarowy; 2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii; 3) wymagania, jakie powinny spełniać: a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9; b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu, c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania, d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania; 4) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu; 5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu

				w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie; 6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych; 7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; 8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu; 9) wymagania, jakie powinien spełniać licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym; 10) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 lub 6, o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych. 3. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę: 1) konieczność zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu pomiarowego; 2) niezawodność komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu oraz centralnym systemem informacji rynku energii; 3) zapewnienie należytej obsługi procesów rynku energii elektrycznej; 4) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu pomiarowego; 5) stan rozwoju technologii informacyjnych; 6) rozwiązania stosowane na rynku energii

				elektrycznej, w tym zasady rozliczeń na tym rynku; 7) warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, eksploatację sieci oraz korzystanie z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych; 8) zapewnienie wymaganego poziomu poufności danych pomiarowych i informacji rynku energii; 9) wymagania dotyczące danych osobowych. W projekcie rozporządzenia przewiduje się odniesienie do norm. Jeżeli chodzi o interoperacyjność: 1. Lista kontrolna osiągnięcia interoperacyjności przez system teleinformatyczny – przekazana na KRMK; 2. g) po ust. 5b dodaje się ust. 5c i 5d w brzmieniu: „5c. Instrukcja opracowywana przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego powinna zawierać wyodrębnioną część dotyczącą szczegółowego sposobu funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji rynku energii, z użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności: 1) szczegółowego sposobu: a) udostępniania informacji rynku energii uprawnionym użytkownikom systemu elektroenergetycznego i innym podmiotom, b) dostępu do centralnego systemu informacji rynku

				energii, c) przekazywania informacji do centralnego systemu informacji rynku energii i ich korygowania oraz sposób postępowania w przypadku niezachowania tego sposobu przekazywania lub korygowania informacji; 2) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii i tryb ich aktualizacji; 3) procedury przyłączania systemów informacyjnych użytkowników systemu elektroenergetycznego do centralnego systemu informacji rynku energii; 4) wymagania techniczne, w tym zakresie oprogramowania, jakie powinny spełniać systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii; 5) procedury awaryjne stosowane w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii; 6) wzór umowy, o którym mowa w art. 11zg ust. 3. 10. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje odbiorcy końcowemu, o którym mowa w ust. 1 lub 6, podczas lub przed instalacją licznika zdalnego odczytu, informacje dotyczące tego licznika, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11w ust. 1, w tym informację o: 1) funkcjach licznika zdalnego odczytu; 2) przetwarzaniu danych osobowych tego odbiorcy; 3) uśrednionych oraz długoterminowych kosztach i korzyściach związanych z taką instalacją; 4) pokryciu i uwzględnieniu kosztów określonych w ust. 4 oraz w art. 45 ust. 1i w kosztach działalności

				przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1, i ujęciu ich w taryfie ogłaszanej w sposób określony w art. 47 ust. 3. Oraz cały rozdział zatytułowany: „Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii” wraz z rozporządzeniem wykonawczym.
	Art. 19 ust. 4	4. Państwa członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania zapewniają, by odbiorcy końcowi w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny partycypowali w kosztach związanych z wprowadzaniem takich systemów, przy czym uwzględniają długoterminowe korzyści dla całego łańcucha wartości. Państwa członkowskie lub, jeżeli państwo członkowskie tak postanowi, wyznaczone właściwe organy regularnie monitorują to wprowadzanie na ich terytorium, śledząc korzyści uzyskiwane przez konsumentów.	Art. 11t ust. 4 - 10	Art. 11t. 4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pokrywa koszty zakupu licznika zdalnego odczytu, jego zainstalowania i uruchomienia, a także koszty niezbędnej infrastruktury technicznej wymaganej do prawidłowego funkcjonowania tego licznika u odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci tego operatora o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV. 5. Koszty realizacji zadań, o których mowa w ust. 1, 3, 4 i 14, stanowią uzasadnione koszty działalności operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z wyjątkiem kosztów pokrytych przez odbiorcę końcowego, w przypadku, o którym mowa w ust. 6. 6. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii może

				wystąpić do tego operatora lub właściciela o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy. 7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego: 1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy, o którym mowa w ust. 6; 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy, o którym mowa w ust. 6, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należący do odbiorcy, o którym mowa w ust. 6, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy. 8. Operator systemu dystrybucyjnego

			elektroenergetycznego, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. 9. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w ust. 6 pkt 1 i 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z ust. 6, i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu. Prezes URE zatwierdza taryfy na podstawie ustawy Prawo energetyczne. W OSR przewidziano powtórne zbadanie kosztów i korzyści dla odbiorców końcowych.
	Art. 19 ust. 5	5. Jeżeli wprowadzenie inteligentnego systemu opomiarowania zostanie w wyniku oceny kosztów i korzyści, o której mowa w ust. 2, ocenione negatywnie, państwa członkowskie zapewniają rewizję oceny przynajmniej co cztery lata lub częściej w odpowiedzi na istotne zmiany w założeniach, na których została oparta, oraz w odpowiedzi na rozwój technologii i rynku. Państwa	Nie dotyczy.

		członkowskie informują Komisję o wynikach przeprowadzonej przez nie zaktualizowanej oceny kosztów i korzyści niezwłocznie po ich uzyskaniu.		
	Art. 19 ust. 6	6. Zawarte w niniejszej dyrektywie przepisy dotyczące inteligentnego systemu opomiarowania mają zastosowanie do przyszłych instalacji oraz do instalacji zastępujących starsze inteligentne liczniki. Inteligentne systemy opomiarowania, które są już zainstalowane lub w przypadku których „rozpoczęcie prac” miało miejsce przed dniem 4 lipca 2019 r., mogą być nadal użytkowane przez cały okres użytkowania, jednak w przypadku inteligentnych systemów opomiarowania, które nie spełniają wymogów art. 20 i załącznika II, nie mogą one być nadal użytkowane po dniu 5 lipca 2031 r. Na potrzeby niniejszego ustępu „rozpoczęcie prac” oznacza rozpoczęcie robót budowlanych związanych z inwestycją albo pierwsze wiążące zobowiązanie do zamówienia urządzeń lub inne zobowiązanie, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna, zależnie od tego, co nastąpi wcześniej. Zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych, takich jak uzyskiwanie zezwoleń i wykonywanie wstępnych studiów wykonalności, nie uznaje się za rozpoczęcie prac. W przypadku przejęć „rozpoczęcie prac” stanowi moment nabycia aktywów bezpośrednio związanych z nabytym zakładem.		Przepisy dot. liczników instalowanych po wejściu w życie ustawy – wynika to z przepisów końcowych.
		Artykuł 20 Funkcjonalności inteligentnych systemów opomiarowania	Art. 11x ust. 1-3, art. 11zd – 11zf, i inne.	Wymagania funkcjonalne oraz informowania odbiorcy końcowego o możliwościach LZO będą określone w projekcie rozporządzenia pomiarowego: Art. 11x. 1. System pomiarowy powinien działać w

	Jeżeli wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania zostało pozytywnie ocenione w wyniku analizy kosztów i korzyści, o której mowa w art. 19 ust. 2, lub inteligentne systemy opomiarowania są systematycznie wprowadzane po dniu 4 lipca 2019 r., państwa członkowskie wprowadzają inteligentne systemy opomiarowania zgodne z normami europejskimi, załącznikiem II oraz z następującymi wymogami: a) inteligentne systemy opomiarowania muszą dokładnie mierzyć rzeczywiste zużycie energii elektrycznej i być w stanie dostarczyć odbiorcom końcowym informacje o rzeczywistym czasie zużycia; dostęp do zatwierdzonych danych dotyczących zużycia w przeszłości musi być łatwy i bezpieczny, a na żądanie odbiorców końcowych dane te powinny być im wyświetlane bez dodatkowych kosztów; dostęp odbiorców końcowych do niezatwierdzonych danych dotyczących zużycia w czasie zbliżonym do rzeczywistego, przez znormalizowany interfejs lub przez zdalny dostęp, także musi być łatwy i bezpieczny, bez dodatkowych kosztów, w celu wsparcia zautomatyzowanych programów efektywności energetycznej, odpowiedzi odbioru i innych usług;	sposób niezawodny, zapewniając użytkownikom systemu elektroenergetycznego prawidłowe rozliczenie za energię elektryczną oraz świadczone usługi, jak również pozyskiwanie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych i innych informacji z zachowaniem zasad bezpieczeństwa tych danych i informacji, w szczególności ich poufności 2. Minister właściwy do spraw energii, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji, określi, w drodze rozporządzenia: 1) wymagania funkcjonalne, jakie powinien spełniać system pomiarowy; 2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii; 3) wymagania, jakie powinny spełniać: a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9; b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu, c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania, d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania; 4) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu; 5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania

	b) bezpieczeństwo inteligentnych systemów opomiarowania i wymiany danych musi być zgodne ze stosownymi przepisami unijnymi dotyczącymi bezpieczeństwa, z należyтым uwzględnieniem najlepszych dostępnych technik służących zapewnieniu najwyższego poziomu ochrony w zakresie cyberbezpieczeństwa, przy czym należy uwzględnić koszty i zasadę proporcjonalności; c) ochrona prywatności odbiorców końcowych i ich danych musi być zgodna ze stosownymi przepisami unijnymi o ochronie danych i prywatności; d) operatorzy liczników zapewniają, by liczniki odbiorców aktywnych, którzy wprowadzają energię elektryczną do sieci, były w stanie uwzględnić ilość energii elektrycznej wprowadzanej do sieci z obiektów odbiorców aktywnych; e)	rozliczeń w tym trybie; 6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych; 7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; 8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu; 9) wymagania, jakie powinien spełniać licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym; 10) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 lub 6, o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych. 3. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę: 1) konieczność zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu pomiarowego; 2) niezawodność komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu oraz centralnym systemem informacji rynku energii; 3) zapewnienie należytej obsługi procesów rynku energii elektrycznej; 4) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu pomiarowego; 5) stan rozwoju technologii informacyjnych; 6) rozwiązania stosowane na rynku energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń na tym rynku;

	na żądanie odbiorców końcowych dane dotyczące energii elektrycznej wprowadzanej przez nich do sieci oraz dane dotyczące ich zużycia energii elektrycznej są udostępniane, zgodnie z aktami wykonawczymi przyjętymi na podstawie art. 24, odbiorcom końcowym lub stronie trzeciej działającej w ich imieniu za pośrednictwem znormalizowanego interfejsu komunikacyjnego lub za pośrednictwem zdalnego dostępu, w łatwo zrozumiałym formacie, umożliwiającym porównywanie ofert na podstawie podobnych ofert; f) odbiorcom końcowym przekazuje się odpowiednie porady i informacje przy instalacji inteligentnych liczników lub przed taką instalacją, w szczególności informacje dotyczące pełnych możliwości liczników pod względem zarządzania odczytem i monitorowania zużycia energii oraz dotyczące gromadzenia i przetwarzania danych osobowych zgodnie z obowiązującymi przepisami unijnymi o ochronie danych; g) inteligentne systemy opomiarowania muszą stwarzać odbiorcom końcowym możliwość opomiarowywania i rozliczania ich zużycia w tej	7) warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, eksploatację sieci oraz korzystanie z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych; 8) zapewnienie wymaganego poziomu poufności danych pomiarowych i informacji rynku energii; 9) wymagania dotyczące danych osobowych. Kwestie bezpieczeństwa określono m.in. w: Art. 11zd.1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie w jakim przetwarzają informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1, odpowiednio do wykonywanych zadań: 1) ustalają szczegółowe wymagania w zakresie przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii oraz sposób przydzielania tych uprawnień; 2) zapewniają właściwą ochronę informacji rynku energii; 3) stosują szablony oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie art. 11zh. Ponadto, wszystkie podmioty zaangażowane w system inteligentnego opomiarowania podlegają przepisom ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2018 r. poz. 1560 oraz

		samej rozdzielczości czasowej co okres rozliczania niezbilansowania na rynku krajowym. Na użytek akapitu pierwszego lit. e) odbiorcy końcowi mają możliwość pobierania swoich danych pomiarowych lub przekazywania ich innym osobom bez dodatkowych kosztów i zgodnie z przysługującym im prawem do przenoszenia danych przewidzianym w unijnych przepisach dotyczących ochrony danych.	Dz. U. z 2019 r. poz. 2020 i 2248) przewidziane w tej ustawie. Art. 11ze. 1. Operator informacji rynku energii, sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego są współadministratorami informacji rynku energii stanowiących dane osobowe w zakresie, który ich dotyczy, zawartych w centralnym systemie informacji rynku energii, przetwarzanych w celach, o których mowa w art. 11zc ust. 3, w rozumieniu przepisu art. 26 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.4)), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/679”. W zakresie nieuregulowanym w ustawie, współadministratorzy w umowie, o której mowa w art. 11zg, mogą doprecyzować zakresy swojej odpowiedzialności dotyczącej wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/679. 2. Sprzedawca energii elektrycznej w imieniu współadministratorów: 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę kompleksową

				lub umowę sprzedaży energii, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1; 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679. 3. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, sprzedawca energii elektrycznej przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu. Nie narusza to uprawnienia sprzedawcy energii elektrycznej do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11zc ust. 1 pkt 4. 4. Operator systemu elektroenergetycznego w imieniu współadministratorów: 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1; 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19

				rozporządzenia 2016/679. 5. W przypadku złożenia przez użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, wniosku dotyczącego uprawnienia, o którym mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w formie papierowej, zakres danych dostarczanych w kopii danych osobowych, zawiera dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. 6. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 4 pkt 2, operator systemu elektroenergetycznego przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu będącemu osobą fizyczną. Nie narusza to jego uprawnienia do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11y ust. 1 pkt 3. 7. W przypadku złożenia wobec operatora informacji rynku energii w sposób określony w art. 26 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, przez osobę fizyczną, której dane dotyczą, żądania, o którym mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 tego rozporządzenia, operator informacji rynku energii może zwrócić się do pozostałych współadministratorów z żądaniem udzielenia niezbędnego wsparcia w celu rozpatrzenia żądania tej osoby i przygotowania odpowiedzi. Wymiana informacji pomiędzy współadministratorami, o których mowa w ust. 1, następuje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. 8. Obowiązek zawiadomienia Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych o wystąpieniu naruszenia ochrony danych, określony w art. 33 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia.

				9. Obowiązek zawiadomienia osób, których dane dotyczą, określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia. 10. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych, skutkujących zawiadomieniem, o którym mowa w ust. 8 i 9, współadministrator niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu 72 godzin od stwierdzenia naruszenia, powiadamia o fakcie wystąpienia naruszenia i podjętych działaniach pozostałych właściwych współadministratorów. 11. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych obowiązek zawiadomienia określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679 wypełnia ten ze współadministratorów, który dokonał tego naruszenia. 12. Współadministratorzy publikują informacje o zakresie ograniczenia danych dostarczanych w kopii danych osobowych, o którym mowa w ust. 5, na stronie Biuletynu Informacji Publicznej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wykonującego zadania operatora informacji rynku energii, na swoich stronach internetowych, a także na platformie internetowej centralnego systemu informacji rynku energii. 13. Współadministratorzy zabezpieczają dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z prawem dostępowi do tych danych lub ich przekazywaniu, polegający w szczególności na: 1) dopuszczeniu przez współadministratorów do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich

				przetwarzania; 2) pisemnym zobowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności. 14. Przy przetwarzaniu danych osobowych, o których mowa w ust. 13 współadministratorzy wdrażają odpowiednie zabezpieczenia techniczne i organizacyjne praw i wolności osób fizycznych, których dane osobowe są przetwarzane, zgodnie z rozporządzeniem 2016/679, w szczególności przez pseudonimizację albo szyfrowanie danych, nadawanie uprawnień do przetwarzania minimalnej liczbie osób uprawnionych przez współadministratorów do dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii oraz opracowanie procedury określającej sposób zabezpieczenia danych. 15. Współadministratorzy wypełniają w stosunku do osób, których dane osobowe będą przetwarzane na potrzeby budowy i prowadzenia centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie informacji na stronach internetowych, w widocznym miejscu w siedzibach, w miejscach przeznaczonych do obsługi odbiorców, w tym w systemach informacyjnych w miejscach służących obsłudze poszczególnych odbiorców, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, o ile są zobowiązani do jego prowadzenia. Art. 11zf. 1. Jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii.

				2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1, operator informacji rynku energii anonimizuje jednostkowe dane pomiarowe. Ponadto, w rozporządzeniu CSIRE przewidziano przepis, zgodnie z którym: „Operator informacji rynku energii, w celu zapewnienia bezpieczeństwa centralnego systemu informacji rynku energii, stosuje w odniesieniu do tego systemu wymagania dla systemu informacyjnego w rozumieniu ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2018 r. poz. 1560) przewidziane w tej ustawie” Kwestia udostępniania danych została uregulowana: Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą, 2) podmiotowi upoważnionemu przez użytkownika systemu elektroenergetycznego, którego dane te dotyczą – w zakresie wskazanym w tym upoważnieniu, 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa,

			4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego za energię elektryczną, 5) Zarządcy Rozliczeń S.A. – w zakresie niezbędnym do realizacji zadań wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, 6) operatorowi ogólnodostępnej stacji ładowania, dostawcy usług ładowania, operatorowi systemu dystrybucyjnego i sprzedawcy – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z dostawcą usług ładowania oraz ze sprzedawcą energii elektrycznej za pobraną energię elektryczną w ogólnodostępnej stacji ładowania, 7) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki – w zakresie niezbędnym do rozstrzygania indywidualnych spraw, 8) Prezesowi Głównego Urzędu Miar w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 9) innym podmiotom uprawnionym na podstawie przepisów odrębnych przyznających im dostęp do informacji rynku energii z tego systemu – bez możliwości dalszego ich udostępniania innym podmiotom przez podmioty wskazane w pkt 2–9. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–6, mogą

				zlecać przetwarzanie danych pomiarowych w ich imieniu osobom trzecim wyłącznie w związku z realizacją przez nie celów przypisanych im w ust. 3. 3. Informacje rynku energii, o których mowa w ust. 1, mogą być przetwarzane przez podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–9, wyłącznie w celu: 1) zawarcia, wykonywania, zmiany lub ustalenia treści umowy z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania energii elektrycznej; 2) wykonywania obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy; 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej; 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych; 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej; 7) dokonywania rozliczeń za energię elektryczną w punkcie ładowania ogólnodostępnej stacji ładowania; 8) analiz statystycznych; 9) ustalenia istnienia roszczeń, dochodzenia roszczeń lub obrony przed roszczeniami; 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe; 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych. 4. Przetwarzanie przez współadministratorów, o których mowa w art. 11ze ust. 1, informacji rynku energii

				stanowiących dane osobowe, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, następuje wyłącznie w celu zapewnienia funkcjonowania zintegrowanych rynków energii, w tym zwiększania efektywności ekonomicznej tych rynków, synergii między tymi rynkami oraz ułatwienia użytkownikom systemu, a w szczególności odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, uczestniczenia w tych rynkach. 5. Upoważnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest udzielane w postaci elektronicznej. 6. Operator informacji rynku energii udostępnia zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii elektrycznej na potrzeby wynikające z obowiązków ustawowych: 1) podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe; 2) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcy energii elektrycznej; 5) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki; 6) Prezesowi Głównego Urzędu Miar; 7) ministrowi właściwemu do spraw energii; 8) Głównemu Urzędowi Statystycznemu; 9) innym podmiotom na podstawie odrębnych przepisów lub które wykazały interes prawny. 7. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub

				odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatne. Kwestia aktywnych odbiorców została uregulowana m.in. w zmianach do ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 1269 z późn. zm.; 2) w art. 4 ust. 2a otrzymuje brzmienie: „2a. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uzyskuje od operatora informacji rynku energii w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne dane pomiarowe przekazane uprzednio do centralnego systemu informacji rynku energii przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej przez prosumenta energii odnawialnej po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej z wszystkich faz dla trójfazowych mikroinstalacji.”; 6) w art. 38c: a) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, uzyskuje od operatora informacji rynku energii w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne dane pomiarowe przekazane uprzednio do centralnego systemu informacji rynku energii przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z jego

				sieci dystrybucyjnej przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej z wszystkich faz dla trójfazowych instalacji.”, 12) w art. 92: a) w ust. 11 część wspólna otrzymuje brzmienie: „– ustala się na podstawie udostępnianych w formie elektronicznej przez operatora informacji rynku energii w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych w ujęciu dobowym w danym miesiącu; prawo dostępu do tych danych otrzymuje także operator rozliczeń energii odnawialnej w celu weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3.”, b) ust. 11a otrzymuje brzmienie: „11a. Operator systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, przekazuje w formie elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 10 dni po zakończeniu miesiąca, dane w ujęciu dobowym dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, określone na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.”,
	Art. 21	Artykuł 21	Art. 11t ust. 6 – 9 i 11	Co do zasady przepis nie wymaga wdrożenia bowiem jest w nim mowa o analizie negatywnej. Jednakże

	Prawo do inteligentnego licznika 1. Jeżeli wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania zostało ocenione negatywnie w wyniku analizy kosztów i korzyści, o której mowa w art. 19 ust. 2, a inteligentne systemy opomiarowania nie są systematycznie wprowadzane, państwa członkowskie zapewniają, aby każdy odbiorca końcowy, ponosząc związane z tym koszty, miał prawo do tego, by został u niego zainstalowany lub, w stosownych przypadkach, zmodernizowany, na żądanie oraz na sprawiedliwych, rozsądnych i efektywnych kosztowo warunkach, inteligentny licznik, który: a) jest wyposażony, w przypadku gdy jest to technicznie wykonalne, w funkcjonalności, o których mowa w art. 20, lub w minimalny zestaw funkcjonalności, który zgodnie z załącznikiem II określają i opublikują państwa członkowskie na poziomie krajowym; b) jest interoperacyjny i zdolny do zapewnienia pożądanej łączności w czasie zbliżonym do rzeczywistego między infrastrukturą pomiarową a konsumenckimi systemami zarządzania energią.	projektodawca przewidział możliwość ubiegania się o licznik zdalnego odczytu (LZO) poza harmonogramem, tzw. na życzenie. Art. 11u. 6. Odbiorca końcowy przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego oraz odbiorca końcowy i wytwórca energii elektrycznej należący do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii może wystąpić do tego operatora lub właściciela o: 1) zainstalowanie licznika zdalnego odczytu; 2) umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposażenie punktu ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należącego do odbiorcy końcowego w licznik zdalnego odczytu w instalacji tego odbiorcy. 7. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego:

	2. W odniesieniu do wniosku odbiorcy o inteligentny licznik zgodnie z ust. 1 państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy: a) zapewniają, by w ofercie składanej odbiorcy końcowemu wnioskującemu o instalację inteligentnego licznika wyraźnie podano i jasno opisano: (i) funkcje, jakie posiada i interoperacyjność, jaką charakteryzuje się inteligentny licznik oraz usługi, z jakich można za jego pomocą korzystać, a także korzyści, jakie można realnie osiągnąć dzięki posiadaniu danego inteligentnego licznika w danym momencie; (ii) wszelkie powiązane koszty, jakie musi ponieść odbiorca końcowy; b)	1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy, o którym mowa w ust. 6; 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy, o którym mowa w ust. 6, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4; 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należący do odbiorcy, o którym mowa w ust. 6, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy. 8. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. 9. Odbiorca końcowy ponosi koszty zainstalowania i uruchomienia licznika zdalnego odczytu na wniosek, o którym mowa w ust. 6 pkt 1 i 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego publikuje na swojej stronie internetowej informację o możliwości

		zapewniają, by taki licznik został zainstalowany w rozsądnym terminie i nie później niż cztery miesiące po złożeniu wniosku przez odbiorcę; c) regularnie, a co najmniej co dwa lata, dokonują przeglądu powiązanych kosztów i upubliczniają informację o nich oraz śledzą ewolucję tych kosztów w następstwie rozwoju technologicznego i ewentualnych modernizacji systemu pomiarowego.	instalacji licznika zdalnego odczytu zgodnie z ust. 6, i uśredniony łączny koszt instalacji i uruchomienia licznika zdalnego odczytu. 11. Licznik zdalnego odczytu spełnia wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11w. 45) w art. 45: b) po ust. 1h dodaje się ust. 1i i 1j w brzmieniu: „1i. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty uzasadnione związane z tworzeniem i funkcjonowaniem systemu pomiarowego, systemu zdalnego odczytu lub centralnego systemu informacji rynku energii oraz wykonywania innych zadań wynikających z ustawy, w szczególności wykonywania zadań operatora informacji rynku energii. 46) w art. 46: a) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, sposób kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, koszty instalowani u odbiorców

				końcowych liczników zdalnego odczytu, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego, przejrzystość cen i stawek opłat oraz potrzebę rozwoju drogowego elektrycznego transportu publicznego i magazynowania energii elektrycznej.”,
	Art. 22	Artykuł 22 Liczniki konwencjonalne 1. W przypadku gdy odbiorcy końcowi nie posiadają inteligentnych liczników, państwa członkowskie zapewniają, by zostali oni wyposażeni w indywidualne liczniki konwencjonalne, które dokładnie mierzą rzeczywiste zużycie. 2. Państwa członkowskie zapewniają, aby odbiorcy końcowi byli w stanie łatwo odczytywać stan swoich liczników konwencjonalnych, bezpośrednio lub za pośrednictwem interfejsu internetowego lub innego odpowiedniego interfejsu.	Odrębne przepisy	Zagadnienie to zostało uregulowane w ustawie z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach oraz w przepisach wykonawczych do tej ustawy m.in. implementujących Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych (zwaną „MID”), a także w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – w szczególności Załącznik 1 pkt 5 „Wymagania techniczne dla układów pomiarowo – rozliczeniowych energii elektrycznej”. W związku z pracami nad ww. rozporządzeniem systemowym zagadnienia związane z Zał. 1 pkt 1 zostaną przeniesione do rozporządzenia pomiarowego.
	Art. 23 ust. 1 i 2	Artykuł 23 Zarządzanie danymi 1. Ustanawiając przepisy w zakresie zarządzania danymi i ich wymiany, państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy określają zasady dostępu uprawnionych stron do danych odbiorcy końcowego zgodnie z niniejszym artykułem i mającymi zastosowanie unijnymi	Rozdział 2d i art. 3 pkt 61 i 62, art. 11u i art. 11w	„61) dane pomiarowe – dane pozyskiwane lub wyznaczone dla punktu pomiarowego; 62) informacje rynku energii – informacje dotyczące punktu pomiarowego, dane pomiarowe, informacje o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu oraz inne informacje niezbędne do dostarczania energii elektrycznej; Art. 11u. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń,

		ramami prawnymi. Na potrzeby niniejszej dyrektywy jako dane rozumie się dane pomiarowe i dane dotyczące zużycia, a także dane wymagane do zmiany dostawcy przez użytkownika, odpowiedzi odbioru i innych usług. 2. Państwa członkowskie organizują zarządzanie danymi w celu zapewnienia skutecznego i bezpiecznego dostępu do danych i ich wymiany, a także ochrony i bezpieczeństwa danych. Niezależnie od modelu zarządzania danymi stosowanego w każdym państwie członkowskim strony odpowiedzialne za zarządzanie danymi zapewniają każdej uprawnionej stronie dostęp do danych odbiorcy końcowego zgodnie z ust. 1. Żądane dane powinny być udostępniane uprawnionym stronom w sposób niedyskryminacyjny i jednocześnie. Zapewnia się łatwy dostęp do danych, a odnośne procedury uzyskiwania dostępu do danych podaje się do wiadomości publicznej.	instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, pozyskuje z liczników zdalnego odczytu: 1) dane pomiarowe dotyczące w szczególności ilości energii elektrycznej i jej jakości oraz wartości mocy i przekazuje je w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii; 2) informacje o innych zdarzeniach rejestrowanych przez ten licznik 2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest uprawniony do wysyłania polecenia do licznika zdalnego odczytu na obszarze swojego działania. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wysyła polecenia do licznika zdalnego odczytu na żądanie przekazane za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii przez: 1) operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w przypadku: a) wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w art. 11 ust. 7 lub art. 11c ust. 2 pkt 2, b) o którym mowa w art. 11d ust. 1, c) zawarcia umowy, w szczególności umowy o świadczenie usług systemowych – w zakresie poleceń wpływających na wielkość wprowadzanej lub pobieranej energii elektrycznej; 2) sprzedawcę energii elektrycznej – w zakresie i na zasadach określonych w umowie zawartej z tym sprzedawcą lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c;

				3) odbiorcę końcowego – na zasadach określonych w umowie zawartej z tym odbiorcą lub w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c; 4) podmiot upoważniony przez odbiorcę końcowego – w zakresie określonym w upoważnieniu lub w instrukcji o której mowa w art. 9g ust. 5c. Art. 11w. W przypadku: 1) braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu – wyznacza się zastępcze dane pomiarowe; 2) gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika konwencjonalnego lub z licznika zdalnego odczytu są błędne – wyznacza się skorygowane dane pomiarowe. Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii Art. 11y. 1. Operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie użytkowników systemu: 1) zarządza i administruje centralnym systemem informacji rynku energii; 2) pozyskuje informacje rynku energii oraz inne informacje od użytkowników systemu na potrzeby realizacji procesów rynku energii; 3) przetwarza zgromadzone w centralnym systemie informacji rynku energii informacje rynku energii oraz inne informacje, do których jest uprawniony na potrzeby realizacji procesów rynku; 4) wspiera realizację procesów rynku energii; 5) opracowuje standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii;

				6) udostępnia uprawnionym użytkownikom systemu informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh i w sposób określony w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c. 2. Operator informacji rynku energii zamieszcza na swoich stronach internetowych: 1) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii; 2) wykaz sprzedawców energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którzy umożliwiają zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej; 3) wykaz sprzedawców energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którzy umożliwiają zawarcie umowy kompleksowej; 4) wykaz sprzedawców z urzędu działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 5) o sprzedawcy zobowiązanym w rozumieniu art. 40 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wyznaczonym na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 6) wykaz sprzedawców rezerwowych, którzy na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oferują sprzedaż rezerwową; 7) wykaz sprzedawców rezerwowych, którzy na obszarze działania danego operatora systemu

				dystrybucyjnego elektroenergetycznego oferują rezerwową usługę kompleksową; 8) wykaz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe. 3. Zadania operatora informacji rynku energii wykonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Art. 11z. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w szczególności sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operator ogólnodostępnej stacji ładowania realizuje proces wymiany informacji dotyczący umowy sprzedaży, umowy kompleksowej, umowy o świadczeniu usług dystrybucji oraz dotyczący informacji o punkcie pomiarowym i o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, a także inne procesy rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Centralny system informacji rynku energii umożliwia wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie w art. 11zh. 3. Centralny system informacji rynku energii może umożliwiać wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii innych niż wymienione w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh. 4. Standardy wymiany informacji centralnego systemu

				informacji rynku energii określają w szczególności: 1) sposób realizacji procesów rynku energii, z uwzględnieniem zależności między tymi procesami; 2) komunikaty dotyczące procesów rynku energii wysyłane i odbierane przez centralny system informacji rynku energii. 5. Procesy rynku energii nie dotyczą działań realizowanych w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego ani działań realizowanych na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej. Art. 11za. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator ogólnodostępnej stacji ładowania oraz inne podmioty w celu realizacji procesów rynku energii i wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w zakresie realizacji tych procesów, wykorzystują systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii w sposób określony w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c.

				Art. 11zb. 1. Operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, przekazuje w postaci elektronicznej informacje rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności: 1) informacje o: a) punkcie poboru energii lub punkcie pomiarowym, po każdej zmianie informacji ich dotyczących, b) sprzedawcy energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej: - umożliwiającą zawieranie umów kompleksowych, - umożliwiającą zawieranie umów sprzedaży, c) sprzedawcy z urzędu działającym na jego obszarze działania, d) sprzedawcy zobowiązanym wyznaczonym na jego obszarze działania, e) sprzedawcy rezerwowym, oferującym na jego obszarze działania: - sprzedaż rezerwową, - rezerwową usługę kompleksową; 2) dane pomiarowe w celu realizacji procesów rynku energii lub na potrzeby realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego określonych w przepisach prawa; 3) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii.

				2. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii elektrycznej informacje o odbiorcach, z którymi zawarł umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowe, oraz inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 3. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii: 1) informacje o sprzedawcach energii elektrycznej oraz punktach poboru energii jednostek wytwórczych, dla których podmiot pełni funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe; 2) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 4. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe, operator ogólnodostępnej stacji ładowania oraz inne podmioty, realizujące procesy rynku energii lub wymieniające informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, zapewniają poprawność i kompletność informacji przekazywanych przez nich do centralnego systemu informacji rynku energii. 5. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub

				właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz operator ogólnodostępnej stacji ładowania mogą prowadzić własny rejestr odbiorców lub punktów pomiarowych, przechowywać informacje rynku energii i przetwarzać je w celu wykonywania obowiązków ustawowych, z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 4k. Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą, 2) podmiotowi upoważnionemu przez użytkownika systemu elektroenergetycznego, którego dane te dotyczą – w zakresie wskazanym w tym upoważnieniu, 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego za energię elektryczną,

				5) Zarządcy Rozliczeń S.A. – w zakresie niezbędnym do realizacji zadań wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, 6) operatorowi ogólnodostępnej stacji ładowania, dostawcy usług ładowania, operatorowi systemu dystrybucyjnego i sprzedawcy – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z dostawcą usług ładowania oraz ze sprzedawcą energii elektrycznej za pobraną energię elektryczną w ogólnodostępnej stacji ładowania, 7) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki – w zakresie niezbędnym do rozstrzygania indywidualnych spraw, 8) Prezesowi Głównego Urzędu Miar w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 9) innym podmiotom uprawnionym na podstawie przepisów odrębnych przyznających im dostęp do informacji rynku energii z tego systemu – bez możliwości dalszego ich udostępniania innym podmiotom przez podmioty wskazane w pkt 2–9. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–6, mogą zlecać przetwarzanie danych pomiarowych w ich imieniu osobom trzecim wyłącznie w związku z realizacją przez nie celów przypisanych im w ust. 3. 3. Informacje rynku energii, o których mowa w ust. 1,

				mogą być przetwarzane przez podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–9, wyłącznie w celu: 1) zawarcia, wykonywania, zmiany lub ustalenia treści umowy z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania energii elektrycznej; 2) wykonywania obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy; 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej; 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych; 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej; 7) dokonywania rozliczeń za energię elektryczną w punkcie ładowania ogólnodostępnej stacji ładowania; 8) analiz statystycznych; 9) ustalenia istnienia roszczeń, dochodzenia roszczeń lub obrony przed roszczeniami; 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe; 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych. 4. Przetwarzanie przez współadministratorów, o których mowa w art. 11ze ust. 1, informacji rynku energii stanowiących dane osobowe, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, następuje wyłącznie w celu zapewnienia funkcjonowania zintegrowanych rynków energii, w tym zwiększania

				efektywności ekonomicznej tych rynków, synergii między tymi rynkami oraz ułatwienia użytkownikom systemu, a w szczególności odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, uczestniczenia w tych rynkach. 5. Upoważnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest udzielane w postaci elektronicznej. 6. Operator informacji rynku energii udostępnia zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii elektrycznej na potrzeby wynikające z obowiązków ustawowych: 1) podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe; 2) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcy energii elektrycznej; 5) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki; 6) Prezesowi Głównego Urzędu Miar; 7) ministrowi właściwemu do spraw energii; 8) Głównemu Urzędowi Statystycznemu; 9) innym podmiotom na podstawie odrębnych przepisów lub które wykazały interes prawny. 7. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywa się w postaci

				elektronicznej i jest nieodpłatne. Art. 11zd.1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie w jakim przetwarzają informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1, odpowiednio do wykonywanych zadań: 1) ustalają szczegółowe wymagania w zakresie przydzielania uprawnień do dostępu do informacji rynku energii oraz sposób przydzielania tych uprawnień; 2) zapewniają właściwą ochronę informacji rynku energii; 3) stosują szablon oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie art. 11zh. Art. 11ze. 1. Operator informacji rynku energii, sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego są współadministratorami informacji rynku energii stanowiących dane osobowe w zakresie, który ich dotyczy, zawartych w centralnym systemie informacji rynku energii, przetwarzanych w celach, o których mowa w art. 11zc ust. 3, w rozumieniu przepisu art. 26 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu

				Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.4)), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/679”. W zakresie nieuregulowanym w ustawie, współadministratorzy w umowie, o której mowa w art. 11zg, mogą doprecyzować zakresy swojej odpowiedzialności dotyczącej wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/679. 2. Sprzedawca energii elektrycznej w imieniu współadministratorów: 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę kompleksową lub umowę sprzedaży energii, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1; 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679. 3. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, sprzedawca energii elektrycznej przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu. Nie narusza to uprawnień sprzedawcy energii elektrycznej do

				otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11zc ust. 1 pkt 4. 4. Operator systemu elektroenergetycznego w imieniu współadministratorów: 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1; 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679. 5. W przypadku złożenia przez użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, wniosku dotyczącego uprawnienia, o którym mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w formie papierowej, zakres danych dostarczanych w kopii danych osobowych, zawiera dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. 6. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 4 pkt 2, operator systemu elektroenergetycznego przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu będącemu osobą fizyczną. Nie narusza to jego uprawnienia do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11y ust. 1 pkt 3. 7. W przypadku złożenia wobec operatora informacji

				rynku energii w sposób określony w art. 26 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, przez osobę fizyczną, której dane dotyczą, żądania, o którym mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 tego rozporządzenia, operator informacji rynku energii może zwrócić się do pozostałych współadministratorów z żądaniem udzielenia niezbędnego wsparcia w celu rozpatrzenia żądania tej osoby i przygotowania odpowiedzi. Wymiana informacji pomiędzy współadministratorami, o których mowa w ust. 1, następuje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. 8. Obowiązek zawiadomienia Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych o wystąpieniu naruszenia ochrony danych, określony w art. 33 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia. 9. Obowiązek zawiadomienia osób, których dane dotyczą, określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia. 10. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych, skutkujących zawiadomieniem, o którym mowa w ust. 8 i 9, współadministrator niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu 72 godzin od stwierdzenia naruszenia, powiadamia o fakcie wystąpienia naruszenia i podjętych działaniach pozostałych właściwych współadministratorów. 11. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych obowiązek zawiadomienia określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679 wypełnia ten ze współadministratorów, który dokonał tego naruszenia. 12. Współadministratorzy publikują informacje o

				zakresie ograniczenia danych dostarczanych w kopii danych osobowych, o którym mowa w ust. 5, na stronie Biuletynu Informacji Publicznej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wykonującego zadania operatora informacji rynku energii, na swoich stronach internetowych, a także na platformie internetowej centralnego systemu informacji rynku energii. 13. Współadministratorzy zabezpieczają dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z prawem dostępowi do tych danych lub ich przekazywaniu, polegający w szczególności na: 1) dopuszczeniu przez współadministratorów do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich przetwarzania; 2) pisemnym zobowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności. 14. Przy przetwarzaniu danych osobowych, o których mowa w ust. 13 współadministratorzy wdrażają odpowiednie zabezpieczenia techniczne i organizacyjne praw i wolności osób fizycznych, których dane osobowe są przetwarzane, zgodnie z rozporządzeniem 2016/679, w szczególności przez pseudonimizację albo szyfrowanie danych, nadawanie uprawnień do przetwarzania minimalnej liczbie osób uprawnionych przez współadministratorów do dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii oraz opracowanie procedury określającej sposób zabezpieczenia danych. 15. Współadministratorzy wypełniają w stosunku do

				osób, których dane osobowe będą przetwarzane na potrzeby budowy i prowadzenia centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie informacji na stronach internetowych, w widocznym miejscu w siedzibach, w miejscach przeznaczonych do obsługi odbiorców, w tym w systemach informacyjnych w miejscach służących obsłudze poszczególnych odbiorców, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, o ile są zobowiązani do jego prowadzenia. Art. 11zf. 1. Jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1, operator informacji rynku energii anonimizuje jednostkowe dane pomiarowe. Art. 11zg. 1. W celu realizacji procesów rynku energii oraz wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, 2) w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego – właściciel sieci, instalacji lub urządzeń, 3) sprzedawca energii elektrycznej, 4) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie

				handlowe, 5) operator ogólnodostępnej stacji ładowania, 6) inny podmiot realizujący procesy rynku energii lub wymieniający informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii – zawiera z operatorem informacji rynku energii umowę. 2. Umowę, o której mowa w ust. 1, zawiera się w formie elektronicznej przy użyciu wzorca umowy określonego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c. Art. 11zh. 1. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia: 1) wykaz procesów rynku energii elektrycznej realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) sposób realizacji procesów, o których mowa w pkt 1; 3) zakres poleceń wysyłanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz warunki ich wysyłania; 4) wymagania dotyczące zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji; 5) wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji; 6) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych. 2. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę: 1) konieczność zapewnienia bezpieczeństwa

				funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz systemów pomiarowych z nim powiązanych; 2) konieczność zapewnienia niezawodnej komunikacji pomiędzy systemami informacyjnymi uczestników rynku; 3) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego; 4) bezpieczeństwo obrotu gospodarczego; 5) stan rozwoju technologii informacyjnych; 6) rozwiązania stosowane na rynku energii elektrycznej, w tym zasady rozliczeń na tym rynku; 7) konieczność zapewnienia sprawnej realizacji procesów rynku energii ; 8) warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, eksploatację sieci oraz korzystanie z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych; 9) regulacje wynikające z członkostwa Rzeczypospolitej Polski w Unii Europejskiej, w tym metody, warunki, wymogi i zasady stosowane na wspólnym rynku energii elektrycznej; 10) zapewnienie wymaganego poziomu poufności danych pomiarowych i innych informacji; 11) wymagania dotyczące danych osobowych.”; Art. 56 – przepisy karne: – po pkt 30a dodaje się pkt 30b – 30g w brzmieniu: „30b) odmawia uprawnionym podmiotom dostępu do informacji rynku energii; 30c) nie przestrzega obowiązku pozyskiwania, lub przekazywania informacji rynku energii do centralnego

				systemu informacji rynku energii zgodnie z art. 11u ust. 1; 30d) dokonuje rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe niezgodnie z art. 4k; 30e) nie zapewnia należytej ochrony danych pomiarowych; 30f) nie będąc do tego uprawnionym, przetwarza dane pomiarowe albo przetwarza takie dane w zakresie wykraczającym poza udzielone upoważnienie, albo przetwarza dane pomiarowe w sposób sprzeczny z ustawą; 30g) wbrew obowiązkowi nie zawarł umowy, o której mowa w art. 11zg, z operatorem informacji rynku energii lub, będąc operatorem informacji rynku energii, z nieuzasadnionych przyczyn odmawia jej zawarcia z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego obowiązującym do zawarcia tej umowy;”,
	Art. 23 ust. 3	3. Na potrzeby niniejszej dyrektywy zasady dostępu do danych i przechowywania danych muszą być zgodne z odpowiednim prawem Unii. Przetwarzanie danych osobowych w ramach niniejszej dyrektywy odbywa się zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2016/679.	Art. 11ze i 11zf	ww. przepisy a w szczególności art. 11ze: Art. 11ze. 1. Operator informacji rynku energii, sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego są współadministratorami informacji rynku energii stanowiących dane osobowe w zakresie, który ich dotyczy, zawartych w centralnym systemie informacji rynku energii, przetwarzanych w celach, o których mowa w art. 11zc ust. 3, w rozumieniu

				przepisu art. 26 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.4)), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/679”. W zakresie nieuregulowanym w ustawie, współadministratorzy w umowie, o której mowa w art. 11zg, mogą doprecyzować zakresy swojej odpowiedzialności dotyczącej wypełniania obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/679. 2. Sprzedawca energii elektrycznej w imieniu współadministratorów: 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę kompleksową lub umowę sprzedaży energii, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1; 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679. 3. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, sprzedawca energii elektrycznej przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu. Nie narusza to

				uprawnienia sprzedawcy energii elektrycznej do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11zc ust. 1 pkt 4. 4. Operator systemu elektroenergetycznego w imieniu współadministratorów: 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1; 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679. 5. W przypadku złożenia przez użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, wniosku dotyczącego uprawnienia, o którym mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w formie papierowej, zakres danych dostarczanych w kopii danych osobowych, zawiera dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. 6. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 4 pkt 2, operator systemu elektroenergetycznego przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu będącemu osobą fizyczną. Nie narusza to jego uprawnienia do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11y ust. 1 pkt 3.

				7. W przypadku złożenia wobec operatora informacji rynku energii w sposób określony w art. 26 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, przez osobę fizyczną, której dane dotyczą, żądania, o którym mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 tego rozporządzenia, operator informacji rynku energii może zwrócić się do pozostałych współadministratorów z żądaniem udzielenia niezbędnego wsparcia w celu rozpatrzenia żądania tej osoby i przygotowania odpowiedzi. Wymiana informacji pomiędzy współadministratorami, o których mowa w ust. 1, następuje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. 8. Obowiązek zawiadomienia Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych o wystąpieniu naruszenia ochrony danych, określony w art. 33 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia. 9. Obowiązek zawiadomienia osób, których dane dotyczą, określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia. 10. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych, skutkujących zawiadomieniem, o którym mowa w ust. 8 i 9, współadministrator niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu 72 godzin od stwierdzenia naruszenia, powiadamia o fakcie wystąpienia naruszenia i podjętych działaniach pozostałych właściwych współadministratorów. 11. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych obowiązek zawiadomienia określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679 wypełnia ten ze współadministratorów, który dokonał tego naruszenia.

				12. Współadministratorzy publikują informacje o zakresie ograniczenia danych dostarczanych w kopii danych osobowych, o którym mowa w ust. 5, na stronie Biuletynu Informacji Publicznej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wykonującego zadania operatora informacji rynku energii, na swoich stronach internetowych, a także na platformie internetowej centralnego systemu informacji rynku energii. 13. Współadministratorzy zabezpieczają dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z prawem dostępowi do tych danych lub ich przekazywaniu, polegający w szczególności na: 1) dopuszczeniu przez współadministratorów do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich przetwarzania; 2) pisemnym zobowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności. 14. Przy przetwarzaniu danych osobowych, o których mowa w ust. 13 współadministratorzy wdrażają odpowiednie zabezpieczenia techniczne i organizacyjne praw i wolności osób fizycznych, których dane osobowe są przetwarzane, zgodnie z rozporządzeniem 2016/679, w szczególności przez pseudonimizację albo szyfrowanie danych, nadawanie uprawnień do przetwarzania minimalnej liczbie osób uprawnionych przez współadministratorów do dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii oraz opracowanie procedury określającej sposób zabezpieczenia danych.

				15. Współadministratorzy wypełniają w stosunku do osób, których dane osobowe będą przetwarzane na potrzeby budowy i prowadzenia centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie informacji na stronach internetowych, w widocznym miejscu w siedzibach, w miejscach przeznaczonych do obsługi odbiorców, w tym w systemach informacyjnych w miejscach służących obsłudze poszczególnych odbiorców, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, o ile są zobowiązani do jego prowadzenia. Art. 11zf. 1. Jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1, operator informacji rynku energii anonimizuje jednostkowe dane pomiarowe.
	Art. 23 ust. 4	4. Państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy upoważniają strony odpowiedzialne za zarządzanie danymi i certyfikują je lub, w stosownych przypadkach, nadzorują je w celu zapewnienia, by spełniały one wymagania określone w niniejszej dyrektywie. Bez uszczerbku dla wynikających z rozporządzenia (UE) 2016/679 zadań inspektorów ochrony danych, państwa członkowskie mogą podjąć decyzję, że będą wymagać od stron odpowiedzialnych za	Rozporządzenie CSIRE, ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2018 r. poz. 1560)	Ww. przepisy oraz w rozporządzeniu CSIRE przewidziano przepis, zgodnie z którym: „Operator informacji rynku energii, w celu zapewnienia bezpieczeństwa centralnego systemu informacji rynku energii, stosuje w odniesieniu do tego systemu wymagania dla systemu informacyjnego w rozumieniu ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2018 r. poz. 1560, Dz. U. z 2019 r. poz. 2020 i 2248 oraz z 2020 r. poz. 695) przewidziane w tej ustawie.” Wymagania określone w niniejszej ustawie mają obowiązek już spełniać, zgodnie z Załącznikiem 1 do

		zarządzanie danymi, by wyznaczyły one inspektorów do spraw zgodności, którzy mają być odpowiedzialni za monitorowanie realizacji działań podejmowanych przez te strony w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego dostępu do danych i zgodności z wymaganiami określonymi w niniejszej dyrektywie. Państwa członkowskie mogą wyznaczyć inspektorów do spraw zgodności lub organy, o których mowa w art. 35 ust. 2 lit. d) niniejszej dyrektywy, do spełniania obowiązków wynikających z niniejszego ustępu.		ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2018 r. poz. 1560, Dz. U. z 2019 r. poz. 2020 i 2248 oraz z 2020 r. poz. 695) następujące przedsiębiorstwa energetyczne: Energia elektryczna: - Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. –Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755, 650, 685, 771, 1000 i 1356), posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. - Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 24 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. –Prawo energetyczne, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania energii elektrycznej. - Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. –Prawo energetyczne, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej. - Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. –Prawo energetyczne, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią elektryczną. - Przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. –Prawo energetyczne, prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przetwarzania albo magazynowania energii elektrycznej. - Podmioty prowadzące działalność gospodarczą

				w zakresie świadczenia usług systemowych, jakościowych i zarządzania infrastrukturą energetyczną. Dodatkowo należy zaznaczyć, że zgodnie z art. 11z ust. 4 zadania operatora informacji rynku energii wykonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Zgodnie zaś z art. 9k ustawy – Prawo energetyczne: Art.9k. Operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.
	Art. 23 ust. 5	5. Odbiorców końcowych nie obciąża się żadnymi dodatkowymi kosztami za dostęp do ich danych ani za wnioski o udostępnienie ich danych. Państwa członkowskie odpowiadają za określenie wysokości odpowiednich opłat za dostęp uprawnionych stron do danych. Państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczone właściwe organy zapewniają, by opłaty nałożone przez podmioty regulowane świadczące usługi w zakresie danych były racjonalne i należycie uzasadnione.	Art. 11zc (ust. 7)	Ww. art. 11zd w całości a w szczególności ust. 6: 7. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatne. Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą, 2) podmiotowi upoważnionemu przez użytkownika systemu elektroenergetycznego, którego dane te dotyczą – w zakresie wskazanym w tym upoważnieniu, 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu

				dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego za energię elektryczną, 5) Zarządcy Rozliczeń S.A. – w zakresie niezbędnym do realizacji zadań wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, 6) operatorowi ogólnodostępnej stacji ładowania, dostawcy usług ładowania, operatorowi systemu dystrybucyjnego i sprzedawcy – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z dostawcą usług ładowania oraz ze sprzedawcą energii elektrycznej za pobraną energię elektryczną w ogólnodostępnej stacji ładowania, 7) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki – w zakresie niezbędnym do rozstrzygania indywidualnych spraw, 8) Prezesowi Głównego Urzędu Miar w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w

				przepisach prawa, 9) innym podmiotom uprawnionym na podstawie przepisów odrębnych przyznających im dostęp do informacji rynku energii z tego systemu – bez możliwości dalszego ich udostępniania innym podmiotom przez podmioty wskazane w pkt 2–9. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–6, mogą zlecać przetwarzanie danych pomiarowych w ich imieniu osobom trzecim wyłącznie w związku z realizacją przez nie celów przypisanych im w ust. 3. 3. Informacje rynku energii, o których mowa w ust. 1, mogą być przetwarzane przez podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–9, wyłącznie w celu: 1) zawarcia, wykonywania, zmiany lub ustalenia treści umowy z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania energii elektrycznej; 2) wykonywania obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy; 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej; 4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych; 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej; 7) dokonywania rozliczeń za energię elektryczną w punkcie ładowania ogólnodostępnej stacji ładowania; 8) analiz statystycznych; 9) ustalenia istnienia roszczeń, dochodzenia

				roszczeń lub obrony przed roszczeniami; 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe; 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych. 4. Przetwarzanie przez współadministratorów, o których mowa w art. 11ze ust. 1, informacji rynku energii stanowiących dane osobowe, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, następuje wyłącznie w celu zapewnienia funkcjonowania zintegrowanych rynków energii, w tym zwiększania efektywności ekonomicznej tych rynków, synergii między tymi rynkami oraz ułatwienia użytkownikom systemu, a w szczególności odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, uczestniczenia w tych rynkach. 5. Upoważnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest udzielane w postaci elektronicznej. 6. Operator informacji rynku energii udostępnia zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii elektrycznej na potrzeby wynikające z obowiązków ustawowych: 1) podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe; 2) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcy energii elektrycznej; 5) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki; 6) Prezesowi Głównego Urzędu Miar;

				7) ministrowi właściwemu do spraw energii; 8) Głównemu Urzędowi Statystycznemu; 9) innym podmiotom na podstawie odrębnych przepisów lub które wykazały interes prawny. 7. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatne.
	Art. 24	Artykuł 24 Wymogi interoperacyjności i procedury dostępu do danych 1. W celu wspierania konkurencji na rynku detalicznym oraz unikania nadmiernych kosztów administracyjnych dla stron uprawnionych, państwa członkowskie ułatwiają pełną interoperacyjność usług energetycznych w Unii. 2. Komisja przyjmuje w drodze aktów wykonawczych wymogi interoperacyjności oraz niedyskryminacyjne i przejrzyste procedury dostępu do danych, o których mowa w art. 23 ust. 1. Te akty wykonawcze przyjmuje się zgodnie z procedurą doradczą, o której mowa w art. 68 ust. 2. 3. Państwa członkowskie zapewniają, by przedsiębiorstwa energetyczne stosowały wymogi	Rozdział 2d i rozporządzenie CSIRE	Co do zasady przepis ten nakłada na KE obowiązek wydania stosownych aktów wykonawczych, które jeszcze nie zostały wydane. Jednakże konstrukcja ustawy – powołanie jednego Operatora Informacji Rynku Energii oraz Centralnego Systemu prowadzonego przez tego Operatora w pełni realizuje postulat interoperacyjności. 6) po art. 4j dodaje się art. 4k w brzmieniu: 6) po art. 4j dodaje się art. 4k w brzmieniu: „Art. 4k. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w tym operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu przesyłowego lub sprzedawca, prowadzi rozliczenia za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. 2. Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię

		interoperacyjności i procedury dostępu do danych, o których mowa w ust. 2. Te wymogi i procedury muszą opierać się na istniejących praktykach krajowych.	elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe.”; Oraz cały rozdział 2d: Rozdział 2d Zasady funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii Art. 11y. 1. Operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie użytkowników systemu: 1) zarządza i administruje centralnym systemem informacji rynku energii; 2) pozyskuje informacje rynku energii oraz inne informacje od użytkowników systemu na potrzeby realizacji procesów rynku energii; 3) przetwarza zgromadzone w centralnym systemie informacji rynku energii informacje rynku energii oraz inne informacje, do których jest uprawniony na potrzeby realizacji procesów rynku; 4) wspiera realizację procesów rynku energii; 5) opracowuje standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii; 6) udostępnia uprawnionym użytkownikom systemu informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh i w sposób określony w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c. 2. Operator informacji rynku energii zamieszcza na swoich stronach internetowych: 1) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii; 2) wykaz sprzedawców energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora

				systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którzy umożliwiają zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej; 3) wykaz sprzedawców energii elektrycznej działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którzy umożliwiają zawarcie umowy kompleksowej; 4) wykaz sprzedawców z urzędu działających na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 5) o sprzedawcy zobowiązanym w rozumieniu art. 40 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wyznaczonym na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 6) wykaz sprzedawców rezerwowych, którzy na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oferują sprzedaż rezerwową; 7) wykaz sprzedawców rezerwowych, którzy na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oferują rezerwową usługę kompleksową; 8) wykaz podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe. 3. Zadania operatora informacji rynku energii wykonuje operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Art. 11z. 1. Użytkownik systemu elektroenergetycznego, w szczególności sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operator ogólnodostępnej

				stacji ładowania realizuje proces wymiany informacji dotyczący umowy sprzedaży, umowy kompleksowej, umowy o świadczeniu usług dystrybucji oraz dotyczący informacji o punkcie pomiarowym i o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, a także inne procesy rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Centralny system informacji rynku energii umożliwia wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie w art. 11zh. 3. Centralny system informacji rynku energii może umożliwiać wymianę informacji rynku energii pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego w celu realizacji procesów rynku energii innych niż wymienione w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh. 4. Standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii określają w szczególności: 1) sposób realizacji procesów rynku energii, z uwzględnieniem zależności między tymi procesami; 2) komunikaty dotyczące procesów rynku energii wysyłane i odbierane przez centralny system informacji rynku energii. 5. Procesy rynku energii nie dotyczą działań realizowanych w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego ani działań realizowanych na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych, na rynku

				organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany lub na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego prowadzonych przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej. Art. 11za. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator ogólnodostępnej stacji ładowania oraz inne podmioty w celu realizacji procesów rynku energii i wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii w zakresie realizacji tych procesów, wykorzystują systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii w sposób określony w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c. Art. 11zb. 1. Operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, przekazuje w postaci elektronicznej informacje rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, w szczególności: 1) informacje o: a) punkcie poboru energii lub punkcie pomiarowym, po każdej zmianie informacji ich dotyczących, b)

				sprzedawcy energii elektrycznej, który posiada zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej: - umożliwiającą zawieranie umów kompleksowych, - umożliwiającą zawieranie umów sprzedaży, c) sprzedawcy z urzędu działającym na jego obszarze działania, d) sprzedawcy zobowiązanym wyznaczonym na jego obszarze działania, e) sprzedawcy rezerwowym, oferującym na jego obszarze działania: - sprzedaż rezerwową, - rezerwową usługę kompleksową; 2) dane pomiarowe w celu realizacji procesów rynku energii lub na potrzeby realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego określonych w przepisach prawa; 3) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 2. Sprzedawca energii elektrycznej przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii elektrycznej informacje o odbiorcach, z którymi zawarł umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowe, oraz inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 3. Podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe przekazuje w postaci elektronicznej do centralnego systemu informacji rynku energii: 1) informacje o sprzedawcach energii elektrycznej oraz punktach poboru energii jednostek wytwórczych,

				dla których podmiot pełni funkcję podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe; 2) inne informacje w celu realizacji procesów rynku energii. 4. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe, operator ogólnodostępnej stacji ładowania oraz inne podmioty, realizujące procesy rynku energii lub wymieniające informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, zapewniają poprawność i kompletność informacji przekazywanych przez nich do centralnego systemu informacji rynku energii. 5. Sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz operator ogólnodostępnej stacji ładowania mogą prowadzić własny rejestr odbiorców lub punktów pomiarowych, przechowywać informacje rynku energii i przetwarzać je w celu wykonywania obowiązków ustawowych, z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń zgodnie z art. 4k. Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci

				elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą, 2) podmiotowi upoważnionemu przez użytkownika systemu elektroenergetycznego, którego dane te dotyczą – w zakresie wskazanym w tym upoważnieniu, 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego za energię elektryczną, 5) Zarządcy Rozliczeń S.A. – w zakresie niezbędnym do realizacji zadań wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, 6) operatorowi ogólnodostępnej stacji ładowania,

				dostawcy usług ładowania, operatorowi systemu dystrybucyjnego i sprzedawcy – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z dostawcą usług ładowania oraz ze sprzedawcą energii elektrycznej za pobraną energię elektryczną w ogólnodostępnej stacji ładowania, 7) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki – w zakresie niezbędnym do rozstrzygania indywidualnych spraw, 8) Prezesowi Głównego Urzędu Miar w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 9) innym podmiotom uprawnionym na podstawie przepisów odrębnych przyznających im dostęp do informacji rynku energii z tego systemu – bez możliwości dalszego ich udostępniania innym podmiotom przez podmioty wskazane w pkt 2–9. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–6, mogą zlecać przetwarzanie danych pomiarowych w ich imieniu osobom trzecim wyłącznie w związku z realizacją przez nie celów przypisanych im w ust. 3. 3. Informacje rynku energii, o których mowa w ust. 1, mogą być przetwarzane przez podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–9, wyłącznie w celu: 1) zawarcia, wykonywania, zmiany lub ustalenia treści umowy z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania energii elektrycznej; 2) wykonywania obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy; 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;

			4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych; 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej; 7) dokonywania rozliczeń za energię elektryczną w punkcie ładowania ogólnodostępnej stacji ładowania; 8) analiz statystycznych; 9) ustalenia istnienia roszczeń, dochodzenia roszczeń lub obrony przed roszczeniami; 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe; 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych. 4. Przetwarzanie przez współadministratorów, o których mowa w art. 11ze ust. 1, informacji rynku energii stanowiących dane osobowe, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, następuje wyłącznie w celu zapewnienia funkcjonowania zintegrowanych rynków energii, w tym zwiększania efektywności ekonomicznej tych rynków, synergii między tymi rynkami oraz ułatwienia użytkownikom systemu, a w szczególności odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, uczestniczenia w tych rynkach. 5. Upoważnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest udzielane w postaci elektronicznej. 6. Operator informacji rynku energii udostępnia zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii elektrycznej na potrzeby wynikające z

				obowiązków ustawowych: 1) podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe; 2) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcy energii elektrycznej; 5) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki; 6) Prezesowi Głównego Urzędu Miar; 7) ministrowi właściwemu do spraw energii; 8) Głównemu Urzędowi Statystycznemu; 9) innym podmiotom na podstawie odrębnych przepisów lub które wykazały interes prawny. 7. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatne. Art. 11zd.1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie w jakim przetwarzają informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1, odpowiednio do wykonywanych zadań: 1) ustalają szczegółowe wymagania w zakresie przydzielania uprawnień do dostępu do informacji

				rynku energii oraz sposób przydzielania tych uprawnień; 2) zapewniają właściwą ochronę informacji rynku energii; 3) stosują szablon oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie art. 11zh. Art. 11ze. 1. Operator informacji rynku energii, sprzedawca energii elektrycznej, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego są współadministratorami informacji rynku energii stanowiących dane osobowe w zakresie, który ich dotyczy, zawartych w centralnym systemie informacji rynku energii, przetwarzanych w celach, o których mowa w art. 11zc ust. 3, w rozumieniu przepisu art. 26 ust. 1 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.4)), zwanego dalej „rozporządzeniem 2016/679”. W zakresie nieuregulowanym w ustawie, współadministratorzy w umowie, o której mowa w art. 11zg, mogą doprecyzować zakresy swojej odpowiedzialności dotyczącej wypełniania

				obowiązków wynikających z rozporządzenia 2016/679. 2. Sprzedawca energii elektrycznej w imieniu współadministratorów: 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę kompleksową lub umowę sprzedaży energii, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1; 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679. 3. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, sprzedawca energii elektrycznej przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu. Nie narusza to uprawnień sprzedawcy energii elektrycznej do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11zc ust. 1 pkt 4. 4. Operator systemu elektroenergetycznego w imieniu współadministratorów: 1) wypełnia wobec użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, z którym zawiera umowę o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, obowiązek informacyjny określony w art. 13 w związku z art. 26 ust. 1 rozporządzenia 2016/679, z uwzględnieniem informacji o przetwarzaniu danych osobowych przez współadministratorów w związku z prowadzeniem

				centralnego systemu informacji rynku energii; 2) rozpatruje żądania, o których mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 rozporządzenia 2016/679, zgłaszane przez użytkownika systemu, o którym mowa w pkt 1; 3) wypełnia obowiązek określony w art. 19 rozporządzenia 2016/679. 5. W przypadku złożenia przez użytkownika systemu będącego osobą fizyczną, wniosku dotyczącego uprawnienia, o którym mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, w formie papierowej, zakres danych dostarczanych w kopii danych osobowych, zawiera dane pomiarowe zsumowane do okresów nie krótszych niż dobowe. 6. W celu rozpatrzenia żądania, o którym mowa w ust. 4 pkt 2, operator systemu elektroenergetycznego przetwarza dane osobowe w zakresie niezbędnym do udzielenia odpowiedzi użytkownikowi systemu będącemu osobą fizyczną. Nie narusza to jego uprawnienia do otrzymywania informacji w zakresie określonym w art. 11y ust. 1 pkt 3. 7. W przypadku złożenia wobec operatora informacji rynku energii w sposób określony w art. 26 ust. 3 rozporządzenia 2016/679, przez osobę fizyczną, której dane dotyczą, żądania, o którym mowa w art. 15–18 oraz art. 20–22 tego rozporządzenia, operator informacji rynku energii może zwrócić się do pozostałych współadministratorów z żądaniem udzielenia niezbędnego wsparcia w celu rozpatrzenia żądania tej osoby i przygotowania odpowiedzi. Wymiana informacji pomiędzy współadministratorami, o których mowa w ust. 1, następuje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii.

				8. Obowiązek zawiadomienia Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych o wystąpieniu naruszenia ochrony danych, określony w art. 33 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia. 9. Obowiązek zawiadomienia osób, których dane dotyczą, określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679, wypełnia ten ze współadministratorów, po którego stronie doszło do naruszenia. 10. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych, skutkujących zawiadomieniem, o którym mowa w ust. 8 i 9, współadministrator niezwłocznie, jednak nie później niż w ciągu 72 godzin od stwierdzenia naruszenia, powiadamia o fakcie wystąpienia naruszenia i podjętych działaniach pozostałych właściwych współadministratorów. 11. W przypadku naruszenia ochrony danych osobowych obowiązek zawiadomienia określony w art. 34 rozporządzenia 2016/679 wypełnia ten ze współadministratorów, który dokonał tego naruszenia. 12. Współadministratorzy publikują informacje o zakresie ograniczenia danych dostarczanych w kopii danych osobowych, o którym mowa w ust. 5, na stronie Biuletynu Informacji Publicznej operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, wykonującego zadania operatora informacji rynku energii, na swoich stronach internetowych, a także na platformie internetowej centralnego systemu informacji rynku energii. 13. Współadministratorzy zabezpieczają dane osobowe przetwarzane wraz z informacjami rynku energii w sposób zapobiegający nadużyciom i niezgodnemu z

				prawem dostępu do tych danych lub ich przekazywaniu, polegający w szczególności na: 1) dopuszczeniu przez współadministratorów do przetwarzania danych osobowych osób posiadających pisemnie lub elektronicznie nadane upoważnienie do ich przetwarzania; 2) pisemnym zobowiązaniu osób upoważnionych do przetwarzania danych osobowych do zachowania ich w poufności. 14. Przy przetwarzaniu danych osobowych, o których mowa w ust. 13 współadministratorzy wdrażają odpowiednie zabezpieczenia techniczne i organizacyjne praw i wolności osób fizycznych, których dane osobowe są przetwarzane, zgodnie z rozporządzeniem 2016/679, w szczególności przez pseudonimizację albo szyfrowanie danych, nadawanie uprawnień do przetwarzania minimalnej liczbie osób uprawnionych przez współadministratorów do dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii oraz opracowanie procedury określającej sposób zabezpieczenia danych. 15. Współadministratorzy wypełniają w stosunku do osób, których dane osobowe będą przetwarzane na potrzeby budowy i prowadzenia centralnego systemu informacji rynku energii, obowiązki informacyjne określone w art. 13 rozporządzenia 2016/679, przez zamieszczenie informacji na stronach internetowych, w widocznym miejscu w siedzibach, w miejscach przeznaczonych do obsługi odbiorców, w tym w systemach informacyjnych w miejscach służących obsłudze poszczególnych odbiorców, a także na stronie Biuletynu Informacji Publicznej, o ile są zobowiązani do jego prowadzenia.

				Art. 11zf. 1. Jednostkowe dane pomiarowe w centralnym systemie informacji rynku energii są przechowywane przez okres 7 lat od dnia, w którym dane te zostały przekazane do centralnego systemu informacji rynku energii. 2. Po upływie okresu, o którym mowa w ust. 1, operator informacji rynku energii anonimizuje jednostkowe dane pomiarowe. Art. 11zg. 1. W celu realizacji procesów rynku energii oraz wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, 2) w przypadku gdy odbiorcom jest dostarczana energia elektryczna z sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego – właściciel sieci, instalacji lub urządzeń, 3) sprzedawca energii elektrycznej, 4) podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe, 5) operator ogólnodostępnej stacji ładowania, 6) inny podmiot realizujący procesy rynku energii lub wymieniający informacje za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii – zawiera z operatorem informacji rynku energii umowę. 2. Umowę, o której mowa w ust. 1, zawiera się w formie elektronicznej przy użyciu wzorca umowy określonego w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c. Art. 11zh. 1. Minister właściwy do spraw energii

				określi, w drodze rozporządzenia: 1) wykaz procesów rynku energii elektrycznej realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii; 2) sposób realizacji procesów, o których mowa w pkt 1; 3) zakres poleceń wysyłanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz warunki ich wysyłania; 4) wymagania dotyczące zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji; 5) wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji; 6) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych. 2. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 1, bierze pod uwagę: 1) konieczność zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz systemów pomiarowych z nim powiązanych; 2) konieczność zapewnienia niezawodnej komunikacji pomiędzy systemami informacyjnymi uczestników rynku; 3) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu elektroenergetycznego; 4) bezpieczeństwo obrotu gospodarczego; 5) stan rozwoju technologii informacyjnych; 6) rozwiązania stosowane na rynku energii

				elektrycznej, w tym zasady rozliczeń na tym rynku; 7) konieczność zapewnienia sprawnej realizacji procesów rynku energii ; 8) warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, prowadzenie ruchu sieciowego, eksploatację sieci oraz korzystanie z systemu elektroenergetycznego i połączeń międzysystemowych; 9) regulacje wynikające z członkostwa Rzeczypospolitej Polski w Unii Europejskiej, w tym metody, warunki, wymogi i zasady stosowane na wspólnym rynku energii elektrycznej; 10) zapewnienie wymaganego poziomu poufności danych pomiarowych i innych informacji; 11) wymagania dotyczące danych osobowych.”; 52) w art. 56: a) w ust.1: – po pkt 30a dodaje się pkt 30b – 30g w brzmieniu: „30b) odmawia uprawnionym podmiotom dostępu do informacji rynku energii; 30c) nie przestrzega obowiązku pozyskiwania, lub przekazywania informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii zgodnie z art. 11u ust. 1; 30d) dokonuje rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe niezgodnie z art. 4k; 30e) nie zapewnia należytej ochrony danych pomiarowych; 30f) nie będąc do tego uprawnionym, przetwarza dane pomiarowe albo przetwarza takie dane w zakresie wykraczającym poza udzielone upoważnienie, albo

				przetwarza dane pomiarowe w sposób sprzeczny z ustawą; 30g) wbrew obowiązкови nie zawarł umowy, o której mowa w art. 11zg, z operatorem informacji rynku energii lub, będąc operatorem informacji rynku energii, z nieuzasadnionych przyczyn odmawia jej zawarcia z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego obowiązany do zawarcia tej umowy;”, Art. 15. 2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przedłoży Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki wyodrębnioną część instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 5c ustawy zmienianej w art. 1, w terminie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Art. 16. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego utworzy centralny system informacji rynku energii w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Art. 17. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, właściciele urządzeń, instalacji lub sieci, dla których nie wyznaczono operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatorzy ogólnodostępnych stacji ładowania nadadzą, każdy dla swojego urządzenia, instalacji lub sieci, punktom poboru energii numery zgodnie ze standardem GS1 (GSRN), w terminie 24 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Art. 18. Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, właściciele urządzeń, instalacji lub sieci, dla których nie wyznaczono operatora systemu

				dystrybucyjnego elektroenergetycznego, oraz operatorzy ogólnodostępnych stacji ładowania przekażą operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w postaci elektronicznej, informacje o punktach pomiarowych w terminie 30 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Art. 19. Użytkownicy systemu, o których mowa w art. 11zg ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, zawierają umowę, o której mowa w tym przepisie, w terminie 33 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.
	Załącznik II	ZAŁĄCZNIK II INTELIGENTNE SYSTEMY OPOMIAROWANIA 1. Państwa członkowskie zapewniają wprowadzenie na swoim terytorium inteligentnych systemów opomiarowania, które mogą być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego opomiarowania jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i efektywna kosztowo oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna. 2. W ocenie takiej uwzględnia się metody analizy kosztów i korzyści oraz minimalny zestaw	Art. 11 t	Art. 11t. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80 % łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80 % łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo - rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2. 2. Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia: 1) 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%, 2) 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%, 3) 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65% – łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców

	funkcjonalności inteligentnych systemów opomiarowania, przewidziany w zaleceniu Komisji 2012/148/UE (1), jak również najlepsze dostępne techniki służące zapewnieniu najwyższego poziomu cyberbezpieczeństwa i ochrony danych. 3. Z zastrzeżeniem takiej oceny państwa członkowskie lub – w przypadku gdy państwo członkowskie tak postanowiło – wyznaczony właściwy organ przygotowują harmonogram wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania, wyznaczając termin docelowy wynoszący do dziesięciu lat. W przypadku gdy wprowadzanie inteligentnych systemów opomiarowania zostanie ocenione pozytywnie, w ciągu 7 lat od daty uzyskania takiej pozytywnej oceny lub do 2024 r. w przypadku tych państw członkowskich, które rozpoczęły systematyczne wprowadzanie inteligentnych systemów opomiarowania przed dniem 4 lipca 2019 r., przynajmniej 80 % odbiorców końcowych wyposaża się w inteligentne liczniki.	końcowych, o których mowa w ust. 1. 3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje nie później niż do dnia 31 grudnia 2025 r. liczniki zdalnego odczytu na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie, stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej, skomunikowane z systemem zdalnego odczytu. Komentarz: Co prawda w projekcie ustawy przewidziano dłuższy harmonogram aniżeli wynika to z dyrektywy. Jednakże skrócenie tego okresu pozbawi użytkowników systemu w tym jednostki sektora finansów publicznych korzyści wynikających z systemu inteligentnego opomiarowania. Ministerstwo przeprowadziło symulację skrócenia okresu instalacji LZO. Wnioski są następujące: Z przeprowadzonych szacunków wynika, iż, przy założeniu, że: 1. Projekt związany z utworzeniem OIRE miałby analogiczny harmonogram, jak w rozwiązaniu zaproponowanym w projekcie ustawy i funkcjonalne oddanie systemu nastąpiłoby w drugiej połowie 2022 roku (czyli po 3 latach), 2. Sprzedawcy oraz odbiorcy końcowi zaczęliby osiągać wymierne korzyści wraz z funkcjonalnym uruchomieniem OIRE w 2023 roku, 3. Utrzymany byłby ośmioletni cykl legalizacyjny, 4. Utrzymana pozostałaby ośmioletnia amortyzacja dla nowo zainstalowanych liczników (w ujęciu kosztowym zsynchronizowana z procesem legalizacji, jako działanie optymalizacyjne OSD),

				5. Maksymalny próg 80% liczników zdalnego odczytu zostałby wyznaczony na koniec 2023 roku, 6. Ścieżka wdrożenia kształtowałaby się jak poniżej: a) 2019 – 10%, b) 2020 – 25%, c) 2021 – 40%, d) 2022 – 60%, e) 2023 – 80%, 7. Ceny liczników oraz koncentratorów z uwagi na znaczny wzrost popytu i możliwą ograniczoną zdolność producentów do jego zaspokojenia w ciągu pierwszych 3 lat wdrożenia wzrosłyby o łącznie 10% i do końca 2023 roku nie zmniejszyłyby się, 8. Jeśli przyjmiemy, że skrócenie czasu wdrożenia znacząco wpłynęłoby na budżety OSD, to korzyści osiąmane przez nich w obszarze redukcji liczby odczytów realizowanych w trybie inkasenckim jak również redukcji strat handlowych i technicznych, zostałyby w mniejszym zakresie przeniesione na odbiorców końcowych i byłoby to odpowiednio 50% w obszarze odczytów i 20% w obszarze strat handlowych i technicznych, - bilans kosztów i korzyści, po 5 latach od rozpoczęcia procesu wdrażania byłby ujemny i wyniósłby ok. 2 808 mln zł. W porównaniu do rekomendowanego rozwiązania dla którego bilans kosztów i korzyści wynikający z 10-letniego harmonogramu zaproponowanego w projekcie ustawy, przedstawia się w perspektywie 10 lat korzystnie (wartość dodatnia), w wymiarze ok. 5 mld zł.
	Załącznik I pkt 4.	4. Dostęp do informacji uzupełniających dotyczących zużycia w przeszłości		Art. 11zc. 1. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje rynku energii w postaci

		Państwa członkowskie wprowadzają wymóg, aby w zakresie, w jakim dodatkowe informacje o zużyciu w przeszłości są dostępne, informacje te były na żądanie odbiorcy końcowego udostępniane dostawcy energii elektrycznej lub dostawcy usług elektroenergetycznych wskazanemu przez odbiorcę końcowego. Jeżeli odbiorca końcowy posiada zainstalowany licznik umożliwiający zdalny odczyt przez operatora, odbiorcy temu zapewnia się łatwy dostęp do informacji uzupełniających dotyczących zużycia w przeszłości, umożliwiających szczegółową samokontrolę. Informacje uzupełniające dotyczące zużycia w przeszłości obejmują: a) dane zbiorcze za co najmniej trzy poprzedzające lata lub za okres od rozpoczęcia umowy na dostawę energii elektrycznej, jeżeli okres ten jest krótszy. Dane te muszą odpowiadać okresom, za które podawano informacje o rozliczeniach; oraz b)	elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii: 1) użytkownikowi systemu elektroenergetycznego, w tym odbiorcy końcowemu, wytwórcy, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, którego dane te dotyczą, 2) podmiotowi upoważnionemu przez użytkownika systemu elektroenergetycznego, którego dane te dotyczą – w zakresie wskazanym w tym upoważnieniu, 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właścicielowi sieci, instalacji lub urządzeń, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do sieci, instalacji lub urządzeń, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, który dane te przekazał – w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 4) sprzedawcy energii elektrycznej – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego za energię elektryczną, 5) Zarządcy Rozliczeń S.A. – w zakresie niezbędnym do realizacji zadań wynikających z ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874) oraz w zakresie zadań operatora rozliczeń energii odnawialnej wynikających z ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, 6) operatorowi ogólnodostępnej stacji ładowania,

		szczegółowe dane według czasu użytkowania dla dowolnego dnia, tygodnia, miesiąca i roku, które udostępnia się odbiorcy końcowemu niezwłocznie przez internet lub interfejs licznika przynajmniej za okres poprzedzających 24 miesiące lub za okres od rozpoczęcia obowiązywania umowy na dostawy energii elektrycznej, jeżeli okres ten jest krótszy.	dostawcy usług ładowania, operatorowi systemu dystrybucyjnego i sprzedawcy – w zakresie niezbędnym do dokonywania rozliczeń z dostawcą usług ładowania oraz ze sprzedawcą energii elektrycznej za pobraną energię elektryczną w ogólnodostępnej stacji ładowania, 7) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki – w zakresie niezbędnym do rozstrzygania indywidualnych spraw, 8) Prezesowi Głównego Urzędu Miar w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych w przepisach prawa, 9) innym podmiotom uprawnionym na podstawie przepisów odrębnych przyznających im dostęp do informacji rynku energii z tego systemu – bez możliwości dalszego ich udostępniania innym podmiotom przez podmioty wskazane w pkt 2–9. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–6, mogą zlecać przetwarzanie danych pomiarowych w ich imieniu osobom trzecim wyłącznie w związku z realizacją przez nie celów przypisanych im w ust. 3. 3. Informacje rynku energii, o których mowa w ust. 1, mogą być przetwarzane przez podmioty, o których mowa w ust. 1 pkt 3–9, wyłącznie w celu: 1) zawarcia, wykonywania, zmiany lub ustalenia treści umowy z użytkownikiem systemu elektroenergetycznego w zakresie dostarczania energii elektrycznej; 2) wykonywania obowiązków wynikających z udziału w rynku mocy; 3) dokonywania rozliczeń za sprzedaż energii elektrycznej lub usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej;

			4) realizacji i rozliczeń umów dotyczących świadczenia usług systemowych; 5) zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej; 6) wykrywania nieprawidłowości w poborze energii elektrycznej; 7) dokonywania rozliczeń za energię elektryczną w punkcie ładowania ogólnodostępnej stacji ładowania; 8) analiz statystycznych; 9) ustalenia istnienia roszczeń, dochodzenia roszczeń lub obrony przed roszczeniami; 10) rozliczeń podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe; 11) realizacji innych obowiązków wynikających z przepisów odrębnych. 4. Przetwarzanie przez współadministratorów, o których mowa w art. 11ze ust. 1, informacji rynku energii stanowiących dane osobowe, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, następuje wyłącznie w celu zapewnienia funkcjonowania zintegrowanych rynków energii, w tym zwiększania efektywności ekonomicznej tych rynków, synergii między tymi rynkami oraz ułatwienia użytkownikom systemu, a w szczególności odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, uczestniczenia w tych rynkach. 5. Upoważnienie, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, jest udzielane w postaci elektronicznej. 6. Operator informacji rynku energii udostępnia zagregowane dane pomiarowe w postaci elektronicznej za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii elektrycznej na potrzeby wynikające z

				obowiązków ustawowych: 1) podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe; 2) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego; 3) operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego; 4) sprzedawcy energii elektrycznej; 5) Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki; 6) Prezesowi Głównego Urzędu Miar; 7) ministrowi właściwemu do spraw energii; 8) Głównemu Urzędowi Statystycznemu; 9) innym podmiotom na podstawie odrębnych przepisów lub które wykazały interes prawny. 7. Dostęp uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatne. Art. 11zd.1. Podmioty wskazane w art. 11zc ust. 1 pkt 3–9 oraz operator informacji rynku energii, w zakresie w jakim przetwarzają informacje rynku energii, zapewniają ochronę przed działaniami zagrażającymi poufności, integralności, dostępności i autentyczności przetwarzanych danych. 2. Podmioty, o których mowa w ust. 1, odpowiednio do wykonywanych zadań: 1) ustalają szczegółowe wymagania w zakresie przydzielania uprawnień do dostępu do informacji

				ryнку energii oraz sposób przydzielania tych uprawnień; 2) zapewniają właściwą ochronę informacji rynku energii; 3) stosują szablon oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych, którego wzór określają przepisy wydane na podstawie art. 11zh. Dane te będą udostępniane odbiorcy w ramach tzw. kokpitu. Rozwiązanie techniczne będzie rozwiązane na podstawie analizy: Opracowanie koncepcji dot. Kokpitu dla Odbiorcy/Prosumenta - czyli aplikacji/portalu CSIRE dla Odbiorców/Prosumentów. Analiza byłaby sporządzona na potrzeby odbiorców energii elektrycznej, w tym prosumentów odnośnie zakresu informacji oraz sposobu ich udostępniania z Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii.

TABELA ZGODNOŚCI

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany dyrektywy			
	Uzupełnienie implementacji			
2.	Tytuł rozporządzenia			
	Rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych			
3.	<i>Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie</i>			
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska			
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy			
	Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw			
5.	Jednostka redakcyjna rozporządzenia	Treść przepisu rozporządzenia nr 312/2014	Jednostka redakcyjna projektu ustawy	Treść przepisu projektu ustawy
1	2	3	4	5
	Art. 39 ust. 5	5. Krajowy organ regulacyjny wyznacza podmiot odpowiedzialny za prognozowanie w obszarze bilansowania po uprzedniej konsultacji z odpowiednimi operatorami systemów przesyłowych i operatorami systemów dystrybucyjnych. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie jest odpowiedzialny za prognozowanie mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkownika sieci, a w stosownych przypadkach także za późniejsze alokacje. Podmiotem tym może być operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego lub osoba trzecia.	Art. 1 pkt 15	15) po art. 9c dodaje się art. 9ca w brzmieniu: „Art. 9ca. 1. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie, o którym mowa w art. 39 ust. 5 rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. Urz. UE L 91 z 27.03.2014, str. 15), opracowuje metodę sporządzania prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego. 2. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie opracowuje metodę, o której mowa w ust. 1, przy wykorzystaniu mechanizmów, które w największym

				stopniu ograniczą rozbieżności pomiędzy prognozowaną wielkością i faktycznym zużyciem mierzonej rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranej przez użytkowników systemu gazowego, ustalonym na podstawie odczytów urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. 3. Metoda, o której mowa w ust. 1, określa: 1) mechanizm służący do ustalenia profili obciążenia na potrzeby prognozowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego; 2) wzór służący do ustalenia zmian zapotrzebowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego na paliwa gazowe w celu umożliwienia użytkownikowi sieci przypisanemu do danego profilu obciążenia określenia zapotrzebowania w każdym dniu. 4. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie konsultuje projekt metody, o której mowa w ust. 1, z użytkownikami systemu gazowego w terminie nie krótszym niż 14 dni. 5. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, projekt metody, o której mowa w ust. 1, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu gazowego uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej. 6. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie publikuje na swojej stronie internetowej metodę

				zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.”;

TABELA ZGODNOŚCI

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany dyrektywy			
	Uzupełnienie implementacji			
2.	Tytuł rozporządzenia			
	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005			
3.	<i>Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie</i>			
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska			
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy			
	Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw			
5.	Jednostka redakcyjna rozporządzenia	Treść przepisu rozporządzenia nr 715/2009	Jednostka redakcyjna projektu ustawy	Treść przepisu projektu ustawy
1	2	3	4	5
	Art. 27 ust. 1	1. Państwa członkowskie ustanawiają zasady dotyczące sankcji mających zastosowanie w przypadku naruszenia przepisów niniejszego rozporządzenia i podejmują wszelkie środki niezbędne do zapewnienia wdrożenia tych przepisów. Przewidziane sankcje muszą być skuteczne, proporcjonalne i odstrasżające. Państwa członkowskie powiadamiają Komisję do dnia 1 lipca 2006 r. o tych zasadach odpowiadających przepisom określonym w rozporządzeniu (WE) nr 1775/2005 oraz niezwłocznie powiadamiają Komisję o wszelkich późniejszych zmianach mających na nie wpływ. Państwa członkowskie	Art. 1 pkt 49	e) ust. 8 otrzymuje brzmienie: „8. Prezes URE niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o zmianach przepisów w zakresie kar pieniężnych i o działaniach podejmowanych w przypadku naruszeń przepisów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, a także przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do

		powiadamiają Komisję o zasadach, które nie odpowiadają przepisom określonym w rozporządzeniu (WE) nr 1775/2005 do dnia 3 września 2009 r. oraz niezwłocznie powiadamiają Komisję o wszelkich późniejszych zmianach mających na nie wpływ.		sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005.”;

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany rozporządzenia			
	Uzupełnienie umożliwienia stosowania			
2.	Tytuł dyrektywy			
	Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21 oraz Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15)			
3.	Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie rozporządzenia			
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska			
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy rozporządzenia			
	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - <i>Prawo energetyczne</i> (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 875, 1086, 1378 i 1565)			
5.	Jednostka redakcyjna rozporządzenia	Treść przepisu rozporządzenia 2015/1222	Jednostka redakcyjna projektu ustawy	Treść przepisu projektu ustawy
1	2	3	4	5
	Art. 2 pkt 23	23) „wyznaczony operator rynku energii elektrycznej (NEMO)” to podmiot wyznaczony przez właściwy organ do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego lub dnia bieżącego;	Art. 3 pkt 28b	2) w art. 3: h) po pkt 28a dodaje się pkt 28b w brzmieniu: „28b) wyznaczony operator rynku energii elektrycznej – podmiot wyznaczony na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do wykonywania zadań związanych z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego lub dnia bieżącego w rozumieniu art. 2 pkt 23 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, str. 24, z późn. zm.), zwanego dalej „rozporządzeniem 2015/1222”, lub podmiot oferujący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej usługi związane z jednolitym łączeniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego,

				będący wyznaczonym na operatora rynku energii elektrycznej w innym państwie członkowskim Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwie członkowskim Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronie umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji, w stosunku do którego nie stwierdzono podstaw do odrzucenia tych usług zgodnie z tym rozporządzeniem;”,
	Art. 4 ust. 3 i 4	Art. 4. 3. O ile państwa członkowskie nie przewidziały inaczej, organy regulacyjne są organami wyznaczającymi odpowiedzialnymi za wyznaczanie NEMO, za monitorowanie spełnienia wymogów wyznaczenia, a w przypadku krajowych monopolów prawnych, za zatwierdzanie opłat pobieranych przez NEMO lub metod wyznaczania opłat pobieranych przez NEMO. Państwa członkowskie mogą ustalić, że organami wyznaczającymi są organy inne niż organy regulacyjne. W tych okolicznościach państwa członkowskie zapewniają, aby organ wyznaczający posiadał takie same prawa i obowiązki jak prawa i obowiązki, które posiadają organy regulacyjne w celu skutecznego wykonywania ich zadań.	Art. 24a	27) po art. 24 dodaje się art. 24a i art. 24b w brzmieniu: „Art. 24a. W celu dokonania oceny spełniania przez wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej kryteriów określonych w art. 6 rozporządzenia 2015/1222 oraz przestrzegania przez operatora przepisów tego rozporządzenia oraz przepisów dotyczących obrotu energią obowiązujących na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, Prezes URE może żądać od wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej przedstawienia informacji lub dokumentów dotyczących wykonywanej działalności wyznaczonego operatora rynku energii elektrycznej.
	Art. 9 ust. 2 akapit 4.	Art. 9 ust. 2 akapit 4. W przypadku decyzji podejmowanych przez NEMO na podstawie art. 9 ust. 6 każdemu państwu członkowskiemu przysługuje jeden głos. Każdy NEMO dysponuje liczbą głosów równą liczbie państw członkowskich, w których jest wyznaczony. W przypadku wyznaczenia na terytorium danego państwa członkowskiego więcej niż jednego	Art. 24b	27) po art. 24 dodaje się art. 24a i art. 24b w brzmieniu: Art. 24b. W sprawach, o których mowa w art. 9 ust. 6 rozporządzenia 2015/1222, wyznaczonemu operatorowi rynku energii elektrycznej przysługuje liczba głosów równa ułamkowi wyrażającemu udział obrotu energią elektryczną dokonanego przez tego operatora na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ogólnej

		NEMO państwo członkowskie rozdziela uprawnienia do głosowania wśród NEMO, uwzględniając wielkość obrotu energią elektryczną w tym państwie członkowskim w poprzednim roku budżetowym.		wielkości obrotu energią elektryczną na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w poprzednim roku budżetowym.”;
	Art. 4 ust. 3 i 4	Art. 4. 3. O ile państwa członkowskie nie przewidziały inaczej, organy regulacyjne są organami wyznaczającymi odpowiedzialnymi za wyznaczanie NEMO, za monitorowanie spełnienia wymogów wyznaczenia, a w przypadku krajowych monopolii prawnych, za zatwierdzanie opłat pobieranych przez NEMO lub metod wyznaczania opłat pobieranych przez NEMO. Państwa członkowskie mogą ustalić, że organami wyznaczającymi są organy inne niż organy regulacyjne. W tych okolicznościach państwa członkowskie zapewniają, aby organ wyznaczający posiadał takie same prawa i obowiązki jak prawa i obowiązki, które posiadają organy regulacyjne w celu skutecznego wykonywania ich zadań.	Art. 56 ust. 1 pkt 51	51) w art. 56: a) w ust.1: – po pkt 50 dodaje się pkt 51–54 w brzmieniu: „51) będąc wyznaczonym operatorem rynku energii elektrycznej, nie przestrzega obowiązków wynikających z art. 4 ust. 5, art. 7 ust. 1–4, art. 9 ust. 1, 12 i 14, art. 10, art. 12, art. 36, art. 37, art. 39–41, art. 46 ust. 2, art. 47 ust. 4, art. 48 ust. 1, 3 i 4, art. 50, art. 52 ust. 1 i 2, art. 53, art. 54, art. 58 ust. 3, art. 59 ust. 5, art. 60, art. 62, art. 75 ust. 3 oraz art. 80 ust. 1 i 4 rozporządzenia 2015/1222, w tym przekazuje informacje nieprawdziwe lub niepełne;

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany rozporządzenia			
	Uzupełnienie umożliwienia stosowania			
2.	Tytuł dyrektywy			
	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 326 z 08.12.2011, str. 1). Stosowanie niniejszego rozporządzenia umożliwiono ustawą z dnia 11 września 2015 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.			
3.	<i>Instytucja odpowiedzialna za umożliwienie stosowania rozporządzenia</i>			
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska			
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy rozporządzenia			
	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - <i>Prawo energetyczne</i> (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 875, 1086, 1378 i 1565)			
5.	Jednostka redakcyjna rozporządzenia	Treść przepisu rozporządzenia 1227/2011	Jednostka redakcyjna projektu ustawy	Treść przepisu projektu ustawy
1	2	3	4	5
	Art. 2 pkt 7	7) „uczestnik rynku” oznacza każdą osobę, w tym operatorów systemów przesyłowych, która przeprowadza transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii;	Art. 1 pkt 2 lit. i – dot. Art. 3 pkt 54	i) pkt 54 otrzymuje brzmienie: „54) uczestnik rynku – osobę fizyczną, osobę prawną oraz jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej, której ustawa przyznaje zdolność prawną, zawierającą transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii elektrycznej lub paliw gazowych w rozumieniu art. 2 pkt 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii;” Uzasadnienie: Uwaga stanowi uwzględnienie uwagi Prezesa URE i

				dostosowanie treści definicji do specyfikacji polskiego systemu prawnego. W sprawozdaniu z działalności Prezesa URE za 2017 r. na str. 20 czytamy: Ustawa – Prawo energetyczne w art. 3 definiuje uczestnika rynku odwołując się do definicji uczestnika rynku zawartej w art. 2 pkt 7 rozporządzenia REMIT. Należy natomiast zauważyć, że w myśl rozporządzenia REMIT „uczestnik rynku” oznacza każdą osobę, w tym operatorów systemów przesyłowych, która przeprowadza transakcje, obejmujące składanie zleceń, na co najmniej jednym hurtowym rynku energii. Z kolei „osoba” oznacza osobę fizyczną lub prawną. Natomiast przepisy prawa polskiego (kodeks cywilny oraz ustawa – Prawo energetyczne) rozróżniają następujące podmioty: osobę fizyczną, osobę prawną lub jednostkę organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej. Wydaje się, że literalne brzmienie ww. definicji uczestnika rynku może wyłączyć spod nadzoru przewidzianego w rozporządzeniu REMIT grupę podmiotów na polskim hurtowym rynku energii, które nie są osobami fizycznymi lub osobami prawnymi w rozumieniu prawa krajowego. W związku z powyższym wydaje się zasadne doprecyzowanie definicji uczestnika rynku biorąc pod uwagę specyfikę krajowych przepisów prawa. Zaproponowana w projekcie ustawy zmiana definicji uczestnika rynku wychodzi naprzeciw temu postulatowi.

TABELA ZGODNOŚCI

1.	Nr celex / nr naturalny / zmiany dyrektywy			
	Uzupełnienie implementacji			
2.	Tytuł rozporządzenia			
	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010			
3.	Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie			
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska			
4.	Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy			
	Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw			
5.	Jednostka redakcyjna rozporządzenia	Treść przepisu rozporządzenia nr 2009/73/WE	Jednostka redakcyjna projektu ustawy	Treść przepisu projektu ustawy
1	2	3	4	5
	art. 5 ust. 4, art. 7 ust. 6 oraz art. 14 ust. 1, ust. 6 lit. a i b oraz ust. 7	Art. 5 ust. 4 4. Operatorzy systemów przesyłowych zapewniają stałą fizyczną zdolność przesyłu gazu w obu kierunkach (zwaną dalej „zdolnością przepływu w obu kierunkach”) na wszystkich połączeniach międzysystemowych między państwami członkowskimi, z wyjątkiem: a) przypadków podłączeń do instalacji produkcyjnych, instalacji LNG i sieci dystrybucyjnych; lub	Art. 4 pkt 1	1) w art. 63: a) w ust. 1 dodaje się pkt 21 w brzmieniu: „21) będąc przedsiębiorstwem energetycznym, nie przestrzega obowiązków określonych w art. 5 ust. 4, art. 7 ust. 6 oraz art. 14 ust. 1, ust. 6 lit. a i b oraz ust. 7 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. Urz. UE L 280 z 28.10.2017, str. 1);”;

		b) sytuacji, gdy przyznano odstępstwo od tego obowiązku, po przeprowadzeniu szczegółowej oceny oraz po konsultacjach z innymi państwami członkowskimi i z Komisją zgodnie z załącznikiem III. W odniesieniu do procedury zapewnienia lub zwiększenia zdolności przepływu w obu kierunkach na połączeniu międzysystemowym lub procedury uzyskania lub przedłużenia odstępstwa od tego obowiązku zastosowanie ma załącznik III. Komisja podaje do wiadomości publicznej i uaktualnia wykaz odstępstw. Art. 7 ust. 6 6. Przedsiębiorstwa gazowe, odbiorcy przemysłowi gazu, odpowiednie organizacje reprezentujące interesy odbiorców będących gospodarstwami domowymi i odbiorców przemysłowych gazu, a także państwa członkowskie oraz – jeżeli nie są one właściwymi organami – krajowe organy regulacyjne, współpracują z właściwymi organami i na żądanie przekazują im wszystkie informacje niezbędne do wspólnych i krajowych ocen ryzyka. Art. 14 ust. 1, ust. 6 lit. a i b oraz ust. 7 1. W przypadku gdy państwo członkowskie ogłosiło jeden ze stanów kryzysowych, o których mowa w art. 11 ust. 1, przedsiębiorstwa gazowe,		

		których to dotyczy, codziennie udostępniają właściwemu organowi danego państwa członkowskiego w szczególności następujące informacje: a) dzienne prognozy zapotrzebowania na gaz i dostaw gazu na kolejne trzy dni w milionach metrów sześciennych na dobę (mln m³/dobę); b) wielkość dziennego przepływu gazu we wszystkich transgranicznych punktach wejścia i punktach wyjścia, a także we wszystkich punktach przyłączenia instalacji produkcyjnej, instalacji magazynowej lub terminala LNG do sieci, w milionach metrów sześciennych na dobę (mln m³/dobę); c) wyrażony w dniach okres, przez który zgodnie z szacunkami można zapewnić dostawy gazu dla odbiorców chronionych. 6. Aby umożliwić właściwym organom i Komisji dokonanie oceny sytuacji w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu na szczeblu krajowym, regionalnym i unijnym, każde przedsiębiorstwo gazowe przekazuje: a) zainteresowanemu właściwemu organowi – następujące szczegółowe informacje na temat umów na dostawy gazu mających wymiar transgraniczny, których okres obowiązywania jest dłuższy niż rok i które dane		

		przedsiębiorstwo gazowe zawarło w celu zakupu gazu: (i) okres obowiązywania umowy; (ii) określone w umowie roczne ilości gazu; (iii) określone w umowie maksymalne dzienne ilości gazu w przypadku stanu alarmowego i stanu nadzwyczajnego; (iv) określone w umowie punkty dostawy; (v) minimalne dzienne i miesięczne ilości gazu; (vi) warunki wstrzymania dostaw gazu; (vii) wskazanie, czy dana umowa pojedynczo lub łącznie z umowami danego przedsiębiorstwa gazowego z tym samym dostawcą lub z przedsiębiorstwami powiązanymi z tym dostawcą powoduje osiągnięcie progu 28 %, którym mowa w ust. 6 lit. b), w najbardziej dotkniętym państwie członkowskim lub przekroczenie tego progu; b) właściwemu organowi najbardziej dotkniętego państwa członkowskiego – informacje na temat swoich umów na dostawę gazu na okres dłuższy niż rok, niezwłocznie po ich zawarciu lub zmianie, zawartych lub zmienionych od dnia 1 listopada 2017 r., które pojedynczo lub łącznie z umowami danego przedsiębiorstwa gazowego z tym samym dostawcą lub przedsiębiorstwami powiązanymi z tym dostawcą odpowiadają ekwiwalentowi co najmniej 28 % rocznego zużycia gazu w tym państwie członkowskim obliczonego na podstawie najnowszych dostępnych danych. Ponadto do dnia 2 listopada		

		2018 r. przedsiębiorstwa gazowe przekazują właściwemu organowi informacje na temat wszystkich obowiązujących umów spełniających te same warunki. Obowiązek przekazywania informacji nie obejmuje informacji dotyczących cen i nie ma zastosowania do zmian dotyczących jedynie cen gazu. Obowiązek przekazywania informacji ma również zastosowanie do wszystkich umów handlowych mających znaczenie dla wykonywania umowy na dostawy gazu, z wyłączeniem informacji dotyczących cen. Właściwy organ przekazuje Komisji w formie zanonimizowanej dane wymienione w akapicie pierwszym lit. a). W przypadku zawierania nowych umów lub wprowadzania zmian w obowiązujących umowach pełny zbiór danych jest przekazywany do końca września danego roku. W przypadku gdy właściwy organ ma wątpliwości, czy dana umowa, o której uzyskał informacje na podstawie akapitu pierwszego lit. b), stwarza zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw gazu do państwa członkowskiego lub regionu, powiadamia o tej umowie Komisję. 7. W przypadkach należycie uzasadnionych potrzebą zagwarantowania przejrzystości kluczowych umów na dostawy gazu mających znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw gazu i w przypadku gdy właściwy organ najbardziej dotkniętego państwa członkowskiego lub Komisja		

		uznają, że umowa na dostawy gazu może zagrozić bezpieczeństwu dostaw gazu w państwie członkowskim, regionie lub w Unii, właściwy organ państwa członkowskiego lub Komisja mogą zażądać od przedsiębiorstwa gazowego przedłożenia umowy, z wyłączeniem informacji dotyczących cen, do celów dokonania oceny jej wpływu na bezpieczeństwo dostaw. Żądanie to musi być uzasadnione i może również dotyczyć szczegółów wszelkich innych umów handlowych mających znaczenie dla wykonywania umowy na dostawę gazu, z wyłączeniem informacji dotyczących cen. W uzasadnieniu uwzględnia się proporcjonalność powiązanego obciążenia administracyjnego.		

ODWRÓCONA TABELA ZGODNOŚCI

1.	<i>Instytucja odpowiedzialna za wdrożenie dyrektywy</i>	
	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	
2.	<i>Akt prawny, na mocy którego wdrażane są przepisy dyrektywy</i>	
	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - <i>Prawo energetyczne</i> (Dz. U z 2020 r. poz. 833, 843, 875, 1086, 1378 i 1565)	
3.	Treść przepisu projektu ustawy wykraczający poza implementację prawa UE	Uzasadnienie wprowadzenia
1	2	3
	2) w art. 3: e) w pkt 12 po lit b dodaje się lit. c w brzmieniu: „12) przedsiębiorstwo energetyczne - podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie: a) wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi lub b) przesyłania dwutlenku węgla, lub c) przeładunku paliw ciekłych;”,	Przepis ten w obecnym brzmieniu nie zawiera odwołania do podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w zakresie przeładunku paliw ciekłych. Należy zatem uznać, że zawarte w ustawie odwołania do pojęcia przedsiębiorstwa energetycznego nie dotyczą podmiotów prowadzących działalność ograniczoną do przeładunku paliw ciekłych (która to działalność wymaga koncesji). Powoduje to, iż np. nie jest możliwe wezwanie takiego podmiotu do udzielenia informacji na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Zmiana jest konsekwencją przyjęcia uwagi Prezesa URE.
	2) w art. 3: b) pkt 10k otrzymuje brzmienie: „10k) magazyn energii elektrycznej – instalację umożliwiającą magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej;”,	Potrzeba i cel uchwalenia projektowanej ustawy Regulacja ma na celu stworzenie warunków dla rozwoju zastosowań magazynów energii elektrycznej, w tym usunięcie barier, które obecnie uniemożliwiają inwestorom uzyskanie korzyści ekonomicznych ze stosowania magazynowania energii elektrycznej.

	f) pkt 13a otrzymuje brzmienie: „13a) odbiorca końcowy - odbiorcę dokonującego zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz paliw gazowych zakupionych w celu ich zużycia na potrzeby przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;”, j) pkt 59 otrzymuje brzmienie: „59) magazynowanie energii elektrycznej – przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną;”, 12) w art. 7: a) po ust. 2a dodaje się ust. 2b-2d w brzmieniu: „2b. Umowa o przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej, oprócz postanowień wskazanych w ust. 2, powinna zawierać również postanowienia określające parametry magazynu energii elektrycznej, w szczególności łączną moc zainstalowaną elektryczną magazynu energii elektrycznej wyrażoną w kW,	Obserwowany w ostatnich latach szybki rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej, w szczególności w oparciu o technologie bateryjne, otworzył nowe możliwości jej praktycznego wykorzystania w różnych obszarach systemu elektroenergetycznego, czego obecny system regulacji nie uwzględnia. Ocenia się, że magazynowanie energii elektrycznej na szeroką skalę będzie stanowić kluczowy czynnik usprawniający funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, w szczególności wpływając z jednej strony na możliwość absorpcji większych wolumenów generacji ze odnawialnych źródeł energii, zwanych dalej „źródła” OZE, z drugiej zaś na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W szczególności wykorzystanie magazynowania energii elektrycznej stworzy możliwości szybkiej reakcji na zmieniające się zapotrzebowania na moc w KSE, poprawi warunki napięciowe funkcjonowania sieci, pozytywnie wpłynie na zakres prowadzonych inwestycji w sieć dzięki możliwości wykorzystania magazynowania energii elektrycznej zamiast inwestycji sieciowych, pozwoli na poprawę wykorzystania energii ze źródeł OZE o niestabilnej charakterystyce, itd. Zidentyfikowane bariery prawne i regulacyjne W oparciu o dotychczasowe doświadczenia związane z realizowanymi lub przygotowywanymi projektami wykorzystania

	pojemność nominalną wyrażoną w kWh i sprawność magazynu energii elektrycznej. 2c. Sprawność magazynu energii elektrycznej rozumie się jako stosunek energii elektrycznej wyprowadzonej z magazynu energii elektrycznej do energii elektrycznej wprowadzonej do tego magazynu, wyrażony w procentach, w ramach jednego pełnego cyklu pracy magazynu energii elektrycznej, przy wykorzystaniu nominalnej pojemności tego magazynu oraz ładowania i rozładowywania go mocą nominalną. 2d. Umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego do sieci elektroenergetycznej, w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej będzie stanowił część tej jednostki lub instalacji, powinna zawierać postanowienia określone w ust. 2 i 2b.”, b) po ust. 3b dodaje się ust. 3c–3e w brzmieniu: „3c. Wniosek o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej, oprócz informacji, o których mowa w ust. 3b, powinien zawierać również informacje określające parametry magazynu energii elektrycznej, w szczególności łączną moc zainstalowaną elektryczną magazynu energii elektrycznej wyrażoną w kW, pojemność nominalną wyrażoną w kWh i sprawność magazynu energii elektrycznej. 3d. Wniosek o określenie warunków przyłączenia dla jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego, w przypadku gdy magazyn energii elektrycznej	magazynów energii elektrycznej w KSE zidentyfikowane zostały następujące bariery: • Niespójne definicje i brak określenia magazynowania energii elektrycznej jako procesu energetycznego; • Nieokreślony status magazynowania energii elektrycznej w kontekście taryfowania i obowiązków koncesyjnych; • Brak przepisów określających szczegółowe wymagania techniczne i zasady przyłączenia do sieci magazynu energii elektrycznej; • Brak przepisów określających zasady współpracy magazynu energii elektrycznej z siecią elektroenergetyczną; • Brak przepisów określających zasady współpracy magazynów energii elektrycznej z jednostkami wytwórczymi, w tym ze źródłami OZE, których część stanowią oraz z instalacjami odbiorców końcowych; • Instalacje OZE z magazynami energii elektrycznej nie mają możliwości wykorzystania pełnego potencjału magazynowania w związku z zagrożeniem utraty wsparcia w sytuacji poboru energii z sieci elektroenergetycznej; • Brak w regulacjach dotyczących taryfowania odrębnych przepisów uwzględniających fakt, że energia elektryczna pobierana przez magazyn energii elektrycznej, która następnie jest wprowadzana do sieci nie jest zużyciem końcowym;

	będzie stanowił część tej jednostki wytwórczej lub instalacji, powinien zawierać informacje, o których mowa w ust. 3b i 3c. 3e. W przypadkach, o których mowa w ust. 3c i 3d, do wniosku o określenie warunków przyłączenia podmiot dołącza dodatkowo dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku.”, c) w ust. 8: – po pkt 5 dodaje się pkt 6 w brzmieniu: „6) za przyłączenie magazynu energii elektrycznej opłatę ustala się na podstawie jednej drugiej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.”, d) ust. 8a otrzymuje brzmienie: „8a. Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, zwaną dalej „zaliczką”, w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia, z zastrzeżeniem ust. 8b.”, e) ust. 8e otrzymuje brzmienie: „8e. W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się	• Niezdefiniowany status energii elektrycznej wprowadzanej do magazynu energii elektrycznej oraz energii wyprowadzanej z uwzględnieniem strat z magazynu energii elektrycznej w kontekście podatku akcyzowego oraz obowiązków przedstawiania do umorzenia świadectw pochodzenia (z OZE, z kogeneracji i efektywności energetycznej). W kontekście realizacji celów polityki energetycznej, w tym ograniczenia emisji CO₂ Polityka klimatyczna UE postrzega technologie magazynowania energii elektrycznej jako kluczowe dla wzrostu wykorzystania energii z OZE. Większe wykorzystanie magazynów energii wspiera zatem realizowanie ambitnych celów unijnej polityki w zakresie energii i klimatu, przewidującej ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 20% w 2020 r., 40% w 2030 r., a następnie 80% w roku 2050, zgodnie z założeniami EU Energy Roadmap. Realizacja powyższych oraz podejmowanie dalszych inicjatyw w obszarze rozwoju niskoemisyjnej gospodarki, jest dodatkowo wspierana przez konkluzje porozumienia 21 Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu z dnia 9 maja 1992 r. (ang: United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC), czyli tzw. Porozumienia Paryskiego, które stały się wiążące w listopadzie 2016 r. Obniżanie emisji gazów cieplarnianych w

	ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem: 1) przyłączanej jednostki wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW lub 2) przyłączanych urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW, lub 3) przyłączanego magazynu energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW, lub 4) przyłączanej jednostki wytwórczej, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana tego magazynu i jednostki wytwórczej jest nie większa niż 2 MW, lub 5) przyłączanej instalacji odbiorcy końcowego, której część będzie stanowił magazyn energii elektrycznej, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana tego magazynu i i moc przyłączeniowa instalacji odbiorcy końcowego jest nie większa niż 5 MW.”, f) w ust. 8g pkt 3 i 4 otrzymują brzmienie: „3) 60 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV, niewyposażonego w źródło ani w magazyn energii elektrycznej;	horyzoncie 2050 r. w różnych sektorach gospodarki przedstawia poniższy rysunek. Powyższe zobowiązania w zakresie ochrony klimatu i zmniejszania emisji w najbliższych dziesięcioleciach będą wpływać na podejmowanie dalszych działań w obszarze rozwoju i wykorzystania niskoemisyjnych źródeł energii elektrycznej, a także rozwiązań, które będą wspomagać wykorzystanie tych źródeł i stabilizować pracę sieci elektroenergetycznych. Warto zaznaczyć, że pomimo, iż magazyny energii elektrycznej nie są wprost wymienione w dokumentach strategicznych dla sektora energetycznego w Polsce, to poprzez wspieranie integracji OZE, wpisują się w realizację obowiązującej obecnie „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”. Dokument ten zakłada zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii co najmniej do poziomu 15% w 2020 roku oraz sukcesywne zwiększanie udziału tych źródeł w latach następnych. W kontekście obowiązujących kodeksów sieciowych wprowadzonych w życie rozporządzeniami Komisji Europejskiej. Wśród celów Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania wymienia się: „ułatwienie udziału usług zarządzania stroną popytową, w tym zagregowanych instalacji odbiorczych oraz

	4) 120 dni od dnia złożenia wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej – dla obiektu przyłączanego do sieci o napięciu wyższym niż 1kV wyposażonego w źródło lub magazyn energii elektrycznej;”, g) ust. 8g¹ otrzymuje brzmienie: „8g¹. W przypadku wniosku o wydanie warunków przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV terminy określone w ust. 8g liczone są od dnia wniesienia zaliczki.”; 18) w art. 9g: d) w ust. 4: – po pkt 2a dodaje się pkt 2b w brzmieniu: „2b) wymagań technicznych dla magazynów energii elektrycznej;”, 25) w art. 16: b) w ust. 7 w pkt 7 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 8 w brzmieniu: „8) przedsięwzięcia w zakresie wykorzystywania magazynów energii elektrycznej, o ile operator systemu dystrybucyjnego, przesyłowego lub połączonego elektroenergetycznego uzna, że jest to uzasadnione technicznie dla zapewnienia dostaw energii elektrycznej, oraz wykaże, w analizie kosztów i korzyści, że wykorzystanie magazynu energii elektrycznej przyniesie korzyści i nie będzie się wiązało z niewspółmiernie wysokimi kosztami – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.”,	magazynów energii, przy jednoczesnym zapewnieniu im równych szans w konkurencji z innymi usługami bilansującymi, a w razie potrzeby zapewnieniu im możliwości niezależnego działania przy obsłudze pojedynczej instalacji odbiorczej”. Magazynowanie, traktowane jako usługa zarządzania stroną popytową, ma mieć zatem zagwarantowane równe szanse w konkurencji z innymi usługami bilansującymi. Dodatkowo, jeśli wystąpi taka potrzeba, ma mieć możliwość niezależnego działania przy obsłudze pojedynczej instalacji odbiorczej. Na podstawie przepisów tego samego rozporządzenia, w warunkach dla dostawców usług bilansujących należy umożliwić zakładom magazynowania (ang. energy storage facilities) świadczenie usług bilansujących oraz uzyskanie statusu dostawców usług bilansujących. Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci odnosi się do kwestii magazynów w przepisach dot. zakresu jego stosowania, stanowiąc wprost, że nie należy przedmiotowego rozporządzenia stosować do urządzeń magazynowania, z wyjątkiem szczytowo-pompowych modułów wytwarzania energii. Analogiczny przepis znajduje się w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r.

	c) po ust. 8 dodaje się ust. 8a w brzmieniu: „8a. Analiza, o której mowa w ust. 7 pkt 8, obejmuje w szczególności porównanie kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz wykorzystania magazynu energii elektrycznej w celu zapewnienia dostaw energii elektrycznej.”, 32) w art. 32 w ust. 1: b) pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) magazynowania: a) energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW, b) paliw gazowych w instalacjach magazynowych jak również magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych w instalacjach magazynowania paliw ciekłych lub instalacjach przeładunku paliw ciekłych, z wyłączeniem lokalnego magazynowania gazu płynnego w instalacjach o przepustowości poniżej 1 MJ/s;”, 38) w art. 35: b) po ust. 1c dodaje się ust. 1d w brzmieniu: „1d. Wniosek o udzielenie koncesji na magazynowanie energii elektrycznej powinien ponadto zawierać dane określone w art. 43g ust. 6 pkt 2.”, 44) po art. 43f dodaje się art. 43g w brzmieniu: „Art. 43g. 1. Operator systemu elektroenergetycznego prowadzi, w postaci elektronicznej, rejestr magazynów energii elektrycznej przyłączonych do jego sieci, stanowiących jej	ustanawiającym kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru. Zatem rozporządzenia dotyczące przyłączenia jednostek wytwórczych i instalacji odbiorczych nie regulują kwestii przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci, z wyjątkiem przypadków dotyczących modułów wytwarzania energii elektrowni szczytowo-pompowych. Z kolei rozporządzenie Komisji ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych reguluje wyłącznie kwestię wykorzystania jednostek magazynowania energii SGU w sytuacjach kryzysowych. W kontekście Planu Rozwoju Elektromobilności w Polsce (PRE) Przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 16 marca 2017 r. Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce, zwany dalej „PRE” wyznacza cel 1 mln pojazdów elektrycznych w Polsce do roku 2025 r. Osiągnięcie tego celu wiązać się będzie z dodatkowym popytem na moc i energię elektryczną i stworzeniem odpowiednich warunków dla rozwoju elektromobilności. Rozwój elektromobilności jest również szansą na rozwój systemów magazynowania energii. Zgodnie z PRE: „Z punktu widzenia wykorzystania pojazdów elektrycznych dla stabilizacji pracy sieci niezbędne jest zoptymalizowanie rozmieszczenia stacji ładowania, zwłaszcza

	część lub wchodzących w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do jego sieci, zgodnie z wzorem określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9. 2. W przypadku gdy właściwym do dokonania wpisu do rejestru, o którym mowa w ust. 1, może być więcej niż jeden operator systemu elektroenergetycznego, wpisu do tego rejestru dokonuje operator wybrany przez posiadacza magazynu energii elektrycznej. 3. Wpisowi do rejestru, o którym mowa w ust. 1, podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW. 4. Operator systemu elektroenergetycznego jest obowiązany wpisać magazyn energii elektrycznej do rejestru, o którym mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji lub otrzymania informacji, o której mowa w ust. 5. 5. W przypadku gdy magazyn energii elektrycznej wchodzi w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci danego operatora systemu elektroenergetycznego, posiadacz magazynu jest obowiązany przekazać temu operatorowi informację, zgodnie z wzorem określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, zawierającą dane, o których mowa w ust. 6, w terminie 7 dni od dnia oddania tego magazynu do eksploatacji. 6. Rejestr, o którym mowa w ust. 1, zawiera: 1) oznaczenie posiadacza magazynu energii elektrycznej, w tym: a) imię i nazwisko albo nazwę wraz z oznaczeniem formy prawnej posiadacza magazynu energii elektrycznej,	szybkich stacji ładowania, pod kątem parametrów sieci. W celu uniknięcia kosztownej modernizacji sieci na potrzeby szybkich punktów ładowania uzasadniona jest instalacja zasobników energii elektrycznej. Zasobniki ładowałyby się w nocy, oddając energię w dzień zarówno na potrzeby pojazdów elektrycznych, jak i sieci gdy zajdzie taka konieczność. Podwójna rola zasobników pozwoli skrócić okres zwrotu z inwestycji, który w przypadku budowania samych stacji ładowania jest dziś nieakceptowalnie długi z punktu widzenia inwestycji stricte komercyjnych. Wymaga to stworzenia nowego modelu biznesowego, w którym podmiot odpowiedzialny za stabilność pracy KSE wynagradza właściciela stacji wyposażonej w zasobnik za gotowość świadczenia usługi na rzecz sieci.” str. 28, „Warunkiem skutecznego przesunięcia zapotrzebowania na moc w ciągu doby jest wywołanie reakcji cenowej u konsumentów, co można osiągnąć poprzez zróżnicowanie cen energii w zależności od zapotrzebowania rynku. W tym celu konieczne jest dostosowanie taryf strefowych lub wprowadzenie chwilowych sygnałów cenowych dla odbiorcy (tzw. taryfy dynamiczne). Niezbędnym dopełnieniem rozbudowanego systemu taryfowego jest upowszechnienie rozwiązań z zakresu inteligentnej sieci, w tym liczników zdalnego odczytu oraz zasobników energii, tam

b) miejsce prowadzenia działalności gospodarczej, siedzibę oraz jej adres, c) numer PESEL albo numer identyfikacji podatkowej (NIP), o ile taki posiada; 2) oznaczenie magazynu energii elektrycznej zawierające: a) określenie technologii wykorzystywanej do magazynowania energii elektrycznej, b) dane dotyczące łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej określonej w kW, c) dane dotyczące pojemności magazynu energii elektrycznej określonej w kWh, d) sprawność magazynu energii elektrycznej, e) maksymalną moc ładowania wyrażoną w kW, f) maksymalną moc rozładowania wyrażoną w kW, g) miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej, h) wskazanie, czy magazyn energii elektrycznej stanowi część jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego; 3) tytuł prawny do posiadanego magazynu energii elektrycznej. 7. Rejestr, o którym mowa w ust. 1, jest jawny i udostępniany przez operatora systemu elektroenergetycznego na jego stronie internetowej, z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych. 8. Posiadacz magazynu energii elektrycznej powiadamia operatora systemu elektroenergetycznego o wszelkiej zmianie danych określonych w ust. 6 w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych. Operator systemu elektroenergetycznego jest	gdzie będzie to uzasadnione” str. 14. Wśród działań wykonawczych, w Załączniku nr 5 do PRE, w proponowanych działaniach wskazana została instalacja zasobników energii elektrycznej i oczekiwane efekty w kolejnych latach. Zgodnie z projektem planu rozwoju sieci przesyłowej, w kontekście rozwoju elektromobilności, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zamierzają m.in. zidentyfikować możliwe mechanizmy, których wdrożenie mogłoby pozwolić na zarządzanie zwiększonym zapotrzebowaniem na moc i energię. Głównym celem tych mechanizmów będzie stymulowanie procesów ładowania pojazdów, w taki sposób, aby przy maksymalizacji użyteczności dla użytkowników aut elektrycznych, zapewnić optymalny przebieg krzywej zapotrzebowania na moc generowanego przez pojazdy elektryczne. Ponadto zgodnie z ww. planem w kontekście zmian zachodzących na rynku energii pojawia się potrzeba zwiększenia elastyczności i bezpieczeństwa KSE oraz konieczność zwiększenia poziomu mocy rezerwowych w KSE.

	obowiązany do zaktualizowania tych danych w terminie 14 dni od dnia otrzymania powiadomienia. 9. Minister właściwy do spraw energii określi, w drodze rozporządzenia, wzór rejestru magazynów energii elektrycznej, wzór informacji, o której mowa w ust. 5, oraz jej aktualizacji, a także format danych zamieszczanych w rejestrze magazynów energii elektrycznej, kierując się koniecznością ujednolicenia formy przekazywania informacji dotyczących magazynów energii elektrycznej oraz możliwością agregowania informacji zawartej w rejestrach magazynów energii elektrycznej prowadzonych przez operatorów systemu elektroenergetycznego.”; 45) w art. 45: a) w ust. 1: – wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „1. Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej, o którym mowa w art. 32 ust. 1, z wyłączeniem magazynowania energii elektrycznej. Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający:”, b) po ust. 1h dodaje się ust. 1i i 1j w brzmieniu: „1i. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty uzasadnione związane z tworzeniem i funkcjonowaniem systemu pomiarowego, systemu zdalnego odczytu lub	

	centralnego systemu informacji rynku energii oraz wykonywania innych zadań wynikających z ustawy, w szczególności wykonywania zadań operatora informacji rynku energii. 1j. W kosztach działalności operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty uzasadnione związane z wybudowaniem przez niego magazynu energii elektrycznej stanowiącego część jego sieci i funkcjonowaniem tego magazynu.”, c) dodaje się ust. 9–13 w brzmieniu: „9. W rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za energię elektryczną pobraną z sieci elektroenergetycznej przez magazyn energii elektrycznej, przedmiotem rozliczenia jest różnica energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej i energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym. 10. W rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za moc umowną określoną dla magazynu energii elektrycznej, z wyłączeniem rozliczeń za przekroczenie mocy umownej, moc ta na potrzeby rozliczeń jest pomniejszana o iloczyn mocy umownej i współczynnika określonego przez stosunek energii elektrycznej wprowadzonej do	

	sieci przez magazyn energii elektrycznej do energii elektrycznej pobranej z sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym. 11. Jeżeli magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej, w rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za energię elektryczną pobraną z sieci przez ten magazyn, przedmiotem rozliczenia jest różnica energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej i energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym, ustalona w oparciu o wskazania układu pomiarowo-rozliczeniowego tego magazynu, o którym mowa w ust. 13. 12. Jeżeli magazyn energii elektrycznej jest częścią jednostki wytwórczej, w rozliczeniach za świadczone usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w zakresie opłat za moc umowną określoną dla tego magazynu, z wyłączeniem rozliczeń za przekroczenie mocy umownej, moc ta na potrzeby rozliczeń jest pomniejszana o iloczyn mocy umownej i współczynnika określonego przez stosunek energii elektrycznej wprowadzonej do sieci przez magazyn energii elektrycznej do energii elektrycznej pobranej z sieci przez ten magazyn w danym okresie rozliczeniowym. 13. Magazyn energii elektrycznej będący częścią jednostki wytwórczej wyposaża się w układ pomiarowo-rozliczeniowy rejestrujący ilość energii elektrycznej wprowadzonej do magazynu energii elektrycznej i	

	wyprowadzonej z tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo-rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez tę jednostkę.”; 46) w art. 46: a) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określi, w drodze rozporządzenia, sposób kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną, biorąc pod uwagę politykę energetyczną państwa, zapewnienie pokrycia uzasadnionych kosztów przedsiębiorstw energetycznych, w tym kosztów ich rozwoju, ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i opłat, poprawę efektywności dostarczania i wykorzystywania energii elektrycznej, koszty instalowani u odbiorców końcowych liczników zdalnego odczytu, równoprawne traktowanie odbiorców, eliminowanie subsydiowania skrośnego, przejrzystość cen i stawek opłat oraz potrzebę rozwoju drogowego elektrycznego transportu publicznego i magazynowania energii elektrycznej.”, b) w ust. 4: – po pkt 7 dodaje się pkt 7a w brzmieniu: „7a) sposób prowadzenia rozliczeń za energię elektryczną pobieraną z sieci i wprowadzaną do sieci przez magazyn energii elektrycznej, w tym	

	określenie szczegółowego sposobu obliczania współczynnika, o którym mowa w art. 45 ust. 10;”; Art. 5. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. 2020 r. poz. 722 i 1747): 1) w art. 2 w pkt 19 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „nabywca końcowy – podmiot nabywający energię elektryczną, nieposiadający koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 1086, 1378, 1565 i...), z wyłączeniem:”; 2) w art. 9 a) ust. 1 pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) sprzedaż energii elektrycznej nabywcy końcowemu na terytorium kraju, w tym przez podmiot nieposiadający koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, który wyprodukował tę energię;”; b) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Za zużycie energii elektrycznej nie uznaje się strat powstałych w wyniku przesyłania, dystrybucji lub magazynowania energii elektrycznej, z wyłączeniem	

	energii zużytej w związku z jej przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem oraz energii elektrycznej pobranej nielegalnie.”. Art. 7. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086 i 1503) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 2: a) pkt 11a otrzymuje brzmienie: „11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii: a) wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, z którym może być połączony magazyn energii elektrycznej stanowiący jego część, przyłączonych do tej samej sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz: – żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, – urządzenia wytwórcze wchodzące w skład tego zespołu mogą być wyposażone w jeden albo w kilka układów wyprowadzenia mocy, w ramach jednego albo kilku punktów przyłączenia, – łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,	

	– zespół ten jest zlokalizowany na obszarze jednego powiatu albo nie więcej niż 5 gmin graniczących ze sobą albo b) instalację odnawialnego źródła energii wraz z magazynem energii elektrycznej, przyłączonymi w jednym miejscu przyłączenia, przy czym magazyn energii elektrycznej posiada zdolność wyprowadzenia mocy do sieci elektroenergetycznej na poziomie co najmniej 40% mocy zainstalowanej tej instalacji odnawialnego źródła energii przez co najmniej 4 godziny;”, b) w pkt 13 część wspólna otrzymuje brzmienie: „– a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej lub magazyn biogazu rolniczego;”, c) w pkt 16 lit. b otrzymuje brzmienie: „b) stratami energii elektrycznej i ciepła powstającymi podczas ich przesyłania i dystrybucji oraz magazynowania energii elektrycznej;”, d) pkt 17 otrzymuje brzmienie: „17) magazyn energii – magazyn energii elektrycznej w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy – Prawo energetyczne;”; 3) w art. 5: a) w ust. 1 część wspólna otrzymuje brzmienie:	

	„– informuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.”, b) w ust. 2 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub magazynu energii elektrycznej, lub ich łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej – w terminie 14 dni od dnia zmiany tych danych;”; b) ust. 7 otrzymuje brzmienie: „7. W przypadku braku urządzeń pomiarowo–rozliczeniowych na zaciskach, o których mowa w ust. 6, dopuszcza się dokonywanie pomiarów w miejscu przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii do sieci operatora systemu elektroenergetycznego, pod warunkiem, że instalacja odnawialnego źródła energii lub hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii nie obejmuje magazynu energii elektrycznej.”,	

	c) dodaje się ust. 8 w brzmieniu: „8. Magazyn energii elektrycznej będący częścią instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii wyposaża się w układ pomiarowo–rozliczeniowy rejestrujący ilość energii elektrycznej wprowadzonej do magazynu energii elektrycznej i wyprowadzonej z tego magazynu, niezależnie od układu pomiarowo–rozliczeniowego rejestrującego ilość energii elektrycznej pobranej z sieci i wprowadzonej do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii lub hybrydową instalację odnawialnego źródła.”; 8) w art. 70a dodaje się ust. 5 w brzmieniu: „5. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na prawo do stałej ceny zakupu, o której mowa w ust. 1, oraz prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ust. 2, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.”; 9) w art. 71 dodaje się ust. 6 w brzmieniu: „6. Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na	

	uprawnienie do uczestniczenia w aukcji, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.”; 10)w art. 75 dodaje się ust. 9 w brzmieniu: „9.Magazynowanie energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii pozostaje bez wpływu na prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w art. 45 ust. 8.”; 12) w art. 92: c)dodaje się ust. 13–16 w brzmieniu: „13. Dopuszcza się pobieranie energii elektrycznej z sieci przez magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, pod warunkiem spełnienia wymagań, o których mowa w art. 45 ust. 8. 14. Jeżeli instalacja odnawialnego źródła energii lub hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii obejmuje magazyn energii elektrycznej, ilość energii elektrycznej, o której mowa w ust. 11, oblicza się jako różnicę pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z tej instalacji a ilością energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej, będący częścią tej instalacji, skorygowaną współczynnikiem sprawności magazynu energii elektrycznej.	

	15. Przez sprawność magazynu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 14, rozumie się stosunek energii elektrycznej wyprowadzonej z magazynu energii elektrycznej do energii elektrycznej wprowadzonej do tego magazynu, wyrażony w procentach, w ramach jednego pełnego cyklu pracy magazynu energii elektrycznej, przy wykorzystaniu nominalnej pojemności tego magazynu oraz ładowania i rozładowywania go mocą nominalną. 16. Jeżeli instalacja odnawialnego źródła energii lub hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii obejmuje magazyn energii elektrycznej, metoda proporcjonalna, o której mowa w ust. 12, uwzględnia ilość energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej zgodnie z zasadą określoną w ust. 14.”; 13) w art. 96 w ust. 3: a) po pkt 3 dodaje się przecinek i dodaje się pkt 4 w brzmieniu: „4) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej”, Art. 8. W ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 2 pkt 18 otrzymuje brzmienie: „18) magazyn energii elektrycznej – magazyn energii elektrycznej, o którym mowa w art. 3 pkt 10k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;”;	

	Art. 13. 1. Podmiot prowadzący w dniu wejścia w życie niniejszej ustawy działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej w rozumieniu ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW, może po dniu wejścia w życie niniejszej ustawy prowadzić tę działalność, pod warunkiem złożenia wniosku o udzielenie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki koncesji na magazynowanie energii elektrycznej, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. 2. Podmiot prowadzący w dniu wejścia w życie ustawy działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW oraz nie większej niż 10 MW jest obowiązany złożyć wniosek o wpis do rejestru magazynów energii elektrycznej zgodnie z art. 43g ustawy zmienianej w art. 1, w terminie do dnia 30 czerwca 2021 r. Art. 14. 1. Jeżeli podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy złożył wniosek o określenie warunków przyłączenia i wpłacił zaliczkę albo otrzymał warunki przyłączenia, ale nie zawarł umowy o przyłączenie do sieci ponosi opłatę za przyłączenie do sieci na zasadach określonych w art. 7 ust. 8 pkt 6 ustawy zmienianej w art. 1. 2. Jeżeli w przypadku, o którym mowa w ust. 1, wysokość wpłaconej zaliczki przekracza połowę rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, kwoty	

	stanowiące różnicę pomiędzy wysokością wpłaconej zaliczki a połową rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia podlegają niezwłocznie zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy do dnia zwrotu tej kwoty.	
2) w art. 3: f) w pkt 12a w lit. a po tiret czwarte dodaje się tiret piąte w brzmieniu: „–regazyfikacją,”		Przepis ma na celu dodanie do definicji przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo regazyfikacji gazu ziemnego, która stanowi nierozłączny proces w przeróbce gazu ziemnego.
7) w art. 5: a) po ust. 4b dodaje się ust. 4c w brzmieniu: „4c. Umowa sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowa kompleksowa dotycząca dostarczania tych paliw lub energii nie może być zawarta z odbiorcą końcowym w gospodarstwie domowym poza lokalem przedsiębiorstwa w rozumieniu ustawy z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta (Dz. U. z 2020 r. poz. 287). Umowa, o której mowa w zdaniu pierwszym, zawarta poza lokalem Art. 12. Do umów sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umów kompleksowych dotyczących dostarczania tych paliw lub energii, zawartych z odbiorcą końcowym w gospodarstwie domowym do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, nie stosuje się art. 5 ust. 4c ustawy zmienianej w art. 1.		Problem zawierania umów poza lokalem przedsiębiorstwa sygnalizowany był przez Prezesa URE kilkakrotnie (co potwierdza Najwyższa Izba Kontroli w Informacji o wynikach kontroli Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej, wskazując, że „Prezes URE kilkakrotnie zwracał się do Ministra Energii z propozycjami zmian legislacyjnych, w tym wprowadzenie zakazu sprzedaży w formule bezpośredniej akwizycji”, str. 10), wymaga pilnego rozwiązania w związku licznymi przypadkami oszustw i wprowadzania w błąd odbiorców paliw i energii w gospodarstwach domowych podczas sprzedaży bezpośredniej w tzw. formule door-to-door. Wobec powyższego proponuje się wprowadzenie zmian w ustawie – Prawo energetyczne, które pozwolą na wyeliminowanie lub znaczące zmniejszenie tego rodzaju niepożądanych zachowań. Ze skarg odbiorców wynika, że koncesjonariusze

		sprzedający energię elektryczną lub gaz ziemny w tzw. formule door-to-door (sprzedaż poza lokalem przedsiębiorstwa) - działający również za pośrednictwem wyspecjalizowanych agencji i przedstawicieli handlowych (akwizytorów) - dopuszczają się m.in. następujących niedozwolonych praktyk: • niepodawanie odbiorcom nazwy sprzedawcy lub wprowadzanie w błąd, co do nazwy sprzedawcy (podawanie się za pracowników innych podmiotów), • wprowadzanie odbiorców w błąd poprzez informowanie o obowiązku podpisywania nowych umów, aneksów do umów lub innych dokumentów związanych z dostarczaniem paliw gazowych i energii elektrycznej oraz podawanie nieprawdziwych przyczyn tego obowiązku (np. planowane zaprzestanie dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, czy też zmiana danych dotychczasowego sprzedawcy), • nieinformowanie odbiorców o dokonanej zmianie sprzedawcy oraz prawach i obowiązkach wynikających z tej procedury, • fałszowanie podpisów odbiorców, • nieuwzględnienie złożonych w terminie przez odbiorców odstąpień od zawartych poza lokalem koncesjonariusza umów kompleksowych. Agresywna polityka sprzedaży przedsiębiorstw energetycznych, powiązana z brakiem

	profesjonalizmu przedstawicieli handlowych tych przedsiębiorstw prowadzi do występowania licznych nieprawidłowości a nawet przestępstw w trakcie podpisywania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej. Przedstawiciele handlowi nastawieni na maksymalizację swoich zarobków wykorzystują niewiedzę odbiorców w gospodarstwach domowych, w szczególności osób starszych i często wprowadzając je w błąd doprowadzają do zawarcia niekorzystnej umowy. W 2018 roku ogólna ilość zgłoszeń tylko do Punktu Informacyjnego Odbiorców Energii i Paliw Gazowych (PI) wyniosła ok. 5000, w tym spraw dot. nieuczciwych praktyk rynkowych było blisko 600 (12%). Natomiast dane za rok 2019 wskazują na łączną ilość zgłoszeń 2995 w tym nieuczciwe praktyki rynkowe 395 (13%). Przy czym spadek spraw zgłaszanych do PI związany jest specyfiką roku 2019 i funkcjonowaniem tzw. „ustawy prądowej”, która spowodowała zamrożenie rynku energii, aktywności akwizycyjnej sprzedawców, spadek ofert i niepewność funkcjonowania w nowych otoczeniu prawnym. Warto jednak zauważyć, że % udział spraw zgłaszanych na nieuczciwe praktyki sprzedawców utrzymuje się na zbliżonym poziomie w kolejnych latach mimo podejmowanych działań przez Regulatora – cyklicznych spotkań z przedsiębiorstwami energetycznymi w celu

		omówienia nieprawidłowości i skarg oraz mimo deklaracji zarządów spółek do podjęcia środków zaradczych, w tym wewnętrznych procedur kontrolnych. Na marginesie warto podkreślić, że powyższe dane dotyczą tylko i wyłącznie zarejestrowanych zgłoszeń, które nie odzwierciedlają liczby rzeczywiście zaistniałych sytuacji. Wielu bowiem odbiorców nie wie do jakiego organu należy dokonać zgłoszenia a nawet gdy wie to tego nie czyni. Zakaz lub ograniczenie stosowania sprzedaży poprzez kanał „door to door” funkcjonuje także w innych Państwach Członkowskich. Przykładowo został on wprowadzony w Hiszpanii w październiku 2018 r. z powodu nieuczciwych praktyk rynkowych stosowanych przez sprzedawców na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych. Jak informuje przedstawiciel Regulatora hiszpańskiego, znaczący spadek kontraktów sprzedaży „door to door” zastąpiły inne kanały sprzedaży tj. sprzedaż internetowa i sprzedaż telefoniczna oraz zwiększyła się liczba punktów sprzedaży w centrach handlowych, na stacjach benzynowych i w innych miejscach publicznych. Ograniczenie sprzedaży „door to door” stosowane jest także w Czechach. W Czechach nie wprowadzono odgórnej regulacji dot. zakazu sprzedaży „door to door”, natomiast takie prawo zostało nadane władzom lokalnym i przykładowo odpowiednik naszego prezydenta, burmistrza czy wójta wydaje na

		danym obszarze odpowiednie zarządzenie. We Włoszech natomiast, co prawda nie ma bezpośredniego zakazu „door to door”, ale zasady stosowania tego kanału znajdują się w prawie, są także regulowane przez włoskiego regulatora L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) Regulator opracował tzw. "Code of commercial conduct", który zawiera wszystkie reguły i zasady stosowania kanału sprzedaży „door to door”. ARERA za złamanie kodeksu nakłada sankcje na sprzedawców, uzupełniając robi to także odpowiednik naszego UOKIK-u. W Belgii funkcjonuje natomiast sektorowe porozumienie, w którym znajdują się wszystkie zasady i obowiązki związane ze sprzedażą poza siedzibą przedsiębiorstwa, z wyszczególnieniem „door to door”. Dokument nazywa się “Agreement – The consumer in the liberalised markets for electricity and gas”. Porozumienie zawiera sankcje, a przyjęte zasady są obowiązkowe dla wszystkich sprzedawców (zasady są podpisywane przez pracowników sprzedawców). Rozwiązanie w zakresie kanału „door to door” są różne, co związane też jest z nieco odmienną kulturą prawną i biznesową jak i funkcjonowaniem Regulatora w relacji z przedsiębiorstwami energetycznymi. Jednak co najbardziej istotne temat jest podejmowany przez Regulatorów z innych Państw Członkowskich i skutecznie zakazywany bądź formalnie regulowany w celu

	ochrony konsumentów i najsłabszych odbiorców. Wprowadzanie zakazu zawierania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa nie ogranicza przy tym możliwości zawarcia takiej umowy na odległość (np. telefonicznie) czy w punkcie sprzedawcy umiejscowionym np. w galerii handlowej. Zakaz ten nie spowolni ani nie wstrzyma dokonywania zmian sprzedawcy. Wręcz przeciwnie, stworzenie systemu ochrony praw odbiorców powinno zmobilizować odbiorców do podejmowania aktywnych działań na rynku paliw gazowych i energii elektrycznej. Dodatkowo należy zaznaczyć, że obecnie Prezes URE nie dysponuje odpowiednimi narzędziami pozwalającymi na skuteczną ingerencję w przypadku nieuczciwych zachowań Sprzedawców. Aby Prezes URE mógł nakładać sankcje powinien mieć podstawę prawną w przepisach merytorycznych zakazujących danego typu zachowań. Obecnie, zagadnienie to można podciągnąć pod tzw. wady oświadczenia woli uregulowane w ustawie z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. z 2019 r. poz. 1145, 1495, z 2020 r. poz. 875.). Jednakże należy zaznaczyć, że właściwy jest wówczas sąd powszechny. Zgodnie z art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE właściwy jest jedynie w sprawie odmowy zawarcia umowy.

		Rozszerzenie właściwości tego organu o wszystkie zagadnienia związane z umowami wymagałoby zagwarantowaniu mu dodatkowych środków (ok. 20 etatów) co z kolei mogłoby zostać zakwestionowane ze względu na dodatkowe wydatki z budżetu Państwa. Należy zaznaczyć, że w pierwotnej wersji projektu rozszerzono uprawnienia Prezesa URE o sprawy związane ze zmianą umów. Jednakże ze względów finansowych szybko zrezygnowano z tych rozwiązań. Cofnięcie zaś koncesji jest instrumentem ostatecznym i wiąże się z przeprowadzeniem długotrwałej procedury związanej m.in. z możliwością zaskarżenia decyzji Prezesa URE. Zaproponowane narzędzie jest więc jedynym skutecznym środkiem, który może zapobiec ww. procederom a którego celem jest interes publiczny oraz ochrona uzasadnionego interesu konsumenta i jego prywatności.
	3) w art. 4h: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Przedsiębiorstwo energetyczne wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, może wystąpić do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o czasowe zwolnienie z obowiązków określonych w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 oraz art. 4e ust. 1 lub ograniczenie tych obowiązków, jeżeli świadczenie tych usług może spowodować dla przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo trudności ekonomiczne związane z realizacją	Proponuje się zmienić treść art. 4h ust. 1 i dodać ust. 3a oraz skreślić ust. 2, w celu doprecyzowania okoliczności, w których może nastąpić nieudostępnianie sieci alternatywnym sprzedawcom przez operatora sieci. Aktualne brzmienie wskazanych przepisów umożliwia blokowanie dostępu do sieci. Jednocześnie projektowany ust. 3b zapewnia uwzględnienie specyfiki lokalnych sieci gazowych, niepołączonych z innymi sieciami, w odniesieniu do których celowe jest utrzymanie możliwości odmówienia świadczenia usług

	zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów przewidujących obowiązek zapłaty za określoną ilość gazu ziemnego, niezależnie od ilości pobranego gazu, lub gdy świadczenie tych usług uniemożliwia wywiązanie się przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo z obowiązków w zakresie ochrony interesów odbiorców i ochrony środowiska.”, b) uchyla się ust. 2, c) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na podstawie uzasadnionego wniosku, o którym mowa w ust. 1, może, w drodze decyzji, czasowo zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem, dystrybucją lub transportem gazu ziemnego, magazynowaniem, skraplaniem lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego z nałożonych na nie obowiązków, o których mowa w art. 4 ust. 2, art. 4c, art. 4d ust. 1 oraz art. 4e ust. 1, lub ograniczyć te obowiązki.”, d) po ust. 3 dodaje się ust. 3a i 3b w brzmieniu: „3a. Przedsiębiorstwo energetyczne wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo może odmówić świadczenia usługi przesyłania, dystrybucji lub transportu gazu ziemnego, usługi magazynowania lub usługi skraplania gazu ziemnego określonych w ust. 1, po uzyskaniu prawomocnej decyzji, o której mowa w ust. 3, z wyłączeniem ust. 3b. 3b. Przedsiębiorstwo energetyczne wchodzące w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, prowadzące działalność gospodarczą w zakresie	przed uprawomocnieniem decyzji Prezesa URE w tym zakresie.

	dystrybucji paliw gazowych przy wykorzystaniu sieci gazowej zasilanej wyłącznie ze źródeł lokalnych i niepołączonej z innymi sieciami gazowymi, może w zakresie takiej sieci odmówić świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych przed złożeniem wniosku, o którym mowa w ust. 1, i uzyskaniem prawomocnej decyzji, o której mowa w ust. 3, pod warunkiem niezwłocznego wystąpienia do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o czasowe zwolnienie z obowiązku, o którym mowa w art. 4 ust. 2, podając uzasadnienie odmowy.”, e) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po uwzględnieniu wniosku przedsiębiorstwa energetycznego niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o zajęтым stanowisku do wniosku, o którym mowa w ust. 1, przekazując wraz z tym powiadomieniem informację dotyczącą zajętego stanowiska.”;	
	7) w art. 5: b) w ust. 6e zdanie pierwsze otrzymuje brzmienie: „Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej dostarcza odbiorcy tych paliw lub energii w gospodarstwie domowym kopię aktualnego zbioru praw konsumenta odpowiednio energii elektrycznej lub paliw gazowych oraz zamieszcza ją na swojej stronie internetowej wraz z informacją o aktualnym stanie prawnym.”,	Na str. 316 Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2017 r. czytamy: Z uwagi na brak jednolitości w postępowaniu oraz różną interpretację przez poszczególne spółki obrotu art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, w kontekście dostarczania i aktualizacji przez sprzedawców Zbioru Praw Konsumenta, celowym wydaje się doprecyzowanie treści przedmiotowego artykułu, tak aby w sposób nie budzący wątpliwości, wynikał z niego obowiązek sprzedawców do: a) dostarczenia odbiorcom w gospodarstwie domowym Zbioru Praw Konsumenta z aktualnym stanem prawnym na dzień

	c) po ust. 6f dodaje się ust. 6g w brzmieniu: „6g. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki aktualizuje zbiór praw konsumenta energii w oparciu o aktualny stan prawny. Przepis ust. 6f stosuje się odpowiednio.”; 49) w art. 56: a) w ust.1: – po pkt 16 dodaje się pkt 16a–16c w brzmieniu: „16a) nie przestrzega obowiązku dostarczenia odbiorcy końcowemu w gospodarstwie domowymkopii aktualnego zbioru praw konsumenta , o którym mowa w art. 5 ust. 6e zdanie pierwsze;	dostarczenia, b) w przypadku aktualizacji Zbioru Praw Konsumenta – dostarczenia odbiorcom w gospodarstwie domowym informacji o zakresie aktualizacji oraz miejscu, gdzie mogą zapoznać się z przedmiotowym dokumentem ujednoliconym do aktualnego stanu prawnego, c) zapewnienia publicznego dostępu do Zbioru Praw Konsumenta z aktualnym stanem prawnym. Celem wzmocnienia pozycji regulatora i możliwości realnego egzekwowania od przedsiębiorstw energetycznych wykonywania obowiązku nałożonego na nich przez ustawodawcę w art. 5 ust. 6e ustawy – Prawo energetyczne, zasadnym byłoby uzupełnienie obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne artykułem penalizującym w przypadku nie wykonywania przez spółki obrotu obowiązku wynikającego z art. 5 ust. 6e tejże ustawy, zarówno w odniesieniu do dostarczania odbiorcom aktualizacji Zbioru Praw Konsumenta, jak i zapewniania jego publicznego dostępu. Jakkolwiek nałożenie obowiązku dostarczania odbiorcy końcowemu aktualnego stanu prawnego mogłoby się wiązać z wysokimi kosztami po stronie spółek, które to w ostateczności i tak byłyby przeniesione w taryfie na tego odbiorcę, to obowiązek publikacji aktualnego stanu prawnego jest trafnym rozwiązaniem, które przyczyni się do

		pogłębienia świadomości odbiorcy końcowego na temat jego praw.
	9) po art. 5g dodaje się art. 5h w brzmieniu: „Art. 5h. 1. Rozliczanie dostarczanej energii elektrycznej, w przypadku jej zwrotu do sieci dystrybucyjnej albo sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej w następstwie hamowania pojazdu kolejowego, tramwaju oraz trolejbusa, następuje na podstawie różnicy ilości energii elektrycznej pobranej i zwróconej przez danego odbiorcę, ustalonej w oparciu o rzeczywiste wskazania urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. 2. Rozliczanie strat energii elektrycznej powstałych w sieci dystrybucyjnej oraz w sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej podczas dostarczania lub zwrotu tej energii następuje na podstawie umowy.”; 32) w art. 32 w ust. 1: a) w pkt 1 w lit. e średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. f w brzmieniu: „f) energii elektrycznej wprowadzonej do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdów, o których mowa w art. 5h ust. 1;”,	Projekt ustawy stwarza podstawę prawną dla tzw. rekuperacji energii elektrycznej zwracanej do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów. Z zagadnieniem tym zmierzyły się już niektóre Państwa Członkowskie UE. Np. w Niemczech przyjęto model, w którym zwracanie energii elektrycznej przez pojazdy kolejowe w ramach procesu rekuperacji nie podlega szczególnym ograniczeniom prawnym. Energia ta może być sprzedawana przez przewoźnika kolejowego eksploatującego pojazd kolejowy, którego silniki trakcyjne generują energię elektryczną w trybie pracy prądnicowej i zwraca ją do sieci trakcyjnej. Prawo niemieckie przewiduje stawki na energię elektryczną zwróconą do sieci trakcyjnej w wyniku procesu rekuperacji, lekko zróżnicowane w zależności od tego czy energia elektryczna jest wprowadzana w szczycie czy poza szczytem. Pozwala ono przewoźnikowi kolejowemu – uznanemu za wytwórcę rozproszonego – na otrzymywanie wynagrodzenia z tytułu unikniętych w wyniku rekuperacji kosztów korzystania z sieci elektroenergetycznej. Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania obejmą swoim zakresem podmiotowym pojazdy kolejowe (w tym metro), tramwaje i trolejbusy. Rozliczanie dostarczanej energii elektrycznej, w przypadku

		jej zwrotu do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdu kolejowego, tramwaju oraz trolejbusa będzie następowało na podstawie różnicy ilości energii elektrycznej pobranej i zwróconej przez danego odbiorcę, ustalonej w oparciu o rzeczywiste wskazania urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Rozliczanie strat energii elektrycznej powstałych w sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej oraz w sieci dystrybucyjnej podczas dostarczania lub zwrotu tej energii będzie następowało na podstawie umowy.
	10) w art. 6a: a) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. W przypadku braku zgody odbiorcy na zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, lub rozwiązać umowę sprzedaży tych paliw lub energii albo umowę kompleksową.”,	Przepis został rozszerzony o paliwa gazowe i ciepło ze względu na konieczność jego doprecyzowania. Ust 1 odnosi się również do paliw gazowych i ciepła.

	9) w art. 6a: b) dodaje się ust. 4–6 w brzmieniu: „4. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym może wystąpić do operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci jest przyłączony, o zainstalowanie za odpłatnością przedpłatowego układu pomiarowo–rozliczeniowego. 5. W przypadku, o którym mowa w ust. 4, operator systemu dystrybucyjnego instaluje przedpłatowy układ pomiarowo–rozliczeniowy w terminie 60 dni. 6. Realizacja obowiązku, o którym mowa w ust. 5, może nastąpić przez instalację licznika zdalnego odczytu, o którym mowa w art. 11t ust. 12.”;	Umożliwiono odbiorcy wystąpienie o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo – rozliczeniowego, wychodząc tym samym naprzeciw postulatowi zgłaszanemu OSD przez odbiorców końcowych, co w szczególności będzie miało znaczenie dla najemców, lokatorów, działkowiczów.
	11) w art. 6b: a) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Przedsiębiorstwo energetyczne, któremu odbiorca zwleka z zapłatą za usługi świadczone związane z dostarczaniem paliw gazowych lub energii, powiadamia na piśmie odbiorcę paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym lub odbiorcę paliw gazowych wykorzystującego te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli odbiorca ten nie ureguje zaległych i bieżących należności w okresie 14 dni od dnia otrzymania tego powiadomienia. Przedsiębiorstwo energetyczne w powiadomieniu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, informuje również, że	Przepis został rozszerzony o odbiorcę paliw gazowych wykorzystującego te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła ze względu na konieczność zrównania sytuacji prosumenta z konsumentem energii. Ponadto dodany ust. 4a ma na celu wzmocnienie ochrony konsumenta poprzez powiadomienie go o zamiarze wstrzymania dostaw z odpowiednim wyprzedzeniem aby konsument miał możliwość przedsięwzięcia odpowiednich środków. Stanowi do wypełnienie postulatów zgłaszanego m.in. przez Prezesa URE.

	wznowienie dostarczania energii elektrycznej może nastąpić pod nieobecność odbiorcy w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia odbiorcy. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy powinny być przygotowane przez odbiorcę w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po wznowieniu dostarczania energii elektrycznej, zgodną z odrębnymi przepisami.”, b) po ust. 4 dodaje się ust. 4a w brzmieniu: 4a. Odbiorca paliw gazowych wykorzystujący te paliwa do produkcji energii elektrycznej lub ciepła, któremu przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wstrzyma dostarczanie paliw gazowych, powiadamia na piśmie swoich odbiorców energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwach domowych o terminie wstrzymaniu dostarczania paliw gazowych i jego przyczynie oraz o okresie, w którym nastąpi przerwa w dostawie produkowanej przez niego energii elektrycznej lub ciepła, jeżeli wstrzymanie dostarczania paliw gazowych nastąpiło z powodu, o którym mowa w: 1) ust. 1 lub 4 – najpóźniej w dniu wstrzymania dostarczania tych paliw gazowych; 2) ust. 2 – niezwłocznie po otrzymaniu powiadomienia o zamiarze wstrzymania dostarczania paliw gazowych, o którym mowa w ust. 3.”;	
	18) w art. 9g: g) po ust. 5b dodaje się ust. 5c i 5d w brzmieniu: „5d. Operator systemu dystrybucyjnego oraz operator systemu przesyłowego dołącza do instrukcji, jako jej integralną część, istotne	Pomimo wielu lat funkcjonowania przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które wdrażały do polskiego systemu prawnego kolejne pakiety energetyczne UE nie zostały przełamane monopole grup energetycznych na sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców

	postanowienia odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania albo dystrybucji, której przedmiotem jest umożliwienie sprzedawcom sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenie usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora. Postanowienia te są wiążące dla operatorów przy zawieraniu umów ze sprzedawcami.”, h) ust. 8–8b otrzymują brzmienie: „8. Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej. 8a. Przepisu ust. 8, 8c i 8d nie stosuje się do instrukcji opracowanej przez: 1) przedsiębiorstwo, o którym mowa w art. 9d ust. 7; 2) operatora systemu skraplania gazu ziemnego, który jest operatorem na instalacjach skroplonego gazu ziemnego o łącznej zdolności regazyfikacji lub skraplania nie wyższej niż 150 mln m³ rocznie, co odpowiada 1 650 GWh rocznie. 8b. Operator lub przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 8a, w terminie 90 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7,	końcowych. Kolejne dyrektywy rynkowe UE kładły i kładą co raz silniejszy nacisk na rozdzielanie działalności polegającej na dystrybucji energii elektrycznej od sprzedaży tej energii oraz na prawo odbiorcy do wyboru sprzedawcy z poszanowaniem zasady ochrony interesów odbiorców końcowych oraz równoprawnego traktowania stron umowy. W rzeczywistości jednak nie ma mowy o jednakowej pozycji stron i nienarzucaniu warunków umów przez stronę silniejszą. Sytuacja ta wprost prowadzi do hamowania rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. By powyższemu, negatywnemu zjawisku zapobiec wyposażono regulatora w odpowiednie narzędzia pozwalające mu na ingerencję w relacje ukształtowane z pokrzywdzeniem jednej ze stron. W tym celu wprowadzono przepisy, na mocy których Prezes URE zatwierdzi instrukcję tylko wtedy jeżeli spełnia ona wymagania określone w ustawie, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. W innym przypadku Prezes URE będzie mógł wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, który przedłożył instrukcję, do jej zmiany w oznaczonym zakresie, wyznaczając mu w tym celu odpowiedni termin. W razie niewykonania wezwania w terminie, Prezes URE będzie mógł

	zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w swojej siedzibie do publicznego wglądu, opracowaną instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.”, i) po ust. 8b dodaje się ust. 8c–8e w brzmieniu: „8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, po przeprowadzeniu analizy informacji o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia lub w przypadku istotnej zmiany projektu instrukcji lub jej zmian, w uzasadnionym przypadku, może wezwać operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania lub operatora systemu skraplania gazu ziemnego do powtórzenia konsultacji, o których mowa w ust. 2, określając termin udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian. 8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję, jeżeli spełnia ona wymagania określone w ustawie, jest zgodna z przepisami odrębnymi, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. 8e. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania lub operatora systemu skraplania gazu ziemnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom	samodzielnie zmienić instrukcję w zakresie objętym wezwaniem i zatwierdzić ją w brzmieniu uwzględniającym wprowadzone przez nią zmiany.

	określonym w ust. 8d. W wezwaniu określa się zakres zmian oraz wyznacza odpowiedni termin na ich wprowadzenie. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w wyznaczonym terminie zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, z urzędu zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie.”, j) ust. 9–11 otrzymują brzmienie: „9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzoną instrukcję oraz instrukcję zmienioną w trybie określonym w ust. 8e zdanie trzecie. 10. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego zamieszczają na swoich stronach internetowych teksty ujednolicone obowiązujących instrukcji oraz udostępniają je do publicznego wglądu w swoich siedzibach. 11. Operator systemu połączonego jest obowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej lub instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej, lub instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego. Przepisy ust. 2–10 stosuje się odpowiednio.”, k) w ust. 12 zdanie drugie otrzymuje brzmienie:	

	„Instrukcja oraz metody, warunki, wymogi i zasady, o których mowa w zdaniu pierwszym, stanowią część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub skraplania gazu ziemnego albo umowy kompleksowej.”; 26) w art. 23: a) w ust. 2: – pkt 8 otrzymuje brzmienie: „8) zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci oraz instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji, o których mowa w art. 9g, oraz ich zmiany ;”, – po pkt 13 dodaje się pkt 13a w brzmieniu: „13a) podejmowanie działań w celu kształtowania, ochrony i rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej i paliw gazowych, w tym: a) usuwanie istniejących barier rynkowych w zakresie możliwości korzystania przez odbiorców końcowych z prawa do zmiany sprzedawcy, b) zapewnienie równoprawnego traktowania użytkowników systemu przez operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych;”,	

	49) w art. 56: a) w ust.1: – po pkt 1j dodaje się pkt 1k w brzmieniu: „1k) nie wykonuje w terminie wezwania, o którym mowa w art. 9g ust. 8c lub ust. 8e;”,	
	14) w art. 9c: a) w ust. 1: – uchyla się pkt 2, – po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu: „2a) zapobieganie powstawaniu ograniczeń w systemie gazowym zarządzanie nimi i ich eliminowanie oraz świadczenie usług w sposób zapewniający maksymalne wykorzystanie zdolności systemu gazowego;” – w pkt 4 wyrazy „zapewnienie długoterminowej” zastępuje się wyrazami: „długoterminowe planowanie rozwoju”, – uchyla się pkt 6, – uchyla się pkt 9, b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a-1d w brzmieniu: „1a. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego w zakresie systemu przesyłowego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych	Przepisy stanowią uwzględnienie uwagi Prezesa URE, zgłoszone podczas trwania konferencji uzgodnieniowej, zgłoszone przy piśmie z 25 czerwca 2019 r.

	systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, oprócz obowiązków, o których mowa w ust. 1, jest odpowiedzialny za: 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości; 2) bilansowanie systemu przesyłowego gazowego oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niebilansowania paliw gazowych dostarczanych i pobieranych z systemu przesyłowego gazowego, w tym: a) dostarczanie użytkownikom systemu danych dotyczących realizacji przez nich usług w zakresie niezbędnym do wykonywania ich obowiązków wynikających z instrukcji, o której mowa w art. 9g, b) zapewnienie użytkownikom tego systemu mechanizmów umożliwiających podejmowanie działań zaradczych w celu uniknięcia niebilansowania paliw gazowych dostarczonych i odebranych z systemu gazowego, c) podawanie do wiadomości publicznej informacji o działaniach podjętych w celu bilansowania systemu gazowego, a także o poniesionych w związku z tym kosztach i przychodach; 3) zarządzanie ograniczeniami systemowymi w systemie przesyłowym gazowym;	

	4) dysponowanie mocą instalacji magazynowych i instalacji skroplonego gazu ziemnego w przypadkach określonych w ustawie o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. 1b. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub systemu połączonego gazowego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, oprócz obowiązków, o których mowa w ust. 1, jest odpowiedzialny za: 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sposób skoordynowany i efektywny z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania paliw gazowych i ich jakości; 2) bilansowanie systemu dystrybucyjnego gazowego, z wyłączeniem prowadzenia rozliczeń wynikających z niebilansowania paliw gazowych dostarczonych i pobranych z systemu gazowego; 3) zarządzanie ograniczeniami systemowymi w systemie dystrybucyjnym; 4) zakup paliw gazowych w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji paliw gazowych tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tego paliwa;	

	5) zapewnienie warunków dla realizacji umów sprzedaży paliw gazowych zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez: a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami systemów i przedsiębiorstwami energetycznymi, b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie wybranemu przez odbiorcę sprzedawcy paliw gazowych oraz operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemu połączonego danych pomiarowych w zakresie pobranego przez odbiorcę paliwa gazowego, w uzgodnionej pomiędzy użytkownikami systemu formie, c) w przypadku, gdy dla obszaru dystrybucyjnego nie została przyjęta metoda, o której mowa w art. 9ca - opracowanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz sprzedawcom ich profili obciążenia, o których mowa w art. 9ca ust. 3, d) szacowanie ilości paliw gazowych pobranych z systemu dystrybucyjnego gazowego przy wykorzystaniu profili obciążenia, o których mowa w art. 9ca ust. 3, e) udostępnianie odpowiednim użytkownikom systemu danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia paliw gazowych	

	wyznaczonych na podstawie profili obciążenia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych, f) zamieszczanie na swoich stronach internetowych oraz udostępnianie do publicznego wglądu w swoich siedzibach: - aktualnej listy sprzedawców paliw gazowych, z którymi operator systemu dystrybucyjnego gazowego zawarł umowy o świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, - informacji o sprzedawcy z urzędu paliw gazowych działającym na obszarze działania operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, - wzorców umów zawieranych z użytkownikami systemu, w szczególności wzorców umów zawieranych z odbiorcami końcowymi oraz ze sprzedawcami paliw gazowych. 1c. Operator systemu magazynowania paliw gazowych lub systemu połączonego gazowego w zakresie systemu magazynowania paliw gazowych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za: 1) dysponowanie mocą instalacji magazynowych; 2) udostępnianie zainteresowanym podmiotom niewykorzystanej zdolności systemu magazynowania na zasadach ciągłych i przerywanych;	

	3) eksploatację instalacji magazynowej w sposób zoptymalizowany, nie powodujący nieuzasadnionych kosztów po stronie użytkowników tego systemu; 4) określanie ilości i jakości paliw gazowych wprowadzanych do instalacji magazynowych oraz odbieranych z tych instalacji przez użytkowników systemu oraz współpracę operatorską w tym zakresie, a także przekazywanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów odpowiednich danych; 5) prowadzenie pomiarów jakości i ilości gazu ziemnego wprowadzanego do instalacji magazynowych oraz odbieranego przez użytkowników systemu lub operatorów innych systemów gazowych 6) publikowanie informacji o wykorzystaniu instalacji magazynowych oraz o dostępnej zdolności systemu magazynowania. 1d. Operator systemu skraplania gazu ziemnego lub systemu połączonego gazowego w zakresie systemów skraplania gazu ziemnego, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za: 1) dysponowanie mocą instalacji skroplonego gazu ziemnego; 2) udostępnianie zainteresowanym podmiotom niewykorzystanej zdolności instalacji skroplonego gazu ziemnego na zasadach ciągłych i przerywanych;	

	3) eksploatację instalacji skroplonego gazu ziemnego w sposób zoptymalizowany, niepowodujący nieuzasadnionych kosztów po stronie użytkowników tego systemu; 4) określanie ilości i jakości gazu ziemnego wprowadzanego do instalacji skroplonego gazu ziemnego oraz odbieranego z tej instalacji przez użytkowników tego systemu oraz współpracę operatorską w tym zakresie, a także przekazywanie użytkownikom systemu skraplania gazu ziemnego i operatorom innych systemów odpowiednich danych; 5) publikowanie informacji o wykorzystaniu oraz o dostępnej zdolności instalacji skroplonego gazu ziemnego. ”, d) w ust. 3 w pkt 9a: – lit. a-c otrzymuje brzmienie: „a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu danych pomiarowych, w szczególności systemów zdalnego odczytu, zapewniającej efektywną współpracę z operatorami systemów elektroenergetycznych, przedsiębiorstwami energetycznymi oraz operatorem informacji rynku energii, b) pozyskiwanie, przetwarzanie i przekazywanie informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii, c) opracowywanie i aktualizację oraz przekazywanie drogą elektroniczną operatorowi informacji rynku energii profili zużycia, a także	

	uwzględnianie zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g,” – uchyla się lit. d, 15) po art. 9c dodaje się art. 9ca w brzmieniu: „Art. 9ca. 1. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie, o którym mowa w art. 39 ust. 5 rozporządzenia Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych(Dz. Urz. UE L 91 z 27.03.2014, str. 15), opracowuje metodę sporządzania prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu. 2. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie opracowuje metodę, o której mowa w ust. 1, przy wykorzystaniu mechanizmów, które w największym stopniu ograniczą rozbieżności pomiędzy prognozowaną wielkością i faktycznym zużyciem mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbierane przez użytkowników systemu gazowego ustalonym na podstawie odczytów z urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. 3. Metoda, o której mowa w ust. 1, określa: 1) mechanizm służący do ustalenia profili obciążenia na potrzeby prognozowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego;	

	2) wzór służący do ustalenia zmian zapotrzebowaniamierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego na paliwa gazowe w celu umożliwienia użytkownikowi sieci przypisanemu do danego profilu obciążenia określenia zapotrzebowania w każdym dniu. 4. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie konsultuje projekt metody, o której mowa w ust. 1, z użytkownikami systemu w terminie nie krótszym niż 14 dni. 5. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, projekt metody, o której mowa w ust. 1, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu gazowego uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej. 6. Podmiot odpowiedzialny za prognozowanie publikuje na swojej stronie internetowej metodę zatwierdzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.”;	
	14) w art. 9c c) po ust. 2a dodaje się ust. 2aa w brzmieniu: „2aa. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w ramach wykonywanej działalności polegającej na przesyłaniu energii elektrycznej, może dokonywać odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej zakupionej w celu, o którym mowa w ust. 2 pkt 11, wynikających ze zmiany zapotrzebowania na tę energię, pod warunkiem dokonywania tej odsprzedaży na giełdach towarowych,	Niniejsza zmiana stanowi uwzględnienie uwagi Prezesa URE. Proponowany nowy ustęp 2aa w art. 9c ma na celu umożliwienie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego dokonywania odsprzedaży nadwyżki energii elektrycznej zakupionej w celu pokrywania strat sieciowych w związku z aktualizacją prognozy zapotrzebowania na tę energię, pod warunkiem dokonywania tych czynności jedynie za pośrednictwem przejrzystych i

	rynku regulowanym, zorganizowanej platformie obrotu lub w ramach jednolitego łączenia rynków, o których mowa w art. 49a ust. 1.”,	niedyskryminacyjnych procedur udostępnianych przez giełdę towarową, rynek regulowany, zorganizowaną platformę obrotu lub w ramach jednolitego łączenia rynków. Brak takiej możliwości, w przypadku zmiany zapotrzebowania na energię na pokrycie strat sieciowych, spowoduje konieczność wprowadzenia i rozliczania nadwyżki tej energii na rynku bilansującym, który co do zasady jest mechanizmem bilansowania technicznego. Projektowana zmiana nie narusza zakazu prowadzenia działalności w zakresie obrotu energią elektryczną przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Możliwość odsprzedaży jest ograniczona wyłącznie do nadwyżki energii elektrycznej zakupionej na potrzeby pokrywania strat sieciowych – a więc możliwość taka nie dotyczy energii elektrycznej zakupionej z uprzednio powziętym zamiarem jej odsprzedaży. Proponowana zmiana dotyczyć będzie tylko i wyłącznie sytuacji gdy nadwyżka energii elektrycznej powstała w wyniku obiektywnych przesłanek, przede wszystkim w przypadku aktualizacji prognozy strat sieciowych. W celu zapewnienia dodatkowej przejrzystości transakcji odsprzedaży, będą one zawierane wyłącznie na giełdzie towarowej, rynku regulowanym, zorganizowanej platformie obrotu lub w ramach jednolitego łączenia rynków.

		Obowiązująca jeszcze dyrektywa 2009/72/WE , której implementacji służył (między innymi) zmieniany przepis określała jedynie zasady zakupu energii elektrycznej na pokrycie strat sieciowych. Nowa dyrektywa 2019/944 oraz rozporządzenie 2019/943 nie regulują ani zagadnienia zakupu, ani odsprzedaży nadwyżek energii elektrycznej zakupionej na potrzeby strat sieciowych. Powyższe nie stoi jednak na przeszkodzie temu, by państwa członkowskie wprowadziły dodatkowe ograniczenia, jeżeli służą one realizacji celów dyrektywy (zob. wyrok Essent i in., C-105/12 do C-107/12, EU:C:2013:677, pkt 64 i 65). W przypadku zmienianego przepisu takim celem jest zapewnienie przejrzystości i konkurencyjności na rynkach energii elektrycznej. Analogiczne rozwiązania zostały wdrożone w wielu państwach członkowskich Unii Europejskiej, w których za realizację zakupu energii elektrycznej na potrzeby pokrycia strat sieciowych odpowiada operator systemu przesyłowego, w tym Austrii, Chorwacji, Francji, Niemczech, Rumunii i Słowenii.
	16)w art. 9d ust. 6 otrzymuje brzmienie: „6. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki, na koszt operatorów, sprawozdania, o których mowa w ust. 5a.”;	Obecnie sprawozdania są publikowane w formie elektronicznej.

	17) po art. 9d dodaje się art. 9da–9dc w brzmieniu: „Art. 9da. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego, stwierdza, w drodze decyzji, że system dystrybucyjny na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych, do którego sieci przyłączonych jest nie więcej niż 100 odbiorców w gospodarstwach domowych, jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli w odniesieniu do całego zakresu prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych: 1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania dokonywane przez użytkowników tego systemu są zintegrowane lub 2) 50% ilości dystrybuowanej rocznie energii elektrycznej lub paliw gazowych jest zużywana przez właściciela lub operatora systemu dystrybucyjnego, lub przedsiębiorstw powiązanych z tym właścicielem lub operatorem. 2. W decyzji, o której mowa w ust. 1, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki określa obszar zamkniętego systemu dystrybucyjnego. 3. Decyzja, o której mowa w ust. 1, wydawana jest na czas oznaczony, nie dłuższy niż 10 lat. W przypadku gdy koncesja na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych lub decyzja o wyznaczeniu operatora, dotycząca operatora, o którym mowa w ust. 1, została wydana	Na wstępie należy zaznaczyć, że projektowane rozwiązania co do zasady nie służą wdrożeniu dyrektywy 2019/944, bowiem przedmiotowa dyrektywa nawiązuje w obszarze zamkniętych systemów dystrybucyjnych (ZSD) do nowych instytucji prawnych, które są wypracowywane w ramach oddzielnej nowelizacji implementującej w całości IV pakiet energetyczny. Impulsem do podjęcia analiz w zakresie zasadności wprowadzenia instytucji ZSD do ustawy - Prawo energetyczne były wyraźne sygnały zarówno po stronie OSD jak i przedsiębiorstw, których głównym przedmiotem działalności nie jest działalność energetyczna, natomiast warunki, w jakich funkcjonują niejako wymuszają uzyskanie przez nich statusu OSD. Obowiązki administracyjne, jakie ustawa - Prawo energetyczne nakłada na tych przedsiębiorców są niewspółmierne do skali działalności, jaką w rzeczywistości wykonują. Po pierwsze należy wskazać na jeden z modelowych rodzajów ZSD, jakimi są duże zakłady przemysłowe, których warunki funkcjonowania, w związku z zaszłościami historycznymi, podyktowane są ich wcześniejszym statusem. W ramach dawnej struktury gospodarczej, zapewniały dostawę energii elektrycznej głównie na potrzeby swoich oddziałów czy działów produkcyjnych i jednocześnie dla wszystkich innych podmiotów

	na czas krótszy – decyzję, o której mowa w ust. 1, wydaje się na czas nie dłuższy niż okres obowiązywania takiej decyzji. Art. 9db. 1. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uchyla z urzędu decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, jeżeli system dystrybucyjny przestał spełniać co najmniej jeden z warunków określonych w art. 9da ust. 1 lub pomimo wezwania operator systemu dystrybucyjnego nie dokonał zmian pozwalających na spełnienie warunków lub obowiązków, o których mowa w art. 9dc ust. 2–4. 2. Operator systemu dystrybucyjnego jest obowiązany poinformować Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o okolicznościach, w wyniku których system dystrybucyjny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ust. 1, w terminie miesiąca od dnia zaistnienia tych okoliczności. Art. 9dc. 1. Operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w zakresie prowadzenia działalności w systemie objętym decyzją jest zwolniony z obowiązku: 1) przedkładania do zatwierdzenia taryf, z zastrzeżeniem ust. 2–4; 2) sporządzania planów rozwoju, o których mowa w art. 16. 2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność	lub jednostek zlokalizowanych na terenie przedsiębiorstwa. Z biegiem czasu przedsiębiorstwa te ulegały przekształceniom restrukturyzacyjnym, produkcyjnym i funkcjonalnym, często także własnościowym. Nie następowały natomiast zmiany w konfiguracji i funkcjonowaniu układu elektroenergetycznego. Wobec tego przedsiębiorstwa przyłączone do sieci dystrybucyjnej (lub przesyłowej) wciąż zapewniają dostawę energii elektrycznej do wielu swoich historycznych pododbiorców, a zgodnie z przepisami ustawy - Prawo energetyczne, muszą uzyskać status przedsiębiorstw energetycznych, choć działalność polegająca na dystrybucji i obrocie nie wchodzi w zakres ich podstawowej działalności gospodarczej. Z technicznego punktu widzenia przyłącza odbiorców pracują na wysokim napięciu (WN) lub średnich napięciach (SN) i poprzez układy transformatorowe, linie napowietrzne lub kablowe, redystrybuują energię na SN lub niskie napięcia (nN) do układów pomiarowych i końcowego zużycia. Zgodnie z przepisami ustawy - Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa te muszą uzyskać status przedsiębiorstw energetycznych, choć działalność polegająca na dystrybucji energii elektrycznej i jej obrocie nie wchodzi w zakres ich podstawowej działalności gospodarczej. Inny modelowy rodzaj systemu

	obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same, jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego. 3. Operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, w przypadku gdy oprócz działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych, prowadzi działalność w zakresie obrotu energią elektryczną lub paliwami gazowymi, w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych stosuje ceny energii elektrycznej lub paliw gazowych nie wyższe niż zawarte w taryfie, o której mowa w ust. 2, ale nie wyższe niż ceny zawarte w taryfie sprzedawcy z urzędu działającego na obszarze, na którym prowadzi działalność ten operator, zatwierdzanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jeżeli sprzedawca z urzędu nie został zwolniony z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia. 4. Do kalkulacji cen i stawek opłat operator systemu dystrybucyjnego, o którym mowa w ust. 1, jest obowiązany stosować przepisy wydane odpowiednio na podstawie art. 46 ust. 1-4. 5. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, z urzędu lub na pisemny wniosek użytkownika zamkniętego systemu dystrybucyjnego, może przeprowadzić kontrolę	dystrybucyjnego zamkniętego to stosunkowo nowe rozwiązanie, które pojawiło się na gospodarczej mapie Polski wraz z powstaniem i rozwojem specjalnych stref ekonomicznych, kompleksów i centrów handlowych (wielkopowierzchniowych), centrów biurowych, wydzielonych osiedli mieszkaniowych oraz innych miejsc świadczenia usług wspólnych obsługujących łącznie wiele tysięcy nowych odbiorców energii elektrycznej. Podobnie jak zakłady przemysłowe, także w odniesieniu do wymienionych powyżej obiektów mamy do czynienia z obiektem przyłączonym liniami kablowymi do sieci WN lub sieci SN, gdzie z reguły wewnątrz podmiotu przyłączonego poprzez rozdzielnice, stacje transformatorowe, złącza kablowe i elastycznie konfigurowane szynoprzewody oraz układy pomiarowe, energia elektryczna doprowadzona jest do odbiorcy końcowego. W każdym przypadku uzyskanie statusu przedsiębiorstwa energetycznego wiąże się z koniecznością sprostania ponadstandardowym wymaganiom, takim jak uzyskanie koncesji, zatwierdzanie taryfy, przedkładaniem różnego rodzaju sprawozdań itp. W związku z powyższym o koncesję na dystrybucję energii elektrycznej, a także status OSD, występują podmioty prowadzące galerie handlowe, zamknięte osiedla i przede wszystkim duże zakłady przemysłowe.

	cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania ustalonych przez operatora, o którym mowa w ust. 1. W przypadku gdy w wyniku przeprowadzonej kontroli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki stwierdzi, że operator systemu dystrybucyjnego stosuje ceny lub stawki opłat oraz warunki ich stosowania niezgodnie z ust. 2–4, wzywa tego operatora do ich skalkulowania lub zmiany w sposób zgodny z tymi przepisami.”; 26) w art. 23 w ust. 2: – po pkt 21d dodaje się pkt 21e w brzmieniu: „21e) wydawanie decyzji w sprawie uznania systemu dystrybucyjnego za zamknięty oraz kontrolowanie cen i stawek opłat stosowanych w tym systemie;”; 49) w art. 56: a) w ust.1: – po pkt 6 dodaje się pkt 6a–6c w brzmieniu: 6b) nie przekazuje Prezesowi URE w terminie informacji, o których mowa w art. 9db ust. 2; 6c) stosuje ceny lub stawki, nie przestrzegając warunków lub obowiązków wynikających z art. 9dc ust. 2–4;”;	Co więcej, ustawa - Prawo energetyczne nie rozróżnia spółek ze względu na skalę działalności energetycznej. Z małymi wyjątkami, tak samo traktuje te, które obsługują miliony odbiorców końcowych, jak i te, które mają tych odbiorców kilkunastu lub kilkudziesięciu. Przepisy ustawy - Prawo energetyczne narzucają jednakowe obowiązki na podmioty podejmujące zamierzoną lub wymuszoną działalność dystrybucyjną, w postaci konieczności uzyskania koncesji na prowadzenie takiej działalności oraz statusu OSD. Zgodnie z danymi ze strony Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako: „URE”) liczba OSD rośnie - o 1960% od 2008 r. Wskazany wzrost nie jest uzasadniony dynamiczną rozbudową systemu dystrybucyjnego. Znaczną część spółek wyznaczonych na operatorów sieci dystrybucyjnej stanowią przedsiębiorstwa, których funkcjonowanie niejako wymusza uzyskanie takiego statusu - chodzi tu przede wszystkim o wspomniane duże zakłady produkcyjne, specjalne strefy ekonomiczne, centra i kompleksy handlowe oraz biurowe. Ustawa - Prawo energetyczne nakłada na operatorów systemów dystrybucyjnych szereg obowiązków, których spełnianie zapewnia ochronę użytkowników sieci dystrybucyjnej, zachowanie jej w należytym stanie technicznym oraz jej rozbudowę. Celowość

	nałożenia tych samych obowiązków na przedsiębiorstwa funkcjonujące w sektorze energetyki zawodowej, przedsiębiorstwa produkcyjne posiadające ograniczone systemy dystrybucyjne oraz galerie handlowe i centra biurowe jest co najmniej wątpliwa – w większości z nich brak jest odbiorców będących gospodarstwami domowymi. Dodatkowo przedsiębiorstwa posiadające ograniczone systemy dystrybucji nie są, co do zasady, zainteresowane rozbudową własnej sieci i przyłączaniem nowych odbiorców z uwagi na fakt, że głównym profilem ich działalności nie jest dystrybucja energii, zaś sama sieć dystrybucyjna pozostająca do ich dyspozycji jest ograniczona do terenu obiektu / obszaru. Ponadto takie przedsiębiorstwa przeznaczają znaczne zasoby finansowe, ludzkie oraz organizacyjne w celu spełnienia wymagań administracyjnych wynikających z ustawy - Prawo energetyczne. Koszty ponoszone przez tego rodzaju OSD są nieporównywalne w skali odniesienia tych samych nakładów przez spółki dystrybucyjne, których działalność nastawiona jest wyłącznie na dystrybucję i nieproporcjonalne do profilu prowadzonej działalności regulowanej. Brak definicji pojęcia zamkniętego systemu dystrybucyjnego został wskazany w opracowanej przez Konfederację Lewiatan „Czarnej Liście Barrier dla rozwoju przedsiębiorczości”

	z zakresu ochrony środowiska i energetyki. Z inicjatywami legislacyjnymi w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych wystąpiło szereg Wojewódzkich Rad Dialogu Społecznego. Innym ważnym argumentem przemawiającym za przyjęciem nowelizacji w proponowanym zakresie jest odciążenie organu regulacyjnego - Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Biorąc pod uwagę zakres kompetencji Prezesa URE i coraz większą liczbę spraw administracyjnych załatwianych przez URE, nieproporcjonalną do przyznawanego budżetu należy wskazać, że ograniczenie niektórych z obowiązków administracyjnych nałożonych na operatora SDZ wpłynie pozytywnie na nakład pracy URE, nie uchybiając tym samym skuteczności w nadzorze rynku energii. Wprowadzenie instytucji ZSD do polskiego porządku prawnego wpłynie pozytywnie również na status odbiorców końcowych. W obecnym momencie, duża część systemów, które mogłyby zostać uznane za dystrybucyjne, nie uzyskuje takiego statusu, z obawy przed wysokim stopniem obciążeń administracyjnych ciążących na operatorach. Prowadzi to do sytuacji, w których odbiorcom energii elektrycznej dużo łatwiej jest udostępniać media swoim pododbiorcom na zasadzie refaktury i obciążać ich kosztami dostarczania mediów. W związku z powyższym w chwili obecnej pododbiorcy - głównie mali i średni

	przedsiębiorcy, pozbawieni są swoich podstawowych praw, np. prawa do zmiany sprzedawcy. Ponadto pododbiorcy ponoszą obecnie znacznie wyższe koszty niż te, które ponosiliby w przypadku wprowadzenia instytucji ZSD. Dodatkowo funkcjonowanie ZSD wpłynie pozytywnie na propagowanie konkurencji na rynku energii elektrycznej, z uwagi na fakt, że pododbiorcy będą mogli w pełni korzystać z prawa do zmiany sprzedawcy. Przygotowany projekt nowelizacji ustawy - Prawo energetyczne określa czym jest ZSD oraz reguluje jego status prawny. Wniosek o uznanie systemu dystrybucyjnego za ZSD, ma dotyczyć systemu dystrybucyjnego zlokalizowanego na ograniczonym obszarze geograficznym, w tym w szczególności na obszarze zakładu przemysłowego oraz w jego najbliższym otoczeniu, na obszarze obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych. Chodzi tu o przypadki, o których mowa w pierwszej części uzasadnienia, w których funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego oparte jest o specyfikę danego zespołu obiektów. Dodatkowym obostrzeniem jest wykluczenie możliwości funkcjonowania odbiorców komunalnych niepowiązanych z operatorem ZSD. Zgodnie z projektem ustawy za zamknięty system dystrybucyjny Prezes URE może uznać w szczególności zakłady przemysłowe, centra handlowe i centra usług wspólnych, jeżeli

		spełniają przesłanki wskazane w ww. artykule. Proponowany przepis wyklucza natomiast możliwość przyznania statusu systemu zamkniętego spółdzielniom mieszkaniowym i deweloperom. Jednocześnie nie jest wykluczone przyznanie go podmiotom posiadającym osiedla przyzakładowe, w których zamieszkują pracownicy i emerytowani pracownicy danego podmiotu. Należy podkreślić, że uzyskanie statusu ZSD może nastąpić tylko na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego. Taki wniosek należy złożyć do Prezes URE, który stwierdza w drodze decyzji administracyjnej, że dany system dystrybucyjny jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym w przypadku, gdy spełnione są łącznie przesłanki wskazane projektowanych przepisach. Tak skonstruowany przepis zawęży krąg podmiotów, mogących ubiegać się o wydanie decyzji w sprawie uznania systemu dystrybucyjnego za ZSD, jedynie do podmiotu, który wcześniej uzyskał status operatora systemu dystrybucyjnego i posiada koncesje na dystrybucję energii elektrycznej lub paliw gazowych. Oznacza to, że podmiot, który chce uzyskać status operatora ZSD, przed złożeniem wniosku o wydanie przedmiotowej decyzji jest zobowiązany (i) uzyskać koncesję na dystrybucję energii elektrycznej (ii) złożyć wniosek o przyznanie statusu OSD oraz (iii)

	przedłożyć Prezesowi URE pierwszą taryfę do zatwierdzenia. Dopiero po uzyskaniu statusu OSD i zatwierdzeniu pierwszej taryfy zainteresowany podmiot będzie mógł złożyć wniosek w trybie nowych przepisów. Należy również podkreślić, że operator ZSD, który zarządza kilkoma niezależnymi od siebie zamkniętymi systemami dystrybucyjnymi, musi spełnić powyższe wymagania w stosunku do każdego z zamkniętych systemów dystrybucyjnych, co wiąże się m.in. z obowiązkiem rozszerzenia koncesji na obszary, na których zlokalizowane będą kolejne zamknięte systemy dystrybucyjne. W przypadku gdy system dystrybucyjny przestał spełniać co najmniej jeden z warunków określonych przepisach lub pomimo wezwania nie dokonał zmiany w sposób spełniający warunki, o których mowa w tych przepisach Prezes URE uchyli decyzję w sprawie uznania systemu za ZSD. Operator zamkniętego systemu dystrybucyjnego, tj. systemu w odniesieniu do którego została wydana przedmiotowa decyzja zostaje ex lege zwolniony z obowiązków wskazanych w sposób enumeratywny w projekcie ustawy. Należy podkreślić, że mimo przyznania pewnych zwolnień, przedsiębiorstwo, które uzyskało status operatora ZSD ma obowiązek prowadzić politykę księgowo-finansową zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne,

	tj. ma obowiązek stosowania transparentnych metod rozliczeniowych oraz zapewnienia równoprawnego traktowania odbiorców. Szczególnie istotnym obowiązkiem wyłączonym w stosunku do operatorów ZSD jest przedkładanie taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. W odróżnieniu od pozostałych zwolnień, które mają charakter pełny, zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf ma charakter ograniczony. Operator ZSD będzie zwolniony z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego. Operator ZSD w sytuacji gdy jednocześnie prowadzi działalność polegającą na obrocie energią elektryczną, w rozliczeniach z odbiorcami w gospodarstwach domowych

		będzie stosował ceny energii elektrycznej nie wyższe niż zawarte w taryfie ale nie wyższe niż ceny zawarte w taryfie sprzedawcy z urzędu działającego na obszarze, na którym prowadzi działalność ten operator, zatwierdzonej przez Prezesa URE, jeżeli sprzedawca z urzędu nie został zwolniony z obowiązku przedłożenia taryfy do zatwierdzenia. Prezes URE, na pisemny wniosek użytkownika zamkniętego systemu dystrybucyjnego, w uzasadnionych przypadkach, będzie mógł przeprowadzić kontrolę cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania ustalonych przez operatora ZSD. W sytuacji, gdy w wyniku przeprowadzonej kontroli Prezes URE stwierdzi, że stosowane ceny lub stawki opłat oraz warunki ich stosowania nie spełniają warunków określonych w prawie wezwie operatora ZSD do ich skalkulowania lub zmiany w sposób spełniający powyższe warunki. Jednocześnie uchyla się art. 38b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii w celu nie dublowania regulacji w zakresie zamkniętych systemów dystrybucyjnych.
	18) w art. 9g: a) ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego	Projekt ustawy wprowadza przepisy ustanawiające obowiązek sporządzania przez operatora systemu magazynowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz skonsultowania jej z użytkownikami systemu i przedłożenia do zatwierdzenia przez Prezesa URE na wzór obecnie funkcjonującego

	są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej i instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, zwanych dalej „instrukcjami”. 2. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego informują użytkowników systemu, w formie pisemnej lub za pomocą innego środka komunikowania przyjętego przez operatora systemu, o publicznym dostępie do projektu instrukcji lub jej zmian oraz o możliwości zgłaszania uwag, określając miejsce i termin ich zgłaszania, nie krótszy niż 1 miesiąc od dnia udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian.”, b) w ust. 3 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu: „7) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego gazowego do realizacji umów sprzedaży i umów kompleksowych.”, c) po ust. 3 dodaje się ust. 3a i 3b w brzmieniu: „3a. Instrukcja opracowywana dla instalacji magazynowej określa szczegółowe warunki korzystania z tej instalacji przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu i eksploatacji oraz planowania rozbudowy tej instalacji, w szczególności dotyczące: 1) procedury zawierania umów o świadczenie usług magazynowania;	obowiązku sporządzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, zarówno przez operatora systemu dystrybucyjnego, jak i operatora systemu przesyłowego. Projektowane przepisy określają zawartość instrukcji, którą powinien przygotować operator systemu magazynowania. Zgodnie z projektem instrukcja powinna określać m.in.: tryb zawierania umów o świadczenie usług magazynowania, procedury udostępniania zdolności magazynowych, sposób zarządzania ograniczeniami systemu gazowego, kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, sposób postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe, współpracę pomiędzy operatorami systemów gazowych, przekazywanie informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami oraz parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu. Proponowana zmiana pozwoli na zwiększenie zakresu nadzoru nad warunkami świadczenia usług magazynowania i przyczyni się do zwiększenia przejrzystości zasad funkcjonowania operatora systemu magazynowania. Dodatkowo zmiany mają na celu usprawnienie procedury opracowywania przez przedsiębiorstwa energetyczne i zatwierdzania

	2) procedury udostępniania i przydzielania zdolności magazynowych; 3) sposobu zarządzania ograniczeniami systemu gazowego; 4) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji; 5) sposobu postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe; 6) procedur postępowania w przypadku awarii; 7) współpracy pomiędzy operatorem systemu magazynowania a operatorami innych systemów gazowych; 8) przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemów oraz pomiędzy operatorem systemu magazynowania a odbiorcami; 9) parametrów jakościowych paliw gazowych oraz standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu gazowego; 10) charakterystyki usług dla zatłaczania paliw gazowych do instalacji magazynowych lub grup tych instalacji; 11) charakterystyki usług dla odbioru paliw gazowych z instalacji magazynowych lub grup tych instalacji. 3b. Instrukcje opracowywane dla instalacji skroplonego gazu ziemnego określają szczegółowe warunki korzystania z tych instalacji przez użytkowników	przez Prezesa URE instrukcji ruchu.

	systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych instalacji, w szczególności dotyczące: 1) procedur zawierania umowy o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji; 2) mechanizmów udostępniania i alokacji zdolności instalacji skroplonego gazu ziemnego; 3) zasad dostarczania, odbioru i składowania ładunków skroplonego gazu ziemnego; 4) zasad świadczenia usług załadunku lub przeładunku skroplonego gazu ziemnego z wykorzystaniem terminalu; 5) zasad wyznaczania długości okresów, w których ładunki określonej wielkości będą podlegały skraplaniu lub regazyfikacji; 6) zarządzania ograniczeniami systemowymi; 7) postępowania w przypadku awarii; 8) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji skroplonego gazu ziemnego; 9) współpracy operatora systemu skraplania gazu ziemnego z operatorami innych systemów gazowych; 10) przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemów oraz pomiędzy operatorem systemu skraplania gazu ziemnego a użytkownikami tego systemu;	

	11) parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników tego systemu.”, e) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz systemu skraplania gazu ziemnego uwzględnia odpowiednio w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, w instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej oraz w instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego wymagania określone w opracowanej przez operatora systemu przesyłowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej.”, f) po ust. 5a dodaje się ust. 5aa-5ac w brzmieniu: „5aa. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego, który jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej gazowej, uwzględnia w instrukcji ruchu i eksploatacji wymagania określone w opracowanej przez właściwego operatora systemu dystrybucyjnego gazowego instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. 5ab. Operator systemu dystrybucyjnego gazowego uwzględnia w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej zasady stosowania profili obciążenia opracowane przez podmiot odpowiedzialny za zaprognozowanie lub tego operatora, zgodnie z metodą, o której mowa w art. 9ca.	

	5ac. Operator systemu dystrybucyjnego, w przypadku, gdy dla danego obszaru dystrybucyjnego nie została przyjęta metoda sporządzania prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw lub energii odbieranych przez użytkowników sieci, dołącza do instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej zasady opracowania, aktualizacji i udostępniania odbiorcom oraz sprzedawcom ich profili obciążenia ”, h) ust. 8-8b otrzymuje brzmienie: „8. Operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania i operator systemu skraplania gazu ziemnego, w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia, w drodze decyzji, instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. Operator zamieszcza te dokumenty na swojej stronie internetowej. 8a. Przepisu ust. 8, 8c i 8d nie stosuje się do instrukcji opracowanej przez: 1) przedsiębiorstwo, o którym mowa w art. 9d ust. 7; 2) operatora systemu skraplania gazu ziemnego, który jest operatorem na instalacjach skroplonego gazu ziemnego o łącznej zdolności regazyfikacji lub skraplania nie wyższej niż 150 mln m³ rocznie, co odpowiada 1 650 GWh rocznie.	

	8b. Operator lub przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 8a, w terminie 90 dni od dnia ogłoszenia zatwierdzonej instrukcji, o której mowa w ust. 7, zamieszcza na swojej stronie internetowej oraz udostępnia w siedzibie do publicznego wglądu, opracowaną instrukcję wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.”, i) po ust. 8b dodaje się ust. 8c-8e w brzmieniu: „8c. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, po przeprowadzeniu analizy informacji o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia lub w przypadku istotnej zmiany projektu instrukcji lub jej zmian, w uzasadnionym przypadku, może wezwać operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu magazynowania lub operatora systemu skraplania gazu ziemnego do powtórzenia konsultacji, o których mowa w ust. 2, określając termin udostępnienia projektu instrukcji lub jej zmian. 8d. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji, zatwierdza instrukcję, jeżeli spełnia ona wymagania określone w ustawie, jest zgodna z przepisami odrębnymi, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. 8e. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wezwać operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego, operatora systemu	

	magazynowania lub operatora systemu skraplania gazu ziemnego do zmiany stosowanej przez nich instrukcji, jeżeli instrukcja ta nie odpowiada wymaganiom określonym w ust. 8d. W wezwaniu określa się zakres zmian oraz wyznacza odpowiedni termin na ich wprowadzenie. W przypadku nieprzedłożenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w wyznaczonym terminie zmienionej instrukcji do zatwierdzenia, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może, w drodze decyzji, z urzędu zmienić instrukcję właściwego operatora w określonym w wezwaniu zakresie.”, j) ust. 9-11 otrzymują brzmienie: „9. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzoną instrukcję oraz instrukcję zmienioną w trybie określonym w ust. 8e zdanie trzecie. 10. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego zamieszczają na swoich stronach internetowych teksty ujednolicone obowiązujących instrukcji oraz udostępniają je do publicznego wglądu w swoich siedzibach. 11. Operator systemu połączonego jest obowiązany do opracowania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej lub instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji	

	magazynowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego. Przepisy ust. 2-10 stosuje się odpowiednio.”, k) w ust. 12 zdanie drugie otrzymuje brzmienie: „Instrukcja oraz metody, warunki, wymogi i zasady, o których mowa w zdaniu pierwszym, stanowią część umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej lub umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych lub skraplania gazu ziemnego albo umowy kompleksowej.”; Art. 15. 3. Operator systemu skraplania gazu ziemnego i operator systemu magazynowania po raz pierwszy opracują odpowiednio projekt instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego oraz projekt instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej i przedłożą ją do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 9 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.	
	19) w art. 11: a) po ust. 3 dodaje się ust. 3a i 3b w brzmieniu: „3a. Odbiorcom, którzy zastosowali się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przysługuje wynagrodzenie w przypadkach określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 6c, które jest	Dotychczasowe regulacje dotyczące wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej skutkami wprowadzenia tych ograniczeń (stopni zasilania) obciążają przede wszystkim przedsiębiorców. W związku z powyższym, biorąc pod uwagę niezwykle istotne dla zachowania bezpiecznej pracy systemu (tj.

	należne za każdą kilowatogodzinę niepobranej energii elektrycznej w danej godzinie, ustalonej na podstawie obowiązującego odbiorcę planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz nie wyższe niż pięciokrotność średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ogłaszanej na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b. 3b. Wynagrodzenie, o którym mowa w ust. 3a, wypłaca: 1) operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – w przypadku odbiorcy przyłączonego do sieci przesyłowej elektroenergetycznej; 2) operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączony jest odbiorca, w imieniu operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – w przypadku odbiorcy przyłączonego do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.", b)ust. 6 otrzymuje brzmienie: „6. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe zasady i tryb wprowadzania ograniczeń, o których mowa w ust. 1, oraz wypłaty wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 3a, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców, oraz mając na względziepokrycie uzasadnionych kosztówponoszonych przez odbiorców, którzy dostosowują się do ograniczeń, zachętę dla odbiorców do uczestniczenia w mechanizmach rynkowych oraz	uchronienie się przed wyłączeniami awaryjnymi odbiorców lub całego KSE), która spoczywa tylko na części odbiorców w systemie, proponuje się żeby odbiorcy otrzymali wynagrodzenie ryczałtowe za wykonanie redukcji zgodnie z ogłoszonymi stopniami zasilania. Odbiorcy podlegający ograniczeniom bronią KSE (a więc i wszystkie podmioty z niego korzystające) przed skutkami awaryjnych wyłączeń całego obszaru KSE lub jego części. Wynagrodzenie powinno stanowić element łagodzący skutki wprowadzenia ograniczeń dla tych podmiotów, jednakże jego wysokość powinna zarazem motywować odbiorców do przystępowania do usług systemowych kierowanych do odbiorców. Przewiduje się, iż wynagrodzenie byłoby wypłacane przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, a koszty pokrywane przez opłatę jakościową, dzięki czemu zapewniony będzie element socjalizacji kosztów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Socjalizacja spowoduje, iż podmioty, które korzystają z ochrony przed ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej częściowo partycypowałyby w kosztach tych ograniczeń. Postulat odpłatności ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej był wielokrotnie podnoszony, zatem regulacja uwzględnia sygnały branżowe i rynkowe. Celem wprowadzenia możliwości wypłaty

	średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnymogłaszanąna podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b.”, c) w ust. 6a w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6–11 w brzmieniu: „6) przypadki, w których za wprowadzenie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, przysługuje odbiorcy wynagrodzenie,o którym mowa w ust. 3a; 7) sposób ustalania danych niezbędnych do określenia wielkości dokonanego przez odbiorcę zmniejszenia zużycia ilości energii elektrycznej wynikającego z wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, za które przysługujewynagrodzenie; 8) sposób ustalania wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 3a, w przypadkach określonych na podstawie pkt 6; 9) sposób i tryb dokonywania rozliczeń pomiędzy operatorami systemu elektroenergetycznego oraz tymi operatorami i odbiorcami energii elektrycznej z tytułu wypłaty wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 3a; 10) sposób i tryb wymiany informacji oraz zakres i rodzaj przekazywanych danych pomiędzy operatorami systemu elektroenergetycznego oraz tymi operatorami i odbiorcami energii elektrycznej niezbędnych do wypłaty wynagrodzenia, o którym mowa w ust. 3a;	wynagrodzenia niezbędna jest również delegacja do wydania rozporządzeniu w zakresie sposobu ustalania, wysokości tego wynagrodzenia, zasad dotyczących wymiany danych i informacji przez zainteresowane podmioty oraz zasad prowadzenia rozliczeń. Bez delegacji ustawowej odpłatność ograniczeń nie będzie mogła być skutecznie wprowadzona i sprawnie stosowana. Proponuje się by, celem promowania usług o dobrowolnym charakterze, minimalizujących konieczność wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w rozporządzeniu zawarty był katalog danych podlegających publikacji o podmiotach zdolnych do świadczenia takich usług. Pozwoli to na łatwiejsze dotarcie do zainteresowanych podmiotów tzw. agregatorom, reprezentującym odbiorców w relacjach z operatorami systemów elektroenergetycznych. Publikacja danych, które są jawne w innych rejestrach, pozwoli na zwiększenie potencjału dostępnych redukcji mocy, a tym samym zwiększenie udziału strony popytowej w rynku energii elektrycznej i usług systemowych. Zasady ustalania wysokości wynagrodzenia powinny umożliwiać ich ustalenie według modelu uwzględniającego warunki rynkowe lub wynagrodzenia wykorzystującego model biorący pod uwagę straty poniesione przez odbiorców. Wybrany model wynagradzania (z uwzględnieniem warunków rynkowych lub

	11) zakres i rodzaj danych, publikowanych przez operatorów systemów elektroenergetycznych, o odbiorcach energii elektrycznej podlegających ograniczeniom lub uwzględnianych w planach wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.";	rekompensaty strat odbiorców) powinien realizować również funkcję zachęty i spełniać rolę bodźca by odbiorcy wybierali aktywne uczestnictwo w rynku energii elektrycznej, tj. wykorzystywali istniejące instrumenty rynkowe. Innymi słowy, mechanizm powinien zniechęcać odbiorców do bycia pasywnym na rynku energii elektrycznej. Tylko w takim przypadku, powyżej wymieniony mechanizm będzie jednym z narzędzi uniknięcia stosowania instrumentu o charakterze administracyjnym. Wybrany model będzie oczywiście zgodny z zasadami obowiązującymi w zakresie udzielania pomocy publicznej.

21) uchyla się art. 14; 22) art. 15 otrzymuje brzmienie: „Art. 15. Polityka energetyczna państwa jest opracowywana zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju kraju i zawiera w szczególności: 1) diagnozę sytuacji w sektorze energii; 2) priorytetowe kierunki działań państwa w sektorze energii; 3) część prognostyczną obejmującą okres nie krótszy niż 10 lat, w tym prognozy zmian bilansu paliwowo–energetycznego.”; 23) w art. 15a ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, przyjmuje politykę energetyczną państwa co 5 lat.”; Art. 20. 1.Do wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy prac nad polityką energetyczną państwa, o której mowa w art. 14 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, stosuje się przepisy art. 14–15a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym. 2. Rada Ministrów przyjmuje pierwszą politykę energetyczną państwa, opracowaną zgodnie z art. 15 oraz art. 15a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, do dnia 30 czerwca 2023 r.	Dokonano również zmian w zakresie przepisów regulujących politykę energetyczną państwa w sposób pozwalający na elastyczne kształtowanie formuły dokumentu. W związku z pracami nad systemem zarządzania unią energetyczną opracowywany jest Plan krajowy na rzecz energii i klimatu. Struktura dokumentu opiera się na szablonie zunifikowanym dla wszystkich państw członkowskich, który pokrywa znaczną część zakresu polityki energetycznej określonego w art. 15. Ponadto, w celu usprawnienia procesu związanego ze sprawozdaniem z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej ujednolicono termin opracowania, zamieszcza na swoich stronach internetowych w Biuletynie Informacji Publicznej oraz przekazania Komisji Europejskiej tego sprawozdania, tj. do dnia 31 sierpnia. Do tej pory dwie pierwsze czynności były dokonywane do dnia 31 lipca, zaś ostatnia do dnia 31 sierpnia. Jedno-miesięczna luka na dokonanie czynności w postaci przekazania sprawozdania Komisji Europejskiej nie znajduje uzasadnienia, tym bardziej, że dokument zamieszczony na stronie BIP jest tym samym dokumentem co przekazywany Komisji Europejskiej. Ponadto, miesiąc lipiec i sierpień, jak pokazuje doświadczenie, są miesiącami szczególnie wrażliwymi z punktu widzenia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

24) w art. 15b: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Minister właściwy do spraw energii opracowuje co roku sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych.”, b) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Minister właściwy do spraw energii opracowuje co dwa lata sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.”; Art. 21. 1. Minister właściwy do spraw energii: 1) w terminie do dnia 31 lipca 2021 r. zamieści w Biuletynie Informacji Publicznej obsługującego go urzędu, sprawozdanie, o którym mowa w art. 15b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą; 2) w terminie do dnia 31 sierpnia 2021 r. przekaże Komisji Europejskiej sprawozdanie, o którym mowa w pkt 1. 2. Minister właściwy do spraw energii: 1) w terminie do dnia 31 lipca 2021 r. zamieści w Biuletynie Informacji Publicznej obsługującego go urzędu sprawozdanie, o którym mowa w art. 15b ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą;	Zgodnie z prawem UE (art. 4 dyrektywy 2009/72/WE) istotne są jedynie dwa terminy: publikacji w BIPie do 31 lipca danego roku oraz przekazania KE – (niezwłocznie, w rozumieniu KPA jest to 30 dni), czyli do 31 sierpnia danego roku. Niecelowe jest utrzymanie terminu – 30 czerwca danego roku - na przygotowanie sprawozdania, bowiem przez miesiąc sprawozdanie leży w „biurku” zanim zostanie opublikowane.

	2) w terminie do dnia 31 sierpnia 2021 r.przekaże Komisji Europejskiej sprawozdanie, o którym mowa w pkt 1.	
	30) w art. 31 ust. 3: a) uchyla się pkt 1, b) pkt 2 otrzymuje brzmienie: „2) decyzjach w sprawach taryf wraz z uzasadnieniem;”;	Niniejsze zmiany stanowią uwzględnienie uwag Prezesa URE i polegają na usunięciu z Biuletynu URE informacji o koncesjach.
	31) po art. 31d dodaje się art. 31da w brzmieniu: „Art. 31da. 1. Koordynator wykonuje swoje zadania przy pomocy zespołu. 2. Koordynator może upoważnić, na czas określony nie dłuższy niż 4 lata, na piśmie, członka zespołu do prowadzenia postępowań w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między prosumentami będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi wynikłych z umów, o których mowa w art. 31a ust. 1. 3. Członkiem zespołu może być wyłącznie osoba spełniająca warunki, o których mowa w art. 31c ust. 2 pkt 1, 2 i 6, oraz która nie była skazana prawomocnym wyrokiem za umyślne przestępstwo lub umyślne przestępstwo skarbowe. 4. Upoważniony członek zespołu jest osobą prowadzącą postępowanie w rozumieniu ustawy z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich.	Zmiany ustawy - Prawo energetyczne dokonane ustawą o z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (D z. U. z 2016 r. poz. 1823) wprowadziły instytucję Koordynatora do spraw negocjacji czyli podmiotu prowadzącego postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich (dalej „postępowania ADR”) z zakresu objętego regulacją ustawy - Prawo energetyczne. Jak wynika z postanowień przepisów Rozdziału 4a tej ustawy, Koordynator działa przy regulatorze energetycznym (art. 31a ust. 1), który zapewnia mu obsługę organizacyjną (art. 31c ust. 8). W konsekwencji powyższych przepisów, tylko Koordynator może prowadzić postępowania w sprawach pozasądowego rozwiązywania sporów, natomiast część czynności o charakterze sprawozdawczo - organizacyjnym mogą pełnić pracownicy urzędu „oddelegowani” do obsługi Koordynatora.

	5. Koordynator odwołuje upoważnienie członkowi zespołu przed upływem okresu, na jaki zostało udzielone, w przypadku: 1) rażącego naruszenia prawa przy prowadzeniu postępowania, o którym mowa w ust. 2; 2) skazania prawomocnym wyrokiem za popełnione umyślnie przestępstwo lub umyślnie przestępstwo skarbowe; 3) choroby trwale uniemożliwiającej wykonywanie zadań; 4) złożenia rezygnacji.”;	Tymczasem, mimo stosunkowo krótkiego okresu obowiązywania powyższych przepisów, zainteresowanie pozasądowym rozwiązaniem sporów przez Koordynatora przy regulatorze energetycznym jest bardzo duże, o czym świadczy wzrastająca liczba wpływających wniosków. Dla skuteczności działania Koordynatora umożliwiono prowadzenie postępowań ADR także osobom zajmującym się obsługą Koordynatora. W tym celu uzupełniono przepisów Rozdziału 4a Prawa energetycznego, wzorując się na rozwiązaniach przyjętych w art. 16f ustawy z dnia 28 marca 2003 r. o transporcie kolejowym (Dz.U. z 2016 r. poz. 1727) umożliwiających Rzecznikowi Praw Pasażera Kolei („odpowiednikowi” Koordynatora) wykonywanie zadań przy pomocy zespołu, którego członkowie prowadzą postępowania.
	32) w art. 32 w ust. 1: c) po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu: „2a) skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego o przepustowości wynoszącej co najmniej 200 m³/h;”; d) w pkt 4 – lit a otrzymuje brzmienie:	Niniejsze zmiany wynikają z uwzględnienia uwag Prezesa URE, zgłoszonych w trakcie uzgodnień międzyresortowych a także MRIRW podczas Komitetu Rady Ministrów ds. Cyfryzacji, oraz mają charakter porządkujący.

	„a) obrotu paliwami stałymi, obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy dokonanego w punkcie dostawy do terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2020 r. poz. 1866), obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro lub jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych zgodnie z art. 25 ust. 10 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW;”, – w lit. c średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit d i e w brzmieniu: „d) obrotu energią elektryczną dokonywanego w ramach działalności wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w zakresie uregulowanym rozporządzeniem 2015/1222; e) obrotu paliwami gazowymi oraz energią elektryczną przez spółdzielnie energetyczną, w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni;”;	

	35) „Art. 32b. 1. Do rejestru podmiotów przywożących nie może zostać wpisany podmiot, który: 1) został skazany prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą; 2) zalega w podatkach stanowiących dochód budżetu państwa, z wyjątkiem przypadków, gdy uzyskał przewidziane prawem zwolnienie, odroczenie, rozłożenie na raty zaległości podatkowych albo podatku lub wstrzymanie w całości wykonania decyzji właściwego organu podatkowego. 2. W przypadku wnioskodawcy będącego osobą prawną lub jednostką organizacyjną nieposiadającą osobowości prawnej albo przedsiębiorcą zagranicznym lub przedsiębiorcą zagranicznym prowadzącym działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w ramach oddziału z siedzibą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej utworzonego na warunkach i zasadach określonych w ustawie z dnia 6 marca 2018 r. o zasadach uczestnictwa przedsiębiorców zagranicznych i innych osób zagranicznych w obrocie gospodarczym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 2020 poz. 1252), warunek, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, dotyczy również osób uprawnionych do reprezentowania tego wnioskodawcy, a także członków rady nadzorczej tego wnioskodawcy.”; 36) w art. 32c: a) ust. 4 otrzymuje brzmienie:	W projektowanym art. 32b ustawy, w ust. 1 pkt 1 wprowadza się pojęcie „przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą”, które jest zakresowo szersze niż ustawowe pojęcie „przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą”, w którym zawierają się wyłącznie przestępstwa mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi albo przesyłania dwutlenku węgla. Zmiana ma celu zaostrezenie wymogów, jakie musi spełniać podmiot składający wniosek o wpis do rejestru podmiotów przywożących, co powinno sprzyjać ograniczeniu udziału podmiotów w działalności przywozu na rynku paliw ciekłych, które zostały skazane za przestępstwo związane z prowadzoną działalnością gospodarczej. W konsekwencji zmiana może wpłynąć pozytywnie na ograniczanie nieprawidłowości na rynku paliw ciekłych. Poprzez prewencyjne oddziaływanie, regulacja może również wzmocnić uczciwą konkurencję podmiotów gospodarczych na tym rynku. Natomiast w projektowanym art. 32b ust. 2, rozciąga się wymogi określone w ust. 1 pkt 1 na osoby uprawnione do reprezentowania wnioskodawców we wskazanych w przepisie przypadkach. Poprzez uchylenie przepisu art. 32c ust. 6

	„4. Prezes URE dokonuje wpisu do rejestru podmiotów przywożących w drodze decyzji.”, b) uchyla się ust. 6; 37) w art. 32d: a) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Prezes URE, w drodze decyzji, wykreśla z rejestru podmiot przywożący, który w okresie kolejnych 6 miesięcy nie dokonał przywozu paliw ciekłych lub zaistniały okoliczności, o których mowa w art. 32b ust. 1, lub w przypadku naruszenia przez podmiot przywożący obowiązku sprawozdawczego, o którym mowa w art. 43d ust. 1, przez 6 kolejnych następujących po sobie okresów sprawozdawczych.”, b) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „„5. Wpis, wykreślenie i zmiana wpisu do rejestru podmiotów przywożących są zwolnione z opłaty skarbowej w rozumieniu ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz. U. z 2020 r. poz. 1546 i 1565).”; 38) w art. 33: a) w ust. 1b w pkt 4 wyrazy „wymienionej w ust. 1a pkt 2” zastępuje się wyrazami „z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 411)”,	Prezes URE będzie uprawniony do merytorycznej oceny wniosku o wpis do rejestru do podmiotów przywożących. Ma to zapobiegać zidentyfikowanemu problemowi wpisywania do tego rejestru podmiotów, które prawdopodobnie nie są podmiotami przywożącymi (np. przewoźnicy), a wniosek złożyły z ostrożności lub braku zrozumienia przepisów. Przepis ten powinien równocześnie poprawić jakość sprawozdawczości na podstawie art. 43d i 43e ustawy. Kolejna zmiana, która obejmuje rejestr podmiotów przywożących, dotyczy art. 32 ust. 3. Proponuje się w niej, aby Prezes URE mógł z urzędu wykreślić podmiot z rejestru w przypadku ignorowania ustawowego obowiązku składania sprawozdań, o których mowa w art. 43d ustawy. Brak realizacji tego obowiązku może wynikać zarówno z niewystarczająco wysokiej sankcji pieniężnej, jak i z trudnością z jego wyegzekwowaniem w przypadku przedsiębiorstw z siedzibą poza terytorium RP. Przedsiębiorstwa te, nie składając sprawozdań, jednocześnie uniemożliwiają Prezesowi URE realizację dyspozycji art. 32d ust. 3 ustawy, nakazującej mu wykreślenie z rejestru podmiotów przywożących podmiotów, które przez sześć kolejnych miesięcy nie dokonają przywozu paliw ciekłych. Projektowana regulacja pozwoli uporządkować rejestr podmiotów przywożących, eliminując podmioty, które z

	b) w ust. 1c w pkt 2 wyrazy „wymienionej w ust. 1a pkt 2” zastępuje się wyrazami „o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym”, c) w ust. 3: – pkt 6 otrzymuje brzmienie: „6) jeżeli inny podmiot posiadający wobec niego znaczący wpływ lub sprawujący nad nim kontrolę albo współkontrolę w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 34, 35 i pkt 36 lit. a, b, e i f ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, został w ciągu ostatnich 3 lat prawomocnie skazany za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą określoną ustawą, z zastrzeżeniem pkt 7;”, – dodaje się pkt 7 w brzmieniu: „7) w przypadku koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych, jeżeli inny podmiot posiadający wobec niego znaczący wpływ lub sprawujący nad nim kontrolę albo współkontrolę w rozumieniu art. 3 ust. 1 pkt 34, 35 i pkt 36 lit. a, b, e i f ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, został w ciągu ostatnich 3 lat prawomocnie skazany za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą.”;	różnych przyczyn ustawicznie naruszają obowiązek sprawozdawczy. Doprecyzowano także, że również wniosek o wykreślenie z rejestru jest wolny od opłaty skarbowej. Projektowana zmiana w art. 33 ust. 3 pkt 7 pozostaje w związku z projektowanym art. 32b ust. 1 pkt 1 ustawy. Analogicznie wprowadza w przepisie pojęcie „przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą”, zamiast „przestępstwo mające związek z przedmiotem działalności gospodarczej określonej ustawą”. Przepis ten dotyczyć będzie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych i będzie miał charakter regulacji szczególnej w stosunku do art. 33 ust. 3 pkt 6. Regulacja ma na celu wzmocnienie kompetencji Prezesa URE jako regulatora rynku paliw ciekłych. Może wpłynąć pozytywnie na ograniczanie nieprawidłowości na tym rynku. Poprzez prewencyjne oddziaływanie, regulacja może również wzmocnić uczciwą konkurencję podmiotów gospodarczych.

	39) w art. 34 ust. 5 otrzymuje brzmienie: „Prezes URE może żądać od przedsiębiorstwa energetycznego, któremu została udzielona koncesja, informacji w sprawie opłaty koncesyjnej w zakresie dotyczącym podstaw oraz prawidłowości jej obliczenia, w tym w szczególności informacji o operacjach gospodarczych potwierdzających wysokość osiągniętego przychodu oraz wysokości przychodu z działalności koncesjonowanej.”; 40) w art. 35: a) ust. 1a otrzymuje brzmienie: „1a. Wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien ponadto określać wielkość średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do dnia 31 marca roku następującego po rozpoczęciu przywozu, zgodnie z ustawą o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.”, b) po ust. 1c dodaje się ust. 1d w brzmieniu: „1d. Wniosek o udzielenie koncesji na magazynowanie energii elektrycznej powinien ponadto zawierać dane określone w art. 43g ust. 6 pkt. 2.”; c) ust. 2a otrzymuje brzmienie: "2a.W przypadku gdy wniosek o udzielenie koncesji lub jej zmianę nie zawiera wszystkich wymaganych ustawą informacji lub dokumentów,	Zaproponowane brzmienie przepisu art. 34 ust. 5 ustawy przewiduje doprecyzowanie, że ogólna kompetencja Prezesa URE do żądania od przedsiębiorstwa energetycznego, któremu została udzielona koncesja, informacji w sprawie opłaty koncesyjnej w zakresie podstaw oraz prawidłowości jej obliczania, obejmuje także informację o operacjach gospodarczych potwierdzających wysokość osiągniętego przychodu oraz o wysokości przychodu z działalności koncesjonowanej. Projektowany art. 35a ust. 2a umożliwi Prezesowi URE, przed wydaniem decyzji w sprawie udzielenia lub zmiany koncesji, wezwanie wnioskodawcy do uzupełnienia dokumentacji poświadczającej, że spełnia on

	poświadczających, że wnioskodawca spełnia warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania określonej działalności gospodarczej, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie krótszym niż 21 dni od dnia doręczenia wezwania." 41) po art. 37 dodaje się art. 37a w brzmieniu: Art. 37a. 1. Zmiana w strukturze kapitału zakładowego spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania paliw ciekłych, obrotu paliwami ciekłymi oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, która powoduje przekroczenie odpowiednio 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80% i 90% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu lub udziału w kapitale zakładowym, wymaga zawiadomienia Prezesa URE w terminie 7 dni od dnia zarejestrowania tych zmian w Krajowym Rejestrze Sądowym. 2. Zawiadomienie, o którym mowa w ust. 1, zawiera: 1) imienne oznaczenie akcjonariuszy (wspólników), z określeniem wartości ich akcji (udziałów); 2) wskazanie nabywcy (zastawnika) w razie nabycia (zastawu) akcji lub udziałów: a) w przypadku spółek handlowych – przez podanie pełnej nazwy i adresu siedziby spółki, b) w przypadku osoby fizycznej – przez podanie danych osobowych tej osoby (imiona, nazwiska, obywatelstwo, miejsce zamieszkania, rodzaj oraz serię i	warunki do wykonywania określonej działalności gospodarczej oraz sprawdzenie faktów podanych we wniosku w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją w terminie nie krótszym niż 21 dni od dnia doręczenia wezwania. W dodanym art. 37a wprowadza się dodatkowe obowiązki informacyjne w przypadku zmian w strukturze kapitału spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, które wzorowane są na rozwiązaniach przyjętych w ustawie z dnia 19 listopada 2009 r. o grach hazardowych. Celem tej regulacji jest ograniczenie zasygnalizowanych przez Prezesa URE negatywnych skutków, które niekiedy towarzyszą praktyce sprzedaży udziałów lub akcji przedsiębiorstw, którym została udzielone wymienione wyżej koncesje. Do skutków tych należą m.in. zaniedbywanie obowiązków informacyjnych, a niekiedy także realizacja przez te spółki działań w szarej strefie. Projektowana regulacja ma również doprowadzić do zwiększenia możliwości identyfikowania potencjalnych nieprawidłowości w działaniu spółek kapitałowych na rynku paliw ciekłych przez Prezesa URE jako organu sprawującemu nadzór nad tym rynkiem, zgodnie z art. 23 ust.

	numer dokumentu tożsamości oraz informacje dotyczące posiadanego wykształcenia); 3) wskazanie źródeł pochodzenia środków na nabycie lub objęcie akcji (udziałów); 4) numer w Krajowym Rejestrze Sądowym podmiotu występującego z wnioskiem, oraz numer w Krajowym Rejestrze Sądowym, w przypadku spółki, o której mowa w pkt 2 lit. a. 3. Do zawiadomienia dołącza się: 1) odpis aktu notarialnego statutu lub umowy spółki; 2) aktualny odpis umowy lub statutu spółki, w przypadku spółki, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. a; 3) aktualne zaświadczenie, że osoba, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b, nie była skazana za umyślne przestępstwo lub umyślne przestępstwo skarbowe na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej oraz oświadczenie tej osoby, że nie toczy się przeciwko niej postępowanie przed organami wymiaru sprawiedliwości państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, lub państwa członkowskiego Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji w sprawach o przestępstwa związane z praniem pieniędzy oraz finansowaniem terroryzmu; 4) dokumenty potwierdzające stan finansowy spółki, której akcje (udziały) są zbywane, oraz dokumenty potwierdzające sytuację finansową nabywcy;	1 ustawy.

	5) dokumenty potwierdzające legalność środków na nabycie akcji (udziałów), w szczególności: a) w przypadku spółki, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. a – sprawozdanie finansowe, o którym mowa w art. 45 ust. 2 ustawy z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości, b) w przypadku osoby, o której mowa w ust. 2 pkt 2 lit. b – zaświadczenie właściwego naczelnika urzędu skarbowego o pokryciu środków z ujawnionych źródeł przychodów.”;	
	43) art. 38 otrzymuje brzmienie: „Art. 38. 1. Udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, w tym szkód w środowisku. 2. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, ustanawia się w wysokości nie niższej niż 1/12 najwyższych, planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja. 3. Prezes URE wzywawniioskodawcę do wskazania wysokości planowanych przychodów, o których mowa w ust. 2, w terminie nie krótszym niż 30 dni, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpoznania.	Proponuje się dodanie do obowiązującego art. 38 ustawy – Prawo energetyczne dodatkowych przepisów, mających na celu uregulowanie zasad dotyczących ustanawianych przez Prezesa URE zabezpieczeń majątkowych, które będą dotyczyć wszystkich rodzajów działalności koncesjonowanej , z wyłączeniem działalności w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, ponieważ działalność ta podlega obowiązkowemu zabezpieczeniu koncesji na podstawie art. 38a ustawy Rozwiązanie to ma na celu uniknięcie obowiązkowi podwójnego zabezpieczenia tej samej działalności koncesjonowanej. W szczególności istotne jest ograniczenie zakresu podmiotów mogących być gwarantami do osób wpisanych do wykazu

	4. Zabezpieczenie majątkowe ustanawia się na okresy nie krótsze niż 12 miesięcy wykonywania działalności objętej wnioskiem pod warunkiem, że będzie odnawiane na zasadach określonych w ust. 5. 5. W przypadku ograniczenia terminem końcowym zabezpieczenia majątkowego, przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane każdorazowo, na miesiąc przed upływem terminu wygaśnięcia tego zabezpieczenia, do przedstawienia zabezpieczenia na kolejny okres wykonywania działalności, nie krótszy niż 12 miesięcy. 6. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, może być złożone w formie gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej. 7. W gwarancji, o której mowa w ust. 6, gwarant zobowiązuje się na piśmie do zapłacenia, bezwarunkowo i nieodwołalnie na każde wezwanie osób trzecich, o których mowa w ust. 1, kwoty na pokrycie roszczeń tych osób wraz z odsetkami za zwłokę – za zgodą przedsiębiorstwa energetycznego, któremu została udzielona koncesja albo określonej w prawomocnym orzeczeniu sądowym lub innym tytule wykonawczym. Gwarant i przedsiębiorstwo energetyczne, któremu została udzielona koncesja ponoszą odpowiedzialność solidarną. 8. Gwarantem zabezpieczenia majątkowego, o którym mowa w ust. 1, może być osoba wpisana do wykazu gwarantów, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy z dnia 19 marca 2004 r. – Prawo celne (Dz. U. z 2020 r. poz.1382).	gwarantów, o którym mowa w art. 52 ustawy z dnia 19 marca 2004 r. - Prawo celne Honorowanie przez organ koncesyjny zabezpieczeń majątkowych udzielanych wyłącznie przez podmioty z listy zweryfikowanej przez Ministra Finansów przy współpracy Komisji Nadzoru Finansowego, przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa obrotu energią i paliwami, w tym bezpieczeństwa osób trzecich, które mogą wystąpić do przedsiębiorstw energetycznych z ewentualnymi roszczeniami. Obecnie w świetle art. 38 organ koncesyjny jest obowiązany honorować zabezpieczenia majątkowe udzielane przez dowolne podmioty. Proponuje się także wprowadzenie minimalnego progu takiego zabezpieczenia w odniesieniu do 1/12 najwyższych, planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja, oraz określenie przesłanek, które umożliwią Prezesowi URE zwolnienie koncesjonariusza z utrzymywania tego zabezpieczenia. Celem przedstawionego poniżej rozwiązania jest zapewnienie, iż działalność koncesjonowana będzie wykonywana wyłącznie przez podmioty dysponujące odpowiednimi -środkami finansowymi gwarantującymi prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej, dla których nie jest wymagane złożenie

	9. W przypadku zaspokojenia roszczeń z zabezpieczenia majątkowego, o których mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek każdorazowego uzupełnienia zabezpieczenia do wymaganej kwoty w terminie 30 dni od dnia wykorzystania zabezpieczenia. 10. Jeżeli zabezpieczenie majątkowe nie pokrywa w całości wszystkich zgłoszonych roszczeń, roszczenia te pokrywa się stosunkowo do wysokości każdego z nich. 11. W przypadku zgłoszenia roszczenia, o których mowa w ust. 7, przedsiębiorstwo energetyczne, któremu została udzielona koncesja, przekazuje Prezesowi URE w formie pisemnej najpóźniej w czternastym dniu od dnia, w którym otrzymał takie zgłoszenie, pisemną informację o tym zgłoszeniu.. 12. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, jest zwalniane przez Prezesa URE w drodze postanowienia, w terminie 6 miesięcy od dnia zakończenia prowadzenia działalności koncesjonowanej. 13. Zabezpieczenie majątkowe może zostać zwolnione przez Prezesa URE, w drodze postanowienia, przed zakończeniem prowadzenia działalności koncesjonowanej w przypadku, gdy wielkość kapitału własnego przedsiębiorstwa energetycznego, wynikająca ze sprawozdania finansowego zbadanego przez biegłego rewidenta, przekroczy wielkość tego zabezpieczenia.	zabezpieczenia majątkowego albo przez podmioty, którym odpowiednia instytucja finansowa lub ubezpieczeniowa udzieli zabezpieczenia majątkowego w określonej wysokości. Proponowane przepisy w większości punktów zbieżne są z istniejącymi już przepisami art. 38a-38g ustawy – Prawo energetyczne dotyczącymi zabezpieczeń majątkowych dla działalności w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą. Udzielona koncesja powinna określać zasady odnawiania takiego zabezpieczenia. Ustawa przewiduje także przepis przejściowy regulujący zasady dostosowania koncesji w przypadku konieczności odnowienia jej zabezpieczenia.

	14. W sprawie zabezpieczenia majątkowego, Prezes URE wydaje postanowienie. Na postanowienie w sprawie zmiany formy lub zwolnienia zabezpieczenia majątkowego służy zażalenie. 15. Prezes URE doręcza postanowienie, o którym mowa w ust. 12 i 13, także gwarantowi, o którym mowa w ust. 7. 16. Minister właściwy do spraw finansów publicznych może określić, w drodze rozporządzenia, wzory treści gwarancji bankowych i ubezpieczeniowych, uwzględniając konieczność zapewnienia prawidłowej realizacji przez gwaranta zobowiązania, o którym mowa w ust. 1. 17. Minister właściwy do spraw energii może określić, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki stosowania zabezpieczeń majątkowych, mając na uwadze konieczność zabezpieczenia wykonania zobowiązań wobec osób trzecich mogących powstać wskutek niewłaściwego wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją. 18. Do działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą nie stosuje się przepisów ust. 1–17.”; 39) w art. 37 ust. 1 po pkt 6 dodaje się pkt 6a w brzmieniu: „6a) szczegółowe zasady odnawiania zabezpieczenia majątkowego, o których mowa w art. 38 ust. 5;”;	

	Art. 22.W przypadku udzielenia przedsiębiorstwu energetycznemu, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, koncesji pod warunkiem złożenia zabezpieczenia, o którym mowa w art. 38 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, przedsiębiorstwo to jest obowiązane do złożenia, w terminie 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, wniosku o zmianę koncesji, w celu dostosowania jej treści do wymagań określonych w art. 37 ust. 1 pkt 6a ustawy zmienianej w art. 1.	
	42) w art. 35: a) ust. 1a otrzymuje brzmienie: „1a. Wniosek o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą powinien ponadto określać wielkość średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do dnia 31 marca roku następującego po rozpoczęciu przywozu, zgodnie z ustawą o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.”, 44) po art. 42a dodaje się art. 42b w brzmieniu: „Art. 42b. 1. Koncesja na obrót gazem ziemnym z zagranicą wygasa, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie udzielonej koncesji, nie dokona obrotu gazem ziemnym z zagranicą przez kolejne następujące po sobie 12 miesięcy.	Projektowana zmiana ma na celu doprecyzowanie przepisów w zakresie koncesjonowania działalności w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą, w szczególności zapewnienie spójności z przepisami ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym.

	2. W przypadku określonym w ust. 1 Prezes URE, w drodze decyzji, stwierdza wygaśnięcie koncesji.”;	
44)	w art. 41 w ust. 4 w pkt 3 kropkę zastępuję się średnikiem i dodaje się pkt 4–6 w brzmieniu: „4) w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego prawomocnej decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów; 5) w przypadku nieprzedstawienia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego, o którym mowa w art. 38 ust. 5; 6) w przypadku nieuzupełnienia przez przedsiębiorstwo energetyczne zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, o którym mowa w art. 38 ust. 1.”;	Prezes URE będzie mógł cofnąć koncesję w przypadku obowiązków wprowadzonych w art. 38 oraz w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (zwany dalej „Prezesem UOKiK”) wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów. Prezes UOKiK ma kompetencje m.in., do prowadzenia postępowań w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów. Prezes UOKiK wielokrotnie wykorzystywał przysługujące mu kompetencje, celem eliminacji negatywnych praktyk na rynku energii. Szczególnie rozpowszechnionymi praktykami na rynku energii są: - wprowadzanie przez przedstawicieli przedsiębiorstwa konsumentów w błąd co do tożsamości, poprzez podszywanie się pod dotychczasowego sprzedawcę prądu;

		- sugerowanie, że przedkładane do podpisu dokumenty stanowią aneks do umowy z dotychczasowym sprzedawcą energii, bądź wymóg ich podpisania wynika ze zmiany przepisów prawa, likwidacji sprzedawcy energii elektrycznej, z którego usług korzystał dotychczas konsument lub połączenia tego przedsiębiorcy z innym przedsiębiorcą, - stosowanie przymusu i wywieraniu na konsumentach presji poprzez sugerowanie konsumentowi, że jeżeli nie podpisze dokumentów, pozbawiony zostanie prądu, albo jego dotychczasowa umowa wygaśnie; - manipulowanie informacjami o niższych rachunkach za energię, - niezostawianie konsumentom podpisanych dokumentów. Prezes UOKiK w decyzji kończącej postępowanie w sprawie praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów może nałożyć karę pieniężną w wysokości nie większej niż 10 % obrotu osiągniętego w roku obrotowym poprzedzającym rok nałożenia kary. Takie kary nakładane były również na przedsiębiorstwa energetyczne. Zauważyć jednak należy, iż mimo wypełnienia przez Prezesa UOKiK jego ustawowych obowiązków i wydania decyzji nakładającej karę pieniężną, przedsiębiorca może zaskarżyć decyzję do sądu i w dalszym ciągu dopuszczać się naruszeń. W praktyce UOKiKu zdarzało się, że

	przedstawiciele ukaranego przedsiębiorstwa notorycznie dopuszczali się działań, które były tożsame z tymi, które stanowiły podstawę do wszczęcia postępowania o cofnięcie koncesji przeciwko takiemu przedsiębiorcy. Dlatego też, Prezes UOKiK zwracał się do Prezesa URE o podjęcie działań mających na celu odebranie koncesji przedsiębiorcom dopuszczającym się opisanych wyżej naruszeń. Na przedsiębiorcy, który uzyskał koncesję na działalność określoną w przepisach ustawy - Prawo energetyczne ciążą obowiązki wynikające z warunków udzielonej koncesji oraz przepisów prawa. Z treści komunikatów, które pojawiały się na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki wynika natomiast, że dla wszystkich przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem i energią elektryczną Prezes URE wprowadził nowy warunek koncesyjny, nakładający na koncesjonariuszy obowiązek przestrzegania chronionych prawem interesów odbiorców, w tym poprzez udzielanie odbiorcom końcowym pełnych, rzetelnych i wyczerpujących informacji dotyczących ich uprawnień i obowiązków. W świetle powyższego, koncesjonariusz nie powinien stosować praktyk powodujących wprowadzenie odbiorców w błąd co do ich uprawnień lub obowiązków. Postanowienia umów zawieranych z odbiorcami powinny być

		czytelne i zrozumiałe, a postanowienia inne niż związane z dostarczaniem paliw lub energii (art. 5 ustawy – Prawo energetyczne), powinny być odrębnie i wyraźnie oznaczone. Uzupełnianie koncesji poprzez dodanie do nich w/w warunku stanowi realizację przez Prezesa URE jego ustawowych zadań, tj. równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii m.in. poprzez przeciwdziałanie praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczających konkurencję. Powyższy warunek zamieszczany jest we wszystkich nowo udzielanych koncesjach dotyczących obrotu paliwami gazowymi i energią. Wzmocnienie powyższych rozwiązań przepisami umożliwiającymi cofnięcie koncesji przez Prezesa URE w przypadku praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów pozwoli na skuteczną realizację obowiązków przez regulatora oraz równoważenie pozycji przedsiębiorcy i konsumenta energii.
	47) w art. 47: a) w ust. 1 zdanie drugie otrzymuje brzmienie: „Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE.”,	W ocenie Prezesa URE, niejednokrotnie ma miejsce sytuacja, w której przedsiębiorstwo energetyczne w dowolny i nieuzasadniony sposób zawyża koszty własne, przyjęte do kalkulacji przedstawianej do zatwierdzenia taryfy. Regulator odmawia zatwierdzenia tak skonstruowanej taryfy, a przedsiębiorstwo wnosi odwołanie. Ponieważ odmowa zatwierdzenia taryfy nie wynika w takim przypadku ze zmian warunków zewnętrznych,

	b) po ust. 1a dodaje się ust. 1b w brzmieniu: „1b. Przedsiębiorstwo energetyczne niezwłocznie po uzyskaniu koncesji i nie później niż po upływie 30 dni od jej uzyskania, występuje do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie taryfy. Przedsiębiorstwo to do czasu zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy i wprowadzenia jej do stosowania w rozliczeniach z odbiorcami może stosować zaliczkowy sposób rozliczeń z odbiorcami, pod warunkiem złożenia wniosku w tym terminie. Przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do rozliczenia z odbiorcami nadpłaconych kwot za cały okres stosowania zaliczek, zgodnie z zatwierdzoną taryfą.”, c) w ust. 2a we wprowadzeniu do wyliczenia wyraz " zatwierdza" zastępuje się wyrazami "może zatwierdzić", d)w ust. 2d po wyrazach "opisanych zmian" skreśla się wyraz "zewnętrznych", e) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Prezes URE ogłasza w Biuletynie URE: 1)zatwierdzone taryfy dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła w terminie 14 dni od dnia zatwierdzenia taryfy; 2)decyzje, o których mowa w ust. 2d.”;	przedsiębiorstwo do czasu prawomocnego zakończenia postępowania stosuje taryfę dotychczasową na podstawie art. 47 ust. 2c pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne. W takim przypadku, nawet jeżeli ostatecznie sąd odwoławczy uzna za zasadną decyzję regulatora, przedsiębiorstwo nawet przez kilka lat osiąga nieuzasadnione korzyści pobierając od odbiorców opłaty w wysokości przewidzianej w dotychczasowej taryfie. Dodatkowo zachodzi potrzeba ujednolicenia miejsca i terminu publikacji taryf dla ciepła. Ponadto, Prezes URE często sygnalizował konieczność zagwarantowania wyłącznie wnioskodawcy, akumulacji korzyści wynikających z poprawy efektywności jego działania w okresie obowiązywania takiej taryfy (tj. bez przeniesienia części tych korzyści na odbiorców).

	46) w art. 46: b) w ust. 4: – w pkt 5 w lit. d średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. e w brzmieniu: „e) kosztów związanych z wykorzystaniem usług systemowych nabywanych od odbiorców energii na podstawie art. 9c ust. 2 pkt 8, kosztów wskazanych w art. 11d ust. 5, kosztów wynikających ze stosowania rozporządzeń wydanych na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 oraz kosztów działań, o których mowa w art. 11c ust. 2, poniesionych w roku poprzedzającym rok kalkulacji taryfy.”,	Niniejsze zmiany mają charakter doprecyzowujący i wynikają z uwzględnienia uwag Prezesa URE zgłoszonych podczas uzgodnień międzyresortowych.

	48) w art. 54: a) po ust. 1a dodaje się ust. 1aa w brzmieniu: „1aa. Świadectwa kwalifikacyjne wydane osobom, zajmującym się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci tracą ważność po upływie 5 lat od dnia ich wydania.”, b) uchyla się ust. 1c, c) w ust. 2 dodaje się zdanie drugie w brzmieniu: „Pracodawca może dopuścić do wykonywania prac eksploatacyjnych przy urządzeniach energetycznych, pod nadzorem osoby uprawnionej, osoby nieposiadające świadectw kwalifikacyjnych: 1) w celu przygotowania zawodowego z uwzględnieniem przepisów dotyczących zatrudnienia młodocianych; 2) będące uczniami szkoły ponadpodstawowej prowadzącej kształcenie w zawodzie, dla którego podstawa programowa kształcenia w zawodzie szkolnictwa branżowego, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2016 r. – Prawo oświatowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 910 i 1378), przewiduje nabycie umiejętności związanych z wykonywaniem prac eksploatacyjnych przy urządzeniach energetycznych; 3) reprezentujące organy nadzoru; 4) prowadzące specjalistyczne prace serwisowe.”, d) uchyla się ust. 2a,	Urządzenia, instalacje lub sieci mają wpływ na bezpieczeństwo osób i pracy systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego, dlatego w projekcie ustawy nieco przebudowano model ich uznawania w ten sposób aby maksymalnie go usprawnić. Prezes URE będzie organem właściwym do uznawania kwalifikacji osób wykonujących prace przy urządzeniach, instalacjach i sieciach energetycznych nabytych w państwach członkowskich UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich EFTA. W przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób oraz przy stowarzyszeniach naukowo – technicznych zrzeszających co najmniej 3000 członków komisje kwalifikacyjne będzie powoływał Prezes URE. Wszystkie świadectwa kwalifikacyjne wydane osobom zajmującym się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci oraz wpisy do rejestru świadectw kwalifikacyjnych będą tracić ważność po upływie 5 lat od dnia ich wpisu w rejestrze świadectw kwalifikacyjnych. Utrata ważności przez świadectwa kwalifikacyjne po upływie 5 lat wobec wszystkich osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci wiąże się z tym, że osoby te prowadzą prace na tożsamy sposób przy urządzeniach, instalacjach i sieciach, bez względu na to u kogo i na jakiej podstawie zostały zatrudnione. Kwestia eksploatacji tych

	e) po ust. 2a dodaje się ust. 2b i 2c w brzmieniu: „2b. Prezes URE jest organem właściwym do uznawania kwalifikacji osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie ust. 7, nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stronach umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, w rozumieniu ustawy z dnia 22 grudnia 2015 r. o zasadach uznawania kwalifikacji zawodowych nabytych w państwach członkowskich Unii Europejskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 220). 2c. Sprawdzenie kwalifikacji niezbędnych do wykonywania czynności związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, odpowiednio do rodzaju prac, stanowisk oraz instalacji, urządzeń lub sieci przeprowadzają komisje kwalifikacyjne w formie egzaminu.”, f) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Komisje kwalifikacyjne są powoływane na okres 5 lat przez: 1) Prezesa URE: a) w przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie ust. 7, b) przy stowarzyszeniach naukowo-technicznych zrzeszających co najmniej 200 członków posiadających kwalifikacje do zajmowania się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zawierają	urządzeń u małego czy dużego przedsiębiorcy nie powinna stanowić podstawy do rozróżniania w zakresie okresu ważności świadectw kwalifikacyjnych. Zarówno bowiem w jednym jak i drugim przypadku należy zapewnić aby eksploatacja ta była dokonywana w sposób bezpieczny dla życia i zdrowia ludzkiego. Pracodawca będzie mógł dopuścić do wykonywania prac eksploatacyjnych przy urządzeniach energetycznych, pod nadzorem osoby uprawnionej, osoby nieposiadającej świadectw kwalifikacyjnych: 1) w celu przyuczenia do zawodu z uwzględnieniem przepisów dotyczących zatrudnienia młodocianych; 2) reprezentujące organy nadzoru; 3) prowadzące specjalistyczne prace serwisowe. W propozycjach przepisów uregulowano również kwestie wydanych świadectw kwalifikacyjnych oraz istniejących komisji kwalifikacyjnych. Świadectwa wydane przez komisje kwalifikacyjne osobom świadczącym usługi na rzecz konsumentów oraz mikroprzedsiębiorców, małych lub średnich przedsiębiorców, zachowują ważność przez okres na jaki zostały wydane; wydane zaś innym osobom, zachowują ważność przez okres 1 roku od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczasowych przepisów stają

	postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej; 2) właściwych ministrów oraz Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a, 3) ministra właściwego do spraw transportu – na wniosek przedsiębiorcy, stowarzyszenia naukowo–technicznego lub jednostki organizacyjnej podległej lub nadzorowanej przez właściwych ministrów oraz Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a, lub ministra właściwego do spraw transportu.", g) po ust. 3 dodaje się ust. 3¹-3³ w brzmieniu: "3¹. Wniosek, o którym mowa w ust. 3, określa w szczególności nazwę i adres komisji kwalifikacyjnej oraz zakres sprawdzanych kwalifikacji. 3². Wniosek, o którym mowa w ust. 3, składa się na piśmie lub za pomocą środków komunikacji elektronicznej, o których mowa w ustawie z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną. 3³. W przypadku złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 3, za pomocą środków komunikacji elektronicznej wniosek ten opatruje się kwalifikowanym podpisem elektronicznym lub uwierzytelnia z wykorzystaniem profilu zaufanego.", h) w ust. 3a pkt 4 otrzymuje brzmienie: „4) zaprzestania pełnienia służby lub rozwiązania stosunku pracy z jednostką organizacyjną podległą lub nadzorowaną przez właściwego ministra lub Szefa Agencji w przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2.”, i) ust. 4 otrzymuje brzmienie:	się komisjami kwalifikacyjnymi wskazanymi w projekcie ustawy. Dotyczy to komisji kwalifikacyjnych powołanych: a) w przedsiębiorstwach energetycznych zatrudniających co najmniej 200 osób wykonujących prace, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 54 ust. 7, b) przy stowarzyszeniach naukowo - technicznych zrzeszających co najmniej 3000 członków, jeżeli statuty tych stowarzyszeń zawierają postanowienia określające zakres wykonywanej działalności na rzecz gospodarki energetycznej; 2) właściwych ministrów oraz Szefów Agencji, o których mowa w art. 21a, w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci w jednostkach organizacyjnych nadzorowanych lub podległych tym ministrom lub Szefom Agencji, 3) ministra właściwego do spraw transportu, w zakresie eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci energetycznych eksploatowanych w jednostkach organizacyjnych transportu kolejowego. Komisje kwalifikacyjne powołane na podstawie dotychczasowych przepisów działają przez okres na jaki zostały powołane.

	"4. Za sprawdzenie kwalifikacji, o których mowa w ust. 1, pobiera się opłatę od osoby kierującej wnioskiem o stwierdzenie kwalifikacji, nie wyższą niż 10% minimalnego wynagrodzenia za pracę pracowników, obowiązującego w dniu złożenia tego wniosku.", j) ust. 7 otrzymuje brzmienie: „7. Minister właściwy do spraw energii, wydając rozporządzenie, o którym mowa w ust. 6, określi w szczególności: 1) rodzaje prac, stanowisk oraz urządzeń, instalacji lub sieci, dla których jest wymagane świadectwo kwalifikacyjne do wykonywania czynności związanych z ich eksploatacją, 2) zakres wiedzy teoretycznej i praktycznej niezbędnej do wykonywania czynności związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, odpowiednio do rodzaju prac, stanowisk oraz instalacji, urządzeń lub sieci, 3) skład komisji kwalifikacyjnych oraz wymagania dla przewodniczącego, zastępcy i członków komisji kwalifikacyjnych ze względu na stanowisko pracy, zakres czynności i grupy urządzeń, instalacji i sieci, na których wykonywane są czynności przez osoby, których kwalifikacje sprawdza ta komisja, 4) tryb przeprowadzania egzaminu przez komisję kwalifikacyjną, 5) sposób wnoszenia opłaty, o której mowa w ust. 4, i jej wysokość 6) warunki i sposób gromadzenia przez komisje kwalifikacyjne dokumentacji z postępowania w sprawie sprawdzania kwalifikacji,	

	7) wzór świadectwa kwalifikacyjnego – biorąc pod uwagę zapewnienie bezpieczeństwa technicznego i niezawodności funkcjonowania oraz bezpiecznej eksploatacji urządzeń, instalacji lub sieci elektroenergetycznych, ciepłowniczych i gazowych, bezpieczeństwa ludzi i mienia oraz bezstronnego i niezależnego postępowania w sprawie wydania świadectwa kwalifikacyjnego dla osób wykonujących czynności związane z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci.”; Art. 23. Świadectwa wydane przez komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, zachowują ważność w przypadku: 1) osób, o których mowa w art. 54 ust. 1c pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym – przez okres na jaki zostały wydane; 2) innych osób – przez okres na jaki zostały wydane, jednak nie dłużej niż przez okres 5 lat od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. Art. 24. 1. Komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, powołane na podstawie dotychczasowych przepisów, stają się komisjami kwalifikacyjnymi, o których mowa w art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, pod warunkiem, że zostały powołane u przedsiębiorców lub przy stowarzyszeniach naukowo–technicznych spełniających wymagania określone w art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, i działają przez okres, na jaki zostały powołane.	

	2. Komisje kwalifikacyjne, o których mowa w art. 54 ust. 3 pkt 2 i 3 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, powołane na podstawie dotychczasowych przepisów, stają się odpowiednio komisjami kwalifikacyjnymi, o których mowa w art. 54 ust. 3 pkt 2 i 3 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, i działają przez okres, na jaki zostały powołane. Art. 25. Przepis art. 54 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się również do uczniów dotychczasowych szkół ponadgimnazjalnych prowadzących kształcenie w zawodzie.	

	49) w art. 56: a) w ust. 1: – po pkt 1j dodaje się pkt 1k w brzmieniu: „1k) nie wykonuje w terminie wezwania, o którym mowa w art. 9g ust. 8c lub 8e;”, – pkt 3a otrzymuje brzmienie: „3a) nie stosuje się do ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii, wprowadzonych na podstawie art. 11, art. 11c ust. 2 pkt 2 lub art. 11d ust. 3;”, – pkt 5a otrzymuje brzmienie: „5a) nie przedkłada do zatwierdzenia taryfy w terminie, o którym mowa w art. 47 ust. 1 zdanie drugie, lub wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w tym przepisie;”, – po pkt 6 dodaje się pkt 6a–6c w brzmieniu: „6a) bez zgody Prezesa URE, o której mowa w art. 7a ust. 3 pkt 1, wybudował linię bezpośrednią lub gazociąg bezpośredni;”, 6b) nie przekazuje Prezesowi URE w terminie informacji, o których mowa w art. 9db ust. 2; 6c) stosuje ceny lub stawki, nie przestrzegając warunków lub obowiązków wynikających z art. 9dc ust. 2–4;”,	Pozostałe zmiany w przepisach karnych – art. 56 ustawy – Prawo energetyczne są konsekwencją zmian merytorycznych, wniosków de lege ferenda Prezesa URE oraz mają charakter doprecyzowujący.

	– po pkt 16 dodaje się pkt 16a–16c w brzmieniu: „16a) nie przestrzega obowiązku dostarczenia odbiorcy końcowemu w gospodarstwie domowym kopii aktualnego zbioru praw konsumenta , o którym mowa w art. 5 ust. 6e zdanie pierwsze; 16b) nie przestrzega zakazu zawierania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z odbiorcą energii elektrycznej lub paliw gazowych poza lokalem przedsiębiorstwa; 16c) będąc sprzedawcą paliw lub energii nie informuje poprzedniego sprzedawcy lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej o dniu rozpoczęcia przez sprzedaży tych paliw lub energii na rzecz danego odbiorcy;”, – po pkt 21 dodaje się pkt 21a w brzmieniu: „21a) nie przedkłada do zatwierdzenia metody prognozowania ilości gazu odbieranych przez użytkowników sieci mierzonych rzadziej niż w ciągu doby gazowej lub przedkłada metodę prognozowania niespełniającą wymogów, o których mowa w art. 9ca;”, – pkt 23 otrzymuje brzmienie: 23) nie przestrzega postanowień programu określającego przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego	

	traktowania użytkowników systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 4, zatwierdzonego przez Prezesa URE;”, – po pkt 24a dodaje się pkt 24b w brzmieniu: „24b) bez zgody Prezesa URE, o której mowa w art. 7a ust. 3 pkt 2, zmienia przeznaczenie sieci gazociągów kopalnianych na gazociąg bezpośredni lub bez poinformowania Prezesa URE oraz odbiorcy zgodnie z art. 4ia ust. 1, zmienia przeznaczenie gazociągu bezpośredniego lub sieci gazociągów kopalnianych na sieć dystrybucyjną;”, – pkt 31 otrzymuje brzmienie: „31) nie przedkłada sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 5a i art. 16 ust. 18, lub planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4, lub ich aktualizacji;”, – pkt 40 i 41 otrzymują brzmienie: „40) wbrew obowiązkowi wynikającemu z art. 8 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011, nie przekazuje Agencji w terminie danych, lub przekazuje dane nieprawdziwe lub niepełne; 41) wbrew obowiązkowi wynikającemu z art. 8 ust. 5 rozporządzenia 1227/2011, nie przekazuje Agencji lub Prezesowi URE w terminie informacji, lub przekazuje informacje nieprawdziwe lub niepełne;”, – po pkt 41 dodaje się pkt 41a w brzmieniu:	

	„41a) zawodowo zajmując się pośrednictwem w zawieraniu transakcji, wbrew obowiązkowi, o którym mowa w art. 15 rozporządzenia 1227/2011, nie tworzy lub nie utrzymuje skutecznych mechanizmów i procedur mających na celu identyfikację przypadków naruszenia art. 3 lub 5 tego rozporządzenia w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które nie są instrumentami finansowymi;”, – pkt 42 otrzymuje brzmienie: „42) zawiera transakcje na hurtowym rynku energii bez wymaganego wpisu do rejestru uczestników rynku, o którym mowa w art. 9 rozporządzenia 1227/2011, lub nie dokonuje aktualizacji danych podanych w formularzu rejestracyjnym, lub podaje w formularzu rejestracyjnym dane niepełne lub nieprawdziwe;”, – po pkt 42 dodaje się pkt 42a w brzmieniu: „42a) będąc wyznaczonym operatorem rynku energii elektrycznej, wbrew żądaniu Prezesa URE, nie przekazuje w terminie informacji lub dokumentów, o których mowa w art. 24a, lub przekazuje nieprawdziwe informacje lub dokumenty;”, – po pkt 50 dodaje się pkt 51–53 w brzmieniu: „51) będąc wyznaczonym operatorem rynku energii elektrycznej, nie przestrzega obowiązków wynikających z art. 4 ust. 5, art. 7 ust. 1–4, art.	

	9 ust. 1, 12 i 14, art. 10, art. 12, art. 36, art. 37, art. 39–41, art. 46 ust. 2, art. 47 ust. 4, art. 48 ust. 1, 3 i 4, art. 50, art. 52 ust. 1 i 2, art. 53, art. 54, art. 58 ust. 3, art. 59 ust. 5, art. 60, art. 62, art. 75 ust. 3 oraz art. 80 ust. 1 i 4 rozporządzenia 2015/1222, w tym przekazuje informacje nieprawdziwe lub niepełne; 52) utrudnia lub uniemożliwia przeprowadzenie kontroli, o których mowa w art. 23r; 53) nie wykonuje obowiązku zawiadomienia, o którym mowa w art. 37a ust. 1; 54) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 38 ust. 11.”, b) ust. 2g otrzymuje brzmienie: „2g. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach, o których mowa w ust. 1: 1) pkt 6a-6c, 39–43 i 51 wynosi od 10 000 zł do 1 000 000 zł; 2) pkt 30b – 30e wynosi od 10 000 zł do 500 000 zł”, c) w ust. 2h pkt 9 otrzymuje brzmienie: „9) pkt 49, 52–54 wynosi od 10 000 do 50 000 zł;”, d) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. Wysokość kary pieniężnej, o której mowa:	

	1) w ust. 1 pkt 1-1g, 1k-6, 8-11, 12a, 12d-30a i 30f-38 nie może być niższa niż 10 000 zł i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może być niższa niż 10 000 zł i nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym; 2) w ust. 1 pkt 7, 7a i 12 nie może być niższa niż 2 000 zł i wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może być niższa niż 2 000 zł i nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.”, e) ust. 8 otrzymuje brzmienie: „8. Prezes URE niezwłocznie powiadamia Komisję Europejską o zmianach przepisów w zakresie kar pieniężnych i o działaniach podejmowanych w przypadku naruszeń przepisów rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003, a także	

	przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1775/2005.”; 50) w art. 57g ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Kto prowadzi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, magazynowania lub przeładunku, skraplania, regazyfikacji, przesyłania lub dystrybucji, obrotu paliwami ciekłymi, gazowymi lub energią, w tym obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą, bez wymaganej koncesji, podlega grzywnie do 5 000 000 zł albo karze pozbawienia wolności od 6 miesięcy do lat 5.”; 51) po art. 62d dodaje się art. 62e w brzmieniu: „Art. 62e. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych, magazynowaniu lub przeładunku paliw ciekłych, przesyłaniu lub dystrybucji paliw ciekłych, obrocie paliwami ciekłymi, w tym obrocie nimi z zagranicą, a także podmiot przywożący, które nie wykonały obowiązku, o którym mowa w art. 31 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1165 i 1986 oraz z 2017 r. poz. 1387), przekazują do Prezesa URE informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności, zgodnie z wzorem określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 43e ust. 2, w terminie do dnia 1 czerwca 2021 r.	W przepisie epizodycznym projektowanego art. 62e ustawy – Prawo energetyczne wprowadza się jednorazowy obowiązek dla przedsiębiorstwa energetycznego, które wykonuje działalność polegającą na wytwarzaniu paliw ciekłych, magazynowaniu lub przeładunku paliw ciekłych, przesyłaniu lub dystrybucji paliw ciekłych, obrocie paliwami ciekłymi, w tym obrocie nimi z zagranicą, a także podmiot przywożący, które nie wykonały obowiązku, o którym mowa w art. 31 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1165). Obowiązek ten dotyczył zgłaszania do Prezesa URE pierwszej informacji o infrastrukturze paliw ciekłych w związku z wejściem w życie nowych przepisów. Ustawa ta nie wprowadziła jednak przepisów karnoadministracyjnych za naruszenie tego obowiązku.

	2. Kto nie przekazuje w terminie informacji lub przekazuje nieprawdziwą informacją, o której mowa w ust. 1, podlega karze pieniężnej w wysokości 10 000 zł oddzielnie dla każdego rodzaju i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych. 3. Karę, o której mowa w ust. 2, nakłada Prezes URE, z uwzględnieniem art. 56 ust. 4 i 5–7a.”.	
16)	w art. 9d: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „2. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operator systemu magazynowania mogą świadczyć usługi polegające na przystosowywaniu paliwa gazowego do standardów jakościowych lub warunków technicznych obowiązujących w systemie przesyłowym gazowym lub w systemie dystrybucyjnym gazowym, a także usługi transportu paliw gazowych środkami transportu innymi, niż sieci gazowe.”,	Projektowana zmiana ma na celu umożliwienie operatorowi systemu magazynowania świadczenie usług pomocniczych polegających na dostosowaniu jakości paliw gazowych do wymagań obowiązujących np. w systemie przesyłowym. Na rozwijającym się rynku gazu ziemnego coraz częściej obserwowane jest zapotrzebowanie na tego typu usługi, a ustawa – Prawo energetyczne w dotychczasowym brzmieniu nie odnosiła się do dopuszczalności świadczenia tego typu usług przez operatora systemu magazynowania, mimo że w świetle dyrektywy 2009/73 są one dopuszczalne.
	Art. 2. W ustawie z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2020 r. poz. 140, 285, 568 i 1086) art. 26c otrzymuje brzmienie: „Art. 26c. 1. W okresie obowiązywania stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii albo występowania niebezpieczeństwa szerzenia się zakażenia lub choroby zakaźnej, które może stanowić zagrożenie dla zdrowia publicznego, właściwy organ administracji miar może na wniosek podmiotu uprawnionego do złożenia wniosku o dokonanie legalizacji ponownej, odroczyć termin dokonania legalizacji ponownej i zezwolić	Zmiana przepisów epizodycznych w ustawie z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U. z 2020 r. poz. 140, 285 i 568), dotyczy dodania obok już wprowadzonego poprzednią nowelizacją, nowego okresu odraczania terminu dokonania legalizacji ponownej i zezwalania na dalsze użytkowanie przyrządów pomiarowych wobec których dokonano takiego odroczenia przez okres nie dłuższy niż 12 miesięcy. Okres do 6 lub 12 miesięcy wyznaczany będzie mógł być w zależności od

na dalsze użytkowanie danego egzemplarza przyrządu pomiarowego, przez okres nie dłuższy niż 6 miesięcy, jeśli okres ważności legalizacji ponownej przyrządu pomiarowego, określony w przepisach wydanych na podstawie art. 9, jest wyrażony w miesiącach, albo przez okres nie dłuższy niż 12 miesięcy, jeśli okres ważności legalizacji ponownej przyrządu pomiarowego, określony w przepisach wydanych na podstawie art. 9, jest wyrażony w latach pod warunkiem, że wnioskodawca dołączy do wniosku oświadczenie, iż od dnia dokonania ostatniej legalizacji albo przeprowadzenia oceny zgodności, nie wprowadzono zmian dotyczących konstrukcji, wykonania i warunków właściwego stosowania przyrządu pomiarowego i że spełnia on wymagania, w szczególności w zakresie charakterystyk metrologicznych oraz, że jego dalsze użytkowanie, w ocenie wnioskodawcy, nie stwarza zagrożenia dla wymaganej dokładności pomiarów, a także dla życia lub zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska. 2. Odroczenie i zezwolenie na dalsze użytkowanie, o których mowa w ust. 1, stosuje się do przyrządów pomiarowych, których ważność legalizacji albo obowiązek zgłoszenia do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności upływa w roku, w którym obowiązują stan zagrożenia epidemicznego albo stan epidemii albo występuje niebezpieczeństwo szerzenia się zakażenia lub choroby zakaźnej, które może stanowić zagrożenie dla zdrowia publicznego. 3. Wniosek o odroczenie i zezwolenie na dalsze użytkowanie, o których mowa w ust. 1, składa się w okresie obowiązywania stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii	sposobu wyrażania ważności okresu legalizacji, liczonej w miesiącach lub latach. Dodano również możliwość odraczania legalizacji ponownej wobec przyrządów pomiarowych, wprowadzonych do obrotu lub użytkowania po dokonaniu oceny zgodności. Obecnie obowiązująca regulacja nie zaspokaja w pełni potrzeb rynku, gdyż wiele grup przyrządów pomiarowych nowo produkowanych oraz użytkowanych, zostało wprowadzonych na rynek po dokonaniu oceny zgodności. Aktualnie rozwiązany jest problem wykonywania legalizacji ponownej (art. 26c ustawy Prawo o miarach), który nie uwzględnia przyrządów pomiarowych wprowadzonych do obrotu lub użytkowania po dokonaniu oceny zgodności. Sama zaś ocena zgodności jest, w odróżnieniu od wcześniej występującego zatwierdzenia typu, inną formą wprowadzania na rynek przyrządów pomiarowych. Przepisy w tej materii powinny więc być spójne, a wszystkie przyrządy pomiarowe powinny podlegać tym samym regulacjom. Nowa redakcja zapisów art. 26c rozwiązuje zidentyfikowany problem przeprowadzania, w warunkach epidemii, legalizacji ponownej przyrządów pomiarowych szczególnie ważnych dla polskiej gospodarki ze względu na ich znaczenia dla funkcjonowania infrastruktury krytycznej państwa oraz przyrządów pomiarowych, w szczególności wykorzystywane w użytkowaniu wszystkich

albo występowanie niebezpieczeństwa szerzenia się zakażenia lub choroby zakaźnej, które może stanowić zagrożenie dla zdrowia publicznego. 4. Wniosek oraz oświadczenie, o których mowa w ust. 1, mogą zostać złożone tylko do jednego organu administracji miar pisemnie lub za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344). Organ administracji miar, do którego, wpłynął wniosek oraz oświadczenie, może dokonywać wezwań do uzupełnienia braków wniosku lub oświadczenia pisemnie, za pomocą środków komunikacji elektronicznej, telefonicznie lub w inny sposób. Sposób wezwania należy udokumentować, dołączając do akt sprawy notatkę służbową lub potwierdzenie transmisji danych. 5. Oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, jest składane pod rygorem odpowiedzialności karnej. Składający oświadczenie jest obowiązany do zawarcia w nim klauzuli o następującej treści: „Jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia”. Niniejsza klauzula zastępuje pouczenie organu administracji miar o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń. Jeżeli wnioskodawca nie jest osobą fizyczną oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, składają osoby uprawnione do reprezentacji wnioskodawcy. 6. Odroczenie terminu dokonania legalizacji ponownej i zezwolenie na dalsze użytkowanie na warunkach określonych w ust. 1, następuje w drodze decyzji, wydanej w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku, a za czynności wydania takiej decyzji nie pobiera	rodzajów mediów. Przyrządy te użytkowane są w masowej skali tj.: gazomierzy, liczników energii elektrycznej, wodomierzy, ciepłomierzy oraz ich podzespołów, a ich demontaż aktualnie, w związku z ograniczeniami wynikającymi z zasad ochrony w okresie pandemii, w celu wykonania legalizacji ponownej nie jest możliwy lub znacznie utrudniony. Utrudnienia i ograniczenia związane są na przykład z odmową wstępu do mieszkań i domów przedstawicieli podmiotów odpowiedzialnych za demontaż przyrządów pomiarowych. Ponadto, biorąc pod uwagę treść art. 8k ust. 3 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2020 r. poz. 140, 285 i 568), zgodnie z którym termin na zgłoszenie po raz pierwszy do legalizacji ponownej przyrządu pomiarowego wprowadzonego do obrotu lub użytkowania po dokonaniu oceny zgodności liczy się do pierwszego dnia grudnia roku, którego oznaczenie zostało naniesione na przyrządzie podczas dokonywania tej oceny, dojdzie do skumulowania demontażu i instalacji w bardzo krótkim okresie czasu ze względu na wielomiesięczny przestój w realizacji tych działań. Wiąże się to z tym, że przedsiębiorstwa, w szczególności te odpowiedzialne za przyrządy pomiarowe mające zastosowanie na szeroką skalę jak np. liczniki energii elektrycznej, rozkładają w czasie, zgodnie z wcześniej określonym

	się opłaty. Odroczenie i zezwolenie na dalsze użytkowanie, o których mowa w ust. 1, liczone są od pierwszego dnia upływu okresu ważności legalizacji przyrządu albo terminu, w którym przyrząd powinien być zgłoszony do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności.”.	harmonogramem, demontaż i instalację przyrządów pomiarowych, zarówno ze względów możliwości fizycznych na wykonanie tych czynności jak również ekonomicznych, kierując się przesłanką jak najmniejszego obciążenia kosztami odbiorców końcowych. Na marginesie należy zaznaczyć, że koszty związane z kupnem i instalacją albo demontażem liczników energii elektrycznej stanowią koszty uzasadnione, które poprzez taryfę przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się dystrybucją energii elektrycznej przenoszone są na odbiorcę końcowego. Co więcej koszty te muszą być uzasadnione aby taryfa takiego przedsiębiorstwa została zatwierdzona przez regulatora. W praktyce postulowane rozwiązania legislacyjne umożliwiają złożenie, w okresie trwania pandemii, wniosków o odroczenie legalizacji. W związku z odroczeniem terminów, legalizacja ponowna wykonywana będzie w okresie do 6 lub 12 miesięcy od pierwszego dnia upływu okresu ważności legalizacji przyrządu albo terminu, w którym przyrząd powinien być zgłoszony po raz pierwszy do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności. W nowym brzmieniu dodano również zapis, który wskazuje, iż wniosek o odroczenie legalizacji można złożyć tylko do jednego organu administracji miar. Przepis ten

	eliminuje możliwość składania tego samego wniosku do wielu organów administracji miar. Wprowadzono również zapis zgodnie, z którym do wniosku o odroczenie legalizacji dołączana będzie klauzula dotycząca odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia. W celu zachowania bezpieczeństwa wniosków o odroczenie terminu dokonania legalizacji ponownej oraz oświadczenie, iż od dnia dokonania ostatniej legalizacji albo przeprowadzenia oceny zgodności, nie wprowadzono zmian dotyczących konstrukcji, wykonania i warunków właściwego stosowania przyrządu pomiarowego i że spełnia on wymagania, w szczególności w zakresie charakterystyk metrologicznych oraz, że jego dalsze użytkowanie, w ocenie wnioskodawcy, nie stwarza zagrożenia dla wymaganej dokładności pomiarów, a także dla życia lub zdrowia ludzkiego oraz mienia i środowiska, będą mogły zostać złożone tylko do jednego organu administracji miar pisemnie lub za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344). Obowiązek złożenia ww. oświadczenia podyktowany jest z kolei potrzebą zapewnienia dokładności pomiarów – jedną z podstawowych zasad wyrażonych w ustawie z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach (Dz. U.

		z 2020 r. poz. 140, 285 i 568). Dodatkowo, oświadczenie, o którym mowa powyżej, będzie składane pod rygorem odpowiedzialności karnej co jest powszechnie stosowanym zabiegiem w prawie. W celu usunięcia pojawiających się wątpliwości interpretacyjnych dookreślono, że odroczenie terminu dokonania legalizacji ponownej i zezwolenie na dalsze użytkowanie na warunkach określonych w projekcie następuje w drodze decyzji administracyjnej, wydanej w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku, a za czynności wydania takiej decyzji nie pobiera się opłaty. Odroczenie i zezwolenie na dalsze użytkowanie będzie liczone są od pierwszego dnia upływu okresu ważności legalizacji przyrządu albo terminu, w którym przyrząd powinien być zgłoszony po raz pierwszy do legalizacji ponownej po dokonaniu oceny zgodności. Niniejszy zabieg pozwoli na równe traktowanie przedsiębiorców w zaistniałych okolicznościach oraz stanowi wypełnienie zasady, zgodnie z którą legalizacja dotyczy indywidualnych przyrządów pomiarowych i ich okresów. Zapis dotyczący decyzji administracyjnej związany ze zwolnieniem z opłat w jednoznaczny sposób wskazują, iż decyzja administracyjna wydawana jest bez opłat. Regulacja ta nie ma wpływu na późniejsze pobieranie opłat za wykonanie legalizacji ponownej.

Art. 3. W ustawie z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2018 r. poz. 1323, z 2019 r. poz. 1495 i 1517): 1) w art. 63: a) w ust. 1 dodaje się pkt 21 w brzmieniu: „21) nie przestrzega obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia(UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010;”; b) ust. 6a otrzymuje brzmienie: „6a. W przypadku, o którym mowa w ust. 1 pkt 5b, 5c i 21, kara pieniężna wynosi od 1% do 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara dotyczy działalności wykonywanej na podstawie koncesji, wysokość kary wynosi od 1% do 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.”; 2) w art. 64 w ust. 1 pkt 7 otrzymuje brzmienie: „7) pkt 6a, 6aa, 17 i 21 –wymierza minister właściwy do spraw energii.”.	Zmiany w ustawie mają charakter doprecyzowujący i umożliwiający regulatorowi oraz ministrowi właściwemu ds. energii skuteczną realizację zadań w postaci wymierzania sankcji.

Art. 7. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086 i 1503) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 2: 4) w art. 29 w pkt 2 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu: „3) instalacja odnawialnego źródła energii, w której wytwórca zamierza wykonywać działalność gospodarczą w zakresie biogazu rolniczego, nie może ponownie służyć wykonywaniu takiej działalności na podstawie art. 31 ust. 4.”; 5) w art. 31 ust. 4 otrzymuje brzmienie: „4. W przypadku wydania decyzji, o której mowa w art. 30 ust. 1, z powodu naruszenia obowiązku, o którym mowa w art. 25 pkt 3, instalacja odnawialnego źródła energii służąca do wykonywania działalności gospodarczej objętej decyzją może ponownie służyć wykonywaniu działalności gospodarczej w zakresie biogazu rolniczego nie wcześniej niż po upływie 3 lat od dnia wydania tej decyzji.”; 6) w art. 38c: b) w ust. 7 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Od ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnych źródeł energii spółdzielni energetycznej, a następnie zużytej przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej, w tym ilości energii elektrycznej rozliczonej w sposób, o którym mowa w ust. 3, spółdzielnia energetyczna nie uiszcza:”; 11) w art. 77 w ust. 3 pkt 1 otrzymuje brzmienie:	Zmiana wynika z uwzględnienia uwag MRIRW zgłoszonych podczas Komitetu Rady Ministrów ds. Cyfryzacji oraz Stałego Komitetu Rady Ministrów.

	„1) maksymalną cenę w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii, zwaną dalej „ceną referencyjną”;; 12) w art. 92: a) w ust. 11 część wspólna otrzymuje brzmienie: „– ustala się na podstawie udostępnianych w formie elektronicznej przez operatora informacji rynku energii w rozumieniu art. 3 pkt 72 ustawy – Prawo energetyczne rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo–rozliczeniowych w ujęciu dobowym w danym miesiącu; prawo dostępu do tych danych otrzymuje także operator rozliczeń energii odnawialnej w celu weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3.”, 13) w art. 96 w ust. 3: a) po pkt 3 dodaje się przecinek i dodaje się pkt 4 w brzmieniu: „4) przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie magazynowania energii elektrycznej”, b) część wspólna otrzymuje brzmienie: „– w części, w jakiej nie jest zużywana do jej wytwarzania, magazynowania, przesyłania lub dystrybucji, uwzględnia się w ilościach energii elektrycznej, w odniesieniu do której pobiera się opłatę OZE.”; 14) w art. 128 w ust. 5 uchyla się pkt 2.	

	Art. 11. W ustawie z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1524) w art. 26 wprowadza się następujące zmiany: 1) w ust. 1 wyrazy „Przepisów art. 39 ust. 4, art. 39a ust. 4, art. 70a ust. 2 i 4, art. 70e ust. 1 i 2, art. 70f ust. 1, art. 72a ust. 7, art. 74 ust. 1, art. 79 ust. 9-12, art. 92 ust. 6 i 6a oraz art. 93a” zastępuje się wyrazami „Przepisów art. 39 ust. 4, art. 70a ust. 2 i 4, art. 72a ust. 7, art. 74 ust. 1, art. 79 ust. 9-12 oraz art. 92 ust. 6 i 6a”; 2) w ust. 2 wyrazy „Przepisy art. 39 ust. 4, art. 39a ust. 4, art. 70a ust. 2 i 4, art. 70e ust. 1 i 2, art. 70f ust. 1, art. 72a ust. 7, art. 74 ust. 1, art. 92 ust. 6 i 6a oraz art. 93a” zastępuje się wyrazami „Przepisy art. 39 ust. 4, art. 70a ust. 2 i 4, art. 72a ust. 7, art. 74 ust. 1 oraz art. 92 ust. 6 i 6a”. Art. 28. Ceny referencyjne oraz okres w którym przysługuje obowiązek zakupu lub prawo do pokrycia ujemnego salda określone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 7, w brzmieniu dotychczasowym, dla 2020 r., stosuje się do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 7, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. Art. 29. Do naruszeń obowiązku, o którym mowa w art. 25 pkt 3 ustawy zmienianej w art. 7, które miało miejsce nie wcześniej niż w dniu 1 stycznia 2020 r. stosuje się art. 31 ust. 4 ustawy zmienianej w art. 7, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.	

Art. 3. W ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2019 r. poz. 660 i 1527 oraz z 2020 r. poz. 284) w art. 30b ust. 1otrzymuje brzmienie: „1. Podmiot realizujący Narodowy Cel Redukcyjny jest obowiązany, z uwzględnieniem art. 30e, do zapewniania w roku kalendarzowym minimalnej wartości ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw ciekłych, biopaliw ciekłych, gazu skroplonego (LPG), sprężonego gazu ziemnego (CNG), skroplonego gazu ziemnego (LNG) lub oleju do silników statków żeglugi śródlądowej, stosowanych w transporcie, w przeliczeniu na jednostkę energiirozporządzanych przez dokonanie jakiejkolwiek czynności prawnej lub faktycznej, lub zużywanych przez ten podmiot na potrzeby własne, oraz energii elektrycznej stosowanej w pojazdach samochodowych, sprzedawanej odbiorcy końcowemu lub zużywanej przez ten podmiot na potrzeby własne, wynoszącej 6%.”. Art. 6. W ustawie z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. poz. 1088 oraz z 2017 r. poz. 2290) w art. 4 dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 w brzmieniu: „2. Przedsiębiorca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wprowadzania do obrotu na stacjach paliwowych benzyn silnikowych realizuje obowiązek, o którym mowa w art. 9b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, również do dnia 31 grudnia 2022 r.”.	Zmiana w ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw na celu wyeliminowanie pojawiających się wątpliwości interpretacyjnych dotyczących obowiązku realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego po roku 2020. Na podstawie obowiązującego przepisu art. 30b ust. 1 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2019 r. poz. 660, 1527, z 2020 r. poz. 284) podmioty zobowiązane do realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego mają obowiązek osiągnąć, do dnia 31 grudnia 2020 r., ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z paliw stosowanych w transporcie na poziomie 6%. Przywołany przepis należy interpretować w ten sposób, że wymagany poziom ograniczenia emisji gazów cieplarnianych trzeba osiągnąć najpóźniej do dnia 31 grudnia 2020 r., a następnie go utrzymać w kolejnych latach. Z opinii przedstawianych przez podmioty zobowiązanie wynika jednak, iż część z nich ma wątpliwości dotyczące ciągłości obowiązku w latach po 2020 r. Powyższa kwestia została wyjaśniona przez Komisję Europejską w piśmie skierowanym do państw członkowskich. Zmiana poprawi przejrzystość i jednoznaczność przepisu. 2. Ustawa z dnia 11 lipca 2014 r. o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. poz. 1088

	Art. 30. 1. Do rozliczenia obowiązku, o którym mowa w art. 30b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu dotychczasowym, za rok 2020, stosuje się przepis art. 30b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu dotychczasowym. 2. Obowiązek, o którym mowa w art. 30b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 3, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, za rok 2021, realizuje się proporcjonalnie za okres od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy do dnia 31 grudnia 2021 r.	oraz z 2017 r. poz. 2290) Zmiany w ustawie o zmianie ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw zawarte w art. 6 mają na celu zapewnienie dostępności benzyn silnikowych z udziałem biokomponentów do 5% o kolejne 2 lata. Przedłużenie pozwoli na dostosowanie systemu logistyki paliwowej oraz przygotowanie efektywnego wprowadzenia do obrotu benzyn silnikowych E10. Czas 2 lat jest niezbędny na wypracowanie zasad efektywnego wprowadzenia E10 na rynek. Należy wskazać, że zgodnie z dostępnymi informacjami 3,6-6 mln pojazdów nie ma potwierdzonej kompatybilności z benzyną E10.
	Art. 8. W ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565) wprowadza się następujące zmiany: 2) w art. 46: a) w ust. 2 po wyrazach „o którym mowa w art. 52 ust. 1 lub 2,” dodaje się wyrazy „w terminie do końca pierwszego roku okresu dostaw,”, b) ust. 4 otrzymuje brzmienie: „4. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, która na podstawie art. 25 ust. 5, w wyniku aukcji głównej, zawarła umowę mocową na okres dłuższy niż wynikający z przepisów art. 25 ust. 4, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. c, przed	W projekcie uwzględniono rozwiązania w zakresie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu w grupie C1X określonych w ustawie o rynku mocy oraz uwzględniono pozostałe przepisy dotyczące ustawy o rynku mocy ujęte w projekcie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, ze względu na konieczność pilnego wejścia w życie przepisów w tym zakresie. W celu wprowadzenia obniżenia kosztu ryzyka przy realizacji inwestycji w nowe jednostki wytwórcze wprowadzono zmianę modelu naliczania kar za opóźnienie. W przypadku oddania jednostki do eksploatacji z aktualnej kary w wysokości 15% wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową

	rozpoczęciem okresu dostaw, czas trwania umowy mocowej ulega skróceniu do okresu określonego odpowiednio w art. 25 ust. 4.”, c) dodaje się ust. 5 w brzmieniu: „5. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, która na podstawie art. 25 ust. 5, w wyniku aukcji głównej, zawarła umowę mocową na okres dłuższy niż wynikający z przepisów art. 25 ust. 4, a dostawca mocy nie spełnił obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 3 lit. c, przed zakończeniem trzeciego roku dostaw, czas trwania umowy mocowej ulega skróceniu do okresu określonego odpowiednio w art. 25 ust. 4.”; 3) w art. 47: a) ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. W przypadku gdy umowa mocowa dotyczy nowej jednostki rynku mocy wytwórczej, za każdy miesiąc roku dostaw, który rozpoczął się przed spełnieniem przez dostawcę mocy wymagań, po których mowa w art. 52 ust. 2, dostawca mocy płaci karę w wysokości: 1) 5% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w pierwszym roku dostaw, 2) 15% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w drugim roku dostaw, 3) 25% miesięcznej wartości obowiązku mocowego objętego umową mocową – w trzecim roku dostaw	zrezygnowano na rzecz modelu progresywnego zakładającego karę w wysokości 5% za każdy miesiąc opóźnienia, w pierwszym roku objętym umową, 15% w drugim roku oraz 25% w trzecim roku dostaw. Dodatkowo, wprowadzono przepis wyjaśniający wątpliwość, że w przypadku naliczania kary za opóźnienie w realizacji inwestycji, nie nalicza się kary przewidzianej za niewykonanie obowiązku mocowego w okresie zagrożenia. Przepis jest korzystny dla przedsiębiorców, ponieważ zmniejsza się wysokość kar za pierwszy rok objęty umowy, natomiast nie ma wpływu negatywnego, gdyż suma kar łącznie w trzech latach się nie zmienia w porównaniu z obowiązującą ustawą. Dodatkowo, pprzedstawiono zmiany mające na celu lepsze odzwierciedlenie dokumentacji dostępnej dla inwestorów na poszczególnych etapach realizacji inwestycji niezależnie od tego czy jest budowana nowa jednostka, czy też modernizowana istniejąca. Ponadto w terminach uwzględniono możliwe opóźnienia wynikające z pandemii COVID-19. W związku z opóźnieniami we wdrażaniu inteligentnego opomiarowania spowodowanymi w głównej mierze sytuacją epidemiczną, wprowadzono rozwiązanie, które w kontekście poboru opłaty mocowej traktuje najmniejszych odbiorców tj. zasilanych z sieci o napięciu do 1 kV i mocy do 16 kW innych niż odbiorcy w gospodarstwach domowych tak jak

- obliczonej na podstawie najwyższej ceny zamknięcia aukcji mocy odnoszącej się do danego roku dostaw.”, b) dodaje się ust. 3 w brzmieniu: „3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy do dnia przedstawienia informacji, o których mowa w art. 52 ust. 2, przepisów art. 59 nie stosuje się.”; 4) w art. 52: a) w ust. 1 wyrazy „12 miesięcy” zastępuje się wyrazami „24 miesięcy”, b) w ust. 2: - pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie: „1) w przypadku nowej lub modernizowanej jednostki rynku mocy – dokumenty potwierdzające możliwość dostarczenia mocy przez tę jednostkę, w wielkości nie mniejszej niż 95% obowiązku mocowego tej jednostki, przez ciągłą pracę przez okres co najmniej godziny; 2) dokumenty potwierdzające zrealizowanie zakresu rzeczowego inwestycji odpowiadającego nakładom finansowym, o których mowa w pkt 3 lit. a.”, - w pkt 3 lit. a otrzymuje brzmienie: „a) poniesienie nakładów finansowych na daną jednostkę rynku mocy w wysokości nie mniejszej niż wymagany poziom nakładów, obliczony jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów finansowych	odbiorców pobierających energię elektryczną w gospodarstwach domowych. Przejście na ryczałtowe rozliczanie ww. odbiorców przyczyni się do zmniejszenia kosztów ponoszonych przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na wymianę układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz zwiększy pewność w zakresie prawidłowego naliczenia opłaty mocowej już od początku okresu jej pobierania. Dodatkowo, w projekcie ustawy uwzględniono przeniesienie na Prezesa URE obowiązku do wyznaczenia godzin szczytowego zapotrzebowania na moc, które będą podstawą do naliczenia opłaty mocowej dla odbiorców, którzy nie będą rozliczani w sposób ryczałtowy, płatny za punkt pomiarowy.

	określonego dla danej aukcji głównej, o którym mowa odpowiednio w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a albo b, oraz”, c) dodaje się ust. 3 w brzmieniu: „3. W przypadku, o którym mowa w art. 47 ust. 2, w odniesieniu do danej jednostki rynku mocy, informacje, o których mowa w ust. 2, wraz z niezależną ekspertyzą, o której mowa w ust. 2 pkt 3, obejmują okres do dnia przedstawienia tych informacji.”; 6) w art. 70: a) w ust. 1 pkt 1 otrzymuje brzmienie: „1) rozliczanych w sposób ryczałtowy – jako stawkę miesięczną, zależną od rocznego zużycia energii elektrycznej, płatną za punkt poboru energii elektrycznej rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym mierzony lub wyznaczany jest pobór energii elektrycznej, określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, lub w umowie kompleksowej”; b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu: „1a. Za odbiorców rozliczanych w sposób ryczałtowy, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uznaje się odbiorców końcowych: 1) pobierających energię elektryczną w punktach poboru energii o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zużywających energię elektryczną na potrzeby: a) gospodarstw domowych,	

	b) pomieszczeń gospodarczych związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych, o ile nie jest w nich wykonywana działalność gospodarcza, c) lokali o charakterze zbiorowego mieszkania, o ile nie jest w nich wykonywana działalność gospodarcza, d) mieszkań rotacyjnych, mieszkań pracowników placówek dyplomatycznych i pracowników zagranicznych przedstawicielstw, e) domów letniskowych, domów kempingowych i altan w ogródkach działkowych, w których nie jest wykonywana działalność gospodarcza oraz w przypadkach wspólnego pomiaru - administracji ogródków działkowych, f) oświetlenia w budynkach mieszkalnych, g) zasilania dźwigów w budynkach mieszkalnych, h) węzłów cieplnych i hydroforni, będących w zarządzie administracji domów mieszkalnych, i) garaży, w których nie jest wykonywana działalność gospodarcza; 2) zaliczonych przez przedsiębiorstwo energetyczne do odrębnej grupy taryfowej utworzonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne dla odbiorców przyłączonych do sieci, niezależnie od poziomu napięcia znamionowego sieci, których instalacje, za zgodą tego przedsiębiorstwa, nie są wyposażone w układy pomiarowo-rozliczeniowe, celem zasilania, w szczególności silników syren alarmowych, stacji ochrony katodowej gazociągów oraz oświetlania reklam, a	

	także w przypadku krótkotrwałego poboru energii elektrycznej trwającego nie dłużej niż rok; 3) innych niż wymienieni w pkt 1 i 2, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i o mocy umownej nie większej niż 16 kW. 1b. Na potrzeby przypisania odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, do odpowiedniej grupy odbiorców, o których mowa w art. 74 ust. 7 pkt 1 – 4, dopuszcza się proporcjonalne przeliczenie ilości energii elektrycznej zużytej przez danego odbiorcę końcowego w danym okresie rozliczeniowym na roczne zużycie energii elektrycznej.”; 7) w art. 74: a) w ust. 6 objaśnienie symbolu „Z_{GD}” otrzymuje brzmienie: „Z_{GD} – roczne zużycie energii elektrycznej w systemie przez odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1,” b) w ust. 7 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, Prezes URE kalkuluje odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych, zużywających rocznie:” c) ust. 8 otrzymuje brzmienie: „8. W celu wyznaczenia odrębnych stawek opłaty mocowej dla odbiorców, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, Prezes URE wyznacza stawkę bazową, zgodnie z wzorem: $S = \frac{K_{GD}}{0,25 \cdot a + 0,6 \cdot b + c + 1,4 \cdot d}$	

	gdzie poszczególne symbole oznaczają: S – stawkę bazową, K_{GD} – koszt rynku mocy dla grupy odbiorców końcowych, o której mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, a – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej, b – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej, c – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej, d – liczbę odbiorców końcowych, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 1, zużywających rocznie powyżej 2800 kWh energii elektrycznej.”, d) w ust. 9 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie: „9. Stawki opłaty mocowej dla poszczególnych grup odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 7 wynoszą:”. Art. 31. Przepis art. 46 ust. 2, 4 i 5, art. 47 ust. 2 i 3 oraz art. 52 ust. 1, ust. 2 pkt 1, 2 i pkt 3 lit. a i ust. 3 ustawy zmienianej w art. 8, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się także do umów mocowych zawartych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.	
	Art. 10. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 250 i 843) wprowadza się następujące zmiany: 1) w art. 16: a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza aukcje nie rzadziej niż raz na kwartał.”,	Projekt wprowadza zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 250 i 843). Przyjęcie proponowanych zmian usprawni i uczyni bardziej przejrzystym i spójnym z odrębnymi przepisami, proces dopuszczenia do aukcji lub naboru, co powinno przełożyć się na wzrost liczby ofert inwestorów na premię kogeneracyjną i premię kogeneracyjną indywidualną, a tym samym na realizację celów

	b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu: „1a. Prezes URE ogłasza w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki, do końca grudnia każdego roku, harmonogram aukcji na kolejny rok.”, c) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. W przypadku gdy określona w przepisach wydanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1 i 2, maksymalna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, której sprzedaż mogła zostać objęta premią kogeneracyjną w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przeprowadzenia aukcji i maksymalna wartość premii kogeneracyjnej wynikająca z tej energii, nie została wykorzystana, Prezes URE uwzględnia je w wielkościach, o których mowa w art. 20 ust. 2 pkt 5, w odniesieniu do aukcji w danym roku kalendarzowym.”; 2) w art. 18: a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu: „2a. Wytwórca składa do Prezesa URE wniosek o dopuszczenie do udziału w aukcji nie później niż w terminie 14 dni przed dniem rozpoczęcia aukcji. Wniosek złożony po upływie terminu, o którym mowa w zdaniu pierwszym, pozostawia się bez rozpatrzenia.”, b) w ust. 4 uchyla się pkt 3, c) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Okres ważności dokumentów, o których mowa w ust. 4 pkt 1 lit. a i c, w dniu ich złożenia, nie może być krótszy niż 6 miesięcy.”;	ustawy. Proponowane zmiany nie są sprzeczne z postanowieniami Decyzji Komisji Europejskiej w sprawie SA.51192 (2019/N) dotyczącej zatwierdzenia polskiego mechanizmu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, toteż nie podlegają zgłoszeniu i ocenie Komisji Europejskiej pod kątem zgodności z warunkami dopuszczalności pomocy publicznej, określonymi w przepisach unijnych. Proponowane przepisy nie zmieniają zasad udzielania wsparcia dla energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, nie wpływają na zmianę prognozowanych kosztów obowiązującego mechanizmu wsparcia i nie powodują wzrostu obciążeń odbiorców energii elektrycznej i ciepła. Jednocześnie pozwolą zoptymalizować koszty przygotowania inwestycji u inwestorów, zwiększyć przejrzystość regulacji i ograniczą ryzyka, które mogą spowodować niezrealizowanie założeń, co do celów i efektów modernizacji polskiego sektora ciepłowniczego i przekształcania systemów w efektywne systemy ciepłownicze. Celowi temu służy również możliwość zastosowania zmienionych przepisów już w naborze ogłoszonym w 2020 r., co powinno przyczynić się do lepszego wykorzystania środków zaplanowanych na promowanie energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

	3) w art. 19 ust. 2 otrzymuje brzmienie: „2. Decyzja, o której mowa w ust. 1, jest ważna 18 miesięcy od dnia jej wydania, nie dłużej jednak niż najkrótszy termin ważności dokumentu, o którym mowa w art. 18 ust. 4 pkt 1 lit. a i c.”; 4) w art. 20 w ust. 1 wyrazy „nie później niż 30 dni” zastępuje się wyrazami „nie później niż 45 dni”; 5) w art. 27: a) w ust. 1 w pkt 2 po lit. c kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu: „3) ostateczne pozwolenie na budowę wydane dla nowej jednostki kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji w terminie nie później niż 12 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia aukcji, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo budowlane.”, b) w ust. 2 w pkt 2 po wyrazach „w okresie 60 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w nowej albo znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji,” dodaje się wyrazy: „, lub ostateczne pozwolenie na budowę, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo budowlane, zostało wydane dla nowej jednostki kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji po upływie 12 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia aukcji”; 6) w art. 43:	

	a) ust. 1 otrzymuje brzmienie: „1. Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza nabór na premię kogeneracyjną indywidualną nie rzadziej niż w czerwcu i w grudniu w roku, dla którego wartość określona w przepisach wydanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 wynosi więcej niż 0.”, b) ust. 3 otrzymuje brzmienie: „3. W przypadku gdy określona w przepisach wydanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 5 i 6, maksymalna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, której sprzedaż mogła zostać objęta premią kogeneracyjną indywidualną w roku kalendarzowym poprzedzającym rok przeprowadzenia naboru i maksymalna wartość premii kogeneracyjnej indywidualnej wynikająca z tej energii, nie została wykorzystana, Prezes URE uwzględnia je w wielkościach, o których mowa w art. 46 ust. 2 pkt 3, w odniesieniu do naborów w danym roku kalendarzowym.”; 7) w art. 44: a) w ust. 4 uchyla się pkt 3, b) ust. 5 otrzymuje brzmienie: „5. Okres ważności dokumentów, o których mowa w ust. 4 pkt 1 lit. a i c, w dniu ich złożenia, nie może być krótszy niż 6 miesięcy.”; 8) w art. 45 ust. 2 otrzymuje brzmienie:	

	„2. Decyzja, o której mowa w ust. 1, jest ważna 18 miesięcy od dnia jej wydania, nie dłużej jednak niż najkrótszy termin ważności dokumentu, o którym mowa w art. 44 ust. 4 pkt 1 lit. a i c.”; 9) w art. 51: a) w ust. 1 w pkt 2 po lit. c kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu: „3) ostateczne pozwolenie na budowę wydane dla nowej jednostki kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji w terminie nie później niż 12 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia naboru, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo budowlane;”, b) w ust. 2 w pkt 2 po wyrazach: „w okresie 60 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w nowej albo znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji,” dodaje się wyrazy: „, , lub ostateczne pozwolenie na budowę, jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów ustawy – Prawo budowlane, zostało wydane dla nowej jednostki kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostki kogeneracji po upływie 12 miesięcy od dnia rozstrzygnięcia naboru”. Art. 27.1. Do postępowania przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 10, lub w sprawie wydania decyzji, o którym mowa w art. 44 ust. 1 tej ustawy, które zostało wszczęte i	

	niezakończone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 10, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. 2. Przepis art. 16 ust. 5 i art. 43 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 10, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się po raz pierwszy do niewykorzystanej maksymalnej ilości energii elektrycznej i wartości premii kogeneracyjnej wynikającej z tej energii, określonych dla roku 2020 r. odpowiednio w przepisach wydanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1 i 2 oraz pkt 5 i 6 ustawy zmienianej w art. 10.	
	Art. 32. 1. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, zachowują moc do dnia wejścia w życie nowych przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, jednak nie dłużej niż przez 4 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy i mogą być zmieniane. 2. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 3 i 4 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 24 miesiące od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy. 3. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 54 ust. 6 i 7 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 54 ust. 6 i 7 ustawy zmienianej w	Utrzymanie w mocy wydanych rozporządzeń.

	art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 12 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.	
	Art. 33. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów: 1) art. 1 pkt 49 lit. a: a) tiret czwarte w zakresie dodanego art. 56 ust. 1 pkt 6a, b) tiret ósme w zakresie dodanego art. 56 ust. 1 pkt 24b - które wchodzi w życie po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia; 2) art. 1 pkt 20 w zakresie dodanego art. 11x ust. 4, który wchodzi w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia; 3) art. 1 pkt 19, który wchodzi w życie po upływie 24 miesięcy od dnia ogłoszenia; 4) art. 1 pkt 20 w zakresie dodawanego art. 11y ust. 3 i art. 11z oraz pkt 49 lit. a tiret dziewiąte w zakresie dodanego art. 56 ust. 1 pkt 30g i lit. c w zakresie zmienianego art. 56 ust. 3 pkt 1 w zakresie w jakim przepis ten dotyczy art. 56 ust. 1 pkt 30g, które wchodzi w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 30 miesięcy od dnia ogłoszenia; 5) art. 1 pkt 5 lit. b, pkt 6, pkt 14 lit. d, pkt 20 w zakresie dodawanego art. 11y ust. 1 pkt 1-4 i 6 i ust. 2 pkt 2-8, art. 11z ust. 1-3, art. 11zb -11zf, pkt 49 lit. a tiret dziewiąte w zakresie dodanego art. 56 ust. 1 pkt 30b–30d, lit. b w zakresie w zmienianego art. 56 ust. 2g pkt 2 w zakresie w jakim przepis ten dotyczy art. 56 ust. 1 pkt 6a oraz lit. e w zakresie dodawanego art. 56 ust. 3a w zakresie w jakim przepis ten dotyczy art. 56 ust.	Przepis końcowy.

	1 pkt 30b-30d oraz art. 7 pkt 2, 6 lit. a i pkt 12 lit. a i b, art. 8 pkt 5 oraz art. 9, które wchodzi w życie pierwszego dnia miesiąca następującego po upływie 36 miesięcy od dnia ogłoszenia.	

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia

w sprawie systemu pomiarowego

Na podstawie art. 11x ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) wymagania funkcjonalne, jakie powinien spełniać system pomiarowy;
- 2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii;
- 3) wymagania, jakie powinny spełniać:
 - a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9,
 - b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu,
 - c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania,
 - d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania;
- 4) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;
- 5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie;

¹ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1720 i 2004).

² Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U z 2020 r. poz. 843, 875, 1086, 1378 i 1565 oraz z

- 6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych;
- 7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;
- 8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu;
- 9) wymagania, jakie powinien spełniać licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym;
- 10) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) analizator jakości energii elektrycznej – przyrząd pomiarowy służący do pomiarów w zakresie jakości energii elektrycznej;
- 2) czas zbliżony do rzeczywistego – oznacza, w kontekście systemu zdalnego odczytu, krótki okres, zazwyczaj z dokładnością do sekund lub do okresu rozliczania niezbilansowania na rynku krajowym;
- 3) dane niezatwierdzone – dane dostępne dla odbiorcy końcowego poprzez interfejs licznika zdalnego odczytu;
- 4) grupa przyłączeniowa – grupę przyłączeniową w rozumieniu § 3 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 623, z 2008 r. poz. 178 i 1005 oraz z 2020 r. poz. 2026);
- 5) interoperacyjność – zdolność co najmniej dwóch sieci, systemów, urządzeń, aplikacji lub elementów energetycznych albo łączności do współpracy oraz do wymiany i wykorzystywania informacji w celu realizacji zadań;
- 6) licznik energii elektrycznej – licznik zdalnego odczytu lub licznik konwencjonalny;
- 7) polecenie – zadanie kierowane do licznika energii elektrycznej w celu wykonania przez ten licznik określonej operacji dotyczącej realizacji procesów rynku energii lub procesów związanych z obsługą techniczną licznika;
- 8) pośredni układ pomiarowy – układ pomiarowy wyposażony w licznik energii elektrycznej oraz przekładniki prądowe i napięciowe;
- 9) półpośredni układ pomiarowy – układ pomiarowy wyposażony w licznik energii elektrycznej oraz przekładniki prądowe;

- 10) profil pomiarowy – zbiór danych pomiarowych wielkości fizycznych, mierzonych i rejestrowanych przez licznik energii elektrycznej, ze stałym interwałem czasowym;
- 11) przyrząd pomiarowy energii elektrycznej – przyrząd pomiarowy w rozumieniu art. 4 pkt 5 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. – Prawo o miarach (Dz. U. z 2020 r. poz. 140, 285, 568 i 1086 oraz ...);
- 12) saldo dekrementujące – liczba wyrażona w jednostkach, pozostała do wykorzystania przez odbiorcę końcowego dla przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej;
- 13) układ pomiarowy – liczniki energii elektrycznej i inne urządzenia pomiarowe, w szczególności analizatory jakości energii elektrycznej, przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące do pomiarów energii elektrycznej; układ pomiarowy w szczególności może pełnić funkcję układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- 14) zestaw koncentratorowo-bilansujący – urządzenie realizujące jednocześnie funkcje licznika bilansującego oraz koncentratora danych pomiarowych.

Rozdział 2

Wymagania funkcjonalne jakie powinien spełniać system pomiarowy

§ 3. 1. W ramach wymagań funkcjonalnych, system pomiarowy użytkowany przez operatora systemu elektroenergetycznego albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, zapewnia w szczególności:

- 1) odczyt danych rejestrowanych przez liczniki energii elektrycznej, w tym energii czynnej pobranej z i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, energii biernej w czterech kwadrantach, mocy czynnej pobranej z i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej oraz wartości skutecznej napięcia;
- 2) obsługę poleceń, w tym realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii;
- 3) dostęp odbiorców końcowych do niezatwierdzonych danych dotyczących zużycia w czasie zbliżonym do rzeczywistego, przez interfejs licznika zdalnego odczytu zgodnie z załącznikiem nr 1;
- 4) dwukierunkową komunikację pomiędzy systemem zdalnego odczytu a licznikiem zdalnego odczytu;

- 5) wykonywanie odczytów z wystarczającą częstotliwością na potrzeby realizacji procesów rynku energii oraz usług dystrybucji energii elektrycznej;
- 6) realizację zdalnego włączania i wyłączania zasilania lub zmiany poziomu ograniczenia mocy 15-minutowej w liczniku zdalnego odczytu zabudowanym w układzie pomiarowym bezpośrednim;
- 7) synchronizację czasu w licznikach zdalnego odczytu;
- 8) bezpieczne przesyłanie danych pomiarowych poprzez zastosowanie algorytmów autentykacji, autoryzacji i szyfrowania, o których mowa w załączniku nr 1;
- 9) rejestrowanie zdarzeń, o których mowa w załączniku nr 1;
- 10) realizację właściwych standardów bezpieczeństwa na potrzeby:
 - a) ochrony przed nieuprawnionym dostępem do danych pomiarowych,
 - b) realizowania procesów przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych,
 - c) realizowania procesów pozyskiwania danych oraz przekazywania poleceń do liczników, o których mowa w załączniku nr 1;
- 11) stosowanie rozwiązań zapewniających skuteczność, terminowość realizowanych procesów oraz kompletność danych pomiarowych;
- 12) pozyskiwanie, gromadzenie, przetwarzanie, zarządzanie i udostępnianie danych pomiarowych, w tym z liczników energii elektrycznej;
- 13) przetwarzanie danych pomiarowych z odczytywanych liczników energii elektrycznej w rozumieniu Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1, z późn. zm.³⁾);
- 14) przechowywanie informacji rynku energii dla realizacji usług dystrybucji energii elektrycznej z zastrzeżeniem art. 4k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, zwanej dalej "ustawą";
- 15) rejestrowanie każdej operacji na danych w systemie pomiarowym oraz operacji na licznikach energii elektrycznej w sposób umożliwiający jednoznaczną identyfikację działań;

³⁾) Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 127 z 23.05.2018, str. 2.

16) wykonywanie operacji na danych pomiarowych zgodnie z zasadami określonymi w rozdziale 9.

2. System pomiarowy powinien umożliwiać odczyt wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej zgodnie z załącznikiem nr 3.

3. System pomiarowy w ramach pozyskiwania danych dotyczących jakości energii elektrycznej przy współpracy z analizatorami jakości energii elektrycznej powinien umożliwiać co najmniej:

- 1) odczyt danych z analizatorów w trybie automatycznym oraz na żądanie dla zadanego przez użytkownika okresu pomiarowego;
- 2) pozyskiwanie, gromadzenie, przetwarzanie, zarządzanie i udostępnianie danych pomiarowych odczytanych z analizatorów jakości energii elektrycznej;
- 3) raportowanie i analizy danych pomiarowych z analizatorów w zakresie weryfikacji spełnienia wymagań dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej na poziomach określonych w odrębnych przepisach;
- 4) udostępnianie raportów na potrzeby realizacji procesów rynku energii;
- 5) synchronizację czasu analizatorów;
- 6) obsługę dziennika zdarzeń, błędów w systemie oraz zakłóceń w pracy analizatorów;
- 7) rejestrowanie i wysyłanie komunikatów w przypadku zdarzeń lub przekroczenia ustawionych parametrów;
- 8) zapewnienie ochrony przesyłania danych pomiarowych poprzez zastosowanie algorytmów szyfrowanej komunikacji zgodnie z załącznikiem nr 2.

Rozdział 3

Wymagania jakie powinny spełniać przyrządy pomiarowe energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia

§ 4. Wymagania metrologiczne, jakie powinny spełniać liczniki energii elektrycznej:

- 1) liczniki energii elektrycznej muszą być zgodne z odrębnymi przepisami;
- 2) liczniki energii elektrycznej oraz przekładniki prądowe i przekładniki napięciowe, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej, muszą posiadać świadectwo wzorcowania potwierdzające poprawność pomiaru zgodnie z deklarowaną klasą dokładności, wydane przez uprawnione laboratorium posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie;

- 3) okres ważności wzorcowania liczników energii elektrycznej, które nie podlegają prawnej kontroli metrologicznej oraz liczników energii elektrycznej biernej równy jest okresowi ważności legalizacji liczników klasy C, podlegających prawnej kontroli metrologicznej, zgodnie z odrębnymi przepisami;
- 4) liczniki, przekładniki prądowe i przekładniki napięciowe spełniają obowiązujące w Polsce normy.

§ 5. 1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy podstawowy i rezerwowy w polach rozdzielni będących jego własnością, przy czym licznik zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym rezerwowym instaluje na własny koszt podmiot przyłączony do sieci operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. W pozostałych przypadkach operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego instaluje na własny koszt licznik zdalnego odczytu w podstawowym układzie pomiarowo - rozliczeniowym.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego:

- 1) instaluje, na własny koszt, licznik zdalnego odczytu w układzie pomiarowo-rozliczeniowym w przypadku podmiotów zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zaliczonych do II, III i VI grupy przyłączeniowej, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy zlokalizowany jest w obiekcie będącym w eksploatacji podmiotu przyłączanego;
- 2) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy:
 - a) w przypadku podmiotów zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, zaliczonych do II, III i VI grupy przyłączeniowej, gdy układ pomiarowo-rozliczeniowy zlokalizowany jest w obiekcie będącym w eksploatacji operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, na którym nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego,
 - b) w przypadku podmiotów zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zaliczonych do IV, V i VI grupy przyłączeniowej.

§ 6. 1. Rozwiązania techniczne dla układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na sześć kategorii:

- 1) układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów zaliczonych do I i II grupy przyłączeniowej – kategoria A – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, niezależnie od mocy pobieranej;
- 2) układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów zaliczonych do III grupy przyłączeniowej:
 - a) kategoria B3 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 5 MW,
 - b) kategoria B2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej nie mniejszej niż 40 kW i nie większej niż 5 MW (wyłącznie),
 - c) kategoria B1 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW;
- 3) układy pomiarowo-rozliczeniowe podmiotów zaliczonych do IV i V grupy przyłączeniowej:
 - a) kategoria C2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej większej niż 40 kW,
 - b) kategoria C1 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla pomiarów energii elektrycznej dla urządzeń, instalacji lub sieci, o mocy pobieranej nie większej niż 40 kW.

2. Dla kategorii B1, B2, B3, C1 i C2, wartość mocy pobieranej wyznaczana jest jako wartość mocy umownej podmiotu, o ile ta moc jest znana, a w przeciwnym przypadku jako wartość mocy przyłączeniowej.

3. Dla podmiotów zaliczonych do VI grupy przyłączeniowej stosuje się kategorie układów pomiarowo-rozliczeniowych odpowiednio do poziomu napięcia w miejscu przyłączenia podmiotu do sieci i mocy pobieranej.

4. Dla kategorii B1 i B2 dopuszcza się zainstalowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego po stronie niskiego napięcia transformatora. Wymagania w tym zakresie operator systemu elektroenergetycznego określa w instrukcji, o której mowa w art. 9 g ust.1 ustawy.

5. Dla układów pomiarowo-rozliczeniowych energii elektrycznej poszczególnych kategorii wymagane jest:

- 1) dla kategorii A:
 - a) przekładniki powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych oraz muszą być zainstalowane w każdej z faz,

- b) liczniki zdalnego odczytu powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 0,5S dla pomiaru energii biernej;
- 2) dla kategorii B1, B2 i B3:
 - a) przekładniki powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych oraz muszą być zainstalowane w każdej z faz,
 - b) liczniki zdalnego odczytu powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej;
- 3) dla kategorii C1 i C2:
 - a) przekładniki prądowe powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,2 i muszą być zainstalowane w każdej z faz,
 - b) liczniki energii elektrycznej:
 - dla kategorii C2 powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż C dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 lub 1S dla pomiaru energii biernej,
 - dla kategorii C1 powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż B dla pomiaru energii czynnej oraz nie gorszą niż 1 dla pomiaru energii biernej.

6. Dla kategorii A i B3 wymagane jest stosowanie dwóch układów pomiarowo-rozliczeniowych – układu pomiarowo-rozliczeniowego podstawowego i układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego.

7. Rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy musi spełniać poniższe wymagania:

- 1) dla kategorii A – liczniki zdalnego odczytu w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym energii elektrycznej muszą być zasilane z oddzielnych rdzeni/uzwojeń przekładników zainstalowanych w tym samym miejscu;
- 2) dla kategorii B3 – liczniki zdalnego odczytu w podstawowym i rezerwowym układzie pomiarowo-rozliczeniowym energii elektrycznej mogą być zasilane z jednego rdzenia/uzwojenia przekładników.

8. Układy pomiarowe:

- 1) wykorzystywane do rozliczeń energii elektrycznej oraz usług przesyłania albo dystrybucji energii elektrycznej muszą być zainstalowane:
 - a) po stronie górnego napięcia transformatorów blokowych i transformatorów – w przypadku ogólnych jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci NN/WN,

- b) po stronie WN transformatorów NN/WN lub w polach liniowych NN/WN, stanowiących miejsce przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci – w przypadku innych podmiotów,
 - c) na zaciskach generatorów jednostek wytwórczych świadczących regulacyjne usługi systemowe,
 - d) w miejscach przyłączenia magazynów energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej,
 - e) na napięciu sieci, do której dany podmiot jest przyłączony, z zastrzeżeniem § 6 ust.1 pkt 3 – w przypadku podmiotów przyłączonych do sieci SN i nN,
 - f) w punkcie ładowania w instalacji odbiorcy końcowego – na napięciu sieci, do której dany odbiorca jest przyłączony;
- 2) wykorzystywane do rozliczeń prowadzonych w ramach bilansowania systemu elektroenergetycznego i wymiany międzysystemowej, muszą być zainstalowane:
- a) w polach liniowych NN i WN linii stanowiących połączenie krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami elektroenergetycznymi innych państw,
 - b) w polach liniowych WN linii stanowiących połączenia pomiędzy sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego,
 - c) w miejscach połączenia pomiędzy sieciami operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na napięciu SN i nN;
- 3) wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii, muszą być zainstalowane:
- a) w przypadku wytwórców, dla których wymagane jest potwierdzanie przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ilości energii elektrycznej, niezbędnej do uzyskania świadectw pochodzenia w rozumieniu ustawy, na zaciskach:
 - generatora,
 - ogniwa fotowoltaicznego,
 - ogniwa paliwowego, w którym następuje bezpośrednia przemiana energii chemicznej w energię elektryczną,
 - b) po stronie nN transformatora w stacjach elektroenergetycznych transformujących napięcie SN/nN,
 - c) w miejscach w sieci na poziomie SN i nN, w których energia elektryczna jest zużywana na potrzeby własne operatora systemu przesyłowego

elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN:

- w przypadku stacji sieciowych są to miejsca, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w celu zasilania ich potrzeb własnych, związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej,
 - w przypadku stacji znajdujących się przy jednostkach wytwórczych są to miejsca, w których jest realizowany pobór energii elektrycznej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego od wytwórcy, w celu zasilania potrzeb własnych operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, związanych z wykonywaną działalnością gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej;
- 4) są instalowane w miejscach określonych odrębnymi przepisami;
- 5) w przypadkach nieokreślonych w pkt 1 - 4 są instalowane w miejscu wskazanym w umowie.

§ 7. Liczniki energii elektrycznej powinny spełniać wymagania techniczno-funkcjonalne określone w załączniku nr 1 oraz wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej określone w załączniku nr 3.

§ 8. 1. Analizatory jakości energii elektrycznej klasy A stanowiące element układu pomiarowo-rozliczeniowego:

- 1) kategorii A, instalowane u podmiotów I i II grupy przyłączeniowej,
 - 2) kategorii B3, instalowane u podmiotów III grupy przyłączeniowej
- powinny spełniać wymagania techniczno-funkcjonalne określone w załączniku nr 2.

2. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego instaluje na własny koszt analizator jakości energii elektrycznej w układzie pomiarowo-rozliczeniowym w przypadku odbiorców, wytwórców wykorzystujących energię wiatru lub promieniowania słonecznego oraz magazynów energii elektrycznej zaliczonych do kategorii A i B3, przyłączonych do sieci tego operatora.

3. Analizatory powinny posiadać certyfikaty z testów potwierdzających spełnienie wymagań dla klasy A, wykonanych zgodnie z obowiązującymi normami przez laboratorium

akredytowane w przedmiotowym zakresie przez jednostkę akredytującą będącą pełnoprawnym członkiem EA i sygnatariuszem EA MLA (European co-operation for Accreditation Multilateral Agreement) lub przez krajowe laboratorium metrologiczne (NMI) będące pełnoprawnym członkiem EURAMET.

4. Wprowadzane do obrotu analizatory jakości energii elektrycznej powinny posiadać świadectwo wzorcowania potwierdzające poprawność pomiarów zgodnie z deklarowaną klasą dokładności, wydane przez uprawnione laboratorium posiadające akredytację w przedmiotowym zakresie.

5. Okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami analizatorów określa jego właściciel, przy czym okres pomiędzy kolejnymi wzorcowaniami powinien być nie rzadszy niż okres ważności legalizacji liczników klasy C, podlegających prawnej kontroli metrologicznej, zgodnie z odrębnymi przepisami.

Rozdział 4

Wymagania jakie powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy licznikami zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu

§ 9. 1. Standardy komunikacji pomiędzy licznikami zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu powinny spełniać co najmniej poniższe wymagania:

- 1) umożliwiają bezpieczne przekazywanie danych, o których mowa w rozdziale 5, pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;
- 2) model warstwy komunikacji dla systemu zdalnego odczytu powinien być oparty o obowiązujące normy i standardy, zapewniające interoperacyjność zastosowanego rozwiązania;
- 3) użyte do komunikacji rozwiązania techniczne i protokoły powinny spełniać cechę najlepszych dostępnych technik.

2. Użyte w rozwiązaniach technicznych protokoły komunikacji powinny zapewniać ich rozwój i być dostępne publicznie.

Rozdział 5

Wymagania jakie powinny spełniać dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu

§ 10. Dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu powinny spełniać wymagania określone w załączniku nr 1.

Rozdział 6

Wymagania jakie powinny spełniać polecenia odbierane przez liczniki zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania

§ 11. 1. Polecenie odbierane przez licznik zdalnego odczytu powinno być jednoznaczne, zgodne z funkcjonalnością licznika oraz spełniać wymagania określone w załączniku nr 1.

2. Licznik zdalnego odczytu stanowiący element układu pomiarowo-rozliczeniowego kategorii A, B3, B2, B1 i C2 powinien realizować co najmniej poniższe polecenia:

- 1) zmiana konfiguracji stref czasowych;
- 2) zmiana ustawienia zakresu danych z licznika zdalnego odczytu przekazywanych do systemu zdalnego odczytu.

3. Licznik zdalnego odczytu stanowiący element układu pomiarowo-rozliczeniowego kategorii C1 powinien realizować co najmniej poniższe polecenia:

- 1) załączenie lub wyłączenie elementu wykonawczego, w tym dla celu wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej lub dla przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej;
- 2) zmiana wartości ogranicznika mocy, z oznaczeniem wartości i czasu obowiązywania;
- 3) zmiana grupy taryfowej;
- 4) zmiana ustawienia zakresu danych z licznika zdalnego odczytu przekazywanych do systemu zdalnego odczytu;
- 5) synchronizacja i ustawienia czasu lub aktualizacja kalendarza.

4. Polecenia do licznika zdalnego odczytu mogą być:

- 1) inicjowane bezpośrednio w systemie pomiarowym przez właściwego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego;

- 2) przesyłane do systemu pomiarowego za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, zgodnie z standardami wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii.

Rozdział 7

Wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii

§ 12. 1. Wymagania bezpieczeństwa wobec liczników zdalnego odczytu dzieli się na trzy kategorie:

- 1) kategoria 1 – dotyczy liczników zdalnego odczytu kategorii pomiarowej C1, wykorzystywanych do rozliczeń za energię elektryczną oraz usług przesyłania albo dystrybucji energii elektrycznej, zgodnie z § 7 ust. 5 pkt 1;
- 2) kategoria 2 – dotyczy liczników zdalnego odczytu kategorii pomiarowej A, B1, B2, B3 oraz C2, wykorzystywanych do rozliczeń energii elektrycznej oraz usług przesyłania albo dystrybucji energii elektrycznej, zgodnie z § 7 ust. 5 pkt 1;
- 3) kategoria 3 – dotyczy liczników zdalnego odczytu kategorii pomiarowej A, B1, B2, B3 oraz C2, wykorzystywane do realizacji innych procesów rynku energii, zgodnie z § 7 ust. 5 pkt 2 i pkt 3.

2. Liczniki zdalnego odczytu instalowane w układzie pomiarowym, dla danej kategorii bezpieczeństwa powinny spełniać wymagania techniczno-funkcjonalne określone w załączniku nr 1.

3. W celu zapewnienia bezpieczeństwa systemu zdalnego odczytu, operator systemu elektroenergetycznego albo właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, stosuje w odniesieniu do tego systemu wymagania dla systemu informacyjnego w rozumieniu ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (Dz. U. z 2020 r. poz. 1369) przewidziane w tej ustawie.

4. W zakresie ochrony systemu pomiarowego przed nieuprawnioną ingerencją w infrastrukturę komunikacyjną, urządzenia i instalacje przyłączone do sieci operatora systemu elektroenergetycznego, albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie

wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, powinny spełniać wymagania określone we właściwych normach.

Rozdział 8

Zasady funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym

§ 13. 1. Saldo dekrementujące, wykorzystywane do przedpłatowej formy rozliczeń w ramach umowy kompleksowej u odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym posiadającego zainstalowany licznik zdalnego odczytu w bezpośrednim układzie pomiarowym prowadzone jest w systemie informatycznym sprzedawcy.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego udostępnienia na żądanie sprzedawcy informację czy w danym punkcie poboru energii istnieje możliwość wykorzystywania licznika zdalnego odczytu do przedpłatowej formy rozliczeń.

3. System zdalnego odczytu użytkowany przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przyjmuje przesyłane od sprzedawcy do systemu pomiarowego za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, polecenia załączenia lub wyłączenia elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu, zgodne ze standardami wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii.

4. Sprzedawca w zależności od stanu salda dekrementującego decyduje o załączeniu lub wyłączeniu elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu poprzez wysłanie do systemu pomiarowego za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, polecenia załączenia lub wyłączenia elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu, zgodne z standardami wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii.

5. Sprzedawca informuje odbiorcę, iż po doładowaniu przez odbiorcę salda dekrementującego, załączenie elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu może nastąpić pod nieobecność odbiorcy w obiekcie lub lokalu, bez odrębnego powiadomienia odbiorcy. Urządzenia, instalacje lub sieci odbiorcy powinny być przygotowane przez odbiorcę w sposób umożliwiający ich bezpieczną eksploatację po załączeniu elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu, zgodną z odrębnymi przepisami.

6. Sprzedawca zobowiązany jest do informowania odbiorcy z wystarczającą częstotliwością o stanie jego salda dekrementującego:

1) poprzez przekazanie tej informacji do centralnego systemu informacji rynku energii;

- 2) poprzez dedykowany elektroniczny kanał komunikacji typu SMS, e-mail lub inny uzgodniony w umowie kompleksowej.

Rozdział 9

Sposób ustalania danych zastępczych w przypadku braku możliwości pozyskania danych pomiarowych z licznika energii elektrycznej

§ 14. 1. W przypadku braku możliwości pozyskania rzeczywistych danych pomiarowych z licznika energii elektrycznej, operator systemu elektroenergetycznego albo właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, wyznacza dane zastępcze, w sposób odzwierciedlający rzeczywiste wielkości energii elektrycznej stosując najlepsze dostępne techniki.

2. Dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik zdalnego odczytu, dane zastępcze wyznacza się z uwzględnieniem:

- 1) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z innych układów pomiarowych z tego samego okresu pomiarowego, lub
- 2) rzeczywistych danych pomiarowych pochodzących z tego samego układu pomiarowo-rozliczeniowego, z okresu poprzedzającego lub następującego po okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych, z uwzględnieniem charakterystyki zmienności przepływu energii elektrycznej oraz innych udokumentowanych okoliczności mających wpływ na przepływ energii elektrycznej w okresie braku rzeczywistych danych pomiarowych, lub
- 3) innych metod określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, przez operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania jest zainstalowany układ pomiarowo-rozliczeniowy, dla którego należy wyznaczyć dane zastępcze.

3. Dla punktu pomiarowego, w którym jest zainstalowany licznik konwencjonalny, dane zastępcze wyznacza się z uwzględnieniem średniodobowego zużycia energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucyjnych, z uwzględnieniem sezonowości poboru energii elektrycznej i standardowych profili zużycia energii elektrycznej. Jeżeli nie można ustalić średniodobowego zużycia energii elektrycznej na podstawie poprzedniego okresu

rozliczeniowego, podstawą wyliczenia ilości energii elektrycznej jest wskazanie układu pomiarowego z następnego okresu rozliczeniowego.

4. W przypadku gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika zdalnego odczytu albo licznika konwencjonalnego są błędne, skorygowane dane pomiarowe wyznacza się:

- 1) z uwzględnieniem współczynników korekcji właściwych dla stwierdzonej nieprawidłowości lub awarii, o ile jest możliwe ich określenie, lub
- 2) analogicznie jak w przypadku wyznaczania danych zastępczych, w przypadku gdy określenie współczynników korekcji nie jest możliwe.

5. Przepisów ust. 2-4 nie stosuje się, jeżeli w punkcie pomiarowym, dla którego występuje konieczność wyznaczenia danych zastępczych lub skorygowanych danych pomiarowych jest zainstalowany rezerwowy układ pomiarowo-rozliczeniowy. W takim przypadku ilość energii elektrycznej wyznacza się na podstawie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego rezerwowego, pod warunkiem, że układ ten zarejestrował prawidłowe dane pomiarowe.

Rozdział 10

Wymagania dotyczące wskaźników niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym

§ 15. 1. Skuteczność pozyskiwania danych pomiarowych dla doby „n” z liczników zdalnego odczytu za pośrednictwem systemu zdalnego odczytu, powinna wynosić co najmniej:

- 1) 90% do godziny 09:00 doby „n+1”, co oznacza, że zostaną pozyskane kompletne dane pomiarowe z 90% liczników energii elektrycznej;
- 2) 93% do godziny 12:00 doby „n+3”, co oznacza, że zostaną pozyskane kompletne dane pomiarowe z 93% liczników energii elektrycznej;
- 3) 95% do godziny 24:00 doby „n+7”, co oznacza, że zostaną pozyskane kompletne dane pomiarowe z 95% liczników energii elektrycznej.

2. Dla liczników zdalnego odczytu, dla których dane pomiarowe nie zostały pozyskane w terminie, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, operator systemu elektroenergetycznego, albo właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, pozyskuje rzeczywiste dane pomiarowe w terminie do 30 dni od doby „n”, z wyłączeniem przypadku, o którym mowa w ust. 5 pkt 1.

3. Wskaźnik skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych jest wyznaczany w każdym miesiącu, nie później niż od końca 3. miesiąca licząc od dnia zainstalowania licznika zdalnego odczytu i uruchomienia stałego kanału komunikacji w systemie zdalnego odczytu.

4. Skuteczność przekazywania poleceń z centralnego systemu informacji rynku energii za pośrednictwem systemu pomiarowego do liczników zdalnego odczytu w okresie 3 godzin nie powinna być niższa niż 95%, dla grupy nie większej niż 200 liczników zdalnego odczytu przyłączonych do tej samej stacji elektroenergetycznej transformującej napięcie SN/nN. Wobec liczników, dla których nie doszło do skutecznego przekazania poleceń z centralnego systemu informacji rynku energii za pośrednictwem systemu pomiarowego, operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, realizują polecenia w terminie nie później niż:

- 1) do 24 godzin od przekazania poleceń z centralnego systemu informacji rynku energii, dla poleceń o wysokim priorytecie realizacji,
 - 2) do 3 dni roboczych od przekazania poleceń z centralnego systemu informacji rynku energii, dla poleceń o normalnym priorytecie realizacji
- jeżeli przyczyna ich wydania jest aktualna, lub jeżeli polecenie nie zostało odwołane, z zastrzeżeniem ust. 5 pkt 1. Wykaz poleceń o wysokim priorytecie realizacji oraz poleceń o normalnym priorytecie realizacji jest określony w załączniku nr 1.

5. W obliczaniu wskaźników skuteczności, o których mowa w ust. 1 i 4, nie uwzględnia się liczników energii elektrycznej, do których operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego nie posiadał dostępu zdalnego i dostępu lokalnego z przyczyn:

- 1) leżących po stronie użytkownika systemu nie będącego operatorem systemu elektroenergetycznego lub właścicielem urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego,
- 2) braku sprawności łącza komunikacyjnego lub uszkodzenia licznika zdalnego odczytu,
- 3) zlokalizowania licznika zdalnego odczytu na obszarze objętym awarią sieci elektroenergetycznej,

- 4) awarii po stronie operatora świadczącego usługę transmisji danych, w przypadku gdy licznik zdalnego odczytu odczytywany jest z wykorzystaniem takiej usługi
- przy czym obowiązek wykazania i udokumentowania przyczyny leży po stronie operatora systemu elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego.

6. W obliczaniu wskaźników skuteczności, o których mowa w:

- 1) ust. 1 pkt 1 oraz ust. 4 uwzględnia się odpowiednio przyczyny wskazane w ust. 5 pkt 1 - 4;
- 2) ust. 1 pkt 2 oraz ust. 4 uwzględnia się odpowiednio przyczyny wskazane w ust. 5 pkt 1 - pkt3;
- 3) ust. 1 pkt 3, uwzględnia się odpowiednio przyczyny wskazane w ust. 5 pkt 1 i 2.

7. Sposób wyznaczenia wskaźników niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym określa załącznik nr 4.

Rozdział 11

Zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu

§ 16. 1. W przypadku odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym zakres danych pomiarowych pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu obejmuje:

- 1) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej:
 - a) pobranej w punkcie poboru energii - zsumowane do okresów 15-minutowych,
 - b) wprowadzonej w punkcie poboru energii - zsumowane do okresów 15-minutowych;
- 2) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące wartości mocy;
- 3) informacje o wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych w zakresie energii elektrycznej w punkcie poboru energii;
- 4) informacje o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu;
- 5) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej w punkcie ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. 2020 r. poz. 908 i 1086 oraz z ...);
- 6) inne dane pomiarowe, których obowiązek rejestrowania wynika z przepisów odrębnych.

2. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pozyskuje z liczników zdalnego odczytu:

- 1) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej:
 - a) pobranej w punkcie poboru energii - zsumowane do okresów 15-minutowych,
 - b) wprowadzonej w punkcie poboru energii - zsumowane do okresów 15-minutowych,
 - c) wprowadzonej do sieci przez wytwórców - zsumowane do okresów 15-minutowych,
 - d) wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii lub jednostce wytwórczej przyłączonej do instalacji odbiorcy w przypadku, jeżeli obowiązek instalacji licznika zdalnego odczytu dla tej instalacji lub jednostki wytwórczej stanowi wypełnienie obowiązku wynikającego z przepisów odrębnych,
 - e) pobranej lub wprowadzonej przez magazyn energii elektrycznej będący częścią instalacji odbiorcy końcowego lub jednostki wytwórczej przyłączonej do instalacji odbiorcy w przypadku, jeżeli obowiązek instalacji licznika zdalnego odczytu dla tego magazynu lub tej instalacji lub jednostki wytwórczej stanowi wypełnienie obowiązku wynikającego z przepisów odrębnych;
- 2) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące wartości mocy;
- 3) informacje o wskaźnikach jakości oraz parametrach jakościowych w zakresie energii elektrycznej w punkcie poboru energii;
- 4) informacje o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik zdalnego odczytu;
- 5) inne dane pomiarowe, dla których obowiązek ich rejestrowania wynika z przepisów odrębnych.

3. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego pozyskuje z liczników zdalnego odczytu zainstalowanych w stacjach SN/nN stanowiących element sieci dystrybucyjnej co najmniej:

- 1) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące energii elektrycznej;
- 2) zarejestrowane dane pomiarowe dotyczące wartości mocy;
- 3) informacje o wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych w zakresie energii elektrycznej w miejscu instalacji licznika zdalnego odczytu;
- 4) informacje o statusie pracy licznika zdalnego odczytu.

Rozdział 12

Wymagania dotyczące jakości danych pomiarowych w systemie pomiarowym

§ 17. 1. Operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego odpowiada za jakość danych pomiarowych w systemie pomiarowym.

2. System pomiarowy powinien umożliwiać walidację, estymację i edycję danych pomiarowych.

3. Dane pomiarowe w systemie zdalnego odczytu podlegają walidacji, a w wymagających tego przypadkach uzupełnienia danymi zastępczymi lub skorygowania, przy zastosowaniu uzasadnionych ekonomicznie najlepszych dostępnych technik.

4. Każda dana pomiarowa w systemie pomiarowym musi być oznaczona:

- 1) znacznikiem daty i czasu danej pomiarowej, lub
- 2) znacznikiem daty i czasu wyznaczenia danej pomiarowej.

5. Każda dana pomiarowa w systemie pomiarowym powinna być oznaczona statusem jakości, oznaczającym:

- 1) źródło pochodzenia danych:
 - a) dane odczytane z licznika energii elektrycznej,
 - b) dane wyznaczone w systemie pomiarowym;
- 2) status poprawności danych pomiarowych.

6. Status poprawności danej pomiarowej jest określany w oparciu o:

- 1) zdarzenia zarejestrowane w układzie pomiarowo-rozliczeniowym, o których mowa w załączniku nr 1, dla danych pozyskanych z liczników zdalnego odczytu, lub
- 2) sposób wyznaczenia danych w systemie pomiarowym.

7. Sposób wyznaczania danych pomiarowych w systemie pomiarowym obejmuje co najmniej:

- 1) wyznaczenie danych pomiarowych na potrzeby rozliczenia energii elektrycznej pobranej zgodnie z § 6 ust. 3 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. poz. 503 oraz z 2020 r. poz. 2053);
- 2) wyznaczenie danych zastępczych i skorygowanych danych rzeczywistych w sytuacji braku możliwości uzyskania rzeczywistych danych pomiarowych, zgodnie z §16.

8. Zdarzenia rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu podlegają weryfikacji przez operatora systemu elektroenergetycznego pod względem przyczyny i wpływu na poprawność zarejestrowanych danych pomiarowych.

Rozdział 13

Informacje przekazywane odbiorcy końcowemu o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych

§ 18. Operator systemu elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, udostępnia odbiorcy końcowemu w gospodarstwie domowym, u którego został zainstalowany licznik zdalnego odczytu lub przed jego instalacją, informację dotyczącą:

- 1) komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy;
- 2) funkcji, jakie posiada i interoperacyjność, jaką charakteryzuje się licznik zdalnego odczytu;
- 3) usług z jakich można korzystać za pomocą licznika zdalnego odczytu;
- 4) korzyści, jakie można osiągnąć dzięki posiadaniu licznika zdalnego odczytu;
- 5) gromadzenia i przetwarzania danych osobowych zgodnie z obowiązującymi przepisami.

§ 19. Wymagania dla modernizowanych układów pomiarowych instalowanych dla nowo przyłączanych odbiorców, w terminie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia.

§ 20. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA**

Załączniki
do rozporządzenia
Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia
(poz. ...)

Załącznik nr 1

MINIMALNE WYMAGANIA TECHNICZNO-FUNKCJONALNE DLA LICZNIKÓW ZDALNEGO ODCZYTU

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).
Kategoria A				
1.	Wymagania ogólne	Wymagania ogólne	Wymagania ogólne	Wymagania ogólne
1.1.	Licznik trójfazowy pracuje w sieci trójfazowej czteroprzewodowej, licznik jednofazowy musi pracować w sieci dwuprzewodowej.	Licznik trójfazowy pracuje w sieci trójfazowej czteroprzewodowej.	Licznik pracuje w sieci trójfazowej czteroprzewodowej.	Licznik pracuje w sieci trójfazowej czteroprzewodowej.
1.2.	Licznik mierzy, wyznacza, rejestruje i udostępnia wartości opisane w pkt 2 oraz wykrywa zdarzenia, rejestruje i udostępnia informacje o zdarzeniach, opisane w pkt 5.	Licznik mierzy, wyznacza, rejestruje i udostępnia wartości opisane w pkt 2 oraz wykrywa zdarzenia, rejestruje i udostępnia informacje o zdarzeniach, opisane w pkt 5.	Licznik mierzy, wyznacza, rejestruje i udostępnia wartości opisane w pkt 2 oraz wykrywa zdarzenia, rejestruje i udostępnia informacje o zdarzeniach, opisane w pkt 5.	Licznik mierzy, wyznacza, rejestruje i udostępnia wartości opisane w pkt 2 oraz wykrywa zdarzenia, rejestruje i udostępnia informacje o zdarzeniach, opisane w pkt 5.
1.3.	Licznik spełnia wymagania dotyczące	Licznik spełnia wymagania dotyczące	Licznik spełnia wymagania dotyczące	[puste]

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej określone w Załączniku nr 2 do Rozporządzenia.		wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej określone w Załączniku nr 2 do Rozporządzenia.		wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej określone w Załączniku nr 2 do Rozporządzenia.		
2.	Pomiar, rejestracja i udostępnianie wartości	Pomiar, rejestracja i udostępnianie wartości	Pomiar, rejestracja i udostępnianie wartości	Pomiar, rejestracja i udostępnianie wartości	Pomiar, rejestracja i udostępnianie wartości	Pomiar, rejestracja i udostępnianie wartości	Pomiar, rejestracja i udostępnianie wartości
2.1.	Licznik dokonuje pomiaru nie rzadziej niż co 1 sekunda:	Licznik dokonuje pomiaru nie rzadziej niż co 1 sekunda:	Licznik dokonuje pomiaru nie rzadziej niż co 1 sekunda:	Licznik dokonuje pomiaru nie rzadziej niż co 1 sekunda:	Licznik dokonuje pomiaru nie rzadziej niż co 0,2 sekundy:	Licznik dokonuje pomiaru nie rzadziej niż co 0,2 sekundy:	Licznik dokonuje pomiaru nie rzadziej niż co 0,2 sekundy:
2.1.1.	wartości skutecznych napięć i prądów fazowych, oraz prądu w przewodzie neutralnym.	wartości skutecznych napięć i prądów fazowych.	wartości skutecznych napięć i prądów fazowych.	wartości skutecznych napięć i prądów fazowych.	wartości skutecznych napięć i prądów fazowych.	wartości skutecznych napięć i prądów fazowych.	wartości skutecznych napięć i prądów fazowych.
2.1.2.	wartości kątów napięć względem napięcia w fazie pierwszej i prądów fazowych względem odpowiednich napięć fazowych.	wartości kątów napięć względem napięcia w fazie pierwszej i prądów fazowych względem odpowiednich napięć fazowych.	wartości kątów napięć względem napięcia w fazie pierwszej i prądów fazowych względem odpowiednich napięć fazowych.	wartości kątów napięć względem napięcia w fazie pierwszej i prądów fazowych względem odpowiednich napięć fazowych.	wartości kątów napięć względem napięcia w fazie pierwszej i prądów fazowych względem odpowiednich napięć fazowych.	wartości kątów napięć względem napięcia w fazie pierwszej i prądów fazowych względem odpowiednich napięć fazowych.	wartości kątów napięć względem napięcia w fazie pierwszej i prądów fazowych względem odpowiednich napięć fazowych.
2.2.	Licznik wyznacza i wykazuje wartości:	Licznik wyznacza i wykazuje wartości:	Licznik wyznacza i wykazuje wartości:	Licznik wyznacza i wykazuje wartości:	Licznik wyznacza i wykazuje wartości:	Licznik wyznacza i wykazuje wartości:	Licznik wyznacza i wykazuje wartości:
2.2.1.	nie rzadziej niż co 1 sekunda skutecznych napięć (TRUE VRMS) dla każdej fazy, prądów fazowych (TRUE IRMS) oraz prądu w przewodzie neutralnym,	nie rzadziej niż co 1 sekunda skutecznych napięć (TRUE VRMS) dla każdej fazy, prądów fazowych (TRUE IRMS).	nie rzadziej niż co 1 sekunda skutecznych napięć (TRUE VRMS) dla każdej fazy, prądów fazowych (TRUE IRMS).	nie rzadziej niż co 1 sekunda skutecznych napięć (TRUE VRMS) dla każdej fazy, prądów fazowych (TRUE IRMS),	nie rzadziej niż co 0,2 sekundy skutecznych napięć (TRUE VRMS) dla każdej fazy, prądów fazowych (TRUE IRMS),	nie rzadziej niż co 0,2 sekundy skutecznych napięć (TRUE VRMS) dla każdej fazy, prądów fazowych (TRUE IRMS),	nie rzadziej niż co 0,2 sekundy skutecznych napięć (TRUE VRMS) dla każdej fazy, prądów fazowych (TRUE IRMS),

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
2.2.2.	nie rzadziej niż co 1 sekunda mocy czynnej i biernej - sumarycznej oraz dla każdej z faz, dla kierunku pobór i oddanie,	nie rzadziej niż co 1 sekunda mocy czynnej i biernej - sumarycznej oraz dla każdej z faz, dla kierunku pobór i oddanie,		nie rzadziej niż co 1 sekunda mocy czynnej i biernej - sumarycznej oraz dla każdej z faz, dla kierunku pobór i oddanie,		nie rzadziej niż co 0,2 sekundy mocy czynnej i biernej - sumarycznej oraz dla każdej z faz, dla kierunku pobór i oddanie,	
2.2.3.	średniej mocy czynnej pobranej 15 minutowej, wynikającej z ilości energii czynnej pobranej – na potrzeby sterowania ograniczeniem mocy,	[puste]		[puste]		[puste]	
2.2.4.	średniej mocy czynnej oddanej 15 minutowej, wynikającej z ilość energii czynnej oddanej – na potrzeby sterowania ograniczeniem mocy,	[puste]		[puste]		[puste]	
2.2.5.	nie rzadziej niż co 1 sekunda energii czynnej w obu kierunkach (+A, -A),	nie rzadziej niż co 1 sekunda energii czynnej w obu kierunkach (+A, -A),		nie rzadziej niż co 1 sekunda energii czynnej w obu kierunkach (+A, -A),		nie rzadziej niż co 0,2 sekundy energii czynnej w obu kierunkach (+A, -A),	
2.2.6.	nie rzadziej niż co 1 sekunda energii biernej w czterech kwadrantach (RI, RII, RIII, RIV),	nie rzadziej niż co 1 sekunda energii biernej w czterech kwadrantach (RI, RII, RIII, RIV),		nie rzadziej niż co 1 sekunda energii biernej w czterech kwadrantach (RI, RII, RIII, RIV),		nie rzadziej niż co 0,2 sekundy energii biernej w czterech kwadrantach (RI, RII, RIII, RIV),	

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
2.2.7.	nie rzadziej niż co 1 sekunda energii pozornej w obu kierunkach,	nie rzadziej niż co 1 sekunda energii pozornej w obu kierunkach,	nie rzadziej niż co 1 sekunda energii pozornej w obu kierunkach,	nie rzadziej niż co 1 sekunda energii pozornej w obu kierunkach,	nie rzadziej niż co 0,2 sekundy energii pozornej w obu kierunkach,		
2.2.8.	współczynnika zawartości harmonicznych (TTHD) w napięciu, zgodnie z Załącznikiem nr 3 do Rozporządzenia.	współczynnika zawartości harmonicznych (TTHD) w napięciu, zgodnie z Załącznikiem nr 3 do Rozporządzenia.	współczynnika zawartości harmonicznych (TTHD) w napięciu, zgodnie z Załącznikiem nr 3 do Rozporządzenia.	współczynnika zawartości harmonicznych (TTHD) w napięciu, zgodnie z Załącznikiem nr 3 do Rozporządzenia.	współczynnika zawartości harmonicznych (TTHD) w napięciu.		
2.2.9.	[puste]	nie rzadziej niż co 1 sekunda wielkości strat jałowych i obciążeniowych w obu kierunkach,	nie rzadziej niż co 1 sekunda wielkości strat jałowych i obciążeniowych w obu kierunkach,	nie rzadziej niż co 1 sekunda wielkości strat jałowych i obciążeniowych w obu kierunkach,	nie rzadziej niż co 0,2 sekundy wielkości strat jałowych i obciążeniowych w obu kierunkach,		
2.2.10.	wskaźników jakości zasilania, wartości ocen wskaźników jakości zasilania w Okresie Pomiarowym – zgodnie z Załącznikiem nr 2 do Rozporządzenia.	wskaźników jakości zasilania, wartości ocen wskaźników jakości zasilania w Okresie Pomiarowym – zgodnie z Załącznikiem nr 2 do Rozporządzenia.	wskaźników jakości zasilania, wartości ocen wskaźników jakości zasilania w Okresie Pomiarowym – zgodnie z Załącznikiem nr 2 do Rozporządzenia.	wskaźników jakości zasilania, wartości ocen wskaźników jakości zasilania w Okresie Pomiarowym – zgodnie z Załącznikiem nr 2 do Rozporządzenia.	[puste]		
2.3.	Licznik dokonuje rejestracji:	Licznik dokonuje rejestracji:	Licznik dokonuje rejestracji:	Licznik dokonuje rejestracji:	Licznik dokonuje rejestracji:		
2.3.1.	wartości skutecznych napięć, o których mowa w pkt 2.2.1, uśrednianych w okresie 10 minut, zapisywanych w profilu,	wartości skutecznych napięć, o których mowa w pkt 2.2.1, uśrednianych w okresie 10 minut, zapisywanych w profilu,	wartości skutecznych napięć, o których mowa w pkt 2.2.1, uśrednianych w okresie 10 minut, zapisywanych w profilu,	wartości skutecznych napięć, o których mowa w pkt 2.2.1, uśrednianych w okresie 10 minut, zapisywanych w profilu,	wartości skutecznych napięć, o których mowa w pkt 2.2.1, uśrednianych w okresie od 1 do 60 minut, zapisywanych w profilu,		

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
2.3.2.	wartości skutecznych prądów fazowych i prądu w przewodzie zerowym, o których mowa w pkt 2.2.1, uśrednianych w okresie 10 minut, zapisywanych w profilu,	wartości skutecznych prądów fazowych, o których mowa w pkt 2.2.1, uśrednianych w okresie 10 minut, zapisywanych w profilu,		wartości skutecznych prądów fazowych, o których mowa w pkt 2.2.1., uśrednianych w okresie 10 minut, zapisywanych w profilu		wartości skutecznych prądów fazowych, o których mowa w pkt 2.2.1, uśrednianych w okresie od 1 do 60 minut, zapisywanych w profilu,	
2.3.3.	wartości profilu obciążenia zapisywanych jako bezstrefowe stany liczydła energii czynnej (zgodnie z pkt 2.2.5) i biernej (zgodnie z pkt 2.2.6) , w okresie co 15 minut,	wartości profilu obciążenia zapisywanych jako bezstrefowe stany liczydła energii czynnej (zgodnie z pkt 2.2.5) i biernej (zgodnie z pkt 2.2.6) , w okresie co 15 minut,		wartości profilu obciążenia zapisywanych jako bezstrefowe stany liczydła energii czynnej (zgodnie z pkt 2.2.5) i biernej (zgodnie z pkt 2.2.6) , w okresie co 15 minut,		wartości profilu obciążenia zapisywanych jako bezstrefowe stany liczydła energii czynnej (zgodnie z pkt 2.2.5) i biernej (zgodnie z pkt 2.2.6) , w okresie od 1 do 60 minut,	
2.3.4.	wartości rejestrów całodobowych i strefowych, dla energii czynnej (zgodnie z pkt 2.2.5) i biernej (zgodnie z pkt 2.2.5), zatrzaskiwanych w cyklu dobowym (godzina 00:00:00).	wartości rejestrów całodobowych i strefowych, dla energii czynnej (zgodnie z pkt 2.2.5) i biernej (zgodnie z pkt 2.2.5), zatrzaskiwanych w cyklu dobowym (godzina 00:00:00),		wartości rejestrów całodobowych i strefowych, dla energii czynnej (zgodnie z pkt 2.2.5) i biernej (zgodnie z pkt 2.2.5), zatrzaskiwanych w cyklu dobowym (godzina 00:00:00),		[puste]	
2.3.5.	[puste]	wartości zgodnych z pkt. 2.2.9, w okresie co 15 minut,		wartości zgodnych z pkt. 2.2.9, w okresie co 15 minut,		wartości zgodnych z pkt. 2.2.9, w okresie od 1 do 60 minut,	
2.3.6.	wskaźników jakości zasilania, wartości ocen wskaźników jakości zasilania w Okresie Pomiarowym–	wskaźników jakości zasilania, wartości ocen wskaźników jakości zasilania w Okresie Pomiarowym–		wskaźników jakości zasilania, wartości ocen wskaźników jakości zasilania w Okresie Pomiarowym–		współczynnika zawartości harmonicznych (TTHD) w napięciu uśredniany w okresie od 1 do 60 minut.	

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	zgodnie z Załącznikiem nr 3.		zgodnie z Załącznikiem nr 3.		zgodnie z Załącznikiem nr 3.		
2.4.	Każda wartość zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda wartość zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda wartość zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda wartość zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda wartość zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda wartość zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda wartość zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:
2.4.1.	datą i czasem pomiaru na koniec okresu jego uśredniania,	datą i czasem pomiaru na koniec okresu jego uśredniania,	datą i czasem pomiaru na koniec okresu jego uśredniania,	datą i czasem pomiaru na koniec okresu jego uśredniania,	datą i czasem pomiaru na koniec okresu jego uśredniania,	datą i czasem pomiaru na koniec okresu jego uśredniania,	datą i czasem pomiaru na koniec okresu jego uśredniania,
2.4.2.	jednoznacznym oznaczeniem kodowym.	jednoznacznym oznaczeniem kodowym.	jednoznacznym oznaczeniem kodowym.	jednoznacznym oznaczeniem kodowym.	jednoznacznym oznaczeniem kodowym.	jednoznacznym oznaczeniem kodowym.	jednoznacznym oznaczeniem kodowym.
2.5.	Zmierzone wartości:	Zmierzone wartości:	Zmierzone wartości:	Zmierzone wartości:	Zmierzone wartości:	Zmierzone wartości:	Zmierzone wartości:
2.5.1.	energii czynnej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) Wh do 1 (jednej) kWh.	energii czynnej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) Wh do 1 (jednej) kWh.	energii czynnej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) Wh do 1 (jednej) kWh.	energii czynnej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) Wh do 1 (jednej) kWh.	energii czynnej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) kWh do 1 (jednej) MWh.	energii czynnej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) kWh do 1 (jednej) MWh.	energii czynnej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) kWh do 1 (jednej) MWh.
2.5.2.	energii biernej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) varh do 1 (jednej) kvarh.	energii biernej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) varh do 1 (jednej) kvarh.	energii biernej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) varh do 1 (jednej) kvarh.	energii biernej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) varh do 1 (jednej) kvarh.	energii biernej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) kvarh do 1 (jednej) Mvarh.	energii biernej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) kvarh do 1 (jednej) Mvarh.	energii biernej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) kvarh do 1 (jednej) Mvarh.
2.5.3.	[puste]	energii pozornej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) VAh do 1 (jednej)	energii pozornej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) VAh do 1 (jednej)	energii pozornej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) VAh do 1 (jednej)	energii pozornej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) kVAh do 1 (jednej)	energii pozornej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) kVAh do 1 (jednej)	energii pozornej - muszą być rejestrowane z rozdzielczością w zakresie od 1 (jednej) kVAh do 1 (jednej)

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2		Kategoria A	
				Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).			
		kVAh.		kVAh.		MVAh.	
2.5.4.	[puste]	zgodnie z pkt.2.2.9 - muszą być rejestrowane z rozdzielczością co najmniej do 1 (jednej) V ² h lub do 1 (jednej) Wh.		zgodnie z pkt.2.2.9 - muszą być rejestrowane z rozdzielczością co najmniej do 1 (jednej) V ² h lub do 1 (jednej) Wh.		zgodnie z pkt.2.2.9 - muszą być rejestrowane z rozdzielczością co najmniej do 1 (jednej) V ² h lub do 1 (jednej) kWh.	
2.5.5.	[puste]	zgodnie z pkt.2.2.9 - muszą być rejestrowane z rozdzielczością co najmniej do 1 (jednej) A ² h lub do 1 (jednej) Wh.		zgodnie z pkt.2.2.9 - muszą być rejestrowane z rozdzielczością co najmniej do 1 (jednej) A ² h lub do 1 (jednej) Wh.		zgodnie z pkt.2.2.9 - muszą być rejestrowane z rozdzielczością co najmniej do 1 (jednej) A ² h lub do 1 (jednej) kWh.	
2.6.	Licznik udostępnia w czasie zbliżonym do rzeczywistego, na interfejsie komunikacyjnym wireless m-Bus informacje, w szczególności zawierające:	[puste]		[puste]		[puste]	
2.6.1.	wartości energii czynnej pobranej,	[puste]		[puste]		[puste]	
2.6.2.	wartości energii czynnej oddanej,	[puste]		[puste]		[puste]	
2.6.3.	wartości mocy czynnej i biernej - sumarycznej dla kierunku pobór i oddanie,	[puste]		[puste]		[puste]	
2.6.4.	wartość ograniczenia mocy w trybie	[puste]		[puste]		[puste]	

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	normalnym,						
2.6.5.	polecenia ograniczenia mocy (tryb zarządzania stroną popytową) w ustalonym formacie;	[puste]		[puste]		[puste]	
2.6.6.	polecenia ograniczenia mocy (tryb awaryjny) w ustalonym formacie;	[puste]		[puste]		[puste]	
3.	Sterowanie	Sterowanie		Sterowanie		Sterowanie	
3.1.	Licznik powinien posiadać zintegrowany element wykonawczy, dostosowany do przepływu oraz załączenia i wyłączenia prądu maksymalnego licznika. Liczba cykli łączeniowych (załącz/wyłącz), którą można wykonać za pomocą elementu wykonawczego z zachowaniem jego poprawnego działania, musi odpowiadać kategorii użytkowania UC-3 wg normy PN-EN 62055-31.	[puste]		[puste]		[puste]	
3.2.	Element wykonawczy po przywróceniu zasilania powinien znajdować się w takim sa-	[puste]		[puste]		[puste]	

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)
Kategoria C1		Kategoria B1	Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).	Kategoria A
	mym stanie (odpowiednio załączony/wyłączony) jak przed utratą zasilania.			
3.3.	Licznik musi:	[puste]	[puste]	[puste]
3.3.1.	posiadać sygnalizację stanu elementu wykonawczego (załączony/wyłączony),	[puste]	[puste]	[puste]
3.3.2.	umożliwiać zdalne sprawdzenie stanu elementu wykonawczego,	[puste]	[puste]	[puste]
3.4.	Licznik musi umożliwić:	[puste]	[puste]	[puste]
3.4.1.	ograniczenie mocy czynnej realizowane poprzez zdalne oraz lokalne wprowadzenie nastaw mocy czynnej, mierzonej w sposób opisany w pkt 2.2.3 i 2.2.4. Nastawy ogranicznika powinny być realizowane z krokiem co 100 W do mocy maksymalnej wynikającej z prądu maksymalnego licznika.	[puste]	[puste]	[puste]
3.4.2.	wyłączenie elementu wykonaw-	[puste]	[puste]	[puste]

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)
Kategoria C1		Kategoria B1	Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).	Kategoria A
	czego w momencie, gdy moc wynikająca z przepływu energii, naliczana w okresach jednosekundowych, przekroczy zadaną wartość ograniczenia mocy czynnej 15-minutowej.			
3.4.3.	automatyczne załączenie licznika po wystąpieniu ograniczenia, realizowane z początkiem kolejnego okresu uśredniania 15-minutowego.	[puste]	[puste]	[puste]
3.4.4.	zdalne i lokalne aktywowanie i deaktywowanie funkcji ograniczenia mocy czynnej dla trybu normalnego, trybu zarządzania stroną popytową oraz trybu awaryjnego.	[puste]	[puste]	[puste]
3.4.5.	zdalne i lokalne wyłączenie oraz załączenie instalacji odbiorczej poprzez zmianę stanu elementu wykonawczego,	[puste]	[puste]	[puste]
3.4.6.	zdalne i lokalne wprowadzenie parametrów ograniczenia mocy dla	[puste]	[puste]	[puste]

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	trybu normalnego,						
3.4.7.	zdalne i lokalne wprowadzenie parametrów ograniczenie mocy dla trybu zarządzania stroną popytową,	[puste]		[puste]		[puste]	
3.4.8.	zdalne wprowadzenie parametrów ograniczenia mocy dla trybu awaryjnego.	[puste]		[puste]		[puste]	
4.	Konfiguracja licznika	Konfiguracja licznika		Konfiguracja licznika		Konfiguracja licznika	
4.1.	Licznik powinien pozwalać na zmianę oprogramowania (firmware) licznika oraz modułu komunikacyjnego w sposób zdalny i lokalny.	Licznik powinien pozwalać na zmianę oprogramowania (firmware) licznika oraz modułu komunikacyjnego w sposób zdalny i lokalny.		Licznik powinien pozwalać na zmianę oprogramowania (firmware) licznika oraz modułu komunikacyjnego w sposób zdalny i lokalny.		Licznik powinien pozwalać na zmianę konfiguracji licznika oraz modułu komunikacyjnego w sposób lokalny.	
4.2.	Licznik trójfazowy powinien mieć możliwość pomiaru i rejestracji energii przy wykorzystaniu metody arytmetycznej, według poniższego diagramu:	Licznik powinien mieć możliwość pomiaru i rejestracji energii przy wykorzystaniu metody arytmetycznej, według poniższego diagramu:		Licznik powinien mieć możliwość pomiaru i rejestracji energii przy wykorzystaniu metody arytmetycznej, według poniższego diagramu:		[puste]	

Liczniki 1 i 3 fazowe

(bezpośredni układ pomiarowy)

Kategoria C1

Liczniki 3 fazowe

(bezpośredni układ pomiarowy)

Kategoria B1

Liczniki 3 fazowe

(półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)

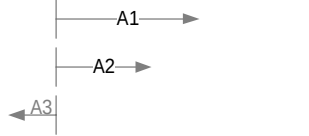
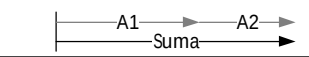
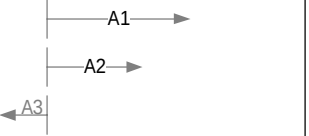
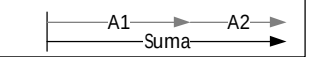
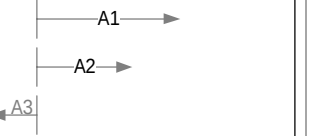
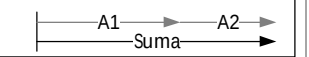
Kategoria B3, B2, B1, C2

Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).

Liczniki 3 fazowe

(półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)

Kategoria A

	Metoda obliczeń (zawartość rejestru bez znaku)  Suma +A (rejestr 1.8.0)  Suma -A (rejestr 2.8.0) 	Metoda obliczeń (zawartość rejestru bez znaku)  Suma +A (rejestr 1.8.0)  Suma -A (rejestr 2.8.0) 	Metoda obliczeń (zawartość rejestru bez znaku)  Suma +A (rejestr 1.8.0)  Suma -A (rejestr 2.8.0) 	
4.3.	Licznik powinien przechowywać kalendarz gregoriański na co najmniej 18 lat, wraz z obowiązującymi świętami stałymi i ruchomymi, datami zmiany czasu urzędowego z automatycznym przełączaniem lato / zima i zima/ lato, w porządku prawnym Rzeczypospolitej Polskiej.	Licznik powinien przechowywać kalendarz gregoriański na co najmniej 18 lat, wraz z obowiązującymi świętami stałymi i ruchomymi, datami zmiany czasu urzędowego z automatycznym przełączaniem lato / zima i zima/ lato, w porządku prawnym Rzeczypospolitej Polskiej.	Licznik powinien przechowywać kalendarz gregoriański na co najmniej 18 lat, wraz z obowiązującymi świętami stałymi i ruchomymi, datami zmiany czasu urzędowego z automatycznym przełączaniem lato / zima i zima/ lato, w porządku prawnym Rzeczypospolitej Polskiej.	Licznik powinien przechowywać kalendarz gregoriański na co najmniej 20 lat, wraz z obowiązującymi świętami stałymi i ruchomymi, datami zmiany czasu urzędowego z automatycznym przełączaniem lato / zima i zima/ lato, w porządku prawnym Rzeczypospolitej Polskiej.
4.4.	Licznik powinien posiadać funkcjonalność przełącznika taryfowego, sterowanego wbudowanym zegarem kalendarzowym z programowanymi godzinami i datami zmiany stref czasowych.	Licznik powinien posiadać funkcjonalność przełącznika taryfowego, sterowanego wbudowanym zegarem kalendarzowym z programowanymi godzinami i datami zmiany stref czasowych.	Licznik powinien posiadać funkcjonalność przełącznika taryfowego, sterowanego wbudowanym zegarem kalendarzowym z programowanymi godzinami i datami zmiany stref czasowych (*).	[puste]
4.5.	Licznik powinien mieć możliwość zaprogramowania przynajmniej czterech rejestrów	Licznik powinien mieć możliwość zaprogramowania przynajmniej czterech rejestrów	Licznik powinien mieć możliwość zaprogramowania przynajmniej czterech rejestrów	[puste]

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	strefowych.		strefowych.		strefowych (*).		
4.6.	Licznik powinien mieć możliwość:	Licznik powinien mieć możliwość:	Licznik powinien mieć możliwość:	Licznik powinien mieć możliwość:	Licznik powinien mieć możliwość:	Licznik powinien mieć możliwość:	Licznik powinien mieć możliwość:
4.6.1.	ustawienia daty aktywacji (godzina 00:00:00 wyznaczająca początek danego dnia) dla zmiany konfiguracji licznika w zakresie zmiany grupy taryfowej,	ustawienia daty aktywacji (godzina 00:00:00 wyznaczająca początek danego dnia) dla zmiany konfiguracji licznika w zakresie zmiany grupy taryfowej,	ustawienia daty aktywacji (godzina 00:00:00 wyznaczająca początek danego dnia) dla zmiany konfiguracji licznika w zakresie zmiany grupy taryfowej (*),	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]
4.6.2.	ustawienia daty i godziny aktywacji i dezaktywacji dla zmiany konfiguracji licznika w zakresie:	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]
a)	wartości progu ograniczenia mocy dla trybu normalnego,	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]
b)	wartości progu ograniczenia mocy dla trybu zarządzania stroną popytową.	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]
4.6.3.	zmiany ustawień każdego z parametrów w sposób lokalny oraz zdalny.	zmiany ustawień każdego z parametrów w sposób lokalny oraz zdalny.	zmiany ustawień każdego z parametrów w sposób lokalny oraz zdalny.	zmiany ustawień każdego z parametrów w sposób lokalny oraz zdalny.	zmiany ustawień każdego z parametrów w sposób lokalny.	zmiany ustawień każdego z parametrów w sposób lokalny.	zmiany ustawień każdego z parametrów w sposób lokalny.

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
4.6.4.	zdalnego aktywowania i deaktywowania:	zdalnego aktywowania i deaktywowania:	zdalnego aktywowania i deaktywowania:	zdalnego aktywowania i deaktywowania:	[puste]		
a)	lokalnej zmiany ustawień każdego z parametrów,	lokalnej zmiany ustawień każdego z parametrów,	lokalnej zmiany ustawień każdego z parametrów,	lokalnej zmiany ustawień każdego z parametrów,	[puste]		
b)	lokalnej wymiany oprogramowania licznika (firmware).	lokalnej wymiany oprogramowania licznika (firmware).	lokalnej wymiany oprogramowania licznika (firmware).	lokalnej wymiany oprogramowania licznika (firmware).	[puste]		
4.6.5.	zdalnego i lokalnego ustawienia w liczniku daty i czasu,	zdalnego i lokalnego ustawienia w liczniku daty i czasu,	zdalnego i lokalnego ustawienia w liczniku daty i czasu,	zdalnego i lokalnego ustawienia w liczniku daty i czasu,	zdalnego i lokalnego ustawienia w liczniku daty i czasu,		
4.6.6.	zdalnego i lokalnego udostępnienia ustawień parametrów licznika,	zdalnego i lokalnego udostępnienia ustawień parametrów licznika,	zdalnego i lokalnego udostępnienia ustawień parametrów licznika,	zdalnego i lokalnego udostępnienia ustawień parametrów licznika,	zdalnego i lokalnego udostępnienia ustawień parametrów licznika,		
4.6.7.	zdalnego i lokalnego udostępniania wartości, poleceń, zdarzeń rejestrowanych przez licznik, odrębnie na każdym interfejsie komunikacyjnym,	zdalnego i lokalnego udostępniania wartości, poleceń, zdarzeń rejestrowanych przez licznik, odrębnie na każdym interfejsie komunikacyjnym,	zdalnego i lokalnego udostępniania wartości, poleceń, zdarzeń rejestrowanych przez licznik, odrębnie na każdym interfejsie komunikacyjnym,	zdalnego i lokalnego udostępniania wartości, poleceń, zdarzeń rejestrowanych przez licznik, odrębnie na każdym interfejsie komunikacyjnym,	zdalnego i lokalnego udostępniania wartości, poleceń, zdarzeń rejestrowanych przez licznik, odrębnie na każdym interfejsie komunikacyjnym,		
4.6.8.	zdalnej i lokalnej synchronizacji/ustawienia czasu i aktualizacji kalendarza,	zdalnej i lokalnej synchronizacji/ustawienia czasu i aktualizacji kalendarza,	zdalnej i lokalnej synchronizacji/ustawienia czasu i aktualizacji kalendarza,	zdalnej i lokalnej synchronizacji/ustawienia czasu i aktualizacji kalendarza,	zdalnej i lokalnej synchronizacji/ustawienia czasu i aktualizacji kalendarza,		

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2		Kategoria A	
				Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).			
4.6.9.	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji w zakresie automatycznej zmiany czasu lato/zima i zima/lato,	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji w zakresie automatycznej zmiany czasu lato/zima i zima/lato,	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji w zakresie automatycznej zmiany czasu lato/zima i zima/lato,	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji w zakresie automatycznej zmiany czasu lato/zima i zima/lato,	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji w zakresie automatycznej zmiany czasu lato/zima i zima/lato,	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji w zakresie automatycznej zmiany czasu lato/zima i zima/lato,	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji w zakresie automatycznej zmiany czasu lato/zima i zima/lato,
4.6.10.	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji każdego z interfejsów do komunikacji lokalnej.	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji każdego z interfejsów do komunikacji lokalnej, z wyjątkiem wyświetlacza.	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji każdego z interfejsów do komunikacji lokalnej, z wyjątkiem wyświetlacza.	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji każdego z interfejsów do komunikacji lokalnej, z wyjątkiem wyświetlacza (*).	zdalnej i lokalnej aktywacji i dezaktywacji każdego z interfejsów do komunikacji lokalnej, z wyjątkiem wyświetlacza (*).	[puste]	[puste]
4.6.11.	definiowania na etapie konfiguracji co najmniej trzech progów wartości napięcia wyrażonych w procentach napięcia znamionowego U_n , przy czym domyślnie muszą być ustalone progi:	definiowania na etapie konfiguracji co najmniej trzech progów wartości napięcia wyrażonych w procentach napięcia znamionowego U_n , przy czym domyślnie muszą być ustalone progi:	definiowania na etapie konfiguracji co najmniej trzech progów wartości napięcia wyrażonych w procentach napięcia znamionowego U_n , przy czym domyślnie muszą być ustalone progi:	definiowania na etapie konfiguracji co najmniej trzech progów wartości napięcia wyrażonych w procentach napięcia znamionowego U_n , przy czym domyślnie muszą być ustalone progi:	definiowania na etapie konfiguracji co najmniej trzech progów wartości napięcia wyrażonych w procentach napięcia znamionowego U_n , przy czym domyślnie muszą być ustalone progi:	[puste]	[puste]
a)	próg 1 - wzrost napięcia ponad wartość 110% U_n ,	próg 1 - wzrost napięcia ponad wartość 110% U_n ,	próg 1 - wzrost napięcia ponad wartość 110% U_n ,	próg 1 - wzrost napięcia ponad wartość 110% U_n ,	próg 1 - wzrost napięcia ponad wartość 110% U_n ,	[puste]	[puste]
b)	próg 2 - obniżenie napięcia poniżej wartości 90% U_n ,	próg 2 - obniżenie napięcia poniżej wartości 90% U_n ,	próg 2 - obniżenie napięcia poniżej wartości 90% U_n ,	próg 2 - obniżenie napięcia poniżej wartości 90% U_n ,	próg 2 - obniżenie napięcia poniżej wartości 90% U_n ,	[puste]	[puste]
c)	próg 3 - obniżenie napięcia poniżej wartości 80% U_n ,	próg 3 - obniżenie napięcia poniżej wartości 80% U_n ,	próg 3 - obniżenie napięcia poniżej wartości 80% U_n ,	próg 3 - obniżenie napięcia poniżej wartości 80% U_n ,	próg 3 - obniżenie napięcia poniżej wartości 80% U_n ,	[puste]	[puste]

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
4.6.12.	rejestrowania zaniku napięcia, jeżeli wartość skuteczna napięcia uśredniona w okresie 1 sekundy spadnie poniżej wartości 65% Un.	rejestrowania zaniku napięcia, jeżeli wartość skuteczna napięcia uśredniona w okresie 1 sekundy spadnie poniżej wartości 65% Un.	rejestrowania zaniku napięcia, jeżeli wartość skuteczna napięcia uśredniona w okresie 1 sekundy spadnie poniżej wartości 65% Un.	rejestrowania zaniku napięcia, jeżeli wartość skuteczna napięcia uśredniona w okresie 1 sekundy spadnie poniżej wartości 65% Un.		[puste]	
4.6.13.	definiowania na etapie konfiguracji czasu pomiaru wartości skutecznej napięcia dla rejestracji zdarzeń, w przedziale od 1 sekundy do 3 minut (z krokiem co 1 sekundę).	definiowania na etapie konfiguracji czasu pomiaru wartości skutecznej napięcia dla rejestracji zdarzeń, w przedziale od 1 sekundy do 3 minut (z krokiem co 1 sekundę).	definiowania na etapie konfiguracji czasu pomiaru wartości skutecznej napięcia dla rejestracji zdarzeń, w przedziale od 1 sekundy do 3 minut (z krokiem co 1 sekundę).	definiowania na etapie konfiguracji czasu pomiaru wartości skutecznej napięcia dla rejestracji zdarzeń, w przedziale od 1 sekundy do 3 minut (z krokiem co 1 sekundę).		[puste]	
4.7.	Rejestracja przekroczeń progów napięcia, o których mowa w punkcie 4.6.11, powinna być dokonywana na podstawie różnicy wartości średniej napięcia dla kolejnych okresów pomiaru wartości skutecznej.	Rejestracja przekroczeń progów napięcia, o których mowa w punkcie 4.6.11, powinna być dokonywana na podstawie różnicy wartości średniej napięcia dla kolejnych okresów pomiaru wartości skutecznej.	Rejestracja przekroczeń progów napięcia, o których mowa w punkcie 4.6.11, powinna być dokonywana na podstawie różnicy wartości średniej napięcia dla kolejnych okresów pomiaru wartości skutecznej.	Rejestracja przekroczeń progów napięcia, o których mowa w punkcie 4.6.11, powinna być dokonywana na podstawie różnicy wartości średniej napięcia dla kolejnych okresów pomiaru wartości skutecznej.		[puste]	
5.	Wykrywanie i rejestracja zdarzeń	Wykrywanie i rejestracja zdarzeń	Wykrywanie i rejestracja zdarzeń	Wykrywanie i rejestracja zdarzeń		Wykrywanie i rejestracja zdarzeń	
5.1.	Licznik powinien rejestrować co najmniej następujące informacje o zdarzeniach:	Licznik powinien rejestrować co najmniej następujące informacje o zdarzeniach:	Licznik powinien rejestrować co najmniej następujące informacje o zdarzeniach:	Licznik powinien rejestrować co najmniej następujące informacje o zdarzeniach:		Licznik powinien rejestrować co najmniej następujące informacje o zdarzeniach:	
5.1.1.	aktywację i dezaktywację funkcji ograniczenia mocy czynnej,	[puste]	[puste]	[puste]		[puste]	
5.1.2.	ustawienia wartości ograniczenia	[puste]	[puste]	[puste]		[puste]	

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	mocy czynnej dla trybów: normalnego, zarządzania stroną popytową i tryb awaryjnego,						
5.1.3.	uruchomienia i wyłączenia ograniczenia mocy w trybie normalnym	[puste]		[puste]		[puste]	
5.1.4.	uruchomienia i wyłączenia ograniczenia mocy w trybie zarządzania stroną popytową,	[puste]		[puste]		[puste]	
5.1.5.	uruchomienia i wyłączenia ograniczania mocy w trybie awaryjnym ,	[puste]		[puste]		[puste]	
5.1.6.	obniżenie i podwyższenie napięcia w dowolnej fazie zgodnie z pkt 4.6.11,	obniżenie i podwyższenie napięcia w dowolnej fazie, zgodnie z pkt 4.6.11,		obniżenie i podwyższenie napięcia w dowolnej fazie zgodnie z pkt 4.6.11 (*),		[puste]	
5.1.7.	zaniki i powroty napięcia zasilającego dla każdej z faz,	zaniki i powroty napięcia zasilającego dla każdej z faz,		zaniki i powroty napięcia zasilającego dla każdej z faz,		zaniki i powroty napięcia zasilającego dla każdej z faz,	
5.1.8.	początek i koniec działania pola magnetycznego (próg nieczułości wartości indukcji magnetycznej $B \leq 400 \text{ mT}$),	początek i koniec działania pola magnetycznego (próg nieczułości wartości indukcji magnetycznej $B \leq 400 \text{ mT}$),		początek i koniec działania pola magnetycznego (próg nieczułości wartości indukcji magnetycznej $B \leq 400 \text{ mT}$),		[puste]	

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
5.1.9.	otwarcie i zamknięcie osłony skrzynki zaciskowej,	otwarcie i zamknięcie osłony skrzynki zaciskowej,	otwarcie i zamknięcie osłony skrzynki zaciskowej,	otwarcie i zamknięcie osłony skrzynki zaciskowej,	[puste]		
5.1.10.	otwarcie i zamknięcie obudowy licznika,	otwarcie i zamknięcie obudowy licznika,	otwarcie i zamknięcie obudowy licznika,	otwarcie i zamknięcie obudowy licznika,	[puste]		
5.1.11.	usterki wewnętrzne licznika skutkujące jego nieprawidłowym działaniem,	usterki wewnętrzne licznika skutkujące jego nieprawidłowym działaniem,	usterki wewnętrzne licznika skutkujące jego nieprawidłowym działaniem,	usterki wewnętrzne licznika skutkujące jego nieprawidłowym działaniem,	usterki wewnętrzne licznika skutkujące jego nieprawidłowym działaniem,		
5.1.12.	zmiana parametryzacji licznika,	zmiana parametryzacji licznika,	zmiana parametryzacji licznika,	zmiana parametryzacji licznika,	zmiana parametryzacji licznika,		
5.1.13.	wymiana oprogramowania (firmware) licznika,	wymiana oprogramowania (firmware) licznika,	wymiana oprogramowania (firmware) licznika,	wymiana oprogramowania (firmware) licznika,	[puste]		
5.1.14.	zmiana stanu elementu wykonawczego,	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]		
5.1.15.	aktywacja/dezaktywacja interfejsu komunikacyjnego wireless m-Bus,	aktywacja/dezaktywacja interfejsu komunikacyjnego,	aktywacja/dezaktywacja interfejsu komunikacyjnego (*),	aktywacja/dezaktywacja interfejsu komunikacyjnego (*),	[puste]		
5.1.16.	ustawienie czasu	ustawienie czasu	ustawienie czasu	ustawienie czasu	ustawienie czasu		
5.1.17.	nieudane próby logowania na interfejsach lokalnych	nieudane próby logowania na interfejsach lokalnych	nieudane próby logowania na interfejsach lokalnych	nieudane próby logowania na interfejsach lokalnych	[puste]		
5.1.18.	rozładowana bateria (w przypadku	rozładowana bateria (w przypadku	rozładowana bateria (w przypadku	rozładowana bateria (w przypadku	rozładowana bateria (w przypadku		

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	wyposażenia licznika w baterię dla podtrzymania chodu zegara);	wyposażenia licznika w baterię dla podtrzymania chodu zegara);	wyposażenia licznika w baterię dla podtrzymania chodu zegara);	wyposażenia licznika w baterię dla podtrzymania chodu zegara);	wyposażenia licznika w baterię dla podtrzymania chodu zegara);	wyposażenia licznika w baterię dla podtrzymania chodu zegara);	wyposażenia licznika w baterię dla podtrzymania chodu zegara);
5.1.19.	zmiana czasu lato/zima i zima/lato	zmiana czasu lato/zima i zima/lato	zmiana czasu lato/zima i zima/lato	zmiana czasu lato/zima i zima/lato	zmiana czasu lato/zima i zima/lato	zmiana czasu lato/zima i zima/lato	zmiana czasu lato/zima i zima/lato
5.1.20.	aktywacja/dezaktywacja zmiany czasu lato/zima i zima/lato	aktywacja/dezaktywacja zmiany czasu lato/zima i zima/lato	aktywacja/dezaktywacja zmiany czasu lato/zima i zima/lato	aktywacja/dezaktywacja zmiany czasu lato/zima i zima/lato	aktywacja/dezaktywacja zmiany czasu lato/zima i zima/lato	aktywacja/dezaktywacja zmiany czasu lato/zima i zima/lato	aktywacja/dezaktywacja zmiany czasu lato/zima i zima/lato
5.1.21.	numer progu, którego wartość została przekroczona, wyznaczony zgodnie z punktem 4.6.11, lub zanik napięcia, wyznaczony zgodnie z punktem 4.6.12, wraz z informacją na temat fazy napięcia, w których wystąpiło zdarzenie	numer progu, którego wartość została przekroczona, wyznaczony zgodnie z punktem 4.6.11, lub zanik napięcia, wyznaczony zgodnie z punktem 4.6.12, wraz z informacją na temat fazy napięcia, w których wystąpiło zdarzenie	numer progu, którego wartość została przekroczona, wyznaczony zgodnie z punktem 4.6.11, lub zanik napięcia, wyznaczony zgodnie z punktem 4.6.12, wraz z informacją na temat fazy napięcia, w których wystąpiło zdarzenie	numer progu, którego wartość została przekroczona, wyznaczony zgodnie z punktem 4.6.11, lub zanik napięcia, wyznaczony zgodnie z punktem 4.6.12, wraz z informacją na temat fazy napięcia, w których wystąpiło zdarzenie	numer progu, którego wartość została przekroczona, wyznaczony zgodnie z punktem 4.6.11, lub zanik napięcia, wyznaczony zgodnie z punktem 4.6.12, wraz z informacją na temat fazy napięcia, w których wystąpiło zdarzenie	[puste]	[puste]
5.2.	Każda informacja o zdarzeniu zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda informacja o zdarzeniu zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda informacja o zdarzeniu zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda informacja o zdarzeniu zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda informacja o zdarzeniu zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda informacja o zdarzeniu zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:	Każda informacja o zdarzeniu zarejestrowana przez licznik powinna być opisana co najmniej następującymi atrybutami:
5.2.1.	znacznik czasu zawierający rok, miesiąc, dzień, minutę i sekundę okresu pomiaru, w którym nastąpiło zdarzenie,	znacznik czasu zawierający rok, miesiąc, dzień, minutę i sekundę okresu pomiaru, w którym nastąpiło zdarzenie,	znacznik czasu zawierający rok, miesiąc, dzień, minutę i sekundę okresu pomiaru, w którym nastąpiło zdarzenie,	znacznik czasu zawierający rok, miesiąc, dzień, minutę i sekundę okresu pomiaru, w którym nastąpiło zdarzenie,	znacznik czasu zawierający rok, miesiąc, dzień, minutę i sekundę okresu pomiaru, w którym nastąpiło zdarzenie,	znacznik czasu zawierający rok, miesiąc, dzień, minutę i sekundę okresu pomiaru, w którym nastąpiło zdarzenie,	znacznik czasu zawierający rok, miesiąc, dzień, minutę i sekundę okresu pomiaru, w którym nastąpiło zdarzenie,
5.2.2.	kod właściwy dla zdarzenia.	kod właściwy dla zdarzenia.	kod właściwy dla zdarzenia.	kod właściwy dla zdarzenia.	kod właściwy dla zdarzenia.	kod właściwy dla zdarzenia.	kod właściwy dla zdarzenia.

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)
Kategoria C1		Kategoria B1	Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).	Kategoria A
5.3.	Licznik powinien umożliwiać konfigurowanie trybu udostępniania informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez licznik. Powinny być dostępne co najmniej dwa tryby udostępniania informacji: automatyczny i sesyjny. Przypisanie zdarzeń do każdego z trybów udostępniania musi być oddzielnie konfigurowalne w sposób zdalny i lokalny.	[puste]	[puste]	[puste]
5.3.1.	W trybie udostępniania automatycznego licznik musi udostępniać do systemu zdalnego odczytu informacje o zdarzeniach zarejestrowanych przez licznik niezwłocznie po ich wystąpieniu.	[puste]	[puste]	[puste]
5.2.3.	W trybie udostępniania sesyjnego licznik powinien udostępniać do systemu zdalnego odczytu informacje o zdarzeniach zarejestrowanych przez licznik zgodnie z harmonogramem odczytowym określonym w systemie zdalnego odczytu.	[puste]	[puste]	[puste]

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
6.	Prezentacja danych na wyświetlaczu	Prezentacja danych na wyświetlaczu	Prezentacja danych na wyświetlaczu	Prezentacja danych na wyświetlaczu (*)	Prezentacja danych na wyświetlaczu	Prezentacja danych na wyświetlaczu	Prezentacja danych na wyświetlaczu
6.1.	Licznik powinien posiadać alfanumeryczny wyświetlacz z możliwością prezentacji co najmniej:	Licznik powinien posiadać alfanumeryczny wyświetlacz z możliwością prezentacji co najmniej:	Licznik powinien posiadać alfanumeryczny wyświetlacz z możliwością prezentacji co najmniej:	Licznik powinien posiadać alfanumeryczny wyświetlacz z możliwością prezentacji co najmniej:	Licznik powinien posiadać alfanumeryczny wyświetlacz z możliwością prezentacji co najmniej:	Licznik powinien posiadać alfanumeryczny wyświetlacz z możliwością prezentacji co najmniej:	Licznik powinien posiadać alfanumeryczny wyświetlacz z możliwością prezentacji co najmniej:
6.1.1.	ośmiopozycyjnego pola wartości,	ośmiopozycyjnego pola wartości,	ośmiopozycyjnego pola wartości,	ośmiopozycyjnego pola wartości,	ośmiopozycyjnego pola wartości,	ośmiopozycyjnego pola wartości,	ośmiopozycyjnego pola wartości,
6.1.2.	stanu elementu wykonawczego (jeżeli sygnalizacja nie jest realizowana inny sposób),	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]	[puste]
6.1.3.	sygnalizacji zdarzeń otwarcie osłony skrzynki zaciskowej, otwarcie obudowy, zadziałanie polem magnetycznym, rozładowana bateria (w przypadku wyposażenia licznika w baterię),	sygnalizacji zdarzeń otwarcie osłony skrzynki zaciskowej, otwarcie obudowy, zadziałanie polem magnetycznym, rozładowana bateria (w przypadku wyposażenia licznika w baterię),	sygnalizacji zdarzeń otwarcie osłony skrzynki zaciskowej, otwarcie obudowy, zadziałanie polem magnetycznym, rozładowana bateria (w przypadku wyposażenia licznika w baterię),	sygnalizacji zdarzeń otwarcie osłony skrzynki zaciskowej, otwarcie obudowy, zadziałanie polem magnetycznym, rozładowana bateria (w przypadku wyposażenia licznika w baterię),	sygnalizacji zdarzeń otwarcie osłony skrzynki zaciskowej, otwarcie obudowy, zadziałanie polem magnetycznym, rozładowana bateria (w przypadku wyposażenia licznika w baterię),	sygnalizacji zdarzeń, rozładowana bateria (w przypadku wyposażenia licznika w baterię),	sygnalizacji zdarzeń, rozładowana bateria (w przypadku wyposażenia licznika w baterię),
6.1.4.	obecności oraz poprawnej kolejności napięć fazowych,	obecności oraz poprawnej kolejności napięć fazowych,	obecności oraz poprawnej kolejności napięć fazowych,	obecności oraz poprawnej kolejności napięć fazowych,	obecności oraz poprawnej kolejności napięć fazowych,	obecności oraz poprawnej kolejności napięć fazowych,	obecności oraz poprawnej kolejności napięć fazowych,
6.1.5.	stanu komunikacji oraz poziomu sygnału łączy komunikacyjnego,	stanu komunikacji oraz poziomu sygnału łączy komunikacyjnego,	stanu komunikacji oraz poziomu sygnału łączy komunikacyjnego,	stanu komunikacji oraz poziomu sygnału łączy komunikacyjnego,	stanu komunikacji oraz poziomu sygnału łączy komunikacyjnego,	[puste]	[puste]

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
6.1.6.	jednostki dla wszystkich wyświetlanych wielkości,	jednostki dla wszystkich wyświetlanych wielkości,	jednostki dla wszystkich wyświetlanych wielkości,	jednostki dla wszystkich wyświetlanych wielkości,	jednostki dla wszystkich wyświetlanych wielkości,	jednostki dla wszystkich wyświetlanych wielkości,	jednostki dla wszystkich wyświetlanych wielkości,
6.1.7.	grup indeksu dla identyfikacji informacji wyświetlanego pola wartości,	grup indeksu dla identyfikacji informacji wyświetlanego pola wartości,	grup indeksu dla identyfikacji informacji wyświetlanego pola wartości,	grup indeksu dla identyfikacji informacji wyświetlanego pola wartości,	grup indeksu dla identyfikacji informacji wyświetlanego pola wartości,	grup indeksu dla identyfikacji informacji wyświetlanego pola wartości,	grup indeksu dla identyfikacji informacji wyświetlanego pola wartości,
6.1.8.	kierunku przepływu energii czynnej i biernej,	kierunku przepływu energii czynnej i biernej,	kierunku przepływu energii czynnej i biernej,	kierunku przepływu energii czynnej i biernej,	kierunku przepływu energii czynnej i biernej,	kierunku przepływu energii czynnej i biernej,	kierunku przepływu energii czynnej i biernej,
6.1.9.	znacznik bieżącej strefy taryfowej.	znacznik bieżącej strefy taryfowej.	znacznik bieżącej strefy taryfowej.	znacznik bieżącej strefy taryfowej.	znacznik bieżącej strefy taryfowej.	[puste]	[puste]
6.2.	Licznik powinien umożliwiać lokalną i zdalną zmianę listy wartości rejestrów wyświetlanych na wyświetlaczu.	Licznik powinien umożliwiać lokalną i zdalną zmianę listy wartości rejestrów wyświetlanych na wyświetlaczu.	Licznik powinien umożliwiać lokalną i zdalną zmianę listy wartości rejestrów wyświetlanych na wyświetlaczu.	Licznik powinien umożliwiać lokalną i zdalną zmianę listy wartości rejestrów wyświetlanych na wyświetlaczu.	Licznik powinien umożliwiać lokalną i zdalną zmianę listy wartości rejestrów wyświetlanych na wyświetlaczu.	Licznik powinien umożliwiać lokalną i zdalną zmianę listy wartości rejestrów wyświetlanych na wyświetlaczu.	Licznik powinien umożliwiać lokalną i zdalną zmianę listy wartości rejestrów wyświetlanych na wyświetlaczu.
6.3.	Licznik powinien mieć możliwość automatycznego i ręcznego przewijania komunikatów na wyświetlaczu. Interwał automatycznego przewijania komunikatów musi być konfigurowalny, w zakresie od 5 sekund do 60 sekund z krokiem co 1 sekundę. Wymagane są co najmniej dwie listy wyświetlacza:	Licznik powinien mieć możliwość automatycznego i ręcznego przewijania komunikatów na wyświetlaczu. Interwał automatycznego przewijania komunikatów musi być konfigurowalny, w zakresie od 5 sekund do 60 sekund z krokiem co 1 sekundę. Wymagane są co najmniej dwie listy wyświetlacza:	Licznik powinien mieć możliwość automatycznego i ręcznego przewijania komunikatów na wyświetlaczu. Interwał automatycznego przewijania komunikatów musi być konfigurowalny, w zakresie od 5 sekund do 60 sekund z krokiem co 1 sekundę. Wymagane są co najmniej dwie listy wyświetlacza:	Licznik powinien mieć możliwość automatycznego i ręcznego przewijania komunikatów na wyświetlaczu. Interwał automatycznego przewijania komunikatów musi być konfigurowalny, w zakresie od 5 sekund do 60 sekund z krokiem co 1 sekundę. Wymagane są co najmniej dwie listy wyświetlacza:	Licznik powinien mieć możliwość automatycznego i ręcznego przewijania komunikatów na wyświetlaczu. Interwał automatycznego przewijania komunikatów musi być konfigurowalny, w zakresie od 5 sekund do 60 sekund z krokiem co 1 sekundę. Wymagane są co najmniej dwie listy wyświetlacza:	Licznik powinien mieć możliwość automatycznego i ręcznego przewijania komunikatów na wyświetlaczu, interwał automatycznego przewijania komunikatów musi być konfigurowalny. Wymagane są co najmniej dwie listy wyświetlacza:	Licznik powinien mieć możliwość automatycznego i ręcznego przewijania komunikatów na wyświetlaczu, interwał automatycznego przewijania komunikatów musi być konfigurowalny. Wymagane są co najmniej dwie listy wyświetlacza:
6.3.1.	lista automatyczna,	lista automatyczna,	lista automatyczna,	lista automatyczna,	lista automatyczna,	lista automatyczna,	lista automatyczna,
6.3.2.	lista przewijania ręcznego.	lista przewijania ręcznego.	lista przewijania ręcznego.	lista przewijania ręcznego.	lista przewijania ręcznego.	lista przewijania ręcznego.	lista przewijania ręcznego.

	Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)
	Kategoria C1	Kategoria B1	Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).	Kategoria A
	Listy te powinny być dowolnie i niezależnie konfigurowalne w sposób zdalny i lokalny.	Listy te powinny być dowolnie i niezależnie konfigurowalne w sposób zdalny i lokalny.	Listy te powinny być dowolnie i niezależnie konfigurowalne w sposób zdalny i lokalny.	Listy te powinny być dowolnie i niezależnie konfigurowalne w sposób lokalny.
6.4.	W przypadku posiadania przez licznik funkcji podświetlania wyświetlacza, podświetlenie jest dopuszczalne wyłącznie w trybie ręcznego przewijania komunikatów.	W przypadku posiadania przez licznik funkcji podświetlania wyświetlacza, podświetlenie jest dopuszczalne wyłącznie w trybie ręcznego przewijania komunikatów.	W przypadku posiadania przez licznik funkcji podświetlania wyświetlacza, podświetlenie jest dopuszczalne wyłącznie w trybie ręcznego przewijania komunikatów.	W przypadku posiadania przez licznik funkcji podświetlania wyświetlacza, podświetlenie jest dopuszczalne wyłącznie w trybie ręcznego przewijania komunikatów.
7.	Komunikacja	Komunikacja	Komunikacja	Komunikacja
7.1.	Licznik powinien posiadać co najmniej jeden moduł komunikacyjny, zapewniający dwukierunkową komunikację z Systemem Zdalnego Odczytu.	Licznik powinien posiadać co najmniej jeden moduł komunikacyjny, zapewniający dwukierunkową komunikację z Systemem Zdalnego Odczytu.	Licznik powinien posiadać co najmniej jeden moduł komunikacyjny, zapewniający dwukierunkową komunikację z Systemem Zdalnego Odczytu.	Licznik lub licznik wraz z modułem komunikacyjnym, powinien posiadać co najmniej trzy niezależne interfejsy komunikacyjne, zapewniające dwukierunkową komunikację z Systemem Zdalnego Odczytu.
7.2.	Moduł komunikacyjny powinien zapewniać spełnienie wymagania interoperacyjności na poziomie komunikacyjnym z koncentratorom lub Systemem Zdalnego Odczytu.	Moduł komunikacyjny powinien zapewniać spełnienie wymagania interoperacyjności na poziomie komunikacyjnym z Systemem Zdalnego Odczytu.	Moduł komunikacyjny powinien zapewniać spełnienie wymagania interoperacyjności na poziomie komunikacyjnym z Systemem Zdalnego Odczytu.	Moduł komunikacyjny powinien zapewniać spełnienie wymagania interoperacyjności na poziomie komunikacyjnym z Systemem Zdalnego Odczytu.
7.3.	Licznik powinien posiadać co najmniej następujące interfejsy komunikacyjne do komunikacji lokalnej:	Licznik powinien posiadać co najmniej trzy następujące interfejsy komunikacyjne:	Licznik powinien posiadać co najmniej trzy następujące interfejsy komunikacyjne:	Licznik powinien posiadać co najmniej cztery następujące interfejsy komunikacyjne:

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
7.3.1	optozłącze zgodne w warstwie fizycznej z PN-EN 62056-21,	optozłącze zgodne w warstwie fizycznej z PN-EN 62056-21,	optozłącze zgodne w warstwie fizycznej z PN-EN 62056-21 (*),	optozłącze zgodne w warstwie fizycznej z PN-EN 62056-21,		optozłącze zgodne w warstwie fizycznej z PN-EN 62056-21,	
7.3.2	Wireless M-Bus zgodny z aktualną normą PN-EN 13757-4, częstotliwość 868 MHz, do komunikacji z konsumenckim systemem zarządzania energią, umożliwiający dwukierunkową komunikację. Komunikacja na tym interfejsie musi odbywać się w czasie zbliżonym do rzeczywistego,	dwa niezależne elektryczne interfejsy szeregowy.	dwa niezależne elektryczne interfejsy szeregowy.	trzy niezależne elektryczne interfejsy szeregowy, w tym co najmniej 2 porty RS-485.			
7.3.3	elektryczny interfejs szeregowy.	[puste]	[puste]	[puste]		[puste]	
8.	Parametry techniczne i konstrukcyjne	Parametry techniczne i konstrukcyjne	Parametry techniczne i konstrukcyjne	Parametry techniczne i konstrukcyjne		Parametry techniczne i konstrukcyjne	
8.1.	Licznik powinien spełniać wymagania Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych (Dz. Urz. UE L 96 z 29.03.2014, str. 149) oraz ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo	Licznik powinien spełniać wymagania Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych oraz ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach.	Licznik powinien spełniać wymagania Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych oraz ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach. (*)	Licznik powinien spełniać wymagania Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych oraz ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach. (*)		Licznik powinien spełniać wymagania Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych oraz ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach. (*)	

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	o miarach .						
8.2.	Licznik powinien spełniać obowiązujące w Polsce normy, w tym w szczególności:	Licznik powinien spełniać obowiązujące w Polsce normy, w tym w szczególności:	Licznik powinien spełniać obowiązujące w Polsce normy, w tym w szczególności:	Licznik powinien spełniać obowiązujące w Polsce normy, w tym w szczególności:	Licznik powinien spełniać obowiązujące w Polsce normy, w tym w szczególności:	Licznik powinien spełniać obowiązujące w Polsce normy, w tym w szczególności:	Licznik powinien spełniać obowiązujące w Polsce normy, w tym w szczególności:
8.2.1.	PN-EN 50470-1 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Część 1: Wymagania ogólne, badania i warunki badań - Urządzenia do pomiarów (klas A, B),	PN-EN 50470-1 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Część 1: Wymagania ogólne, badania i warunki badań - Urządzenia do pomiarów (klasy C),	PN-EN 50470-1 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Część 1: Wymagania ogólne, badania i warunki badań - Urządzenia do pomiarów (klasy C),	PN-EN 50470-1 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Część 1: Wymagania ogólne, badania i warunki badań - Urządzenia do pomiarów (klasy C),	PN-EN 62053-22 Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) – Wymagania szczegółowe – Część 22: Liczniki statyczne energii czynnej (klas 0,2S i 0,5S)		
8.2.2.	PN-EN 50470-3 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Część 3: Wymagania szczegółowe - Liczniki statyczne energii czynnej (klas A, B)	PN-EN 50470-3 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Część 3: Wymagania szczegółowe - Liczniki statyczne energii czynnej (klasy C),	PN-EN 50470-3 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Część 3: Wymagania szczegółowe - Liczniki statyczne energii czynnej (klasy C),	PN-EN 50470-3 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Część 3: Wymagania szczegółowe - Liczniki statyczne energii czynnej (klasy C),	PN-EN 62053-24 Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) -- Wymagania szczegółowe -- Część 24: Liczniki statyczne energii biernej dla częstotliwości podstawowej (klas 0,5S, 1S i 1)		
8.2.3.	PN-EN 62053-24 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Wymagania szczegółowe - Część 24: Liczniki	PN-EN 62053-24 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Wymagania szczegółowe - Część 24: Liczniki	PN-EN 62053-24 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Wymagania szczegółowe - Część 24: Liczniki	PN-EN 62053-24 - Urządzenia do pomiarów energii elektrycznej (prądu przemiennego) - Wymagania szczegółowe - Część 24: Liczniki statyczne energii biernej dla	[puste]		

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	statyczne energii biernej dla częstotliwości podstawowej (klas 0,5S, 1S i 1),		statyczne energii biernej dla częstotliwości podstawowej (klas 0,5S, 1S i 1),		częstotliwości podstawowej (klas 0,5S, 1S i 1),		
8.2.4.	PN-EN 62056-21 - Pomiary elektryczne -- Wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem -- Część 21: Lokalna bezpośrednia wymiana danych.	PN-EN 62056-21 - Pomiary elektryczne -- Wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem -- Część 21: Lokalna bezpośrednia wymiana danych.	PN-EN 62056-21 - Pomiary elektryczne -- Wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem -- Część 21: Lokalna bezpośrednia wymiana danych.	PN-EN 62056-21 - Pomiary elektryczne -- Wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem -- Część 21: Lokalna bezpośrednia wymiana danych.	PN-EN 62056-21 - Pomiary elektryczne -- Wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem -- Część 21: Lokalna bezpośrednia wymiana danych.	PN-EN 62056-21 - Pomiary elektryczne -- Wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem -- Część 21: Lokalna bezpośrednia wymiana danych.	PN-EN 62056-21 - Pomiary elektryczne -- Wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem -- Część 21: Lokalna bezpośrednia wymiana danych.
8.3.	Złącza interfejsów elektrycznych licznika nie mogą być dostępne bez naruszenia plombi monterskiej.	Złącza interfejsów elektrycznych licznika nie mogą być dostępne bez naruszenia plombi monterskiej.	Złącza interfejsów elektrycznych licznika nie mogą być dostępne bez naruszenia plombi monterskiej.	Złącza interfejsów elektrycznych licznika nie mogą być dostępne bez naruszenia plombi monterskiej.	Złącza interfejsów elektrycznych licznika nie mogą być dostępne bez naruszenia plombi monterskiej.	Złącza interfejsów elektrycznych licznika nie mogą być dostępne bez naruszenia plombi monterskiej.	Złącza interfejsów elektrycznych licznika nie mogą być dostępne bez naruszenia plombi monterskiej.
8.4.	Licznik musi zapewnić niezależną obsługę wszystkich interfejsów komunikacyjnych.	Licznik musi zapewnić niezależną obsługę wszystkich interfejsów komunikacyjnych.	Licznik musi zapewnić niezależną obsługę wszystkich interfejsów komunikacyjnych.	Licznik musi zapewnić niezależną obsługę wszystkich interfejsów komunikacyjnych.	Licznik musi zapewnić niezależną obsługę wszystkich interfejsów komunikacyjnych.	Licznik musi zapewnić niezależną obsługę wszystkich interfejsów komunikacyjnych.	Licznik musi zapewnić niezależną obsługę wszystkich interfejsów komunikacyjnych.
8.5.	Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -40°C / +70°C.	Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -40°C / +70°C.	Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -40°C / +70°C.	Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -40°C / +70°C.	Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -40°C / +70°C.	Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -10°C / +45°C.	Zakres temperatur pracy licznika powinien wynosić co najmniej: -10°C / +45°C.
8.6.	Obudowa licznika powinien zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 54.	Obudowa licznika powinien zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 51.	Obudowa licznika powinien zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 51.	Obudowa licznika powinien zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 51.	Obudowa licznika powinien zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 51.	Obudowa licznika powinien zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 51.	Obudowa licznika powinien zapewniać stopień ochrony co najmniej IP 51.

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
8.7.	Zasilanie modułu komunikacyjnego powinien być realizowane przez wewnętrzny zasilacz licznika.	Zasilanie modułu komunikacyjnego powinien być realizowane przez wewnętrzny zasilacz licznika.	Zasilanie modułu komunikacyjnego powinien być realizowane przez wewnętrzny zasilacz licznika.	Zasilanie modułu komunikacyjnego powinien być realizowane przez wewnętrzny zasilacz licznika.	Zasilanie modułu komunikacyjnego powinien być realizowane przez wewnętrzny zasilacz licznika.	Zasilanie modułu komunikacyjnego powinien być realizowane przez wewnętrzny zasilacz licznika.	Zasilanie modułu komunikacyjnego powinien być realizowane przez wewnętrzny zasilacz licznika.
8.8.	Częstotliwość nominalna licznika wynosi 50 Hz.	Częstotliwość nominalna licznika wynosi 50 Hz.	Częstotliwość nominalna licznika wynosi 50 Hz.	Częstotliwość nominalna licznika wynosi 50 Hz.	Częstotliwość nominalna licznika wynosi 50 Hz.	Częstotliwość nominalna licznika wynosi 50 Hz.	Częstotliwość nominalna licznika wynosi 50 Hz.
8.9.	Napięcie nominalne licznika jednofazowego wynosi 230 V, a dla licznika trójfazowego wynosi 3x230 V / 400 V.	Napięcie nominalne licznika trójfazowego wynosi 3x230 V / 400 V.	Napięcie nominalne licznika trójfazowego wynosi 3x230 V / 400 V.	Napięcie nominalne licznika wynosi 3x58 V / 100...230/400 V.	Napięcie nominalne licznika wynosi 3x58 V / 100...230/400 V.	Napięcie nominalne licznika wynosi 3x58 V / 100 V.	Napięcie nominalne licznika wynosi 3x58 V / 100 V.
8.10.	Prąd minimalny/odniesienia - I_{min}/I_{ref} (0,25) / 5 A.	Prąd minimalny/odniesienia - I_{min}/I_{ref} (0,25) / 5 A.	Prąd minimalny/odniesienia - I_{min}/I_{ref} (0,25) / 5 A.	Prąd minimalny/odniesienia - I_{min}/I_{ref} (0,01)/ 1A lub (0,05) / 5 A.	Prąd minimalny/odniesienia - I_{min}/I_{ref} (0,01)/ 1A lub (0,05) / 5 A.	Prąd minimalny/odniesienia - I_{min}/I_{ref} (0,01)/ 1A lub (0,05) / 5 A.	Prąd minimalny/odniesienia - I_{min}/I_{ref} (0,01)/ 1A lub (0,05) / 5 A.
8.11.	Prąd maksymalny dla liczników 1-fazowych I_{max} nie mniejszy niż 40 A. Prąd maksymalny dla liczników 3-fazowych nie mniejszy niż 80 A.	Dla układów pomiarowych bezpośrednich - prąd maksymalny nie mniejszy niż 80 A lub 100 A.	Dla układów pomiarowych bezpośrednich - prąd maksymalny nie mniejszy niż 80 A lub 100 A.	Prąd maksymalny nie mniejszy niż 10 A.	Prąd maksymalny nie mniejszy niż 10 A.	Prąd maksymalny musi być nie mniejszy niż 120% I_n uzwojenia wtórnego.	Prąd maksymalny musi być nie mniejszy niż 120% I_n uzwojenia wtórnego.
8.12.	Obudowa licznika powinna być wykonana w II klasie ochronności izolacji.	Obudowa licznika powinna być wykonana w II klasie ochronności izolacji.	Obudowa licznika powinna być wykonana w II klasie ochronności izolacji.	Obudowa licznika powinna być wykonana w II klasie ochronności izolacji.	Obudowa licznika powinna być wykonana w II klasie ochronności izolacji.	Obudowa licznika powinna być wykonana w II klasie ochronności izolacji.	Obudowa licznika powinna być wykonana w II klasie ochronności izolacji.
8.13.	Klasa warunków mechanicznych: M1.	Klasa warunków mechanicznych: M1.	Klasa warunków mechanicznych: M1.	Klasa warunków mechanicznych: M1.	Klasa warunków mechanicznych: M1.	Klasa warunków mechanicznych: M1.	Klasa warunków mechanicznych: M1.
8.14.	Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego z automatyczną	Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego z automatyczną	Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego z automatyczną	Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego z automatyczną	Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego z automatyczną	Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego z automatyczną	Licznik powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego z automatyczną

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
zmianą czasu zima/lato i lato/zima, w porządku prawnym Rzeczypospolitej Polskiej, z możliwością dezaktywacji zmiany czasu. Dokładność wbudowanego zegara licznika musi być nie gorsza niż 0,5 sekundy na dobę dla temperatury odniesienia 23°C oraz nie gorsza niż 5 sekund na dobę w wymaganym zakresie temperaturowym pracy licznika.		zmianą czasu zima/lato i lato/zima, w porządku prawnym Rzeczypospolitej Polskiej, z możliwością dezaktywacji zmiany czasu. Dokładność wbudowanego zegara licznika musi być nie gorsza niż 0,5 sekundy na dobę dla temperatury odniesienia 23°C oraz nie gorsza niż 5 sekund na dobę w wymaganym zakresie temperaturowym pracy licznika.		zmianą czasu zima/lato i lato/zima, w porządku prawnym Rzeczypospolitej Polskiej, z możliwością dezaktywacji zmiany czasu. Dokładność wbudowanego zegara licznika musi być nie gorsza niż 0,5 sekundy na dobę dla temperatury odniesienia 23°C oraz nie gorsza niż 5 sekund na dobę w wymaganym zakresie temperaturowym pracy licznika.		zmianą czasu zima/lato i lato/zima, w porządku prawnym Rzeczypospolitej Polskiej, z możliwością dezaktywacji zmiany czasu. Dokładność wbudowanego zegara licznika musi być nie gorsza niż 5ppm na dobę dla temperatury odniesienia 23°C oraz nie gorsza niż 0,5 sekund na dobę w wymaganym zakresie temperaturowym pracy licznika.	
8.15. Podstawowym źródłem czasu dla licznika jest System Zdalnego Odczytu.		Podstawowym źródłem czasu dla licznika jest System Zdalnego Odczytu.		Podstawowym źródłem czasu dla licznika jest System Zdalnego Odczytu.		Podstawowym źródłem czasu dla licznika jest System Zdalnego Odczytu.	
8.16. Podtrzymanie chodu zegara przy braku napięcia zasilającego powinno być nie krótsze niż 120 h. Podtrzymanie musi być zapewnione przez okres minimum 12 lat.		Podtrzymanie chodu zegara przy braku napięcia zasilającego powinno być nie krótsze niż 120 h. Podtrzymanie musi być zapewnione przez okres minimum 12 lat.		Podtrzymanie chodu zegara przy braku napięcia zasilającego powinno być nie krótsze niż 120 h. Podtrzymanie musi być zapewnione przez okres minimum 12 lat.		Podtrzymanie pracy zegara przy braku napięcia zasilającego powinno i być nie krótsze niż 120 h. Podtrzymanie musi być zapewnione przez okres minimum 12 lat.	
8.17. Licznik powinien przechowywać w pamięci nieulotnej dane pomiarowe (profilowe i rozliczeniowe) oraz dane niepomiaryowe (zdarzenia).		Licznik powinien przechowywać w pamięci nieulotnej dane pomiarowe (profilowe i rozliczeniowe) oraz dane niepomiaryowe (zdarzenia).		Licznik powinien przechowywać w pamięci nieulotnej dane pomiarowe (profilowe i rozliczeniowe) oraz dane niepomiaryowe (zdarzenia).		Licznik p powinien rzechowywać w pamięci nieulotnej dane pomiarowe (profilowe i rozliczeniowe) oraz dane niepomiaryowe (zdarzenia).	
8.18. Licznik powinien zapewniać przechowywanie w pamięci co najmniej wartości wskazanych w pkt.2.3 za okres nie krótszy niż 35		Licznik powinien zapewniać przechowywanie w pamięci co najmniej wartości wskazanych w pkt.2.3 za okres nie krótszy niż 35		Licznik powinien zapewniać przechowywanie w pamięci co najmniej wartości wskazanych w pkt.2.3 za okres nie krótszy niż 35		Licznik powinien zapewniać przechowywanie w pamięci co najmniej wartości wskazanych w pkt.2.3 za okres nie krótszy niż 60	

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
dni.		dni.		dni.		dni.	
8.19.	Licznik powinien zapewniać przechowywanie w pamięci zarejestrowanych zdarzeń dla co najmniej 1000 ostatnich pozycji.	Licznik powinien zapewniać przechowywanie w pamięci zarejestrowanych zdarzeń dla co najmniej 250 ostatnich pozycji.		Licznik powinien zapewniać przechowywanie w pamięci zarejestrowanych zdarzeń dla co najmniej 250 ostatnich pozycji.		Licznik powinien zapewniać przechowywanie w pamięci zarejestrowanych zdarzeń dla co najmniej 250 ostatnich pozycji.	
8.20.	Dane przechowywane w pamięci liczników po zapelnieniu bufora powinny być nadpisywane poczynając od najstarszych danych.	Dane przechowywane w pamięci liczników po zapelnieniu bufora powinny być nadpisywane poczynając od najstarszych danych.		Dane przechowywane w pamięci liczników po zapelnieniu bufora powinny być nadpisywane poczynając od najstarszych danych.		Dane przechowywane w pamięci liczników po zapelnieniu bufora powinny być nadpisywane poczynając od najstarszych danych.	
8.21.	Oznaczenie typu i numeru fabrycznego licznika powinno trwać i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego licznika. Numer fabryczny licznika musi być możliwy do odczytania w sposób zdalny i lokalny.	Oznaczenie typu i numeru fabrycznego licznika powinno trwać i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego licznika. Numer fabryczny licznika musi być możliwy do odczytania w sposób zdalny i lokalny.		Oznaczenie typu i numeru fabrycznego licznika powinno trwać i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego licznika. Numer fabryczny licznika musi być możliwy do odczytania w sposób zdalny i lokalny.		Oznaczenie typu i numeru fabrycznego licznika powinno trwać i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego licznika. Numer fabryczny licznika musi być możliwy do odczytania w sposób zdalny i lokalny.	
8.22.	Określenie wersji oprogramowania licznika (firmware) i modułów komunikacyjnych powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu w sposób zdalny i lokalny.	Określenie wersji oprogramowania licznika (firmware) i modułów komunikacyjnych powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu w sposób zdalny i lokalny.		Określenie wersji oprogramowania licznika (firmware) i modułów komunikacyjnych powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu w sposób zdalny i lokalny.		Określenie wersji oprogramowania licznika (firmware) i modułów komunikacyjnych powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu w sposób zdalny i lokalny.	
8.23.	Licznik powinien być odporny na działanie zewnętrznego pola magnetycznego o wartości indukcji magnetycznej $B \leq 400$ mT.	Licznik powinien być odporny na działanie zewnętrznego pola magnetycznego o wartości indukcji magnetycznej $B \leq 400$ mT.		Licznik powinien być odporny na działanie zewnętrznego pola magnetycznego o wartości indukcji magnetycznej $B \leq 400$ mT.		Licznik powinien być odporny na działanie zewnętrznego pola magnetycznego o wartości indukcji magnetycznej $B \leq 400$ mT.	
8.24.	Interfejs elektryczny szeregowy powinien	Interfejs elektryczny szeregowy powinien		Interfejs elektryczny szeregowy powinien		Interfejs elektryczny szeregowy powinien	

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	być wykonany poprzez zastosowanie separacji galwanicznej.		być wykonany poprzez zastosowanie separacji galwanicznej.		być wykonany poprzez zastosowanie separacji galwanicznej.		być wykonany poprzez zastosowanie separacji galwanicznej.
8.25.	Powinna być zapewniona możliwość diagnostyki licznika przy jednoczesnym zachowaniu realizowanych przez niego funkcji.		Powinna być zapewniona możliwość diagnostyki licznika przy jednoczesnym zachowaniu realizowanych przez niego funkcji.		Powinna być zapewniona możliwość diagnostyki licznika przy jednoczesnym zachowaniu realizowanych przez niego funkcji.		Powinna być zapewniona możliwość diagnostyki licznika przy jednoczesnym zachowaniu realizowanych przez niego funkcji.
8.26.	Licznik powinien zapewnić niezależną obsługę wszystkich pozostałych interfejsów, w tym wyświetlacza, w trakcie wykorzystania jednego z interfejsów do komunikacji.		Licznik powinien zapewnić niezależną obsługę wszystkich pozostałych interfejsów, w tym wyświetlacza, w trakcie trwania komunikacji.		Licznik powinien zapewnić niezależną obsługę wszystkich pozostałych interfejsów, w tym wyświetlacza, w trakcie trwania komunikacji.		Licznik powinien zapewnić niezależną obsługę wszystkich pozostałych interfejsów, w tym wyświetlacza, w trakcie trwania komunikacji.
9.	Oprogramowanie narzędziowe		Oprogramowanie narzędziowe		Oprogramowanie narzędziowe		Oprogramowanie narzędziowe
9.1.	Oprogramowanie narzędziowe licznika powinno umożliwiać nadawanie uprawnień niezależnie dla co najmniej trzech kategorii czynności: odczyt danych, zmiana parametrów w urządzeniu, sterowanie elementem wykonawczym.		Oprogramowanie narzędziowe licznika powinno umożliwiać nadawanie uprawnień niezależnie dla co najmniej trzech kategorii czynności: odczyt danych, zmiana parametrów w urządzeniu.		Oprogramowanie narzędziowe licznika powinno umożliwiać nadawanie uprawnień niezależnie dla co najmniej trzech kategorii czynności: odczyt danych, zmiana parametrów w urządzeniu.		Oprogramowanie narzędziowe licznika powinno umożliwiać nadawanie uprawnień niezależnie dla co najmniej trzech kategorii czynności: odczyt danych, zmiana parametrów w urządzeniu.
9.2.	Korzystanie z oprogramowania narzędziowego nie może wymagać uprawnień administratora systemu operacyjnego komputera, ani zawierać innych technicznych ani praw-		Korzystanie z oprogramowania narzędziowego nie może wymagać uprawnień administratora systemu operacyjnego komputera, ani zawierać innych technicznych ani praw-		Korzystanie z oprogramowania narzędziowego nie może wymagać uprawnień administratora systemu operacyjnego komputera, ani zawierać innych technicznych ani praw-		Korzystanie z oprogramowania narzędziowego nie może wymagać uprawnień administratora systemu operacyjnego komputera, ani zawierać innych technicznych ani praw-

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	nnych ograniczeń w korzystaniu przez dowolnego zdefiniowanego użytkownika.		nnych ograniczeń w korzystaniu przez dowolnego zdefiniowanego użytkownika.		nnych ograniczeń w korzystaniu przez dowolnego zdefiniowanego użytkownika.		nnych ograniczeń w korzystaniu przez dowolnego zdefiniowanego użytkownika.
9.3.	Oprogramowanie narzędziowe powinno umożliwiać eksport danych pomiarowych, zdarzeń i konfiguracji.		Oprogramowanie narzędziowe powinno umożliwiać eksport danych pomiarowych, zdarzeń i konfiguracji.		Oprogramowanie narzędziowe powinno umożliwiać eksport danych pomiarowych, zdarzeń i konfiguracji.		Oprogramowanie narzędziowe powinno umożliwiać eksport danych pomiarowych, zdarzeń i konfiguracji.
9.4.	Oprogramowanie narzędziowe powinno posiadać mechanizm przechowywania haseł i kluczy w postaci zaszyfrowanej.		Oprogramowanie narzędziowe powinno posiadać mechanizm przechowywania haseł i kluczy w postaci zaszyfrowanej.		Oprogramowanie narzędziowe powinno posiadać mechanizm przechowywania haseł i kluczy w postaci zaszyfrowanej.		Oprogramowanie narzędziowe powinno posiadać mechanizm przechowywania haseł i kluczy w postaci zaszyfrowanej.
9.5.	Oprogramowanie narzędziowe powinno posiadać zabezpieczenia uniemożliwiające technicznie instalację bez autoryzacji.		Oprogramowanie narzędziowe powinno posiadać zabezpieczenia uniemożliwiające technicznie instalację bez autoryzacji.		Oprogramowanie narzędziowe powinno posiadać zabezpieczenia uniemożliwiające technicznie instalację bez autoryzacji.		Oprogramowanie narzędziowe powinno posiadać zabezpieczenia uniemożliwiające technicznie instalację bez autoryzacji.
10.	Bezpieczeństwo - Kategoria 1		Bezpieczeństwo – Kategoria 2 i 3		Bezpieczeństwo – Kategoria 2 i 3		Bezpieczeństwo – Kategoria 2 i 3
10.1.	W pamięci nieulotnej licznika nie mogą znajdować się w postaci jawnej (cleartext) żadne klucze szyfrujące, dane pomiarowe, logi systemowe.		W pamięci nieulotnej licznika nie mogą znajdować się w postaci jawnej (cleartext) żadne klucze szyfrujące.		W pamięci nieulotnej licznika nie mogą znajdować się w postaci jawnej (cleartext) żadne klucze szyfrujące.		W pamięci nieulotnej licznika nie mogą znajdować się w postaci jawnej (cleartext) żadne klucze szyfrujące.
10.2.	Zawartość pamięci nieulotnej powinna być zabezpieczona sumą kontrolną.		Zawartość pamięci nieulotnej powinna być zabezpieczona sumą kontrolną.		Zawartość pamięci nieulotnej powinna być zabezpieczona sumą kontrolną.		
10.3.	Licznik powinien posiadać funkcjonalność		Licznik powinien posiadać funkcjonalność		Licznik powinien posiadać funkcjonalność		Licznik powinien posiadać funkcjonalność

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	
Kategoria C1		Kategoria B1		Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).		Kategoria A	
	zabezpieczającą przed nieuprawnioną wymianą oprogramowania oraz mechanizmy zachowania integralności i niezaprzeczalności oprogramowania.		zabezpieczającą przed nieuprawnioną wymianą oprogramowania.		zabezpieczającą przed nieuprawnioną wymianą oprogramowania.		zabezpieczającą przed nieuprawnioną wymianą oprogramowania.
10.4.	Licznik powinien posiadać zabezpieczenie powodujące czasowe blokowanie interfejsów licznika po nieudanych próbach logowania i zapis zdarzenia w rejestrze licznika.	[puste]		[puste]		[puste]	
10.5.	Dostęp do zasobów i funkcjonalności licznika powinien być zabezpieczony dla poszczególnych użytkowników zgodnie z posiadanymi uprawnieniami.	Dostęp do zasobów i funkcjonalności licznika powinien być zabezpieczony dla poszczególnych użytkowników zgodnie z posiadanymi uprawnieniami.		Dostęp do zasobów i funkcjonalności licznika powinien być zabezpieczony dla poszczególnych użytkowników zgodnie z posiadanymi uprawnieniami.		Dostęp do zasobów i funkcjonalności licznika powinien być zabezpieczony dla poszczególnych użytkowników zgodnie z posiadanymi uprawnieniami.	
10.6.	Dostęp do wszystkich interfejsów komunikacyjnych licznika powinien być realizowany wyłącznie po uwierzytelnieniu.	Dostęp do wszystkich interfejsów komunikacyjnych licznika powinien być realizowany wyłącznie po uwierzytelnieniu.		Dostęp do wszystkich interfejsów komunikacyjnych licznika powinien być realizowany wyłącznie po uwierzytelnieniu.		[puste]	
10.7.	W liczniku powinien istnieć funkcjonalność zdalnej i lokalnej zmiany certyfikatu (klucza) do uwierzytelniania na poszczególnych interfejsach komunikacyjnych.	W liczniku powinien istnieć funkcjonalność zdalnej i lokalnej zmiany certyfikatu (klucza lub hasła) do uwierzytelniania.		W liczniku powinien istnieć funkcjonalność zdalnej i lokalnej zmiany certyfikatu (klucza lub hasła) do uwierzytelniania.		[puste]	
10.8.	Licznik powinien zapewnić obsługę różnych certyfikatów (kluczy) dla poszczególnych	[puste]		[puste].		[puste].	

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)
Kategoria C1		Kategoria B1	Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).	Kategoria A
	interfejsów komunikacyjnych.			
10.9.	Licznik powinien posiadać mechanizm rejestrujący w dzienniku zdarzeń naruszenia bezpieczeństwa: a) dostępu na wszystkich interfejsach komunikacyjnych; b) fizycznego dostępu do wewnętrznych elementów licznika.	[puste]	[puste]	[puste]
10.10.	Licznik powinien posiadać zabezpieczenia przed atakami DoS/DDoS przeprowadzanymi na każdym z interfejsów komunikacyjnych. Przez zabezpieczenie przed atakami rozumie się poprawne działanie funkcji pomiarowych licznika w trakcie ataku DoS/DDoS.	Licznik powinien posiadać zabezpieczenia przed atakami DoS/DDoS przeprowadzanymi na każdym z interfejsów komunikacyjnych. Przez zabezpieczenie przed atakami rozumie się poprawne działanie funkcji pomiarowych licznika w trakcie ataku DoS/DDoS (nie dotyczy kategorii 3 bezpieczeństwa).	Licznik powinien posiadać zabezpieczenia przed atakami DoS/DDoS przeprowadzanymi na każdym z interfejsów komunikacyjnych. Przez zabezpieczenie przed atakami rozumie się poprawne działanie funkcji pomiarowych licznika w trakcie ataku DoS/DDoS (nie dotyczy kategorii 3 bezpieczeństwa).	Licznik powinien posiadać zabezpieczenia przed atakami DoS/DDoS przeprowadzanymi na każdym z interfejsów komunikacyjnych. Przez zabezpieczenie przed atakami rozumie się poprawne działanie funkcji pomiarowych licznika w trakcie ataku DoS/DDoS (nie dotyczy kategorii 3 bezpieczeństwa).
10.11.	Licznik powinien posiadać funkcjonalność zapewniającą walidację przesyłanych do niego poleceń. Każde zarejestrowane niewłaściwe polecenie powinno zostać zapisane w dzienniku zdarzeń.	[puste]	[puste]	[puste]

	Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)
	Kategoria C1	Kategoria B1	Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).	Kategoria A
10.12.	Wszystkie wewnętrzne złącza serwisowe licznika powinny być nieaktywne lub zabezpieczone programowo przed odczytem lub zapisem.	[puste]	[puste]	[puste]
10.13.	Wszystkie interfejsy komunikacyjne powinny mieć możliwość dezaktywacji na definiowalny okres czasu, w sposób lokalny i zdalny.	[puste]	[puste]	[puste]
10.14.	Dwukierunkowa komunikacja, pomiędzy System Zdalnego Odczytu a licznikiem powinna być uwierzytelniana i szyfrowana algorytmem o długości klucza 128 bitów według specyfikacji AES lub równoważnej zapewniającej ten sam lub wyższy poziom bezpieczeństwa.	Dwukierunkowa komunikacja, pomiędzy System Zdalnego Odczytu a licznikiem powinna być uwierzytelniana i szyfrowana algorytmem o długości klucza 128 bitów według specyfikacji AES lub równoważnej zapewniającej ten sam lub wyższy poziom bezpieczeństwa.	Dwukierunkowa komunikacja, pomiędzy System Zdalnego Odczytu a licznikiem powinna być uwierzytelniana i szyfrowana algorytmem o długości klucza 128 bitów według specyfikacji AES lub równoważnej zapewniającej ten sam lub wyższy poziom bezpieczeństwa.	[puste]
10.15.	Każde polecenie przesyłane pomiędzy systemem zdalnego odczytu a licznikiem zdalnego odczytu powinno posiadać zabezpieczenie przed powieleniem, repliką oraz modyfikacją.	[puste]	[puste]	[puste]
10.	Ograniczenie mocy	Ograniczenie mocy	Ograniczenie mocy	Ograniczenie mocy

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)
Kategoria C1		Kategoria B1	Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).	Kategoria A
11.1	Licznik odbierając polecenie ograniczania mocy czynnej realizuje wynikającą z niego akcję:	[puste]	[puste]	[puste]
11.1.1	jeżeli że jest to uruchomienie ograniczenia mocy w trybie awaryjnym albo w trybie zarządzania stroną popytową:	[puste]	[puste]	[puste]
a)	zapisuje w dzienniku zdarzeń fakt uruchomienia ograniczenia mocy czynnej dla danego trybu,	[puste]	[puste]	[puste]
b)	realizuje ograniczenie mocy wg ustawionej wartości, właściwej dla odpowiedniego trybu ograniczenia, zgodnie z pkt. 3.4.1	[puste]	[puste]	[puste]
c)	udostępnia informacje o trybie i wartości ograniczenia mocy na interfejsie komunikacyjnym wireless m-Bus.	[puste]	[puste]	[puste]

Liczniki 1 i 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)		Liczniki 3 fazowe (bezpośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)	Liczniki 3 fazowe (półpośredni lub pośredni układ pomiarowy)
Kategoria C1		Kategoria B1	Kategoria B3, B2, B1, C2 Wymagania dotyczą również zestawu koncentratorowo-bilansującego za wyjątkiem wymagań oznaczonych (*).	Kategoria A
11.2	Ograniczenie mocy w trybie awaryjnym licznik realizuje:	[puste]	[puste]	[puste]
a)	do momentu otrzymania polecenia wyłączenia tego trybu albo	[puste]	[puste]	[puste]
b)	przez zdefiniowany okres czasu, konfigurowalny w zakresie od 15 min do 180 min,	[puste]	[puste]	[puste]
	po których licznik powraca do ograniczenia mocy czynnej w trybie normalnym.	[puste]	[puste]	[puste]
11.3	W przypadku otrzymania polecenia wyłączenia ograniczenia mocy czynnej dla trybu zarządzania stroną popytową licznik powraca do ograniczenia mocy czynnej w trybie normalnym.	[puste]	[puste]	[puste]

Informacja uzupełniająca - Opis funkcjonalności ograniczenia mocy:

1. Tryby pracy Licznika Zdalnego Odczytu stosowane w celu redukcji obciążenia i zarządzania stroną popytową:

1. Tryb normalny (tryb domyślny)
2. Tryb zarządzania stroną popytową
3. Tryb awaryjny

1.1. Tryb normalny

Tryb normalny jest podstawowym (domyślnym) trybem w LZO. Tryb normalny umożliwia ustawienie w LZO wartości mocy średniej 15-minutowej, której odbiorca zobowiązany jest nie przekraczać (np. moc umowna). Aktywacja tego trybu realizowana jest na zasadach uregulowanych w indywidualnych umowach z odbiorcami.

Parametry ograniczenia mocy (polecenia):

- a) Wartość progu, jeden czas aktywacji, jeden czas dezaktywacji

1.2. Tryb zarządzania stroną popytową

Tryb zarządzania stroną popytową stanowi mechanizm poprawy efektywności zużycia energii elektrycznej i wyrównania (spłaszczania) krzywej obciążenia systemu elektroenergetycznego.

Aktywacja tego trybu realizowana jest na zasadach uregulowanych w indywidualnych umowach z odbiorcami, których stroną mogą być sprzedawcy energii, agregatorzy itp.

Parametry ograniczenia mocy (polecenia):

- a) Wartość pierwszego progu, czas aktywacji pierwszego progu, czas dezaktywacji pierwszego progu
- b) Wartość drugiego progu, czas aktywacji drugiego progu, czas dezaktywacji drugiego progu

Licznik powinien umożliwiać przyjęcie w danym roku kalendarzowym nie więcej niż 35136 progów, z określeniem czasu aktywacji i czasu dezaktywacji.

1.3. Tryb awaryjny

Tryb awaryjny stanowi mechanizm obniżenia obciążenia systemu elektroenergetycznego, który jest możliwy do wykorzystania w przypadku wyczerpania innych środków zaradczych (np. rezerw wytwórczych, mechanizmów zarządzania stroną popytową oraz ograniczeń odbiorców przemysłowych ujętych w ramach stopni zasilania).

Podmiotami uprawnionymi do korzystania z trybu awaryjnego są tylko OSP i OSD. Warunki i procedury, zarówno dla OSP, jak i OSD, wykorzystania trybu awaryjnego powinny zostać określone w IRiESP/IRiESD.

Parametry ograniczenia mocy (polecenia):

- a) Wartość progu (bez czasu aktywacji, aktywacja następuje natychmiast po otrzymaniu polecenia przez licznik), czas trwania ograniczenia (od 15 do 180 minut).

Załącznik nr 2

MINIMALNE WYMAGANIA TECHNICZNO-FUNKCJONALNE DLA ANALIZATORÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

1.	Wymagania ogólne
1.1.	Analizator powinien rejestrować parametry jakości energii elektrycznej oraz zdarzenia w punkcie pomiaru.
1.2.	Pomiary parametrów jakościowych oraz zdarzeń powinny być wykonywane zgodnie z wymaganiami aktualnej wersji normy PN EN 61000-4-30 dla mierników klasy A i potwierdzone przeprowadzonymi testami typu zgodnie z normą PN EN 62586-2.
1.3.	Analizator powinien zapewniać pomiar mocy czynnej z klasą dokładności nie gorszą niż 0,2.
2.	Pomiar, rejestracja i udostępnianie wartości
2.1.	Analizator powinien mierzyć, rejestrować i udostępniać następujące wielkości:
2.1.1.	częstotliwość,
2.1.2.	średnie wartości skuteczne napięć zasilających oraz maksymalne i minimalne wartości napięć URMS1/2,
2.1.3.	asymetria napięcia zasilającego,
2.1.4.	harmoniczne napięcia zasilającego,
2.1.5.	współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD,
2.1.6.	średnie wartości skuteczne prądu oraz maksymalne i minimalne wartości prądów IRMS1/2),
2.1.7.	harmoniczne prądu,
2.1.8.	wskaźniki krótkookresowego migotania światła Pst (wahania napięcia),
2.1.9.	całkowity współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi prądu THD,
2.1.10.	moce: czynna, bierna i pozorna oraz współczynniki mocy.
2.2.	Okresy uśredniania dla mierzonych parametrów powinny być zgodne z wymaganiami rozporządzenia systemowego oraz właściwych norm z możliwością zmiany przez użytkownika w zakresie od 1 do 120 minut.
3.	Wykrywanie i rejestracja zdarzeń
3.1.	Analizator powinien rejestrować następujące zdarzenia dotyczące parametrów jakości energii elektrycznej:
3.1.1.	zapady i wzrosty napięcia zasilającego,
3.1.1.	szybkie zmiany napięcia.
3.1.3.	przerwy w zasilaniu.
4.	Komunikacja
4.1.	Analizator powinien być wyposażony w porty komunikacyjne zgodnie z standardami obowiązującymi u operatora systemu elektroenergetycznego.

5.	Parametry techniczne i konstrukcyjne
5.1.	Analizator powinien posiadać wewnętrzny zegar czasu rzeczywistego z automatyczną zmianą czasu zima/lato i lato/zima, w porządku prawnym Rzeczypospolitej Polskiej, z możliwością dezaktywacji zmiany czasu.
5.2.	Analizator powinien zapewniać przechowywanie w pamięci co najmniej wartości wskazanych w pkt. 2.1. za okres nie krótszy niż 5 tygodni.
5.3.	Analizator powinien zapewniać przechowywanie w pamięci co najmniej 100 zdarzeń wskazanych punkcie 3.1.1. i 3.1.3., obejmujących rejestrację przebiegów oscyloskopowych oraz wartości RMS dla napięć i prądów przy założeniu, że rejestracje obejmują czas zapisu przynajmniej 1s.
5.4.	Dane przechowywane w pamięci analizatora po zapełnieniu bufora powinny być nadpisywane poczynając od najstarszych danych.
5.5.	Złącza interfejsów elektrycznych analizatora nie mogą być dostępne bez naruszenia plombi monterskiej.
5.6.	Oznaczenie typu i numeru fabrycznego analizatora powinno trwać i jednoznacznie umożliwiać identyfikację każdego analizatora. Numer fabryczny analizatora musi być możliwy do odczytania w sposób zdalny i lokalny.
5.7.	Określenie wersji oprogramowania analizatora (firmware) powinno być jednoznaczne i możliwe do odczytu w sposób zdalny i lokalny.
6.	Oprogramowanie narzędziowe
6.1.	Oprogramowanie narzędziowe powinno zapewniać:
6.1.1.	lokalną i zdalną parametryzację / konfigurację analizatorów,
6.1.2.	możliwość zapisu konfiguracji parametryzacji analizatora do pliku oraz tworzenia szablonów parametryzacji,
6.1.3.	diagnostykę punktu pomiarowego z wykorzystaniem analizatora obejmującą wykres wskazowy, pomiar wartości chwilowych wielkości pomiarowych oraz funkcję oscyloskopu,
6.1.4.	możliwość porównania konfiguracji różnych analizatorów ze wskazaniem występujących w nich różnic,
6.1.5.	lokalną i zdalną aktualizację oprogramowania wewnętrznego analizatora (firmware).
7.	Bezpieczeństwo
7.1.	Analizator wraz z oprogramowaniem narzędziowym powinno spełniać wymagania bezpieczeństwa informacyjnego zgodnie z standardami obowiązującymi u operatora systemu elektroenergetycznego.
7.2.	Analizator powinien zapewniać ochronę przesyłania danych pomiarowych poprzez zastosowanie algorytmów szyfrowanej komunikacji z zastosowaniem klucza o długości 128 bitów.
7.3.	Analizator powinien rejestrować następujące zdarzenia dotyczące użycia urządzenia:
7.3.1.	załączenie/wyłączenie/restart urządzenia,
7.3.2.	utrata/powrót synchronizacji zegara,
7.3.3.	zmiana konfiguracji,
7.3.4.	aktualizacja oprogramowania.

Załącznik nr 3

Wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej

Liczniki 1 fazowe Kategoria C1	Liczniki 3 fazowe Kategoria C1	Liczniki 3 fazowe Kategoria B1, B2, B3, C2 oraz liczniki zdalnego odczytu, będące elementem zestawu koncentratorowo-bilansującego, instalowanych na stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej <i>z wyłączeniem miejsc pomiaru, w których zainstalowano analizatory jakości energii elektrycznej lub miejsc instalacji układów pomiarowych wymienionych w §7 ust. 5 pkt 3) ppkt c).</i>
1. Wymagania ogólne	1. Wymagania ogólne	1. Wymagania ogólne
1.1. Zadaniem licznika w zakresie oceny jakości zasilania jest rejestracja wystąpienia nieprawidłowości związanych z jakością zasilania w punkcie pomiaru oraz wyznaczenie miar liczbowych wskaźników jakości.	1.1. Zadaniem licznika w zakresie oceny jakości zasilania jest rejestracja wystąpienia nieprawidłowości związanych z jakością zasilania w punkcie pomiaru oraz wyznaczenie miar liczbowych wskaźników jakości.	1.1. Zadaniem licznika w zakresie oceny jakości zasilania jest rejestracja wystąpienia nieprawidłowości związanych z jakością zasilania w punkcie pomiaru oraz wyznaczenie miar liczbowych wskaźników jakości.
1.2. Licznik powinien mierzyć następujące wielkości:	1.2. Licznik powinien mierzyć następujące wielkości:	1.2. Licznik powinien mierzyć następujące wielkości:
1.2.1. wartości skuteczne napięć,	1.2.1. wartości skuteczne napięć,	1.2.1. wartości skuteczne napięć,

Liczniki 1 fazowe Kategoria C1	Liczniki 3 fazowe Kategoria C1	Liczniki 3 fazowe Kategoria B1, B2, B3, C2 oraz liczniki zdalnego odczytu, będące elementem zestawu koncentratorowo-bilansującego, instalowanych na stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej <i>z wyłączeniem miejsc pomiaru, w których zainstalowano analizatory jakości energii elektrycznej lub miejsc instalacji układów pomiarowych wymienionych w §7 ust. 5 pkt 3) ppkt c).</i>
1.2.2. całkowity wskaźnik odkształcenia napięcia harmonicznymi (TTHD).	1.2.2. całkowity wskaźnik odkształcenia napięcia harmonicznymi (TTHD).	1.2.2. całkowity wskaźnik odkształcenia napięcia harmonicznymi (TTHD),
		1.2.3. wskaźnik asymetrii napięcia,
		1.2.4. wskaźnik wahań napięcia Plt.
1.3. Wszystkie pomiary wskaźników jakościowych dotyczą napięcia fazowego i powinny być wykonywane zgodnie z wymaganiami aktualnej wersji normy PN EN 61000-4-30 dla mierników klasy B. Klasa dokładności pomiaru dla napięcia fazowego musi być nie gorsza niż klasa licznika dla energii czynnej.	1.3. Wszystkie pomiary wskaźników jakościowych dotyczą napięć fazowych (L1, L2, L3) i powinny być wykonywane zgodnie z wymaganiami aktualnej wersji normy PN EN 61000-4-30 dla mierników klasy B. Klasa dokładności pomiaru dla napięć fazowych musi być nie gorsza niż klasa licznika dla energii czynnej.	1.3. Wszystkie pomiary wskaźników jakościowych dotyczą napięć fazowych (L1, L2, L3) i powinny być wykonywane zgodnie z wymaganiami aktualnej wersji normy PN EN 61000-4-30 dla mierników klasy B. Klasa dokładności pomiaru dla napięć fazowych musi być nie gorsza niż klasa licznika dla energii czynnej.
1.4. Na podstawie pomiarów jak w punkcie 1.2. powinny być wyznaczane indywidualne wskaźniki jakości zasilania, opisane w punkcie 2 i oznaczone dalej jako W1-W2.	1.4. Na podstawie pomiarów jak w punkcie 1.2 powinny być wyznaczane indywidualne wskaźniki jakości dostawy energii, opisane w punkcie 2 i oznaczone dalej jako W1-W2. Oceny tych wskaźników ($\Delta W1$-$\Delta W2$)	1.4. Na podstawie pomiarów jak w punkcie 1.2 powinny być wyznaczane indywidualne wskaźniki jakości dostawy energii, opisane w punkcie 2 i oznaczone dalej jako W1-W4. Oceny tych wskaźników

Liczniki 1 fazowe Kategoria C1	Liczniki 3 fazowe Kategoria C1	Liczniki 3 fazowe Kategoria B1, B2, B3, C2 oraz liczniki zdalnego odczytu, będące elementem zestawu koncentratorowo-bilansującego, instalowanych na stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej <i>z wyłączeniem miejsc pomiaru, w których zainstalowano analizatory jakości energii elektrycznej lub miejsc instalacji układów pomiarowych wymienionych w §7 ust. 5 pkt 3) ppkt c).</i>
Oceny tych wskaźników ($\Delta W1-\Delta W2$) powinny być przekazywane do systemu zdalnego odczytu.	powinny być przekazywane do systemu zdalnego odczytu.	($\Delta W1-\Delta W4$) powinny być przekazywane do systemu zdalnego odczytu.
1.5. Okres pomiarowy właściwy dla wyznaczania wskaźników jakości zasilania trwa 7 dni i rozpoczyna się w każdy poniedziałek o godz. 00:00 czasu UTC (Okres Pomiarowy).	1.5. Okres pomiarowy właściwy dla wyznaczania wskaźników jakości zasilania trwa 7 dni i rozpoczyna się w każdy poniedziałek o godz. 00:00 czasu UTC (Okres Pomiarowy).	1.5. Okres pomiarowy właściwy dla wyznaczania wskaźników jakości zasilania trwa 7 dni i rozpoczyna się w każdy poniedziałek o godz. 00:00 czasu UTC (Okres Pomiarowy).
1.6. W czasie każdego okresu pomiarowego licznik powinien wyliczać dotyczące go wskaźniki W1-W2 oraz archiwizować otrzymane wyniki po zamknięciu okresu pomiaru w pamięci nieulotnej licznika zdalnego odczytu przez okres nie krótszy niż 5 tygodni.	1.6. W czasie każdego okresu pomiarowego licznik powinien wyliczać dotyczące go wskaźniki W1-W2 oraz archiwizować otrzymane wyniki po zamknięciu okresu pomiaru w pamięci nieulotnej licznika zdalnego odczytu przez okres nie krótszy niż 5 tygodni.	1.6. W czasie każdego okresu pomiarowego licznik powinien wyliczać dotyczące go wskaźniki W1-W4 oraz archiwizować otrzymane wyniki po zamknięciu okresu pomiaru w pamięci nieulotnej licznika zdalnego odczytu przez okres nie krótszy niż 5 tygodni.
1.7. Na etapie parametryzacji licznika powinna istnieć możliwość wstrzymania pomiaru i/lub transmisji wybranych wskaźników.	1.7. Na etapie parametryzacji licznika powinna istnieć możliwość wstrzymania pomiaru i/lub transmisji wybranych wskaźników.	1.7. Na etapie parametryzacji licznika powinna istnieć możliwość wstrzymania pomiaru i/lub transmisji wybranych wskaźników.

Liczniki 1 fazowe Kategoria C1	Liczniki 3 fazowe Kategoria C1	Liczniki 3 fazowe Kategoria B1, B2, B3, C2 oraz liczniki zdalnego odczytu, będące elementem zestawu koncentratorowo-bilansującego, instalowanych na stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej <i>z wyłączeniem miejsc pomiaru, w których zainstalowano analizatory jakości energii elektrycznej lub miejsc instalacji układów pomiarowych wymienionych w §7 ust. 5 pkt 3) ppkt c).</i>
2. Wskaźniki jakości dostawy energii elektrycznej dla zaburzeń ciągłych	2. Wskaźniki jakości dostawy energii elektrycznej dla zaburzeń ciągłych	2. Wskaźniki jakości dostawy energii elektrycznej dla zaburzeń ciągłych
2.1. Licznik powinien wyznaczać i udostępniać do systemu zdalnego odczytu wartości poniższych ocen wskaźników jakości zasilania:	2.1. Licznik powinien wyznaczać i udostępniać do systemu zdalnego odczytu wartości poniższych ocen wskaźników jakości zasilania:	2.1. Licznik powinien wyznaczać i udostępniać do systemu zdalnego odczytu wartości poniższych ocen wskaźników jakości zasilania:
2.1.1. $\Delta W1$ – ocena wskaźnika wolnych zmian napięcia	2.1.1. $\Delta W1$ – ocena wskaźnika wolnych zmian napięcia	2.1.1. $\Delta W1$ – ocena wskaźnika wolnych zmian napięcia
2.1.2. $\Delta W2$ – ocena wskaźnika odkształcenia napięcia	2.1.2. $\Delta W2$ – ocena wskaźnika odkształcenia napięcia	2.1.2. $\Delta W2$ – ocena wskaźnika odkształcenia napięcia
		2.1.3. $\Delta W3$ – ocena wskaźnika asymetrii napięcia
		2.1.4. $\Delta W4$ – ocena wskaźnika wahań napięcia (Plt)
2.2. $W1$ – wskaźnik wolnych zmian napięcia	2.2. $W1$ – wskaźnik wolnych zmian napięcia	2.2. $W1$ – wskaźnik wolnych zmian napięcia

Liczniki 1 fazowe Kategoria C1	Liczniki 3 fazowe Kategoria C1	Liczniki 3 fazowe Kategoria B1, B2, B3, C2 oraz liczniki zdalnego odczytu, będące elementem zestawu koncentratorowo-bilansującego, instalowanych na stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej <i>z wyłączeniem miejsc pomiaru, w których zainstalowano analizatory jakości energii elektrycznej lub miejsc instalacji układów pomiarowych wymienionych w §7 ust. 5 pkt 3) ppkt c).</i>
2.2.1. Wskaźnik wolnych zmian napięcia jest wyznaczany na podstawie 10-minutowych wartości średnich napięcia zmierzonych w Okresie Pomiaru.	2.2.1. Wskaźnik wolnych zmian napięcia jest wyznaczany na podstawie 10-minutowych wartości średnich napięcia zmierzonych w Okresie Pomiaru.	2.2.1. Wskaźnik wolnych zmian napięcia jest wyznaczany na podstawie 10-minutowych wartości średnich napięcia zmierzonych w Okresie Pomiaru.
2.2.2. Odchylenia napięcia wyznaczane są na podstawie zależności:	2.2.2. Odchylenia napięcia wyznaczane są na podstawie zależności:	2.2.2. Odchylenia napięcia wyznaczane są na podstawie zależności:

$$\tau_{\Delta U} = \frac{U - U_C}{U_C}$$

U	zmierzona wartość skuteczna napięcia uśredniona w czasie 10 minut	U	zmierzona wartość skuteczna napięcia uśredniona w czasie 10 minut (dla każdej fazy oddzielnie)	U	zmierzona wartość skuteczna napięcia uśredniona w czasie 10 minut (dla każdej fazy oddzielnie)
U _C	znamionowa lub deklarowana wartość skuteczna napięcia (zgodnie rozporządzeniem systemowym [4] lub z postanowieniami	U _C	znamionowa lub deklarowana wartość skuteczna napięcia (zgodnie rozporządzeniem systemowym [4] lub z postanowieniami	U _C	znamionowa wartość skuteczna napięcia (zgodnie z rozporządzeniem systemowym [4])

Liczniki 1 fazowe		Liczniki 3 fazowe		Liczniki 3 fazowe	
Kategoria C1		Kategoria C1		Kategoria B1, B2, B3, C2 oraz liczniki zdalnego odczytu, będące elementem zestawu koncentratorowo-bilansującego, instalowanych na stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie (SN/nN), stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej	
z wyłączeniem miejsc pomiaru, w których zainstalowano analizatory jakości energii elektrycznej lub miejsc instalacji układów pomiarowych wymienionych w §7 ust. 5 pkt 3) ppkt c).					
umowy przyłączeniowej – o ile ma zastosowanie); musi istnieć możliwość parametryzacji wartości U _C .		umowy przyłączeniowej – o ile ma zastosowanie); musi istnieć możliwość parametryzacji wartości U _C .			
Względne odchylenia napięcia wyznaczone są na podstawie zależności:					
$U_{\text{redukcja}} = \frac{\tau_{\Delta U_{\text{max}}}}{\tau_{\Delta U, \text{odchylenie w dół}}} \quad U_{\text{wzrost}} = \frac{\tau_{\Delta U_{\text{max}}}}{\tau_{\Delta U, \text{odchylenie w górę}}}$					
gdzie:					
Dla liczników 1-fazowych:		Dla liczników 3-fazowych:			
$\tau_{DU \max}$	maksymalne zarejestrowane odchylenie napięcia odpowiednio w dół (w górę) od wartości znamionowej lub deklarowanej zmierzone w punkcie pomiaru w przyjętym czasie oceny (wartość średnia 10 minutowa)	$\tau_{DU \max}$	maksymalne zarejestrowane odchylenie napięcia odpowiednio w dół (w górę) od wartości znamionowej lub deklarowanej spośród trzech wartości fazowych zmierzonych w punkcie pomiaru w przyjętym czasie oceny (wartość średnia 10 minutowa)		

$\tau_{\Delta U_{\max}, \text{odchyleniew w dół}}$ ($\tau_{\Delta U_{\max}, \text{odchyleniew górę}}$)	maksymalna dopuszczalna redukcja napięcia wynosząca oraz maksymalny dopuszczalny wzrost napięcia wynoszący. Wartości ustalane na etapie konfiguracji licznika (ze skokiem co 0.5%), przy czym domyślnie zarówno maksymalna dopuszczalna redukcja napięcia, jak i maksymalny dopuszczalny wzrost napięcia muszą wynosić 10%.		
Ocena wskaźnika wolnych zmian napięcia:			
$\Delta W_1 = \begin{cases} W_1 - 1 & \text{jeżeli } \Delta T \leq \Delta T_{CP} \\ 0 & \text{jeżeli } \Delta T > \Delta T_{CP} \end{cases}$			
gdzie			
ΔT jest wyrażonym w procentach tygodnia czasem, podczas którego napięcie zawarte jest w dopuszczalnym postanowieniach rozporządzenia systemowego lub umowy przyłączeniowej przedziale zmian tzn. ($U_{\min} - U_{\max}$), wówczas:			
$W_1 = \max(U_{\text{redukcja}}, U_{\text{wzrost}})$			
CP jest wyrażonym w procentach tygodnia okresem podczas którego wartość skuteczna napięcia musi być zawarta w dopuszczalnym postanowieniach rozporządzenia systemowego lub umowy przyłączeniowej przedziale zmian (percentyl). Wartości ustalane są na etapie konfiguracji licznika. Musi istnieć możliwość zdalnej zmiany percentyla.			
Na potrzeby wyznaczania wskaźnika powinny być brane pod uwagę wartości mierzone w przypadku sieci pracującej bez zakłóceń.			
2.3. W2 – wskaźnik odkształcenia napięcia	2.3. W2 – wskaźnik odkształcenia napięcia	2.3. W2 – wskaźnik odkształcenia napięcia	
$W_2 = \max(W_{TTHDU})$			
gdzie			
Dla liczników 1-fazowych		Dla liczników 3-fazowych:	
$W_{TTHDU} = \frac{TTHD_{\max}}{TTHD_{\text{poziom dopuszczal.}}}$		$W_{TTHDU} = \frac{TTHD_{\max}}{TTHD_{\text{poziom dopuszczal.}}} = \frac{\max(TTHD_{L1\max}, TTHD_{L2\max}, TTHD_{L3\max})}{TTHD_{\text{poziom dopuszczal.}}}$	
TTHD _{max}	maksymalna wartość współczynnika TTHD zmierzonego	TTHD _{max}	maksymalna wartość współczynnika TTHD spośród trzech wartości wyznaczonych dla napięć fazowych zmierzonych w punkcie pomiaru w Okresie Pomiaru.

	w punkcie pomiaru w Okresie Pomiaru.		
		$TTHD_{(L1,L2,L3)max}$	maksymalna wartość współczynnika TTHD napięcia spośród 3 faz (L1,L2, L3) zmierzona w punkcie pomiaru w Okresie Pomiaru. Czas uśredniania - 10 minut.
$TTHD_{poziom}$ dopuszczal.	graniczna wartość współczynnika TTHD zgodnie z rozporządzeniem systemowym lub umową kompleksową lub umową o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Wartość ustalana jest na etapie konfiguracji licznika.	$TTHD_{poziom}$ dopuszczal.	graniczna wartość współczynnika TTHD zgodnie z rozporządzeniem systemowym lub umową kompleksową lub umową o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Wartość ustalana jest na etapie konfiguracji licznika.
		$TTHD_u$	całkowity współczynnik odkształcenia harmonicznymi wielkościami U (całkowity współczynnik odkształcenia), ang. <i>true total harmonic distortion</i> $TTHD_u = \frac{\sqrt{U^2 - U_1^2}}{U_1}$

Ocena wskaźnika odkształcenia napięcia:

$$\Delta W_2 = \begin{cases} W_2 - 1 & \text{jeżeli } W_{TTHDU} \geq 1 \\ 0 & \text{jeżeli } W_{TTHDU} < 1 \end{cases}$$

Na potrzeby wyznaczania wskaźnika powinny być brane pod uwagę wartości mierzone w przypadku sieci pracującej bez zakłóceń.

		2.4. W3 – wskaźnik asymetrii napięcia
		Wartość wskaźnika asymetrii napięcia wyznaczana jest na podstawie 10-minutowych wartości średnich napięć zgodnie z PN EN 61000-4-30:2011P, klasa B w Okresie Pomiarowym.

		$W_3 = \frac{K_{CP95}^{(2)}}{K_{\text{poziom dopuszczal}}^{(2)}}$	
		gdzie	
		$K_{CP95}^{(2)}$	percentyl CP współczynnika asymetrii dla składowej przeciwnej zmierzony w rozważanym punkcie sieci w Okresie Pomiarowym. Na etapie konfiguracji licznika musi być możliwa zmiana parametru percentyla, przyjętego domyślnie jako „95”.
		$K_{\text{poziom dopuszczal}}^{(2)}$	poziom dopuszczalny współczynnika asymetrii zgodnie z rozporządzeniem systemowym lub umową kompleksową lub umową o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Na etapie konfiguracji licznika musi być możliwa zmiana parametru, przyjętego domyślnie jako „2%”.
		Ocena wskaźnika asymetrii napięcia:	
		$\Delta W_3 = \begin{cases} W_3 - 1 & \text{jeżeli } W_3 \geq 1 \\ 0 & \text{jeżeli } W_3 < 1 \end{cases}$	

		Na potrzeby wyznaczania wskaźnika powinny być brane pod uwagę wartości mierzone w przypadku sieci pracującej bez zakłóceń.	
		2.5. W4 - wskaźnik wahań napięcia (Plt)	
		$W_4 = \frac{P_{lt,CP95}}{P_{lt,poziom\ dopuszczal}}$	
		$P_{lt,CP95}$	maksymalna wartość percentyla CP wskaźnika długookresowego migotania światła P_{lt} spośród trzech wartości fazowych zmierzonych w rozważanym punkcie sieci w Okresie Pomiarowym. Na etapie konfiguracji licznika musi być możliwa zmiana parametru percentyla, przyjętego domyślnie jako „95”.
		$P_{lt,poziom\ dopuszczal}$	poziom dopuszczalny wskaźnika P_{lt} . Wartość ustalana na etapie konfiguracji licznika.
		<i>Ocena wskaźnika wahań napięcia</i>	
		$\Delta W_4 = \begin{cases} W_4 - 1 & \text{jeżeli } W_4 \geq 1 \\ 0 & \text{jeżeli } W_4 < 1 \end{cases}$	
		Na potrzeby wyznaczania wskaźnika powinny być brane pod uwagę wartości mierzone w przypadku sieci pracującej bez zakłóceń.	

Załącznik nr 4

Sposób wyznaczenia wskaźników niezawodności komunikacji „Wp/Wr” w systemie pomiarowym

1. Skuteczność pozyskiwania danych pomiarowych dla doby „n” z liczników zdalnego odczytu za pośrednictwem systemu zdalnego odczytu powinna być nie niższa od wskazana w Tabeli nr 1:

Tabela nr 1. Skuteczność pozyskiwania danych pomiarowych dla doby „n”

Zakres/data pomiaru	Poziom na g.09:00 doby n+1	Poziom na g.12:00 doby n+3	Poziom na g.24:00 doby n+7
Odczyty licznika			
Wskaźnik skuteczności odczytu danych profilowych 15-minutowych dla 6 profili energii za dobę n *)	<u>Wp1>=90%</u>	<u>Wp2>=93%</u>	<u>Wp7>=95%</u>
Wskaźnik skuteczności odczytu danych rozliczeniowych za dobę n	<u>Wr1>=90%</u>	<u>Wr2>=93%</u>	<u>Wr7>=95%</u>

*) Energia czynna w dwóch kierunkach (A+, A-), energia bierna w czterech kwadrantach

2. Wskaźniki skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych dla doby „n” powinny być określone według wzoru:

$$KPI_{K(t)} = \frac{IL_{KPPE(t)}}{IL_{PPE(t)}}$$

gdzie:

KPI_K – wskaźnik KPI skuteczności pozyskiwania danych pomiarowych

IL_{KPPE} – liczba PPE kompletnie odczytanych

IL_{PPE} – liczba PPE zabudowanych na sieci

t – punkt pomiaru (godzina) wyznaczania KPI_K .

Przez PPE kompletnie odczytane należy rozumieć te liczniki zdalnego odczytu, dla których pozyskano wszystkie dane profilowe 15-minutowe dla 6 profili energii za dobę n oraz wszystkie dane rozliczeniowe za dobę n.

Przez PPE zabudowane na sieci należy rozumieć liczniki zdalnego odczytu zainstalowane na sieci.

UZASADNIENIE

1. Potrzeba i cel wydania rozporządzenia

Rozporządzenie stanowi wypełnienie obowiązku określonego w art. 19 ust. 3 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej jako „Dyrektywa”), zgodnie z którym państwa członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania przyjmują i publikują minimalne wymagania funkcjonalne i techniczne dotyczące inteligentnych systemów opomiarowania, które mają zostać wprowadzone na ich terytoriach. Ponadto rozporządzenie uwzględnia wymagania funkcjonalne i techniczne zawarte w Zaleceniach Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych.

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 11x ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - *Prawo energetyczne*, zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw energii, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji, obowiązek uregulowania w nim następujących zagadnień:

- 1) wymagania funkcjonalne, jakie powinien spełniać system pomiarowy;
- 2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii;
- 3) wymagania, jakie powinny spełniać:
 - a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9;
 - b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu,
 - c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania,
 - d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania;
- 4) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;
- 5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie;
- 6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych;

- 7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;
- 8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu;
- 9) wymagania, jakie powinien spełniać licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym;
- 10) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 lub 6, o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych.

Projekt rozporządzenia został sporządzony m.in. na podstawie następujących dokumentów:

- 1) Ustawa z dnia 11 maja 2001 r. - Prawo o miarach;
- 2) Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego;
- 3) Zalecenie Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych (2012/148/UE);
- 4) Specyfikacja techniczna dla postępowań przetargowych na dostawę infrastruktury licznikowej dla systemów AMI opublikowana na stronach internetowych Urzędu Regulacji Energetyki dnia 25 maja 2015 r.;
- 5) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE.

2. Szczegółowe uzasadnienie

Rozporządzenie zostało opracowane przy zaangażowaniu Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania powołanego przez Ministra Energii zarządzeniem z dnia 24 października 2018 r. Przy opracowywaniu koncepcji inteligentnego opomiarowania oraz wymagań techniczno-funkcjonalnych zostały wzięte pod uwagę odpowiednie dostępne normy, w tym normy umożliwiające interoperacyjność oraz najlepsze praktyki i doświadczenia z wykonanych wdrożeń inteligentnego opomiarowania w Polsce i w Europie. Opracowane wymagania zapewniają interoperacyjność inteligentnych systemów opomiarowania jak również ich zdolność do generowania danych wyjściowych na potrzeby konsumenckich systemów zarządzania energią.

Rozporządzenie określa wymagania dla układów pomiarowych modernizowanych

instalowanych dla nowo przyłączanych odbiorców, w terminie 18 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszego rozporządzenia. Głównymi adresatami wymagań określonych w rozporządzeniu są operatorzy systemów elektroenergetycznych albo właściciele urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego.

W rozdziale 1 rozporządzenie ustanawia katalog definicji, które używane są w dokumentach stanowiących integralną część rozporządzenia oraz przywołuje definicje, które zostały określone w innych aktach prawnych.

W rozdziale 2 określone zostały podstawowe wymagania jakie powinien spełniać system pomiarowy aby zapewnić by infrastruktura komunikacyjno-pomiarowa operatorów systemu elektroenergetycznego, obejmująca system zdalnego odczytu, liczniki zdalnego odczytu oraz liczniki konwencjonalne, spełniała stawiane przed nią oczekiwania w zakresie skutecznej i bezpiecznej wymiany informacji dla potrzeb funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce w ramach nowego modelu opartego na Centralnym Systemie Informacji Rynku Energii. Katalog wymagań określonych w tym rozdziale stanowi również odzwierciedlenie wymagań i oczekiwań Komisji Europejskiej w odniesieniu do systemów inteligentnego opomiarowania, które ukształtowane zostały m.in. w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE.

W rozdziale 3 opisano wymagania jakie powinny spełniać przyrządy pomiarowe energii elektrycznej (liczniki energii elektrycznej i inne urządzenia pomiarowe, w szczególności analizatory jakości energii elektrycznej, przekładniki prądowe i napięciowe) w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia. W rozdziale tym opisano zasady i obowiązki w zakresie instalacji układów pomiarowo-rozliczeniowych i przyrządów pomiarowych w zależności od rodzaju grupy przyłączeniowej, a także opisano kategorie układów pomiarowych. Z uwagi na potrzebę uporządkowania i kompleksowego opisanie wymagań dla systemu inteligentnego opomiarowania w ramach niniejszego rozporządzenia, dokonano transpozycji dotychczas ustanowionych wymagań w tym zakresie, które określono w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, co skutkować będzie koniecznością ich uchylenia.

W rozdziale 4 określone zostały ogólne wymagania jakie powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy licznikami zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu. Wskazane zostały kryteria jakie powinny być wzięte pod uwagę przy wyborze standardów komunikacji do zdalnego odczytu liczników – bezpieczeństwo, interoperacyjność, normalizacja, możliwość

rozwoju i zastosowanie najlepszych dostępnych technik.

Rozdział 5 zawiera wymagania jakie powinny spełniać dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu. Rozdział ten stanowi *de facto* odwołanie do Załącznika nr 1, który w ramach opisu minimalnych wymagań techniczno-funkcjonalnych dla liczników zdalnego odczytu, zawiera także wymagania jakie powinny spełniać dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez liczniki zdalnego odczytu. Taki sposób redakcji rozdziału wynika z charakteru zapisów, które są znacznie bardziej szczegółowe niż treść rozporządzenia.

Rozdział 6 opisuje wymagania jakie powinny spełniać polecenia odbierane przez liczniki zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania. Polecenia rozumiane są jako zadania jakie mogą być kierowane do licznika energii elektrycznej w celu wykonania przez ten licznik określonej operacji dotyczącej realizacji procesów rynku energii (np. zmiana grupy taryfowej, wstrzymanie i wznowienie dostawy energii elektrycznej) lub procesów związanych z obsługą techniczną licznika (np. aktualizacja oprogramowania licznika). Rozporządzenie określa minimalny katalog poleceń, jakie muszą być realizowane w zależności od kategorii układu pomiarowo-rozliczeniowego. Określenie tych wymagań ma istotne znaczenie z punktu widzenia funkcjonowania rynku energii elektrycznej w nowym modelu, zarówno w aspektach handlowych, jak i technicznych. Możliwość obsługi poleceń stanowi istotne usprawnienie, które wiąże się z wdrażaniem inteligentnych systemów pomiarowych.

Rozdział 7 określa wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii. W odniesieniu do liczników zdalnego odczytu rozporządzenie ustanawia 3 kategorie wymagań bezpieczeństwa, różnicując je w zależności od kategorii układu pomiarowego, przy czym szczegółowe wymagania w tym zakresie, z uwagi na ich techniczny charakter, zostały zawarte w Załączniku nr 1 w sekcji Bezpieczeństwo (pkt 10). Natomiast w odniesieniu do systemu zdalnego odczytu (będącego systemem informatycznym dedykowanym do komunikacji z licznikami zdalnego odczytu) nakłada się obowiązek zastosowania wymagań bezpieczeństwa jak dla systemu informacyjnego w rozumieniu ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa przewidzianych w tej ustawie. Przyjęte rozwiązania mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa danych i ochronę prywatności odbiorców energii. Wskazano również, iż dla ochrony systemu pomiarowego przed nieuprawnioną ingerencją w infrastrukturę komunikacyjną, urządzenia i instalacje przyłączone do sieci operatora systemu elektroenergetycznego muszą spełniać wymagania określone we właściwych normach - co obecnie, przy bardzo dużym udziale taniej

i niestety często niskiej jakości komponentów układów energoelektroniki urządzeń odbiorców, stanowi bardzo istotne wymaganie.

W rozdziale 8 opisane zostały zasady funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym. Przyjęte rozwiązanie funkcjonalne zobowiązuje sprzedawców energii do przechowywania informacji o wysokości salda dekrementującego i przekazywania do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, polecenia załączenia lub wyłączenia elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu (w związku z uzupełnieniem kredytu lub jego wyczerpaniem na koncie danego klienta). Przesłanką do zastosowania takiego podejścia były dotychczasowe doświadczenia w zakresie dostępności liczników energii elektrycznej wyposażonych w funkcjonalność liczydła dekrementującego, a także fakt, że przedpłatowa forma rozliczeń nie jest powszechnie wykorzystywana przez odbiorców energii elektrycznej w Polsce (w przypadku implementacji liczydła dekrementującego w liczniku, koszt tej funkcjonalności obciążałby każdego odbiorcę w znacznie większym stopniu, niż przyjęte rozwiązanie).

Rozdział 9 określa sposób ustalania danych zastępczych w przypadku braku możliwości pozyskania danych pomiarowych z licznika energii elektrycznej. Rozporządzenie różnicuje sposób postępowania w zależności od rodzaju licznika zastosowanego w układzie pomiarowym – licznik zdalnego odczytu lub licznik konwencjonalny. Rozporządzenie określa również sposób wyznaczenia danych skorygowanych, w przypadku gdy dane pomiarowe pozyskane z licznika są błędne. Przyjęte zasady bazują na rozwiązaniach dotychczas wykorzystywanych przez operatorów systemu elektroenergetycznego.

W rozdziale 10 opisano wymagania dotyczące wskaźników niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym, w tym skuteczność pozyskiwania danych pomiarowych (sposób obliczenia wskazano w Załączniku nr 4) oraz skuteczność przekazywania poleceń do liczników zdalnego odczytu. Określenie wymagań w zakresie niezawodności komunikacji jest jednym z kluczowych parametrów systemu zdalnego odczytu, będącym w ścisłej korelacji z przyjętą architekturą i zastosowanymi technologiami w ramach infrastruktury inteligentnego opomiarowania.

Rozdział 11 określa zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu. W rozdziale tym określono minimalny zakres danych pozyskiwanych z liczników zdalnego odczytu zainstalowanych u odbiorców, z wyróżnieniem odbiorców końcowych w gospodarstwie domowym, a także z liczników zdalnego odczytu zainstalowanych w stacjach SN/nN stanowiących element sieci dystrybucyjnej. Istotnym

zagadnieniem, które zostało unormowane na poziomie rozporządzenia jest 15-minutowy okres agregacji danych pomiarowych dotyczących energii elektrycznej pobieranych z liczników zdalnego odczytu. Katalog danych pomiarowych pozyskiwanych z liczników zdalnego odczytu obejmuje również informacje o wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych w zakresie energii elektrycznej w punkcie poboru energii. Określenie zakresu danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia należytej obsługi procesów rynku energii elektrycznej, w szczególności rozliczeń na tym rynku.

W rozdziale 12 określone zostały wymagania dotyczące jakości danych pomiarowych w systemie pomiarowym. Odpowiedzialność za zapewnienie jakości danych pomiarowych została przypisana do operatora systemu elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego. Rozporządzenia określa funkcjonalności i cechy jakie winien posiadać system pomiarowy w odniesieniu do danych pomiarowych przetwarzanych (walidacja, estymacja, edycja, uzupełnienie, oznaczanie statusem itp.). Funkcjonalności te są niezbędne do prawidłowego i efektywnego zarządzania danymi pomiarowymi w ramach realizacji procesów rynku energii.

Rozdział 13 określa zakres informacji jakie winny być przekazywane odbiorcy końcowemu o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych, w sytuacji gdy u odbiorcy zainstalowano licznik zdalnego odczytu. Obowiązki informacyjne określone w tym rozdziale wynikają z wymagań, które zostały określone m.in. w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE), a także przepisów w zakresie gromadzenia i przetwarzania danych osobowych.

Szczegółowe wymagania techniczne i funkcjonalne, w szczególności dla liczników zdalnego odczytu i analizatorów jakości, a także wymagania w zakresie wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej oraz sposób wyznaczania wskaźników niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym zostały określone w załącznikach do rozporządzenia:

- Załącznik nr 1 – Minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne dla liczników zdalnego odczytu.
- Załącznik nr 2 – Minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne dla analizatorów jakości energii elektrycznej.
- Załącznik nr 3 – Wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej.

- Załącznik nr 4 – Sposób wyznaczenia wskaźników niezawodności komunikacji „Wp/Wr” w systemie pomiarowym.

Załącznik nr 1 opisujący minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne dla liczników zdalnego odczytu jest kluczowym elementem rozporządzenia, zawierającym zestawienie porównawcze wymagań szczegółowych dla liczników zdalnego odczytu, w zależności od kategorii i rodzaju układu pomiarowego. Wymagania te mają charakter zapisów wzorcowych dla specyfikacji istotnych warunków zamówienia i determinują istotne funkcjonalności oraz parametry techniczne dla liczników zdalnego odczytu, obejmujące:

- Wymagania ogólne.
- Pomiar, rejestracja i udostępnianie wartości.
- Sterowanie.
- Konfiguracja licznika.
- Wykrywanie i rejestracja zdarzeń.
- Prezentacja danych na wyświetlaczu.
- Komunikacja.
- Parametry techniczne i konstrukcyjne.
- Oprogramowanie narzędziowe.
- Bezpieczeństwo.
- Ograniczenie mocy, w tym informacja uzupełniająca - Opis funkcjonalności ograniczenia mocy.

Uzupełnienie wymagań dla liczników zdalnego odczytu zawiera Załącznik nr 3, który dotyczy wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej. Opis wymagań w tym zakresie stanowi rewizję i aktualizację zapisów dokumentu pn. „Specyfikacja techniczna dla postępowań przetargowych na dostawę infrastruktury licznikowej dla systemów AMI” – Załącznik 1, który został opublikowany na stronach internetowych Urzędu Regulacji Energetyki dnia 25 maja 2015 r. Jednym z istotnych zadań licznika zdalnego odczytu jest dokonanie oceny jakości zasilania poprzez rejestrację nieprawidłowości związanych z jakością zasilania w punkcie pomiaru oraz wyznaczenie miar liczbowych wskaźników jakości (W1, W2 – w przypadku liczników zdalnego odczytu 1-fazowych i 3-fazowych instalowanych w układach pomiarowych kategorii C1, oraz W1, W2, W3, W4 – w przypadku liczników zdalnego odczytu 3-fazowych instalowanych w układach pomiarowych kategorii B1, B2, B3, C2 oraz liczników zdalnego odczytu, będących elementem zestawu koncentratorowo-bilansującego, instalowanych na stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie

(SN/nN), stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej). Licznik zdalnego odczytu, na podstawie 10-minutowych wartości średnich napięcia zmierzonych w okresie pomiaru wynoszącym 7 dni powinien wyznaczać i udostępniać do systemu zdalnego odczytu wartości ocen wskaźników jakości zasilania:

- $\Delta W1$ – ocena wskaźnika wolnych zmian napięcia,
- $\Delta W2$ – ocena wskaźnika odkształcenia napięcia,
- $\Delta W3$ – ocena wskaźnika asymetrii napięcia,
- $\Delta W4$ – ocena wskaźnika wahań napięcia (Plt).

Wprowadzane regulacje prawne mają przyczynić się m.in. do:

- promowania efektywności energetycznej i wzmocnienia pozycji odbiorców końcowych, w tym ułatwienie zainteresowanym odbiorcom podjęcia roli prosumentów oraz udział w programach odpowiedzi odbioru i innych usług energetycznych i czerpanie z nich korzyści, dzięki oferowaniu sieci i przedsiębiorstwom energetycznym ich elastyczności, w efekcie czego umożliwi to odbiorcom otrzymywanie za świadczone usługi wynagrodzenia oraz uzyskiwanie oszczędności w postaci niższych rachunków za energię,
- ułatwiania odbiorcom energii aktywnego uczestnictwa w rynku energii elektrycznej, w tym łatwiejszego uzyskiwania informacji o ofertach i oszczędnościach dostępnych na konkurencyjnym rynku, łatwiejszą zmianę sprzedawcy energii, a przede wszystkim poprzez regularne podawanie dokładnych informacji o rozliczeniach na podstawie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej oraz dokładnych informacji zwrotnych o ich zużyciu energii lub jej wytwarzaniu przekazywanych w czasie zbliżonym do rzeczywistego,
- zapewnienia niezbędnych informacji dla potrzeb funkcjonowania nowego modelu rynku energii opartego na Centralnym Systemie Informacji Rynku Energii,
- zwiększenia konkurencyjności na rynku energii,
- optymalizacji wykorzystania energii elektrycznej poprzez mechanizmy aktywnego zarządzania popytem, w tym z wykorzystaniem magazynów energii i pojazdów elektrycznych, dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych,
- wprowadzenia inteligentnych systemów opomiarowania, które są interoperacyjne, w szczególności w połączeniu z konsumenckimi systemami zarządzania energią i inteligentnymi sieciami,
- zapewnienia ochrony danych odbiorców,

- zapewnienia lepszej obserwowalności sieci elektroenergetycznej,
- optymalizacji kosztów wdrożenia oraz rozwoju i eksploatacji infrastruktury inteligentnego opomiarowania.

3. Wejście w życie rozporządzenia

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie 14 dni od ogłoszenia. Termin ten wynika z konieczności możliwie wczesnego wejścia w życie regulacji, jako aktu prawnego niezbędnego do uruchomienia wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce.

4. Ocena zgodności projektu z prawem Unii Europejskiej

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

5. Ocena potrzeby notyfikacji zgodnie z przepisami dotyczącymi funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych

Projekt rozporządzenia podlega notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

6. Informacje na temat konsultacji

Projekt rozporządzenia zostanie poddany uzgodnieniom międzyresortowym oraz konsultacjom publicznym zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248). Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia, zgodnie z § 27 ust 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. - Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn.zm.).

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie systemu pomiarowego Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Pan Michał Kurtyka Minister Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Pan Łukasz Bartuszek Departament Elektroenergetyki i Gazu	Data sporządzenia 17 listopada 2020 r. Źródło: Art. 11x ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.) Nr w wykazie prac

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 11x ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, która nakłada na ministra właściwego do spraw energii, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji, obowiązek uregulowania w nim następujących zagadnień:

- 1) wymagania funkcjonalne, jakie powinien spełniać system pomiarowy;
- 2) wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w ten system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii;
- 3) wymagania, jakie powinny spełniać:
 - a) układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia innego niż określone w pkt 9;
 - b) dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu,
 - c) polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania,
 - d) dane pomiarowe oraz polecenia wysyłane przez licznik zdalnego odczytu do urządzeń w gospodarstwie domowym, a także warunki ich przesyłania;
- 4) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu;
- 5) sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie;
- 6) sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych;
- 7) sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym;
- 8) szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu;
- 9) wymagania, jakie powinien spełniać licznik zdalnego odczytu, aby umożliwić skomunikowanie z urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym;
- 10) informacje przekazywane odbiorcy końcowemu, o którym mowa w art. 11t ust. 1 lub 6, o liczniku zdalnego odczytu oraz o przetwarzaniu jego danych osobowych.

Ze względu na szczegółowość zagadnień technicznych związanych z inteligentnym opomiarowaniem zaszła potrzeba uregulowania w drodze aktu wykonawczego powyższych kwestii. Samo rozporządzenie będzie podlegało tzw. notyfikacji technicznej.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Projekt rozporządzenia szczegółowo określa ww. kwestie. W projekcie rozporządzenia wymieniono katalog wymagań funkcjonalnych jakie powinien spełniać system pomiarowy użytkowany przez operatora systemu elektroenergetycznego albo właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego, w szczególności:

- odczyt danych rejestrowanych przez liczniki energii elektrycznej;
- obsługę poleceń, w tym realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii;

- dostęp odbiorców końcowych do niezatwierdzonych danych dotyczących zużycia w czasie zbliżonym do rzeczywistego, przez interfejs licznika zdalnego odczytu zgodnie z załącznikiem nr 1;
- dwukierunkową komunikację pomiędzy systemem zdalnego odczytu a licznikiem zdalnego odczytu;
- wykonywanie odczytów z wystarczającą częstotliwością na potrzeby realizacji procesów rynku energii oraz usług dystrybucji energii elektrycznej;
- realizację zdalnego włączania i wyłączania zasilania lub zmiany poziomu ograniczenia mocy 15-minutowej w liczniku zdalnego odczytu zabudowanym w układzie pomiarowym bezpośrednim;

Podobnie uczyniono z przyrządami pomiarowymi. Wymagania jakie powinny spełniać przyrządy pomiarowe energii elektrycznej zróżnicowano w zależności od miejsca ich instalacji oraz ich przeznaczenia. Z uwagi na potrzebę uporządkowania i kompleksowego opisu wymagań dla systemu inteligentnego opomiarowania w ramach niniejszego rozporządzenia, dokonano transpozycji dotychczas ustanowionych wymagań w tym zakresie, które określono w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, co skutkować będzie koniecznością ich uchylenia.

Oddzielny rozdział poświęcono wymaganiom jakie powinny spełniać polecenia odbierane przez liczniki zdalnego odczytu, a także warunkom ich przesyłania.

Opisano także zasady funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym. Przyjęte rozwiązanie funkcjonalne zobowiązuje sprzedawców energii do przechowywania informacji o wysokości salda dekrementującego i przekazywania do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii, polecenia załączenia lub wyłączenia elementu wykonawczego licznika zdalnego odczytu (w związku z uzupełnieniem kredytu lub jego wyczerpaniem na koncie danego klienta). Przesłanką do zastosowania takiego podejścia były dotychczasowe doświadczenia w zakresie dostępności liczników energii elektrycznej wyposażonych w funkcjonalność liczydła dekrementującego, a także fakt, że przedpłatowa forma rozliczeń nie jest powszechnie wykorzystywana przez odbiorców energii elektrycznej w Polsce (w przypadku implementacji liczydła dekrementującego w liczniku, koszt tej funkcjonalności obciążałby każdego odbiorcę w znacznie większym stopniu, niż przyjęte rozwiązanie).

Uregulowano również wymagania dotyczące wskaźników niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym, w tym skuteczność pozyskiwania danych pomiarowych (sposób obliczenia wskazano w Załączniku nr 4) oraz skuteczność przekazywania poleceń do liczników zdalnego odczytu. Określenie wymagań w zakresie niezawodności komunikacji jest jednym z kluczowych parametrów systemu zdalnego odczytu, będącym w ścisłej korelacji z przyjętą architekturą i zastosowanymi technologiami w ramach infrastruktury inteligentnego opomiarowania.

Określono minimalny zakres danych pozyskiwanych z liczników zdalnego odczytu zainstalowanych u odbiorców, z wyróżnieniem odbiorców końcowych w gospodarstwie domowym, a także z liczników zdalnego odczytu zainstalowanych w stacjach SN/nN stanowiących element sieci dystrybucyjnej. Istotnym zagadnieniem, które zostało unormowane na poziomie rozporządzenia jest 15-minutowy okres agregacji danych pomiarowych dotyczących energii elektrycznej pobieranych z liczników zdalnego odczytu. Katalog danych pomiarowych pozyskiwanych z liczników zdalnego odczytu obejmuje również informacje o wskaźnikach jakości lub parametrach jakościowych w zakresie energii elektrycznej w punkcie poboru energii. Określenie zakresu danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia należytej obsługi procesów rynku energii elektrycznej, w szczególności rozliczeń na tym rynku.

Odpowiedzialność za zapewnienie jakości danych pomiarowych została przypisana do operatora systemu elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci w przypadku, gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego. Rozporządzenia określa funkcjonalności i cechy jakie winien posiadać system pomiarowy w odniesieniu do danych pomiarowych przetwarzanych (walidacja, estymacja, edycja, uzupełnienie, oznaczanie statusem itp.). Funkcjonalności te są niezbędne do prawidłowego i efektywnego zarządzania danymi pomiarowymi w ramach realizacji procesów rynku energii.

Szczegółowe wymagania techniczne i funkcjonalne, w szczególności dla liczników zdalnego odczytu i analizatorów jakości, a także wymagania w zakresie wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej oraz sposób wyznaczania wskaźników niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym zostały określone w Załącznikach do rozporządzenia:

- Załącznik nr 1 – Minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne dla liczników zdalnego odczytu.
- Załącznik nr 2 – Minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne dla analizatorów jakości energii elektrycznej.
- Załącznik nr 3 – Wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej.
- Załącznik nr 4 – Sposób wyznaczenia wskaźników niezawodności komunikacji „Wp/Wr” w systemie pomiarowym.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Systemy najbardziej zbliżone do proponowanych rozwiązań, opierające się na scentralizowanym modelu zarządzania danymi i informacjami pomiarowymi, wprowadzone zostały w Danii. Na uwagę zasługuje szereg podobieństw pomiędzy strukturami rynku energii elektrycznej w Danii i w Polsce: jeden OSP, duża liczba OSD, duża liczba sprzedawców, bardzo duża liczba interakcji między tymi uczestnikami.

Z kolei zdecentralizowany system zarządzania danymi pomiarowymi oznacza utrzymanie kontroli poszczególnych OSD nad tymi danymi (wzmocnienie pozycji monopolisty na danym obszarze dystrybucyjnym, co w połączeniu z zależnościami kapitałowymi z niektórymi sprzedawcami może dawać przewagę konkurencyjną). Taki stan ma obecnie miejsce w Niemczech z uwagi na stosunkowo niewielką liczbę liczników zdalnego odczytu.

Brak jest funkcjonujących przykładów zdecentralizowanych systemów zarządzania danymi pomiarowymi przez wiele podmiotów, które byłyby niezależne od OSD, na zasadach wolnej konkurencji.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operatorzy systemów elektroenergetycznych (przesyłowego i dystrybucyjnych)	190	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania, określenie procesów realizowanych za pośrednictwem CSIRE.
Wytwórcy energii elektrycznej posiadający koncesję	1441	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania.
Wytwórcy energii elektrycznej nie posiadający koncesji i prosumenci			Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania.
Odbiorcy energii elektrycznej	17,6 mln	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania.
Przedsiębiorstwa obrotu	448	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania, określenie procesów realizowanych za pośrednictwem CSIRE.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt rozporządzenia zostanie skierowany do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych zgodnie z uchwałą nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006 i 1204 oraz z 2018 r. poz. 114 i 278) oraz zamieszczony na stronie internetowej BIP RCL zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

[illegible]

budżet państwa												0
JST												0
pozostałe jednostki (oddzielnie)												0
Źródła finansowania		Zakłada się brak bezpośredniego wpływu niniejszego rozporządzenia na jednostki sektora finansów publicznych. Rozporządzenie stanowi nowy akt wykonawczy do ustawy - Prawo energetyczne. Jego celem jest umożliwienie realizacji nowych praw i obowiązków nakładanych na uczestników rynku poprzez tę ustawę. Rozporządzenie nie generuje nowych skutków finansowych ponad te określone już na poziomie OSR do ww. ustawy.										
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Nie dotyczy										
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe												
Skutki												
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)				
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa							0				
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							0				
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							0				
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Zarówno operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych jak i producenci liczników oraz dostawcy sprzętu IT, a także inni użytkownicy systemu elektroenergetycznego będą widzieli jakie wymagania powinny spełniać liczniki, system pomiarowy, system zdalnego odczytu, itd. co niewątpliwie przysłuży się pewności obrotu gospodarczego.										
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	J.w.										
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	J.w.										
Niemierzalne												
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń		Zakłada się brak bezpośredniego wpływu niniejszego rozporządzenia na funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe. Rozporządzenie stanowi nowy akt wykonawczy do ustawy - Prawo energetyczne. Jego funkcją jest umożliwienie realizacji nowych praw i obowiązków nakładanych na uczestników rynku poprzez ustawę o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Rozporządzenie nie generuje nowych skutków finansowych ponad te skwantyfikowane już na poziomie OSR do ww. ustawy.										
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu												
☐ nie dotyczy												
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).						☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy						
☒ zmniejszenie liczby dokumentów ☒ zmniejszenie liczby procedur ☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:						☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:						
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.						☒ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy						

Komentarz: Projekt rozporządzenia nie nakłada dodatkowych obowiązków na użytkowników systemu a jedynie pozwoli na wykonywanie obowiązków oraz prowadzenie działalności gospodarczej na transparentnych zasadach uregulowanych w akcie prawnym powszechnie obowiązującym.		
9. Wpływ na rynek pracy		
Nie przewiduje się bezpośredniego wpływu na rynek pracy. Pośredni wpływ na rynek pracy mógłby wynikać z projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw oraz OSR do tej ustawy.		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ inne:	☐ demografia ☐ mienie państwowe	☒ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Nie przewiduje się dodatkowego wpływu poza ten określony w projekcie ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw oraz OSR do tej ustawy oraz wskazany wyżej aspekt transparentności rozwiązań w zakresie funkcjonalności i wymagań technicznych dla przyrządów pomiarowych i systemów IT.	
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia .		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
Nie przewiduje się dodatkowych mierników poza te określone w projekcie ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw oraz OSR do tej ustawy. Harmonogram instalacji liczników zdalnego odczytu został określony w przedmiotowym projekcie ustawy.		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		
1. European Smart Metering Landscape Report „Utilities and Consumers”. USmartConsumer Project. Madryt, listopad 2016 r. 2. Benchmarking smart metering deployment in the EU-28: https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en		

Wyjaśnienia do formularza oceny skutków regulacji

0. Metryczka

W niniejszej części należy podać podstawowe informacje na temat oceny skutków regulacji:

- Nazwa projektu:

Proszę podać np. wstępny tytuł projektu wpisany do wykazu prac legislacyjnych.

- Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące:

Proszę wskazać organ odpowiedzialny za przygotowanie projektu, jego koordynację oraz wdrożenie (ministerstwo wiodące). W przypadku, gdy projekt jest przedmiotem prac więcej niż jednego ministerstwa, proszę wskazać również podmioty współpracujące.

- Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu:

Proszę wskazać osobę, która w ministerstwie wiodącym nadzoruje prace jednostki odpowiedzialnej za merytoryczne przygotowanie projektu.

- Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu:

Proszę podać kontakt (telefon, adres e-mail) do osoby, która jest odpowiedzialna za opracowanie projektu (np. kierownika komórki organizacyjnej) i będzie w stanie odpowiedzieć na ewentualne pytania związane z przedstawionymi w ocenie informacjami lub wskaże odpowiednią osobę.

- Data sporządzenia:

Proszę podać datę przygotowania OSR.

- Źródło:

Z rozwijanej listy proszę wybrać źródło, na podstawie którego przygotowany jest projekt (punkt exposé, data decyzji, nazwa strategii, nr dyrektywy, sygn. orzeczenia TK, nazwa ustawy, inne).

- Nr w wykazie prac:

Proszę podać numer z właściwego wykazu prac legislacyjnych.

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Proszę opisać istotę problemu (np. zawodność rynku, zapotrzebowanie na dobro publiczne, wysokie koszty transakcyjne, bariery w prowadzeniu działalności gospodarczej itp.) i jego praktyczny wymiar (np. zbyt mała ochrona leasingobiorców, niewystarczający komfort i długi czas podróży kolejną, występujące obciążenia administracyjne pobierczego danego przepisu itp.). Istotą problemu nie jest brak określonej regulacji - nowa regulacja może być jednym z instrumentów (sposobem) rozwiązania problemu. Dobrze i zwięźle wypełniona rubryka umożliwi zrozumienie problemu, który ma być rozwiązany oraz skali i przyczyn jego występowania.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze (największe) problemy wymagające rozwiązania.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Proszę zwięźle opisać proponowane rozwiązanie problemu opisanego w pkt 1 oraz oczekiwane rezultaty jego (ich) wdrożenia, sformułowane w możliwie konkretny, mierzalny i określony w czasie sposób - w przypadkach w których jest to możliwe powinien być zgodny z zasadą SMART (prosty, mierzalny, osiągalny, istotny, określony w czasie), np. osiągnięcie do 2020 r. wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego co najmniej 90%.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze rekomendacje i cele.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Proszę wskazać - tam gdzie to możliwe - rozwiązania w minimum 3 krajach i źródła informacji. Proszę wskazać kraje, z których rozwiązania przeanalizowano oraz wyniki tych analiz.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę wskazać informacje odnoszące się do zagadnień najważniejszych.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Proszę wyszczególnić jakie podmioty (zarówno osoby fizyczne, prawne lub jednostki nieposiadające osobowości prawnej) są objęte projektem. Proszę oszacować ich liczbę (wraz z podaniem źródła danych) oraz opisać charakter oddziaływania projektu na daną grupę.

Proszę dostosować liczbę wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

Przykładowe grupy: obywatele, MŚP, rolnicy, rodzina, inwestorzy, lekarze, emeryci, osoby niepełnosprawne.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Proszę podać informacje o konsultacjach poprzedzających przygotowanie projektu oraz wskazać, jaki jest planowany zakres konsultacji publicznych i opiniowania projektu, w szczególności uwzględniając:

- wskazanie, czy były (i jak długo) prowadzone konsultacje poprzedzające przygotowanie projektu (tzw. pre-konsultacje publiczne), podmioty, z którymi były prowadzone te konsultacje (w tym ekspertów), w jaki sposób komunikowano się z grupami wskazanymi w pkt 6 (metody konsultacji np. warsztaty, kwestionariusz on-line), krótkie podsumowanie wyników konsultacji,
- terminy planowanych konsultacji publicznych, podmioty, z którymi będzie konsultowany projekt, wskazanie przepisu z którego wynika obowiązek zasięgnięcia opinii.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

W przygotowaniu kalkulacji skutków dla sektora finansów publicznych proszę uwzględnić aktualne wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych, o których mowa w art. 50a ustawy o finansach publicznych.

Jeśli to możliwe proszę wskazać skumulowane koszty/oszczędności. Prognozę proszę przeprowadzić w podziale na proponowane kategorie w horyzoncie 10-letnim, w wartościach stałych (np. ceny stałe dla pierwszego roku prognozy). W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli obliczenia zostały wykonane na podstawie opracowania własnego, proszę je przedstawić w formie załącznika oraz wskazać to opracowanie w pkt 13.

W opracowywanej analizie wpływu, co do zasady, należy przyjąć kalkulację w cenach stałych. W przypadku zastosowania cen bieżących, prezentacja skutków finansowych powinna uwzględniać wskaźniki makroekonomiczne podawane w [Wytycznych dotyczących stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw](#). Jeżeli nie zastosowano wskaźników makroekonomicznych podanych w [Wytycznych MF](#), proszę dołączyć stosowną informację wyjaśniającą.

Proszę wskazać źródła finansowania planowanych wydatków. Proszę wskazać również wszystkie przyjęte do obliczeń założenia i źródła danych.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w kolejnych latach jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu na SFP dla najważniejszych zmian.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Proszę oszacować wpływ na konkurencyjność gospodarki, przedsiębiorczości oraz na sytuację rodziny. Skutki należy przypisać do odpowiedniej grupy w tabeli.

W przypadku gdy regulacja będzie oddziaływać na inne niż wymienione w formularzu podmioty proszę odpowiednio uzupełnić formularz.

Proszę wskazać wartość finansową, z uwzględnieniem m.in. kosztów ponoszonych w związku z wejściem w życie aktu (np. koszt aktualizacji systemów informatycznych, zakupu nowych urządzeń), podatków i opłat lokalnych, itp.

W ujęciu niepieniężnym proszę podać wartości najważniejszych wskaźników, które ulegną zmianie (np. skrócenie czasu wydania pozwolenia na budowę o 100 dni, wzrost wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego o 20 punktów procentowych).

W przypadku gdy nie ma możliwości podania żadnych wartości liczbowych (lub wpływ dotyczy także zmian, których nie można skwantyfikować) proszę odpowiednio opisać analizę wpływu w pozycji: „niemierzalne”.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w 1, 2, 3, 5 i 10 roku jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

Proszę dostosować ilość wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

Obciążenia regulacyjne należy rozumieć jako wszystkie czynności, które muszą wykonać podmioty (adresaci regulacji) w związku wykonywaniem projektowanych przepisów.

Przykładem takich obciążeń są m.in. obowiązki informacyjne (OI). OI polega na dostarczaniu lub przechowywaniu przez podmioty zobowiązane danych informacji. Identyfikowanie OI dokonywane jest w oparciu o przepisy ustawy. Dany przepis nakłada OI, jeżeli podmiot realizujący obowiązek musi wykonać szereg czynności administracyjnych. Przepis można uznać za OI w przypadku gdy jego wykonanie będzie związane z wykonaniem jednej lub więcej czynności składowych z listy poniżej:

- 1) przyswajanie wiedzy dotyczącej wykonywania konkretnego obowiązku informacyjnego (w tym bieżące śledzenie zmian w przepisach),
- 2) szkolenie pracowników w zakresie wykonywania OI,
- 3) pozyskiwanie odpowiednich informacji z posiadanych danych,
- 4) przetwarzanie posiadanych danych w celu wykonania OI,
- 5) generowanie nowych danych,
- 6) projektowanie materiałów informacyjnych,
- 7) wypełnianie kwestionariuszy,
- 8) odbywanie spotkań,
- 9) kontrola i sprawdzanie poprawności,
- 10) kopiowanie/sporządzanie dokumentacji,
- 11) przekazywanie wymaganej informacji do adresata,
- 12) archiwizacja informacji.

Proszę:

- w przypadku gdy projekt nie dotyczy zmiany obciążeń regulacyjnych, zaznaczyć pole „nie dotyczy”,
- w przypadku zmian w projekcie wpływających na obciążenia regulacyjne odpowiednio zaznaczyć ich zwiększenie lub zmniejszenie,
- wskazać, czy wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE,
- wskazać, czy dane obciążenia są przystosowane do ich ewentualnej elektronizacji (dotyczy sytuacji kiedy wprowadzane obciążenia wpływają na systemy teleinformatyczne podmiotów publicznych lub na podmioty prywatne – przedsiębiorcy, obywatele).

W komentarzu proszę o zwięzłe opisanie zakresu zmian dotyczących obciążeń regulacyjnych.

9. Wpływ na rynek pracy

Proszę opisać, czy i w jaki sposób projektowana regulacja może spowodować zmiany na rynku pracy w odniesieniu do zatrudnienia oraz innych wskaźników (np. czasu poszukiwania pracy, kwalifikacji pracowników).

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

10. Wpływ na pozostałe obszary

Proszę zaznaczyć pola - zakres oddziaływania projektu na obszary niewymienione w pkt 6, 7 i 9. Dla zaznaczonych obszarów proszę dokonać analizy wpływu.

W przypadku analizy wpływu na obszar „informatyzacja” proszę w szczególności rozważyć następujące kwestie:

- Czy projekt spełnia wymagania interoperacyjności (zdolność sieci do efektywnej współpracy w celu zapewnienia wzajemnego dostępu użytkowników do usług świadczonych w tych sieciach)?
- Czy projekt spełnia wymogi neutralności technologicznej, wielojęzyczności, elektronicznej komunikacji, wykorzystania danych z rejestrów publicznych, ochrony danych osobowych?

Jeżeli projekt będzie miał wpływ na inne niż wymienione w pkt 10 obszary proszę zaznaczyć „inne” oraz je wymienić. Proszę również omówić wpływ, jaki będzie miała projektowana regulacja na wymienione obszary.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Proszę opisać kiedy planuje się rozwiązanie problemu zidentyfikowanego w pkt 1 (wejście przepisów w życie nie zawsze rozwiązuje dany problem a jedynie daje podstawę do wdrożenia instrumentów do jego rozwiązania). Proszę przedstawić harmonogram wdrożenia działań wykonania aktu prawnego (np. gdy rozwiązywanym problemem jest zwiększona zachorowalność, to działaniami będą: ew. zatrudnienie dodatkowych pracowników, zakup majątku - urządzeń, przeprowadzenie szczepień, zakup szczepionek itp.)).

Jeżeli akt prawny ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać planowane wykonanie dla najważniejszych zmian.

Jeżeli projektowana regulacja oddziałuje na przedsiębiorców (na prowadzenie działalności gospodarczej), zgodnie z *Uchwałą Rady Ministrów z dnia 18 lutego 2014 r. w sprawie zaleceń ujednolicenia terminów wejścia w życie niektórych aktów normatywnych*, terminem wejścia w życie przepisów, po minimum 30-dniowym *vacatio legis*, powinien być 1 stycznia lub 1 czerwca. Jeżeli termin ten nie zostanie zachowany, proszę wskazać powód odstąpienia od wyznaczonych terminów.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Proszę opisać, kiedy i w jaki sposób będzie mierzone osiągnięcie efektu opisanego w pkt 2. Po jakim czasie nastąpi przegląd kosztów i korzyści projektowanych oddziaływań. Proszę również wskazać mierniki, które pozwolą określić, czy oczekiwane efekty zostały uzyskane.

W tym punkcie proszę też podać informację dotyczącą przygotowania oceny funkcjonowania ustawy (OSR ex-post), jeżeli w odniesieniu do projektu ustawy przewiduje się przedstawienie wyników ewaluacji w OSR ex-post.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać sposób przeprowadzania ewaluacji i mierniki dla najważniejszych zmian.

Jeśli specyfika danego projektu uniemożliwia zastosowanie mierników lub też niezasadna jest jego ewaluacja (z uwagi na zakres lub charakter projektu) proszę to opisać.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy, itp.)

Proszę wymienić dodatkowe dokumenty, które stanowią załączniki do projektu i formularza. Załączanie dodatkowych dokumentów jest opcjonalne.

ROZPORZĄDZENIE

MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA ¹⁾

z dnia

w sprawie funkcjonowania oraz wykazu procesów centralnego systemu informacji rynku energii

Na podstawie art. 11zh ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

Rozdział 1

Przepisy ogólne

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) wykaz procesów rynku energii elektrycznej realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii;
- 2) sposób realizacji procesów, o których mowa w pkt 1;
- 3) zakres poleceń wysyłanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz warunki ich wysyłania;
- 4) wymagania dotyczące zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji;
- 5) wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji;
- 6) wzór szablonu oceny skutków w zakresie ochrony danych pomiarowych.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

¹ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1720 i 2004).

² Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U z 2020 r. poz. 843, 875, 1086, 1378 i 1565 oraz z

- 1) charakterystyka punktu pomiarowego – informacje rynku energii przypisane do punktu pomiarowego, z wyłączeniem danych pomiarowych, których zakres określają standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii;
- 2) informacje rozliczeniowe GUD-k – dane, których zakres określają standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii, służące do rozliczeń wynikających z umowy o świadczenie usług dystrybucji zawieranej ze sprzedawcą, umożliwiającej temu sprzedawcy zawieranie umów kompleksowych, w tym umów kompleksowych zawierających postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej;
- 3) instrukcja – instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 5c ustawy;
- 4) komunikat - uporządkowany zbiór informacji o zestandaryzowanej postaci i strukturze, przekazywany w ramach realizacji procesów rynku energii pomiędzy zobowiązanymi do ich realizacji użytkownikami systemu;
- 5) paszport punktu poboru energii – zbiór informacji, wyodrębnionych z charakterystyki punktu pomiarowego, udostępniany uprawnionym użytkownikom systemu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii na potrzeby zawarcia umowy z odbiorcą;
- 6) przekazywanie – przesłanie przez zobowiązany lub uprawniony podmiot w szczególności danych, informacji lub komunikatów do centralnego systemu informacji rynku energii;
- 7) sprzedawca podstawowy – sprzedawca, sprzedający energię elektryczną dostarczaną do danego punktu poboru energii odbiorcy korzystającemu z prawa wyboru sprzedawcy, a dla odbiorcy niekorzystającego z prawa wyboru sprzedawcy - sprzedawca z urzędu, z wyłączeniem sprzedawcy z urzędu sprzedającego energię na podstawie umowy zawartej w trybie art. 5ab ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej "ustawą";
- 8) standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii - standardy wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii opracowane przez operatora informacji rynku energii;
- 9) udostępnianie – przesyłanie lub umożliwianie pobrania z centralnego systemu informacji rynku energii w szczególności danych, informacji lub komunikatów uprawnionemu podmiotowi.

Rozdział 2

Wykaz procesów rynku energii realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz sposób ich realizacji

§ 3. Następujące procesy rynku energii, w zakresie określonym w standardach wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii realizuje się za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii:

- 1) proces wymiany informacji dotyczących umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej, w tym umowy sprzedaży rezerwowej oraz umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej, dotyczących danego punktu poboru energii;
- 2) proces przypisania odbiorcy, wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do punktu poboru energii lub wykreślenia przypisania odbiorcy, wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do punktu poboru energii;
- 3) proces wymiany informacji dotyczących umowy o świadczeniu usług dystrybucji, z wyłączeniem umów objętych procesem, o którym mowa w pkt 5;
- 4) proces wymiany informacji o punkcie pomiarowym;
- 5) proces wymiany informacji dotyczących umowy o świadczenie usług dystrybucji zawieranej ze sprzedawcą, umożliwiającej temu sprzedawcy zawieranie umów sprzedaży, umów kompleksowych, w tym umów sprzedaży rezerwowej, umów kompleksowych zawierających postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej;
- 6) proces wymiany informacji o podmiocie odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe;
- 7) proces wymiany informacji w zakresie danych pomiarowych i zdarzeń rejestrowanych przez licznik;
- 8) proces wymiany informacji rozliczeniowych GUD-k;
- 9) proces wymiany informacji w zakresie zarządzania dostarczaniem energii elektrycznej do odbiorcy;
- 10) proces wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu, którzy są stroną umowy, o której mowa w art. 11zg ust. 1 ustawy;
- 11) proces wymiany informacji rynku energii związanych z realizacją pozostałych procesów CSIRE.

§ 4. 1. Procesy wskazane w § 3 należy realizować w szczególności z uwzględnieniem następujących ogólnych wytycznych realizacji procesów:

- 1) do punktu pomiarowego jako: operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, operator ogólnodostępnej stacji ładowania, wytwórca, posiadacz magazynu energii elektrycznej, sprzedawca podstawowy, sprzedawca rezerwowy lub podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe - może być w danym czasie przypisany co najwyżej jeden podmiot dla każdej z tych ról;
- 2) do celów realizacji wytycznej, o której mowa w pkt 1 lub do dokonania walidacji biznesowej, o której mowa w § 8 ust. 4, przyjmuje się, że spółka cywilna stanowi podmiot;
- 3) do punktu pomiarowego może być przypisany więcej niż jeden odbiorca końcowy, pod warunkiem dokonania wyboru jednego spośród nich, którego dane i informacje identyfikacyjne będą wykorzystywane do dokonywania walidacji biznesowej, o której mowa w §8 ust. 4;
- 4) przekazanie informacji dotyczących umów, o których mowa w § 3 z wyłączeniem przypadków, o których mowa w art. 5aa ust. 7 zdanie pierwsze ustawy lub art. 5ab ust. 2 zdanie drugie ustawy, powinno być dokonywane przed rozpoczęciem okresu dostaw objętych tymi umowami;
- 5) przekazane informacje dotyczące umów, o których mowa w §3 pkt 1, 3 lub 5 z wyłączeniem przypadków, o których mowa w art. 5aa ust.7 zdanie pierwsze ustawy lub art. 5ab ust. 2 zdanie drugie ustawy, rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii, są przypisywane ze skutkiem wyłącznie na przyszłość;
- 6) przekazane informacje dotyczące umów, o których mowa w § 3 pkt 1, 3 lub 5, rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii, są przypisywane ze skutkiem od początku doby;
- 7) przypisanie umów, o których mowa w § 3, do punktu poboru energii jest możliwe, jeżeli do tego punktu poboru energii jest przypisany odbiorca będący stroną tych umów;
- 8) przypisanie odbiorcy, wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do punktu poboru energii lub wykreślenie takiego przypisania dokonywane jest w wyniku przekazania informacji przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, za wyjątkiem odbiorcy będącego stroną umowy kompleksowej, o której mowa w § 5 pkt 2 lit. b, które dokonywane jest w wyniku przekazania informacji przez sprzedawcę, będącego stroną tej umowy;
- 9) przypisanie sprzedawcy do danego punktu poboru energii zgodnie z zawartą umową sprzedaży, jest możliwe po uprzednim przypisaniu do tego punktu poboru energii w

centralnym systemie informacji rynku energii umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, bez względu na kolejność zawarcia tych umów;

- 10) dla danego punktu poboru energii równocześnie może być przypisana tylko jedna umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa;
- 11) przypisanie umowy kompleksowej do danego punktu poboru energii powoduje wykreślenie przypisania do tego punktu poboru energii umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, jeśli stroną tych umów jest ten sam odbiorca;
- 12) przypisanie umowy o świadczenie usług dystrybucji do danego punktu poboru energii powoduje wykreślenie przypisania do tego punktu poboru energii umowy kompleksowej, jeśli stroną tych umów jest ten sam odbiorca;
- 13) w celu dokonania przypisania do punktu poboru energii nowego odbiorcy, należy wcześniej dokonać wykreślenia przypisania do tego punktu poboru energii dotychczasowego odbiorcy;
- 14) w razie rozbieżności przekazanych informacji przy przypisaniu lub wykreśleniu przypisania odbiorcy do punktu poboru energii priorytet przyznaje się informacji przekazanej przez podmiot, który przekazał informację o utworzeniu danego punktu pomiarowego;
- 15) w przypadku, gdy dostarczanie energii odbywa się wyłącznie na podstawie umowy sprzedaży, w szczególności w przypadku sprzedaży bezpośredniej przez wytwórcę, przy wymianie informacji objętej procesami, o których mowa w § 3, stosuje się odpowiednio przepisy i wytyczne dotyczące umowy kompleksowej;
- 16) do właściciela urządzeń instalacji lub sieci, w przypadku, gdy dostarczanie energii elektrycznej realizowane jest z urządzeń instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, stosuje się wymagania i ogólne wytyczne określone dla operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego odpowiednio;
- 17) wykreślenie przypisania odbiorcy, wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do punktu poboru energii powoduje również wykreślenie przypisania wszystkich umów, o których mowa w § 3 pkt 1 i 3, przypisanych do tego punktu poboru energii;
- 18) wykreślenie przypisania umowy o świadczenie usług dystrybucji powoduje również wykreślenie przypisania do danego punktu poboru energii umowy sprzedaży;

- 19) wykreślenie przypisania umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej powoduje również wykreślenie przypisania do danego punktu poboru energii podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
- 20) w przypadku wytwórców wykreślenie przypisania umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji powoduje również wykreślenie przypisania do danego punktu poboru energii podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe;
- 21) dokonanie zgłoszenia w centralnym systemie informacji rynku energii musi wynikać z posiadanego umocowania do dokonania tego zgłoszenia, od podmiotu którego zgłoszenie dotyczy;
- 22) za przekazane informacje, dane lub zapytania uznaje się te zgłoszone informacje, dane lub zapytania, które zostały pozytywnie zweryfikowane w ramach walidacji technicznej, o której mowa w § 8 ust. 1 pkt 4 oraz walidacji biznesowej, o której mowa w § 8 ust. 1 pkt 5.

2. Udostępnianie informacji przez centralny system informacji rynku energii odbiorcom końcowym, w szczególności w zakresie udostępniania odbiorcom końcowym danych pomiarowych, powinno być realizowane za pośrednictwem portalu internetowego utworzonego w ramach centralnego systemu informacji rynku energii.

§ 5. W ramach wytycznych szczegółowych realizacji procesów, o których mowa w § 3 centralny system informacji rynku energii zapewnia, w zakresie określonym w standardach wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii, co najmniej możliwość:

- 1) dla procesu wskazanego w § 3 pkt 1:
 - a) każdorazowego przekazywania informacji o zawartej z odbiorcą, zakończonej lub zmienionej umowie sprzedaży, umowie kompleksowej, umowie sprzedaży rezerwowej lub umowie kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej dotyczącej danego punktu poboru energii,
 - b) udostępniania informacji, o których mowa w lit. a;
- 2) dla procesu wskazanego w § 3 pkt 2:
 - a) przekazywania informacji o odbiorcy, wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej w celu przypisania tego odbiorcy, wytwórcy lub posiadacza magazynu energii elektrycznej do punktu poboru energii lub wykreślenia takiego przypisania,
 - b) udostępniania informacji o przypisaniu, o którym mowa w lit. a, w szczególności w wyniku zawarcia umowy kompleksowej, w tym zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej;

3) dla procesu wskazanego w § 3 pkt 3:

- a) każdorazowego przekazywania informacji o zawartej, zakończonej lub zmienionej umowie o świadczeniu usług dystrybucji dotyczącej punktu poboru energii w szczególności, której stroną jest odbiorca końcowy, wytwórca, posiadacz magazynu energii elektrycznej lub operator ogólnodostępnej stacji ładowania,
- b) każdorazowego przekazywania informacji o zawartej, zakończonej lub zmienionej umowie o świadczeniu usług przesyłania dotyczącej punktu poboru energii, której stroną jest odbiorca końcowy, wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej,
- c) wymiany informacji, pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, niezbędnych do zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji poprzez złożenie przez odbiorcę końcowego, będącego dotychczas stroną umowy kompleksowej, stosownego oświadczenia woli przekazanego działającemu w imieniu i na rzecz tego odbiorcy końcowego sprzedawcy energii elektrycznej, z którym ten odbiorca zawiera umowę sprzedaży zastępującą dotychczasową umowę kompleksową,
- d) udostępniania informacji, o których mowa w lit. a - c;

4) dla procesu wskazanego w § 3 pkt 4:

- a) udostępniania aktualnych danych charakterystyki punktu pomiarowego każdorazowo po zmianie,
- b) przekazywania zgłoszeń dotyczących utworzenia charakterystyki punktu pomiarowego lub aktualizacji danych zawartych w tej charakterystyce,
- c) przekazywania zapytań o status punktu poboru energii, paszport punktu poboru energii, charakterystykę punktu pomiarowego lub zestawu punktów pomiarowych,
- d) udostępniania informacji i danych objętych zapytaniem, o którym mowa w lit. c;

5) dla procesu wskazanego w § 3 pkt 5:

- a) każdorazowego przekazywania informacji o zawartej, zakończonej lub zmienionej umowie o świadczenie usług dystrybucji zawieranej pomiędzy przedsiębiorstwem wykonującym działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej a sprzedawcą, umożliwiającą temu sprzedawcy zawieranie umów sprzedaży, umów kompleksowych, w tym umów sprzedaży rezerwowej, umów kompleksowych zawierających postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej,
- b) udostępniania informacji, o których mowa w lit. a;

- 6) dla procesu wskazanego w § 3 pkt 6 – każdorazowego przekazywania informacji w sprawie przypisania podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe do punktu poboru energii, do którego jest przypisany odbiorca, wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej;
- 7) dla procesu wskazanego w § 3 pkt 7:
 - a) przekazywania danych pomiarowych, w tym korekty tych danych,
 - b) przekazywanie zdarzeń rejestrowanych przez licznik,
 - c) przekazywania zapytań dotyczących danych pomiarowych, w tym danych zagregowanych,
 - d) udostępniania informacji i danych, o których mowa w lit. a - c,
 - e) udostępniania użytkownikowi systemu informacji o korekcie informacji i danych, które uprzednio zostały mu udostępnione na podstawie lit. c;
- 8) dla procesu wskazanego w § 3 pkt 8:
 - a) przekazywania informacji rozliczeniowych GUD-k, w tym korekty tych informacji,
 - b) udostępniania informacji o przekazaniu danych, o których mowa w lit. a;
- 9) dla procesu wskazanego w § 3 pkt 9:
 - a) przekazywania informacji, w tym żądań, dotyczących wznowienia lub wstrzymania dostarczania energii elektrycznej dla punktu poboru energii,
 - b) przekazywania informacji, w tym żądań, dotyczących ograniczenia mocy dostępnej dla punktu poboru energii,
 - c) przekazania informacji, w tym żądań, dotyczących załączenia lub wyłączenia dostarczania energii elektrycznej, w tym w ramach pracy licznika zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym,
 - d) udostępniania informacji dotyczących informacji, o których mowa w lit. a – c,
 - e) udostępniania informacji o działaniach podjętych w rezultacie przekazania lub udostępnienia informacji, o których mowa w lit. a-d;
- 10) dla procesu wskazanego § 3 pkt 10 przekazywania lub udostępniania informacji pomiędzy użytkownikami systemu, którzy są stroną umowy, o której mowa w art. 11zg ust. 1 ustawy, w zakresie:
 - a) reklamacji dotyczącej usług i zobowiązań umownych realizowanych przez tych użytkowników systemu związanych z dostarczaniem energii, której rozpatrzenie wymaga tej wymiany informacji,

- b) niedotrzymania standardów jakości obsługi odbiorców przy realizacji umowy kompleksowej, w tym udzielenia bonifikaty,
 - c) niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej przy realizacji umowy kompleksowej, w tym udzielenia bonifikaty,
 - d) żądań dotyczących realizacji umowy kompleksowej w zakresie:
 - sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego,
 - laboratoryjnego sprawdzenia licznika,
 - wykonania dodatkowej ekspertyzy po uprzednim badaniu laboratoryjnym;
- 11) dla procesu wskazanego w § 3 pkt 11 przekazywania lub udostępniania informacji rynku energii niezbędnych do realizacji pozostałych procesów CSIRE.

§ 6. Procesy rynku energii realizowane za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii powinny być realizowane zgodnie z instrukcją, standardami wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii oraz umową, o której mowa w art. 11zg ust. 1 ustawy.

Rozdział 3

Zakres poleceń wysyłanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz warunki ich wysyłania

§ 7. 1. Polecenia mogą być wysyłane do licznika zdalnego odczytu, jeśli licznik ten stanowi element bezpośredniego układu pomiarowego i posiada odpowiednią funkcjonalność, umożliwiającą realizację poszczególnych poleceń.

2. Użytkownik systemu uprawniony na podstawie przepisów prawa lub umowy przekazuje, w granicach tego uprawnienia, do centralnego systemu informacji rynku energii żądanie dotyczące przesłania polecenia do licznika zdalnego odczytu, o których mowa w ust. 1, w szczególności:

- 1) dodatkowego odczytu danych pomiarowych;
- 2) załączenia lub wyłączenia dostarczania energii elektrycznej dla celów wstrzymania lub wznowienia dostarczania energii elektrycznej;
- 3) załączenia lub wyłączenia dostarczania energii elektrycznej, dla celów innych niż określone w pkt 2;
- 4) ograniczenia mocy dostępnej w danym punkcie poboru energii.

3. Centralny system informacji rynku energii umożliwia udostępnienie żądania, o którym mowa w ust. 2, użytkownikowi systemu posiadającemu właściwy system zdalnego odczytu, celem wysłania polecenia objętego tym żądaniem do właściwego licznika zdalnego odczytu oraz umożliwia przekazanie informacji przez tego użytkownika systemu o poleceniu, o którym mowa w ust. 2 pkt 2-4, dostarczonym przez jego system zdalnego odczytu do licznika zdalnego odczytu.

4. Użytkownik systemu, o którym mowa w ust. 3, przesyła każdorazowo do centralnego systemu informacji rynku energii informację o zrealizowanym poleceniu lub braku możliwości realizacji tego poleceniu wysłanego za pośrednictwem jego systemu zdalnego odczytu, o którym mowa w ust. 2, do licznika zdalnego odczytu bez względu na czyje żądanie lub z czyjej inicjatywy zostało ono zrealizowane oraz o statusie zrealizowanych czynności, na podstawie tego doręzonego polecenia.

5. Żądanie, o którym mowa w ust. 2, określa czynności, które mają być zrealizowane oraz termin ich wykonania.

6. Żądanie, o którym mowa w ust. 2, jest wykonywane na rzecz podmiotu, który je przesłał za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii.

7. Użytkownik systemu, o którym mowa w ust. 3, przekazuje niezwłocznie informacje o sposobie i terminie wykonania czynności objętych poleceniem, o którym mowa w ust. 2, do centralnego systemu informacji rynku energii.

Rozdział 4

Wymagania dotyczące zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji

§ 8. 1. Operator informacji rynku energii odpowiada za przetwarzanie informacji rynku energii w sposób zapewniający ich integralność oraz bezpieczeństwo w centralnym systemie informacji rynku energii.

2. Operator informacji rynku energii udostępnia informacje oraz dane w granicach:

- 1) skierowanych do niego zapytań lub żądań zgodnych ze specyfikacją komunikatów zawartych w standardach wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii;
- 2) przysługujących użytkownikowi systemu uprawnień.

3. Informacje rynku energii podlegają walidacji technicznej, realizowanej w centralnym systemie informacji rynku energii, obejmującej w szczególności zbadanie:

- 1) poprawności struktury komunikatu;
- 2) zakresu atrybutów w komunikacie;
- 3) zawartości elementów komunikatu, poprzez ich porównanie ze wzorcami zawartymi w standardach wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii określonymi na podstawie art. 9g ust. 5c pkt 2 ustawy.

4. Informacje rynku energii po pozytywnej walidacji technicznej podlegają walidacji biznesowej realizowanej w centralnym systemie informacji rynku energii, obejmującej zbadanie zawartości danych w poszczególnych elementach komunikatów, związków i zależności między nimi względem reguł określonych w standardach wymiany informacji, w szczególności:

- 1) poprawności struktury numerów identyfikacyjnych i kodów z ich wzorcami z właściwych rejestrów powszechnych;
- 2) zgodności danych i informacji identyfikacyjnych zawartych w komunikacie, z danymi i informacjami identyfikacyjnymi w centralnym systemie informacji rynku energii;
- 3) zgodności rodzaju danych zawartych w komunikacie z rodzajem czynności, którego komunikat dotyczy.

5. Informacje rynku energii po pozytywnej walidacji technicznej i biznesowej, o której mowa w ust.4, mogą podlegać dodatkowym weryfikacjom związanym ze sprawdzeniem ich kompletności i spójności z innymi informacjami rynku energii zarejestrowanymi w centralnym systemie informacji rynku energii.

6. W przypadku gdy do dokonania walidacji biznesowej w zakresie określonym w ust. 4 pkt 1 i 2 mogą być właściwe dane więcej niż jednego podmiotu, do dokonywania tej walidacji biznesowej można przyjąć dane jednego podmiotu.

7. Walidacji technicznej lub walidacji biznesowej dokonuje się według standardów wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii.

Rozdział 5

Wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji

§ 9. 1. Operator informacji rynku energii wyznacza oraz publikuje na swoich stronach internetowych wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych do centralnego systemu informacji rynku energii oraz wskaźniki jakości informacji rynku energii udostępnianych z centralnego systemu informacji rynku energii:

- 1) wskaźnik kompletności przekazanych informacji rynku energii określający stosunek liczby przekazanych informacji rynku energii do liczby wszystkich wymaganych informacji rynku energii;
- 2) wskaźnik kompletności udostępnionych informacji rynku energii określający stosunek liczby udostępnionych informacji rynku energii do liczby wszystkich wymaganych informacji rynku energii;
- 3) wskaźnik terminowości przekazanych informacji rynku energii określający różnicę czasu między wymaganym a rzeczywistym czasem przekazania informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii;
- 4) wskaźnik terminowości udostępnionych informacji rynku energii określający różnicę czasu między wymaganym a rzeczywistym czasem udostępniania informacji rynku energii z centralnego systemu informacji rynku energii.

2. Wskaźnik kompletności informacji rynku energii, o którym mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$Wki = K\_1/K\_N \cdot 100, \%$$

gdzie:

Wki – wskaźnik kompletności informacji rynku energii,

K_1 – odpowiednio liczba przekazanych lub udostępnionych informacji rynku energii,

K_N – liczba wszystkich wymaganych informacji rynku energii.

3. Wskaźnik terminowości informacji rynku energii, o którym mowa w ust. 1 pkt 3 i 4, wyznacza się zgodnie ze wzorem:

$$Wti = |T\_p - T\_z|$$

gdzie:

Wti – wskaźnik terminowości informacji rynku energii,

T_p – odpowiednio wymagana data przekazania lub udostępnienia informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii,

T_z – rzeczywista data przekazania informacji rynku energii do centralnego systemu informacji rynku energii lub udostępnienia z tego systemu informacji rynku energii.

4. Wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych do centralnego systemu informacji rynku energii operator informacji rynku energii wyznacza i publikuje na swoich stronach internetowych dla każdego podmiotu zobowiązanego do przekazywania informacji rynku energii oraz dla wszystkich podmiotów łącznie jako wskaźniki zagregowane za okres 1 dnia, 5 dni, 1 miesiąca oraz 6 miesięcy.

5. Wskaźniki jakości informacji rynku energii udostępnianych z centralnego systemu informacji rynku energii operator informacji rynku energii wyznacza i publikuje na swoich stronach internetowych jako wskaźniki zagregowane dla zbioru informacji rynku energii przetwarzanych w centralnym systemie informacji rynku energii za okres: 1 dnia, 5 dni, 1 miesiąca oraz 6 miesięcy.

Rozdział 6

Przepis końcowy

§ 10. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA**

UZASADNIENIE

1. Potrzeba i cel wydania rozporządzenia

Art. 11zh ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.)(dalej: ustawa, wskazuje, że wykaz procesów rynku energii wspieranych przez Centralny System Informacji Rynku Energii (dalej: CSIRE) zostanie określony w drodze rozporządzenia. Prowadzenie CSIRE stanowi podstawowy obowiązek Operatora Informacji Rynku Energii (dalej: OIRE). Określenie enumeratywnego katalogu procesów rynku energii jest niezbędne dla przejrzystości zobowiązań wszystkich uczestników rynku energii. Dotyczy to zarówno użytkowników systemu obowiązanych realizować procesy rynku energii przy wsparciu CSIRE, jak i OIRE, tak aby można było ocenić wywiązywanie się przez niego z obowiązków wynikających z ustawy.

Wskazany procesom rynku energii realizowanym za pośrednictwem CSIRE towarzyszyć także powinny wytyczne dotyczące realizacji tych procesów. Ich funkcją jest precyzowanie, jaki wzorzec zachowania oczekiwany jest od użytkowników systemu, tak aby procesy te poprawnie realizować. Niezbędne jest zapewnienie, aby realizacja procesów rynku energii odbywała się sprawnie i równoprawnie względem wszystkich zainteresowanych podmiotów. Sformułowanie odpowiednich warunków i wymagań w postaci wytycznych dotyczących realizacji procesów rynku energii pozwoli zapewnić poprawność i kompletność informacji rynku energii odzwierciedlanych w CSIRE oraz zapewni ich sprawną weryfikację.

Z postulatu zapewniania jednoznaczności i jednolitości wynika konieczność określenia zakresu i zasad wysyłania poleceń do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem CSIRE. Dzięki temu będą osiągnięte jasne i precyzyjne ramy w tym zakresie.

Celem umożliwienia nadzoru nad jakością danych gromadzonych w CSIRE, rozporządzenie określa wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób publikacji tych wskaźników.

2. Stan obecny i projektowany

Stan obecny:

Obecnie w polskim porządku prawnym nie ma wykazu procesów rynku energii, który wynikałby z prawa powszechnie obowiązującego. Z uwzględnieniem i w granicach wymogów wynikających z przepisów prawa powszechnie obowiązującego dla poszczególnych instytucji rynku energii elektrycznej, kwestia ta stanowi domenę procesów biznesowych uczestników rynku. Nie występuje zjawisko standaryzacji procesów. Ich treść wynika z praktyki biznesowej.

Stan projektowany:

Rozporządzenie określi katalog procesów rynku energii, których realizacja za pośrednictwem CSIRE będzie obowiązkowo realizowana przez użytkowników systemu. Katalog procesów rynku energii powinien zawierać podstawowe procesy realizowane na rynku, wyznaczone pod względem jak największej użyteczności CSIRE dla użytkowników systemu. Katalog powinien być zbilansowany, tak by umożliwić sprawne uruchomienie i funkcjonowanie CSIRE bez zakłóceń na rynku. W związku z powyższymi założeniami, w katalogu powinny znaleźć się procesy dotyczące zmiany sprzedawcy i rozliczenia umów dostarczania energii elektrycznej oraz procesy wspierające te zagadnienia. Należy zatem ująć procesy, które język praktyki nazywa: procesem wymiany informacji o zawarciu umowy, procesem wprowadzenia użytkownika systemu do punktu poboru energii, procesem wymiany informacji o punkcie pomiarowym, procesem wymiany informacji o danych pomiarowych i zdarzeniach rejestrowanych przez licznik, procesem rozliczeń wynikających z tzw. generalnych umów dystrybucji – kompleksowych. Rozporządzenie określa jaki zakres wymienionych procesów jest realizowany oraz jakie czynności wchodzi w skład poszczególnych procesów realizowanych za pośrednictwem CSIRE. Taka konstrukcja ma zapewniać jednoznaczność zakresu poszczególnych procesów rynku energii, które będą realizowane za pośrednictwem CSIRE. Rozporządzenie nakazuje też użytkownikom systemu by realizując procesy rynku energii realizowali je zgodnie ze standami wymiany informacji CSIRE oraz umową, o której mowa w art. 11zg ust. 1 ustawy.

2.1. Rozdział pierwszy – przepisy ogólne

Podstawą prawną do wydania niniejszego rozporządzenia jest art. 11zh ust. 1 ustawy. Określa on precyzyjnie zakres przedmiotowy aktu wykonawczego. Z kolei art. 11zh ust. 2 ustawy, wskazuje jakie kryteria bierze pod uwagę minister właściwy do spraw energii wydając rozporządzenie. Określenie zakresu przedmiotowego stanowi zatem odzwierciedlenie ww. delegacji ustawowej. Zostało ono określone w § 1 rozporządzenia.

W § 2 rozporządzenia określono słownik definicji legalnych wykorzystywanych na potrzeby niniejszego aktu prawnego.

Rozporządzenie wprowadza definicje legalne dla pojęć istotnych z perspektywy utworzenia i funkcjonowania CSIRE. Do najistotniejszych pojęć zaliczyć należy: komunikat, przekazywanie, czy udostępnianie. Pierwsze z nich definiuje pojęcie nośnika informacji rynku energii, przy pomocy którego realizowane będą procesy rynku energii za pośrednictwem CSIRE. Kolejna definicja służy precyzyjnemu określeniu czynności, które są wykonywane przez uprawnione lub zobowiązane podmioty wobec CSIRE. W efekcie przekazują one do CSIRE komunikaty, w których znajdują się odpowiednie informacje rynku energii dla danego procesu rynku energii. Ostatnia z ww. definicji odnosi się również do relacji CSIRE-podmiot upoważniony/zobowiązany. W tym jednak przypadku określa ona czynności realizowane przez OIRE w ramach CSIRE na rzecz podmiotów upoważnionych/zobowiązanych.

Trzecią kategorią definicji stanowią pojęcia, które sygnalizują pewne kategorie, ale ich pełna treść będzie możliwa do odczytania dopiero wraz ze standardami wymiany informacji CSIRE. Sprecyzują one w sensie technicznym oraz biznesowym typ informacji rynku energii wchodzących w skład danych kategorii. Do tego typu pojęć zaliczyć należy m.in. informacje rozliczeniowe GUD-k, charakterystyka punktu pomiarowego, czy paszport punktu poboru energii.

2.2. Rozdział drugi - wykaz procesów rynku energii realizowanych za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii oraz wytyczne dotyczące realizacji procesów

Rozdział ten składa się z czterech przepisów.

Pierwszy z nich, § 3, określa wykaz procesów rynku energii, które realizowane będą za pośrednictwem CSIRE. Lista procesów stanowi odzwierciedlenie oczekiwań stawianych przed wdrożeniem i funkcjonowaniem CSIRE. W uzasadnieniu do projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne i innych ustaw, wskazano podstawowe korzyści z wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania obejmującego operatora informacji rynku energii z perspektywy odbiorcy końcowego, do których należą m.in.:

- 1) Zwiększenie świadomości zużycia energii elektrycznej poprzez bieżącą kontrolę wskazań licznika, porównanie aktualnego zużycia z okresami poprzednimi oraz weryfikację kosztów pracy poszczególnych urządzeń;

2) Ułatwienie zmiany sprzedawcy. Odbiorca końcowy będzie mógł dokonać zmiany sprzedawcy w istotnie krótszym czasie dzięki zestandaryzowaniu procesu zmiany sprzedawcy.

Aby realizacja powyższego była możliwa, konieczne było określenie procesów rynku energii niezbędnych do osiągnięcia tych korzyści. Źródło dla doboru procesów stanowiły przede wszystkim:

1) Obecnie funkcjonujące na detalicznym rynku energii elektrycznej procesy, które na przestrzeni kilkunastu lat (od czasu tzw. *unbundlingu* w 2007 r.) zostały wypracowane przez największych operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce oraz były dostosowywane do zmieniających się potrzeb oraz uwarunkowań prawnych – z uwzględnieniem potrzeb użytkowników systemu;

2) Międzynarodowy standard *ebIX®* (<https://www.ebix.org/>) – opracowany w ramach organizacji *European forum for energy Business Information eXchange*. Stanowi on źródło zestandaryzowanych procesów dla zliberalizowanych rynków energii, zgodnych z zasadami określonymi przez UE oraz umożliwiającymi swobodne ich dostosowywanie do indywidualnych uwarunkowań poszczególnych krajów;

3) Wiedza oraz doświadczenia pozyskane w ramach powołanego przez Ministra Energii Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania (na podstawie zarządzenia Ministra Energii z dnia 24 października 2018 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw wprowadzenia w Polsce inteligentnego opomiarowania),

4) Wiedza oraz doświadczenia pozyskane od Państw Członkowskich Unii Europejskiej, w których podobne rozwiązania już funkcjonują lub są w trakcie wdrożenia (m.in. szwedzki *Elhub* - <https://elhub.no/en/> oraz fiński *Fingrid* – <https://www.fingrid.fi/>).

Powyższe stanowiło podstawy do określenia głównych procesów rynku energii, których realizacja pozwoli na osiągnięcie celów stawianych przed OIRE oraz osiągnięcie korzyści zakładanych w uzasadnieniu do projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne i innych ustaw.

Odnotować należy, że niniejszy przepis zawiera jedynie wykaz procesów. Zostały one ujęte funkcjonalnie w sposób odzwierciedlający ich sens praktyczny. Z kolei precyzyjny zakres tych procesów wynikać będzie ze standardów wymiany informacji CSIRE, które zostaną opracowane przez OIRE, skonsultowane z użytkownikami systemu oraz zatwierdzone przez Prezesa URE. Będą one określać zakres czynności wchodzących w skład danych procesów,

które realizowane są za pośrednictwem CSIRE. Pozostała część tych procesów odbywać się będzie na zasadach analogicznych jak dotychczas.

§ 4 ust. 1 zawiera ogólne wytyczne realizacji procesów rynku energii. Służą one określeniu sposobu realizacji procesów wskazanych w § 3. Wśród nich znajdują się liczne reguły kolizyjne (np. dla danego punktu poboru energii równocześnie może być przypisana tylko jedna umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa), jak i wymagania racjonalizatorskie (np. w celu dokonania przypisania do punktu poboru energii nowego odbiorcy, należy wcześniej dokonać wykreślenia przypisania do tego punktu poboru energii dotychczasowego odbiorcy).

§ 4 ust. 2 określa wymogi wobec CSIRE w zakresie udostępnienia odbiorcom końcowym informacji rynku energii. Odbywać się ma ono za pośrednictwem portalu internetowego. Stanowić będzie ono zatem świadczenie usług drogą elektroniczną.

§ 5 precyzuje szczegółowe wytyczne realizacji dla poszczególnych procesów, o których mowa w § 3. Wytyczne te skierowane są do OIRE, który odpowiada za funkcjonowanie CSIRE. Określają one minimalne możliwości techniczne udostępniane użytkownikom CSIRE w ramach poszczególnych procesów rynku energii.

Zamykający rozdział § 6 nakłada na podmioty uprawnione oraz zobowiązane do realizowania procesów rynku energii obowiązek uwzględniania przy ich realizacji postanowień instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, standardów wymiany informacji CSIRE oraz umowy, o której mowa w art. 11zg ust. 1 ustawy. Dopiero łączna lektura tych nośników zobowiązań pozwala na zrekonstruowanie praw i obowiązków dla poszczególnych ról na rynku energii elektrycznej w zakresie realizacji danego procesu.

2.3. Rozdział trzeci - zakres i zasady wysyłania poleceń do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii

Rozdział określa zakres i zasady wysyłania poleceń do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem CSIRE. § 7 ust. 1 precyzuje warunki pozwalające na zrozumienie zakresu rozdziału tj. polecenia mogą być wysyłane do licznika zdalnego odczytu, jeśli licznik ten stanowi element bezpośredniego układu pomiarowego i posiada odpowiednią funkcjonalność, umożliwiającą realizację poszczególnych poleceń. § 7 ust. 2 wskazuje na przysługujące użytkownikowi systemu żądania formułowane za pośrednictwem CSIRE do odpowiednich podmiotów. Dalsze ustępy paragrafu precyzują zasady wymiany danych w zakresie obsługi

poleceń kierowanych do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem CSIRE, w tym prawa i obowiązki uczestników procesu.

2.4. Rozdział czwarty - wytyczne w zakresie zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji

Rozdział określa wytyczne w zakresie zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji. W § 8 ust. 1 sprecyzowano zakres odpowiedzialności OIRE w zakresie przetwarzania informacji rynku energii. Zakres ten to integralność i bezpieczeństwo. Kolejny ustęp określa pod jakimi warunkami OIRE udostępnia informacje rynku energii. Warunki te to skierowanie do niego komunikatu o odpowiedniej treści, który jest adekwatny dla danego procesu oraz fakt posiadania statusu podmiotu uprawnionego i określenie zakresu uprawnienia. Ciężar dowodu istnienia uprawnienia oraz jego zakresu spoczywa na podmiocie formułującym żądanie wobec CSIRE.

W § 8 ust. 3 i 4 określono dwa podstawowe typy walidacji, którym poddawane będą informacje rynku energii. Pierwsza z nich ma wymiar techniczny, druga zaś biznesowy. Odpowiednie ustępy precyzują wzorce kontroli dla danego typu walidacji. Warty odnotowania jest fakt, że precyzyjna treść danej walidacji określonego typu informacji rynku energii wynikać będzie ze standardów wymiany informacji CSIRE.

2.5. Rozdział piąty - wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji

Rozdział określa wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji. Przepis § 9 ust. 1 nakłada na OIRE obowiązek wyznaczania oraz publikowania na swojej stronie internetowej wskaźników jakości informacji rynku energii przekazywanych do CSIRE oraz wskaźniki jakości informacji rynku energii udostępnianych z CSIRE. Wskaźniki dotyczą więc obu kierunków komunikacji - zarówno przekazywania, jak i udostępniania informacji rynku energii, w rozumieniu niniejszego rozporządzenia. Przepis określa cztery szczegółowe wskaźniki oraz w dalszej części nakłada obowiązek posługiwania się wzorem matematycznym dla obliczenia wartości poszczególnych wskaźników. § 9 ust. 4 nakłada na OIRE obowiązek publikowania ww. wskaźników dla każdego z uczestników rynku zobowiązanych do przekazywania informacji rynku energii do CSIRE indywidualnie, jak i zbiorczo. W dalszej części precyzuje także interwały czasowe obliczania wskaźników (tj. 1 dzień, 5 dni, 1 miesiąc i 6 miesięcy).

2.6. Rozdział szósty – przepis końcowy

Rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia jego ogłoszenia. Fakt ten ma istotne znaczenie dla rynku energii elektrycznej, gdyż jego wejście w życie precyzuje zakres obowiązków nałożonych na uczestników rynku w zakresie m.in. obowiązku realizowania procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE. Z tego powodu jego szybkie wejście w życie istotne jest w celu zapewnienia uczestnikom rynku odpowiedniego czasu na przygotowanie się do realizowania tych procesów. Zgodnie z art. 17 projektu ustawy z dnia ... o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, CSIRE rozpocznie funkcjonowanie w terminie 36 miesięcy od dnia wejścia w życie ww. ustawy. Niniejsze rozporządzenie stanowi warunek niezbędny utworzenia i funkcjonowania CSIRE.

3. Wejście w życie rozporządzenia

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia. Termin ten wynika z konieczności możliwie wczesnego wejścia w życie regulacji, jako aktu prawnego niezbędnego do uruchomienia wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce.

4. Ocena zgodności projektu z prawem Unii Europejskiej

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

5. Ocena potrzeby notyfikacji zgodnie z przepisami dotyczącymi funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych

Projekt nie zawiera przepisów uznawanych za:

- specyfikacje techniczne,
- inne wymagania,
- zasady dotyczące usług społeczeństwa informacyjnego,
- przepisy zakazujące produkcji, przywozu, wprowadzania do obrotu i stosowania produktu lub zakazujące świadczenia bądź korzystania z usługi lub ustanawiania dostawcy usług

- w rozumieniu dyrektywy (UE) 2015/1535 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 9 września 2015 r. ustanawiająca procedurę udzielania informacji w dziedzinie przepisów technicznych oraz zasad dotyczących usług społeczeństwa informacyjnego (ujednolicenie) (Dz. Urz. UE L 241 z 17.09.2015, str. 1) oraz przepisów ją implementujących.

Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, a zatem nie podlega notyfikacji zgodnie z trybem przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

6. Informacje na temat konsultacji

Projekt rozporządzenia zostanie poddany uzgodnieniom międzyresortowym oraz konsultacjom publicznym zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248). Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia, zgodnie z § 27 ust 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. - Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn.zm.).

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie funkcjonowania oraz wykazu procesów centralnego systemu informacji rynku energii Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Pan Michał Kurtyka Minister Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Pan Łukasz Bartuszek Departament Elektroenergetyki i Gazu	Data sporządzenia 17 listopada 2020 r. Źródło: Art. 11zh ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.) Nr w wykazie prac

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W ramach tworzenia Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (dalej: CSIRE) prowadzonego przez Operatora Informacji Rynku Energii (dalej: OIRE) przewiduje się, że procesy rynku energii wspierane przez CSIRE będą określone w drodze rozporządzenia. Określenie enumeratywnego katalogu procesów rynku energii jest niezbędne dla przejrzystości zobowiązań wszystkich uczestników rynku energii, zarówno użytkowników systemu obowiązanych realizować procesy rynku energii przy wsparciu CSIRE, jak i dla OIRE, tak aby można było ocenić wywiązywanie się przez niego z nałożonych obowiązków.

Wskazanim procesom rynku energii realizowanym za pośrednictwem CSIRE towarzyszyć także powinny wytyczne dotyczące realizacji tych procesów. Ich funkcją jest doprecyzowanie, jaki wzorzec zachowania oczekiwany jest od użytkowników systemu, tak aby można było procesy te poprawnie realizować. Niezbędne jest zapewnienie, aby realizacja procesów rynku energii była przeprowadzana sprawnie i równoprawnie względem wszystkich zainteresowanych podmiotów. Sformułowanie odpowiednich warunków i wymagań w postaci wytycznych dotyczących realizacji procesów rynku energii pozwoli zapewnić poprawność i kompletność informacji rynku energii odzwierciedlanych w CSIRE oraz ich sprawną weryfikację.

Z postulatu zapewniania jednoznaczności i jednolitości wynika konieczność określenia zakresu i zasad wysyłania poleceń do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem CSIRE. Dzięki temu będą osiągnięte jasne i precyzyjne ramy w tym zakresie.

Celem nadzoru nad korelacją pomiędzy danymi przesyłanymi do CSIRE a danymi rzeczywistymi, projekt określa również wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób publikacji tych wskaźników.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rozporządzenie określi katalog procesów rynku energii, których realizacja za pośrednictwem CSIRE będzie obowiązkowa dla użytkowników systemu. Katalog procesów rynku energii powinien zawierać podstawowe procesy realizowane obecnie na rynku energii, wyznaczone biorąc pod uwagę jak największą użyteczność CSIRE dla użytkowników systemu. Katalog powinien być zbilansowany, tak by umożliwić sprawne uruchomienie i funkcjonowanie CSIRE bez zakłóceń na rynku. W związku z powyższymi założeniami, w katalogu powinny znaleźć się procesy dotyczące zmiany sprzedawcy i rozliczenia umów dostarczania energii elektrycznej oraz procesy wspierające te zagadnienia. Należy zatem ująć procesy, które w sensie praktycznym dotyczą: wymiany o zawarciu umowy, wprowadzenia użytkownika systemu do punktu poboru energii, wymiany informacji o punkcie pomiarowym, wymiany informacji o danych pomiarowych i zdarzeniach rejestrowanych przez licznik, rozliczeń wynikających z tzw. generalnych umów dystrybucji – kompleksowych. Rozporządzenie nakazuje użytkownikom systemu by realizując procesy rynku energii realizowali je zgodnie ze standardami informacji rynku energii CSIRE oraz umową.

Celem sprawnego funkcjonowania CSIRE i jednolitego traktowania użytkowników systemu w projekcie zawarte są wytyczne odnośnie zachowywania się użytkowników przy realizacji wyspecyfikowanych procesów rynku energii. Użytkownicy systemu i OIRE realizując działalność lub swoje obowiązki będą mogli uwzględniać wytyczne i zasady z nich wynikające, będą wiedzieli jak mają realizować przedsięwzięte czynności by osiągnąć zamierzony przez nich efekt lub jakie skutki w CSIRE będą miały poszczególne czynności.

Rozporządzenie określi również zakres i zasady wysyłania poleceń do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem CSIRE.

Ma to na celu ujednolicenie procedury obowiązującej w całym systemie i uczynienie aktu prawnego o charakterze powszechnym źródłem norm regulujących działania związane z przesyłaniem poleceń do licznika zdalnego odczytu. Zaznaczyć należy, że norma nie ma charakteru normy technicznej, nie wyznacza i nie formułuje ona wymagań technicznych dla urządzeń, stanowi jednak algorytm działania podmiotów zaangażowanych w proces.

Sformułowanie wytycznych w zakresie zapewnienia poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikacji pozwoli opracować instrument zapewniający spójność i kompletność danych zawartych w CSIRE. Przy okazji użytkownicy systemu będą świadomi przebiegu procesu weryfikacji informacji.

Celem zapewnienia odpowiedniego bodźca do utrzymywania odpowiedniej jakości przekazywanych danych rozporządzenie określi wskaźniki jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu i sposób ich publikacji. Wydaje się, że możliwość porównania jakości wywiązywania się z obowiązków w zakresie przekazywania danych będzie wystarczającym bodźcem dla użytkowników systemu.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

W Norwegii i Finlandii ustawodawca rozwiązał problem analogicznie. Regulacje prawne określają procesy rynku energii oraz nietechniczne wytyczne ich realizacji w akcie prawnym.

W Belgii przyjęto rozwiązanie polegające na publikacji procesów podlegających pośrednictwu odpowiednika CSIRE w formie dokumentu prywatnego. Dokument ten jest wypracowywany na sformalizowanej platformie współpracy dotyczącej rynku energii, skupiającej użytkowników systemu (przedsiębiorstwa obrotu, operatorzy systemów) i organy regulacyjne.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operatorzy systemów elektroenergetycznych (przesyłowego i dystrybucyjnych)	190	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania, określenie procesów realizowanych za pośrednictwem CSIRE.
Wytwórcy energii elektrycznej posiadający koncesję	1441	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania.
Wytwórcy energii elektrycznej nie posiadający koncesji i prosumenci			Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania.
Odbiorcy energii elektrycznej	17,6 mln	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania.
Przedsiębiorstwa obrotu	448	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania, określenie procesów realizowanych za pośrednictwem CSIRE.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt rozporządzenia zostanie skierowany do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych zgodnie z uchwałą nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006 i 1204 oraz z 2018 r. poz. 114 i 278) oraz zamieszczony na stronie internetowej BIP RCL zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

[illegible]

Wydatki ogółem												0
budżet państwa												0
JST												0
pozostałe jednostki (oddzielnie)												0
Saldo ogółem												0
budżet państwa												0
JST												0
pozostałe jednostki (oddzielnie)												0

Źródła finansowania	Zakłada się brak bezpośredniego wpływu niniejszego rozporządzenia na jednostki sektora finansów publicznych. Rozporządzenie stanowi nowy akt wykonawczy do ustawy - Prawo energetyczne. Jego funkcją jest umożliwienie realizacji nowych praw i obowiązków nakładanych na uczestników rynku poprzez ustawę o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Rozporządzenie nie generuje nowych skutków finansowych ponad te określone już na poziomie OSR do ww. ustawy.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Nie dotyczy

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa							0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							0
	(dodaj/usuń)							0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Pośrednia korzyść wynikająca z faktu, że wymiana informacji rynku energii między przedsiębiorstwami energetycznymi odbywać się będzie sprawniej dzięki jej standaryzacji oraz elektronizacji.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	J.w.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	J.w.						
	(dodaj/usuń)							
Niemierzalne	(dodaj/usuń)							
	(dodaj/usuń)							

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Zakłada się brak bezpośredniego wpływu niniejszego rozporządzenia na funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe. Rozporządzenie stanowi nowy akt wykonawczy do ustawy Prawo energetyczne. Jego funkcją jest umożliwienie realizacji nowych praw i obowiązków nakładanych na uczestników rynku poprzez ustawę o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i innych ustaw. Rozporządzenie nie generuje nowych skutków finansowych ponad te skwantyfikowane już na poziomie OSR do ww. ustawy.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☐ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☒ zmniejszenie liczby dokumentów ☒ zmniejszenie liczby procedur ☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☒ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy

Komentarz:

Zakłada się, że procesy rynku energii, w zakresie jakim realizowane będą za pośrednictwem CSIRE, przystosowane będą do ich elektronizacji od samego początku funkcjonowania CSIRE. Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i innych ustaw w zakresie dodawanego do ustawy Prawo energetyczne art. 11zb. przewiduje, że podmioty zobowiązane do przekazywania do CSIRE informacji rynku energii dokonają tego w postaci elektronicznej. Kwestia ta stanowi jeden z fundamentalnych warunków sukcesu przedsięwzięcia w zakresie cyfryzacji branży elektroenergetycznej oraz funkcjonowania CSIRE w modelu tzw. *central data hub*.

9. Wpływ na rynek pracy

Nie przewiduje się bezpośredniego wpływu na rynek pracy. Pośredni wpływ na rynek pracy mógłby wynikać z projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw oraz OSR do tej ustawy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne
☐ sytuacja i rozwój regionalny
☐ inne:

☐ demografia
☐ mienie państwowe

☒ informatyzacja
☐ zdrowie

Omówienie wpływu

Realizowanie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE odbywać się będzie w drodze elektronicznej. Powoduje to wytworzenie standardu komunikacji elektronicznej pomiędzy profesjonalnymi uczestnikami rynku energii elektrycznej. Standard ten dotyczyć będzie kluczowych elementów działalności gospodarczej tych uczestników, który możliwy jest do zrekonstruowania w kluczu zakresu procesów określonych w niniejszym rozporządzeniu. Przyczynia się ono do informatyzacji wymiany danych na rynku energii elektrycznej.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Rok 2023 – wdrożenie systemu CSIRE i wejście w życie przepisów w tym zakresie.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

- umożliwienie realizacji określonych procesów rynku energii, w ramach zawartych w wytycznych,
- umożliwienie wysyłania poleceń do licznika zdalnego odczytu za pośrednictwem CSIRE,
- zapewnienie poprawności i kompletności informacji rynku energii oraz ich weryfikację,
- publikacja wskaźników jakości informacji rynku energii przekazywanych przez poszczególnych użytkowników systemu.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

1. Dokumentacja dot. norweskiego odpowiednika CSIRE:

<https://dok.elhub.no/mdok1102/brs-markedsprosesser/brs-no-311-malerstand-og-antatt-arsforbruk-fra-kraftleverandr>

2. Dokumentacja dot. fińskiego odpowiednika CSIRE:

<https://www.ediel.fi/en/datahub/business-processes/documentation>

3. Dokumentacja dot. projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC17):

<https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12338803>

Wyjaśnienia do formularza oceny skutków regulacji

0. Metryczka

W niniejszej części należy podać podstawowe informacje na temat oceny skutków regulacji:

- Nazwa projektu:

Proszę podać np. wstępny tytuł projektu wpisany do wykazu prac legislacyjnych.

- Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące:

Proszę wskazać organ odpowiedzialny za przygotowanie projektu, jego koordynację oraz wdrożenie (ministerstwo wiodące). W przypadku, gdy projekt jest przedmiotem prac więcej niż jednego ministerstwa, proszę wskazać również podmioty współpracujące.

- Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu:

Proszę wskazać osobę, która w ministerstwie wiodącym nadzoruje prace jednostki odpowiedzialnej za merytoryczne przygotowanie projektu.

- Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu:

Proszę podać kontakt (telefon, adres e-mail) do osoby, która jest odpowiedzialna za opracowanie projektu (np. kierownika komórki organizacyjnej) i będzie w stanie odpowiedzieć na ewentualne pytania związane z przedstawionymi w ocenie informacjami lub wskaże odpowiednią osobę.

- Data sporządzenia:

Proszę podać datę przygotowania OSR.

- Źródło:

Z rozwijanej listy proszę wybrać źródło, na podstawie którego przygotowany jest projekt (punkt exposé, data decyzji, nazwa strategii, nr dyrektywy, sygn. orzeczenia TK, nazwa ustawy, inne).

- Nr w wykazie prac:

Proszę podać numer z właściwego wykazu prac legislacyjnych.

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Proszę opisać istotę problemu (np. zawodność rynku, zapotrzebowanie na dobro publiczne, wysokie koszty transakcyjne, bariery w prowadzeniu działalności gospodarczej itp.) i jego praktyczny wymiar (np. zbyt mała ochrona leasingobiorców, niewystarczający komfort i długi czas podróży koleją, występujące obciążenia administracyjne pobierczego danego przepisu itp.). Istotą problemu nie jest brak określonej regulacji - nowa regulacja może być jednym z instrumentów (sposobem) rozwiązania problemu. Dobrze i zwięźle wypełniona rubryka umożliwi zrozumienie problemu, który ma być rozwiązany oraz skali i przyczyn jego występowania.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze (największe) problemy wymagające rozwiązania.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Proszę zwięźle opisać proponowane rozwiązanie problemu opisanego w pkt 1 oraz oczekiwane rezultaty jego (ich) wdrożenia, sformułowane w możliwie konkretny, mierzalny i określony w czasie sposób - w przypadkach w których jest to możliwe powinien być zgodny z zasadą SMART (prosty, mierzalny, osiągalny, istotny, określony w czasie), np. osiągnięcie do 2020 r. wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego co najmniej 90%.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze rekomendacje i cele.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Proszę wskazać - tam gdzie to możliwe - rozwiązania w minimum 3 krajach i źródła informacji. Proszę wskazać kraje, z których rozwiązania przeanalizowano oraz wyniki tych analiz.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę wskazać informacje odnoszące się do zagadnień najważniejszych.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Proszę wyszczególnić jakie podmioty (zarówno osoby fizyczne, prawne lub jednostki nieposiadające osobowości prawnej) są objęte projektem. Proszę oszacować ich liczbę (wraz z podaniem źródła danych) oraz opisać charakter oddziaływania projektu na daną grupę.

Proszę dostosować liczbę wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

Przykładowe grupy: obywatele, MŚP, rolnicy, rodzina, inwestorzy, lekarze, emeryci, osoby niepełnosprawne.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Proszę podać informacje o konsultacjach poprzedzających przygotowanie projektu oraz wskazać, jaki jest planowany zakres konsultacji publicznych i opiniowania projektu, w szczególności uwzględniając:

- wskazanie, czy były (i jak długo) prowadzone konsultacje poprzedzające przygotowanie projektu (tzw. pre-konsultacje publiczne), podmioty, z którymi były prowadzone te konsultacje (w tym ekspertów), w jaki sposób komunikowano się z grupami wskazanymi w pkt 6 (metody konsultacji np. warsztaty, kwestionariusz on-line), krótkie podsumowanie wyników konsultacji,
- terminy planowanych konsultacji publicznych, podmioty, z którymi będzie konsultowany projekt, wskazanie przepisu z którego wynika obowiązek zasięgnięcia opinii.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

W przygotowaniu kalkulacji skutków dla sektora finansów publicznych proszę uwzględnić aktualne wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych, o których mowa w art. 50a ustawy o finansach publicznych.

Jeśli to możliwe proszę wskazać skumulowane koszty/oszczędności. Prognozę proszę przeprowadzić w podziale na proponowane kategorie w horyzoncie 10-letnim, w wartościach stałych (np. ceny stałe dla pierwszego roku prognozy). W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli obliczenia zostały wykonane na podstawie opracowania własnego, proszę je przedstawić w formie załącznika oraz wskazać to opracowanie w pkt 13.

W opracowywanej analizie wpływu, co do zasady, należy przyjąć kalkulację w cenach stałych. W przypadku zastosowania cen bieżących, prezentacja skutków finansowych powinna uwzględniać wskaźniki makroekonomiczne podawane w [Wytycznych dotyczących stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw](#). Jeżeli nie zastosowano wskaźników makroekonomicznych podanych w [Wytycznych MF](#), proszę dołączyć stosowną informację wyjaśniającą.

Proszę wskazać źródła finansowania planowanych wydatków. Proszę wskazać również wszystkie przyjęte do obliczeń założenia i źródła danych.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w kolejnych latach jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu na SFP dla najważniejszych zmian.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Proszę oszacować wpływ na konkurencyjność gospodarki, przedsiębiorczości oraz na sytuację rodziny. Skutki należy przypisać do odpowiedniej grupy w tabeli.

W przypadku gdy regulacja będzie oddziaływać na inne niż wymienione w formularzu podmioty proszę odpowiednio uzupełnić formularz.

Proszę wskazać wartość finansową, z uwzględnieniem m.in. kosztów ponoszonych w związku z wejściem w życie aktu (np. koszt aktualizacji systemów informatycznych, zakupu nowych urządzeń), podatków i opłat lokalnych, itp.

W ujęciu niepieniężnym proszę podać wartości najważniejszych wskaźników, które ulegną zmianie (np. skrócenie czasu wydania pozwolenia na budowę o 100 dni, wzrost wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego o 20 punktów procentowych).

W przypadku gdy nie ma możliwości podania żadnych wartości liczbowych (lub wpływ dotyczy także zmian, których nie można skwantyfikować) proszę odpowiednio opisać analizę wpływu w pozycji: „niemierzalne”.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w 1, 2, 3, 5 i 10 roku jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

Proszę dostosować ilość wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

Obciążenia regulacyjne należy rozumieć jako wszystkie czynności, które muszą wykonać podmioty (adresaci regulacji) w związku wykonywaniem projektowanych przepisów.

Przykładem takich obciążeń są m.in. obowiązki informacyjne (OI). OI polega na dostarczaniu lub przechowywaniu przez podmioty zobowiązane danych informacji. Identyfikowanie OI dokonywane jest w oparciu o przepisy ustawy. Dany przepis nakłada OI, jeżeli podmiot realizujący obowiązek musi wykonać szereg czynności administracyjnych. Przepis można uznać za OI w przypadku gdy jego wykonanie będzie związane z wykonaniem jednej lub więcej czynności składowych z listy poniżej:

- 1) przyswajanie wiedzy dotyczącej wykonywania konkretnego obowiązku informacyjnego (w tym bieżące śledzenie zmian w przepisach),
- 2) szkolenie pracowników w zakresie wykonywania OI,
- 3) pozyskiwanie odpowiednich informacji z posiadanych danych,
- 4) przetwarzanie posiadanych danych w celu wykonania OI,
- 5) generowanie nowych danych,
- 6) projektowanie materiałów informacyjnych,
- 7) wypełnianie kwestionariuszy,
- 8) odbywanie spotkań,
- 9) kontrola i sprawdzanie poprawności,
- 10) kopiowanie/sporządzanie dokumentacji,
- 11) przekazywanie wymaganej informacji do adresata,
- 12) archiwizacja informacji.

Proszę:

- w przypadku gdy projekt nie dotyczy zmiany obciążeń regulacyjnych, zaznaczyć pole „nie dotyczy”,
- w przypadku zmian w projekcie wpływających na obciążenia regulacyjne odpowiednio zaznaczyć ich zwiększenie lub zmniejszenie,
- wskazać, czy wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE,
- wskazać, czy dane obciążenia są przystosowane do ich ewentualnej elektronizacji (dotyczy sytuacji kiedy wprowadzane obciążenia wpływają na systemy teleinformatyczne podmiotów publicznych lub na podmioty prywatne – przedsiębiorcy, obywatele).

W komentarzu proszę o zwięzłe opisanie zakresu zmian dotyczących obciążeń regulacyjnych.

9. Wpływ na rynek pracy

Proszę opisać, czy i w jaki sposób projektowana regulacja może spowodować zmiany na rynku pracy w odniesieniu do zatrudnienia oraz innych wskaźników (np. czasu poszukiwania pracy, kwalifikacji pracowników).

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

10. Wpływ na pozostałe obszary

Proszę zaznaczyć pola - zakres oddziaływania projektu na obszary niewymienione w pkt 6, 7 i 9. Dla zaznaczonych obszarów proszę dokonać analizy wpływu.

W przypadku analizy wpływu na obszar „informatyzacja” proszę w szczególności rozważyć następujące kwestie:

- Czy projekt spełnia wymagania interoperacyjności (zdolność sieci do efektywnej współpracy w celu zapewnienia wzajemnego dostępu użytkowników do usług świadczonych w tych sieciach)?
- Czy projekt spełnia wymogi neutralności technologicznej, wielojęzyczności, elektronicznej komunikacji, wykorzystania danych z rejestrów publicznych, ochrony danych osobowych?

Jeżeli projekt będzie miał wpływ na inne niż wymienione w pkt 10 obszary proszę zaznaczyć „inne” oraz je wymienić. Proszę również omówić wpływ, jaki będzie miała projektowana regulacja na wymienione obszary.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Proszę opisać kiedy planuje się rozwiązanie problemu zidentyfikowanego w pkt 1 (wejście przepisów w życie nie zawsze rozwiązuje dany problem a jedynie daje podstawę do wdrożenia instrumentów do jego rozwiązania). Proszę przedstawić harmonogram wdrożenia działań wykonania aktu prawnego (np. gdy rozwiązywanym problemem jest zwiększona zachorowalność, to działaniami będą: ew. zatrudnienie dodatkowych pracowników, zakup majątku - urządzeń, przeprowadzenie szczepień, zakup szczepionek itp.)).

Jeżeli akt prawny ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać planowane wykonanie dla najważniejszych zmian.

Jeżeli projektowana regulacja oddziałuje na przedsiębiorców (na prowadzenie działalności gospodarczej), zgodnie z *Uchwałą Rady Ministrów z dnia 18 lutego 2014 r. w sprawie zaleceń ujednolicenia terminów wejścia w życie niektórych aktów normatywnych*, terminem wejścia w życie przepisów, po minimum 30-dniowym *vacatio legis*, powinien być 1 stycznia lub 1 czerwca. Jeżeli termin ten nie zostanie zachowany, proszę wskazać powód odstąpienia od wyznaczonych terminów.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Proszę opisać, kiedy i w jaki sposób będzie mierzone osiągnięcie efektu opisanego w pkt 2. Po jakim czasie nastąpi przegląd kosztów i korzyści projektowanych oddziaływań. Proszę również wskazać mierniki, które pozwolą określić, czy oczekiwane efekty zostały uzyskane.

W tym punkcie proszę też podać informację dotyczącą przygotowania oceny funkcjonowania ustawy (OSR ex-post), jeżeli w odniesieniu do projektu ustawy przewiduje się przedstawienie wyników ewaluacji w OSR ex-post.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać sposób przeprowadzania ewaluacji i mierniki dla najważniejszych zmian.

Jeśli specyfika danego projektu uniemożliwia zastosowanie mierników lub też niezasadna jest jego ewaluacja (z uwagi na zakres lub charakter projektu) proszę to opisać.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy, itp.)

Proszę wymienić dodatkowe dokumenty, które stanowią załączniki do projektu i formularza. Załączanie dodatkowych dokumentów jest opcjonalne.

Projekt

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia

w sprawie infrastruktury sieci domowej

Na podstawie art. 11x ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa wymagania jakie powinny spełniać:

- 1) standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym, w tym wymagania w zakresie ochrony tej komunikacji przed nieuprawnioną ingerencją oraz nieuprawnionym dostępem;
- 2) urządzenia w gospodarstwie domowym na potrzeby komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu.

§ 2. Użyte w rozporządzeniu określenia oznaczają:

- 1) brama domowa infrastruktury sieci domowej – urządzenie należące do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym, które zapewnia komunikację pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a innymi urządzeniami tego odbiorcy umożliwiające realizację funkcji infrastruktury sieci domowej;
- 2) czas zbliżony do rzeczywistego – oznacza, w kontekście infrastruktury sieci domowej, krótki okres, zazwyczaj z dokładnością do sekund lub do okresu rozliczania niezbilansowania na rynku krajowym;
- 3) dane niezatwierdzone – dane dostępne dla odbiorcy końcowego poprzez interfejs licznika zdalnego odczytu w czasie zbliżonym do rzeczywistego;
- 4) interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu – urządzenie wraz z niezbędnym oprogramowaniem stanowiące element licznika zdalnego odczytu zapewniające komunikację pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy końcowego

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1720 i 2004).

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2020 r. poz. 843, 875, 1086, 1378 i 1565 oraz z

w gospodarstwie domowym umożliwiające realizację funkcji infrastruktury sieci domowej.

§ 3. 1. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym jest uprawniony do dostępu do danych niezatwierdzonych dotyczących zużycia energii elektrycznej przez jego urządzenia należące do infrastruktury sieci domowej.

2. Infrastrukturę sieci domowej oraz bramę domową infrastruktury sieci domowej zapewnia podmiot wybrany przez odbiorcę końcowego w gospodarstwie domowym.

3. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym ponosi koszty instalacji oraz uruchomienia infrastruktury sieci domowej oraz bramy domowej infrastruktury sieci domowej.

4. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego jest obowiązany umożliwić komunikację pomiędzy interfejsem komunikacyjnym licznika zdalnego odczytu a bramą domową infrastruktury sieci domowej odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym na zasadach określonych w art. 11u ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne w sposób zapewniający bezpieczną eksploatację infrastruktury sieci domowej oraz licznika zdalnego odczytu poprzez zastosowanie odpowiednich algorytmów autentykacji, autoryzacji i szyfrowania.

§ 4. 1. Licznik zdalnego odczytu komunikuje się bezprzewodowo, bezpośrednio i dwukierunkowo z bramą domową infrastruktury sieci domowej wykorzystując do tego celu interfejs komunikacyjny.

2. Brama domowa zapewnia standard komunikacji bezprzewodowej Wireless M-BUS, zgodny z normą PN-EN 13757-4 dla częstotliwości 868 MHz.

3. Urządzenia należące do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym komunikują się bezpośrednio i dwukierunkowo z bramą domową infrastruktury sieci domowej, wykorzystując do tego celu łącze bezprzewodowe lub przewodowe.

4. Brama domowa infrastruktury sieci domowej komunikuje się z interfejsem komunikacyjnym licznika zdalnego odczytu zgodnie z normą PN-EN 13757-4.

5. Przesyłanie komunikatów, o których mowa w ust. 1 - 4 odbywa się w czasie zbliżonym do rzeczywistego.

6. Sposób kodowania informacji przesyłanych przez licznik zdalnego odczytu do bramy domowej infrastruktury sieci domowej oraz format danych określa załącznik do rozporządzenia.

§ 5. 1. Interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu jest zabudowany pod główną, chroniącą elementy wewnętrzne, pokrywą licznika zdalnego odczytu oraz wyposażony w

antenę wewnętrzną, umożliwiającą poprawną komunikację z bramą domową infrastruktury sieci domowej.

2. Interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu:

- 1) jest zasilony w sposób, który nie narazi odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym na dodatkowe koszty związane z jego eksploatacją;
- 2) umożliwia jego zdalne włączenie oraz wyłączenie;
- 3) umożliwia poprawne i bezpieczne działanie w oparciu o technologie bezprzewodowej komunikacji;
- 4) jest zabezpieczony poprzez zastosowanie szyfrowania komunikacji algorytmem o długości klucza 128 bitów, zgodnie z normą PN-EN 13757-4;
- 5) aktualizacja oprogramowania sprzętowego bądź systemowego interfejsu musi uwzględniać sposoby zabezpieczenia przed nieuprawnioną wymianą oprogramowania oraz mechanizmy zachowania integralności i niezaprzeczalności oprogramowania;
- 6) działa w oparciu o standard komunikacji bezprzewodowej Wireless M-BUS, zgodny z normą PN-EN 13757-4 dla częstotliwości 868 MHz;
- 7) wysyła sygnał do bramy domowej infrastruktury sieci domowej niezwłocznie po jego załączeniu w czasie zbliżonym do rzeczywistego oraz zaprzestaje jego wysyłania niezwłocznie po jego wyłączeniu w czasie zbliżonym do rzeczywistego.

§ 6. 1. Interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu przesyła do bramy domowej infrastruktury sieci domowej co najmniej następujące informacje pomiarowe:

- 1) data i czas;
- 2) numer licznika;
- 3) wartość energii czynnej pobranej z sieci;
- 4) wartość energii czynnej oddanej do sieci;
- 5) wartość mocy czynnej chwilowej sumaryczna dla kierunku pobór i oddanie;
- 6) wartość mocy biernej chwilowej sumaryczna dla kierunku pobór i oddanie;
- 7) wartość ograniczenia mocy w trybie normalnym;
- 8) wartość ograniczenia mocy w trybie usługi zarządzania popytem;
- 9) wartość ograniczenia mocy w trybie awaryjnym.

2. Dane, o których mowa w ust. 1, są prezentowane w formie liczbowej oraz graficznej.

3. Dane i informacje, o których mowa w ust. 1, są przekazywane w sposób bezpieczny i nie pozwalający na ingerencję ani zafałszowanie odczytu.

§ 7. 1. Urządzenia należące do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym nie mogą powodować zakłóceń ani błędów dla komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu ani stwarzać zagrożeń dla jego bezpiecznej eksploatacji.

2. Urządzenia należące do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym powinny spełniać międzynarodowe standardy bezpieczeństwa określone w przepisach odrębnych oraz w obowiązujących w Polsce norm technicznych, w tym wymagania techniczne w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej, zgodne z właściwymi normami w tym obszarze, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym do 0,4 kV.

§ 8. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA**

Załącznik
do rozporządzenia
Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia
(poz.)

1. Sposób kodowania informacji przesyłanych przez licznik zdalnego odczytu do bramy domowej infrastruktury sieci domowej oraz format danych

- 1.1. Kodowanie danych o których mowa w pkt. 1 odbywa się z wykorzystaniem kodów określonych zgodnie z normą IEC 62056-6-1:2017 Object Identification System (OBIS)
- 1.2. Przyjmuje się następujący format danych:

Rodzaj informacji	Jedn. Miary	Rodzaj danych	Format danych	Uwagi
Data i czas		CP48	RRMMDDGGMMSS	
Numer licznika		Kod BCD	9(8)	
Nr PP		Kod BCD	9(13)	
Energia czynna	Wh	Kod BCD	999999999,999	
Energia bierna	varh	Kod BCD	999999999,999	
Moc czynna	W	Kod BCD	999,999	
Moc bierna	var	Kod BCD	999,999	
Ograniczenie mocy	W	Kod BCD	999,999	

U Z A S A D N I E N I E

1. Potrzeba i cel wejścia w życie rozporządzenia

Rozporządzenie w sprawie infrastruktury sieci domowej będzie wydane w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw informatyzacji ze względu na to, iż treść rozporządzenia będzie miała wpływ na urządzenia odbiorcy końcowego.

W ramach projektu *Inteligentnie w energetyce. Wsparcie budowy inteligentnej sieci energetycznej w Polsce* przewidziano środki z POIŚa na wykonanie analizy mającej stanowić podstawę do opracowania przedmiotowego rozporządzenia. Zamówienie publiczne dot. analizy jest w trakcie procedowania. Terminem na opracowanie oraz wejście w życie rozporządzenia jest rok od dnia opublikowania ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC17).

2. Alternatywne rozwiązania; Sposoby uregulowania kwestii infrastruktury sieci domowej w innych państwach

Odnosnie samej infrastruktury sieci domowej bazując na dostępnej literaturze przedmiotu poniżej przedstawiono opis samego zagadnienia od strony technicznej i komunikacyjnej. Warto zaznaczyć, że obecnie nie funkcjonuje obowiązek stosowania danego standardu w akcie prawnym powszechnie obowiązującym.

1. Infrastruktura Sieci Domowej - definicja

„Infrastruktura sieci domowej (ISD; ang. Home Area Network) to zestaw urządzeń zainstalowanych w domu, wzajemnie komunikujących się ze sobą, służących między innymi do zarządzania zużyciem energii elektrycznej. W skład sieci wchodzi urządzenia lub aplikacje służące do zarządzania zużyciem energii elektrycznej, aktywne urządzenia gospodarstwa domowego, urządzenia służące do przydomowej produkcji energii elektrycznej (generacji rozproszonej) oraz technologie pozwalające na komunikację wewnątrz sieci oraz z innymi sieciami, w tym w szczególności z siecią AMI (Advanced Metering Infrastructure).

ISD może być budowana jako autonomiczna infrastruktura działająca w pomieszczeniach konsumenta. Łącznikiem pomiędzy ISD a rozwiązaniami inteligentnych sieci (Smart Grids) rozwijanych po stronie operatorów sieci jest inteligentny licznik, którego zastosowanie daje możliwość realizacji dodatkowych korzyści na bazie ISD. Infrastruktura Sieci Domowej pomimo umiejscowienia poza strukturami

elektroenergetycznej sieci zawodowej wydaje się być jednym z najważniejszych ogniw inteligentnych sieci.

W ramach ISD funkcjonować powinny dwa podstawowe kanały transmisyjne:

- Wewnętrzny, obejmujący swoim działaniem urządzenia wewnątrz gospodarstwa domowego odbiorcy aktywnego,
- Zewnętrzny, służący do komunikacji ISD ze światem zewnętrznym.

Wewnętrzna komunikacja w ramach ISD obejmuje pozyskiwanie informacji pomiarowej i ewidencyjnej, sterowanie pracą urządzeń oraz sygnalizację i wyświetlanie danych archiwalnych i synoptycznych na jednym ze zintegrowanych z ISD urządzeń wyświetlających. Struktura komunikacyjna ISD powinna być oparta na centralnym układzie koncentrującym i rozdzielającym sygnały – bramie domowej, której podstawową funkcją oprócz sterowania przepływem informacji powinno być także filtrowanie dostępu do ISD. Powinno stosować się w tym względzie sposoby i techniki znane i sprawdzone w sieciach informatycznych.

Ze względu na brak standaryzacji w dziedzinie ISD najlepszym rozwiązaniem jest brama wieloprotokołowa (choćby niekoniecznie, ponieważ w uwagach do Stanowiska Prezesa URE z dnia 01 lutego 2013 r. ws niezbędnych wymagań dotyczących ram interoperacyjności pojawiają się uwagi, żeby zdecydować się na ograniczenie ilości kanałów komunikacyjnych, w celu obniżenia kosztów licznika), potrafiąca skomunikować urządzenia o różnych protokołach komunikacyjnych i wykorzystująca do komunikacji różne media (przewodowe i bezprzewodowe).

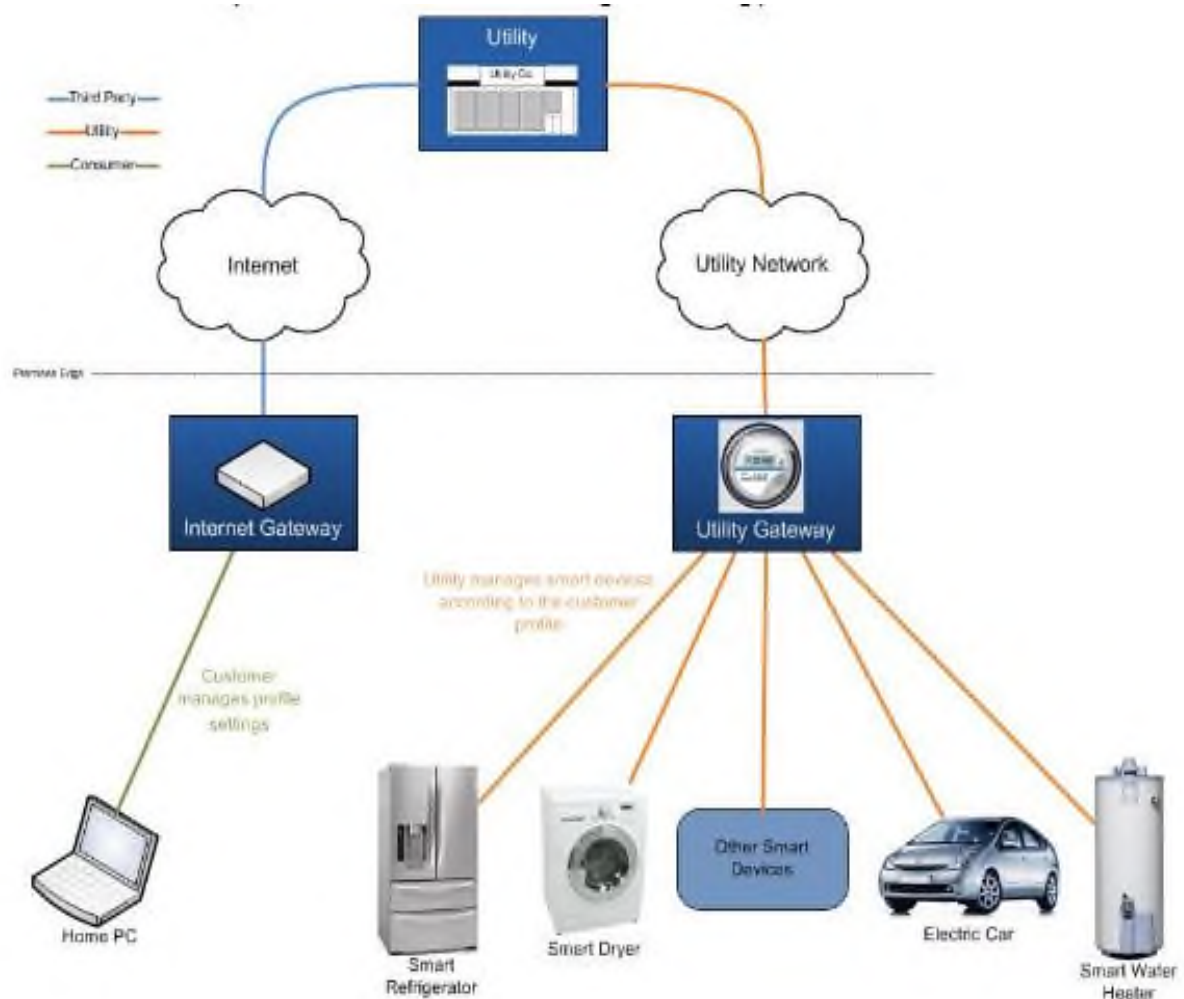
Brama domowa powinna także zapewnić filtrowany dostęp do ISD z zewnątrz za pomocą kanału zewnętrznego – internetowego. Kanał ten służyć ma zdalnemu dostępowi do ISD przez użytkownika lub upoważnionego przez niego podmiotu np. dostawcy usług ISD.”

A. T. Kearney, Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) w ramach Inteligentnych Sieci / HAN within Smart Grids (Raport Podsumowujący) (2013)

[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwicjo7UlbLLAhWuo4sKHVvsBMYQFjAAegQIAhAC&url=http%3A%2F%2Fwww.kigeit.org.pl%2FFTP%2FPRCIP%2FLiteratura%2F026_Raport_2012_ATK_Podsumowujacy.pdf&usq=AOvVaw3ZyOiJnYxkWeVzow6VbpfL]

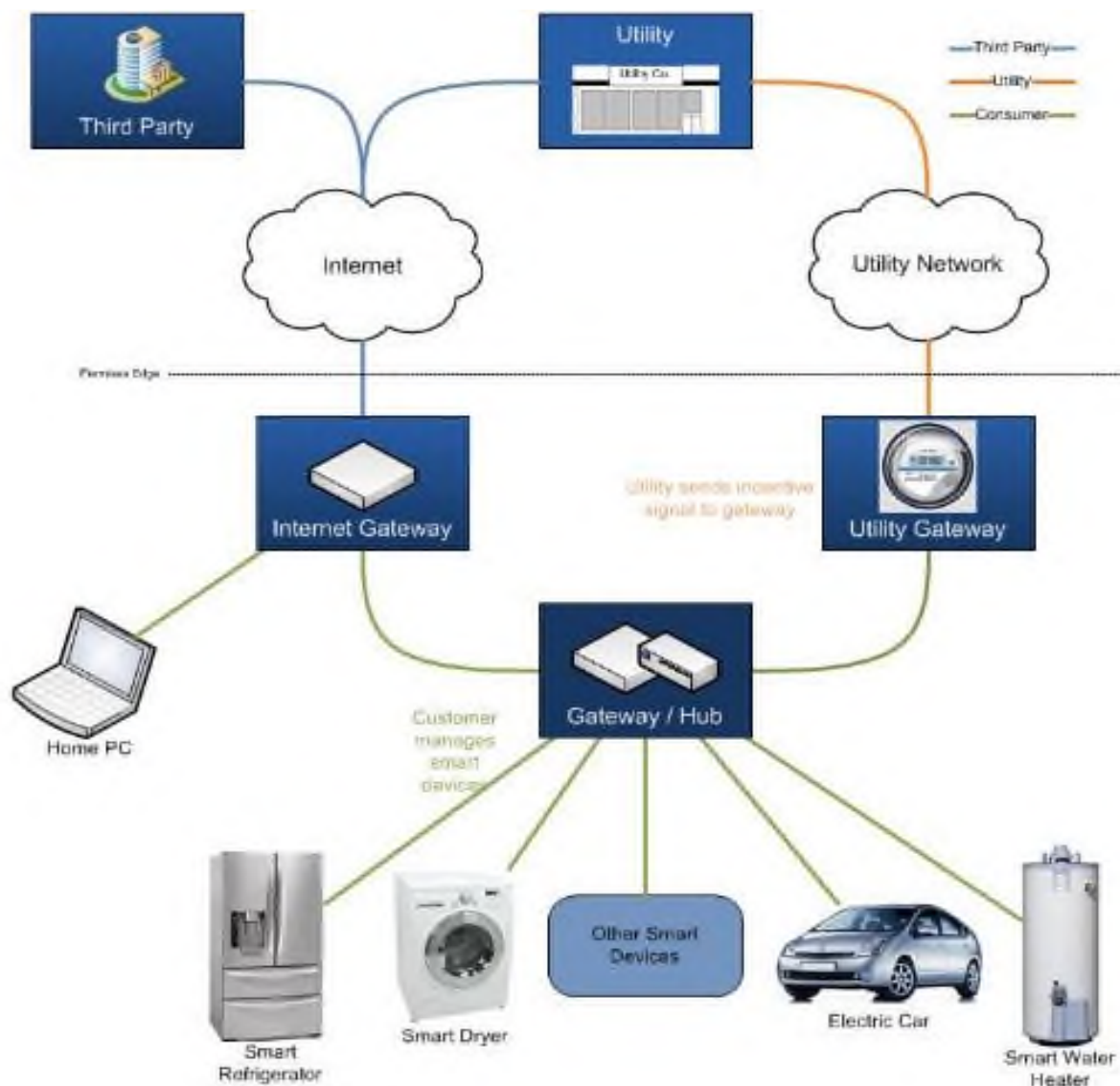
2. Architektura sieci domowej

Pierwszym z wariantów jest konfiguracja pozwalająca zakładowi użyteczności publicznej (Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego) na automatyczne sterowanie urządzeniami odbiorcy w zależności od potrzeb sieci (wyłączanie pewnych urządzeń w przypadku zbyt dużego zapotrzebowania na moc w systemie).



Rys. 1 Konfiguracja pozwalająca na automatyczne sterowanie urządzeniami.
[https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/pnnl-20374.pdf]

Drugim z wariantów jest konfiguracja umożliwiająca zakładowi użyteczności publicznej dostęp do bramy domowej jednak pozostawiająca użytkownikowi możliwość sterowania urządzeniami w domu.



Rys. 2 Konfiguracja, w której użytkownik sam zarządza urządzeniami.

[https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/pnnl-20374.pdf]

Drugie z rozwiązań jest uważane za lepsze i zalecane do stosowania.

Na podstawie: Pacific Northwest National Laboratory, *Home Area Networks and the Smart Grid* (2011)

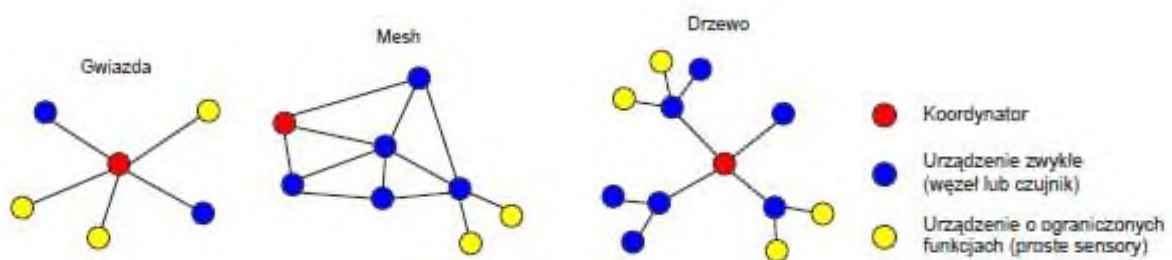
[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjT4tPCnrLIAhXvAxAIHa8TBTUQFjAAegQIBBAC&url=https%3A%2F%2Fwww.pnnl.gov%2Fmain%2Fpublications%2Fexternal%2Ftechnical_reports%2Fpnnl-20374.pdf&usq=AOvVaw02xUypco0zLg-2xG5OPa9B]

2.1. Istniejące topologie.

W ISD wyróżnia się urządzenia pełniące różne funkcje, są to:

- urządzenia koordynujące – inicjują i kontrolują działanie sieci, zapisują informacje na temat sieci, przechowują klucz bezpieczeństwa (czyli są elementem uwierzytelniającym),
- urządzenia zwykłe – umożliwiają dynamiczną transmisję (routowanie) danych, która pozwala na utrzymanie komunikacji w przypadku uszkodzeń, przekonfigurowań lub wyłączeń części sieci,
- urządzenia o ograniczonej funkcjonalności – odbierają i przesyłają informacje, ale nie mają zdolności transmisyjnych (routujących)

Poszczególne urządzenia mogą być rozmieszczone w sieci w różny sposób, tworząc następujące, podstawowe topologie.



Rys. 3 Podstawowe topologie ISD

A. T. Kearney, *Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) w ramach Inteligentnych Sieci / HAN within Smart Grids* (Raport Technologiczny) (2013)

[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiXyNmJnrLlAhUIt4sKHfEIDssQFjAAegQIARAC&url=http%3A%2F%2Fwww.kigeit.org.pl%2FFTP%2FPRCIP%2FLiteratura%2F022_Raport_2012_ATK_Technologiczny.pdf&usg=AOvVaw34BtSMG2V_TnuF86HQobon]

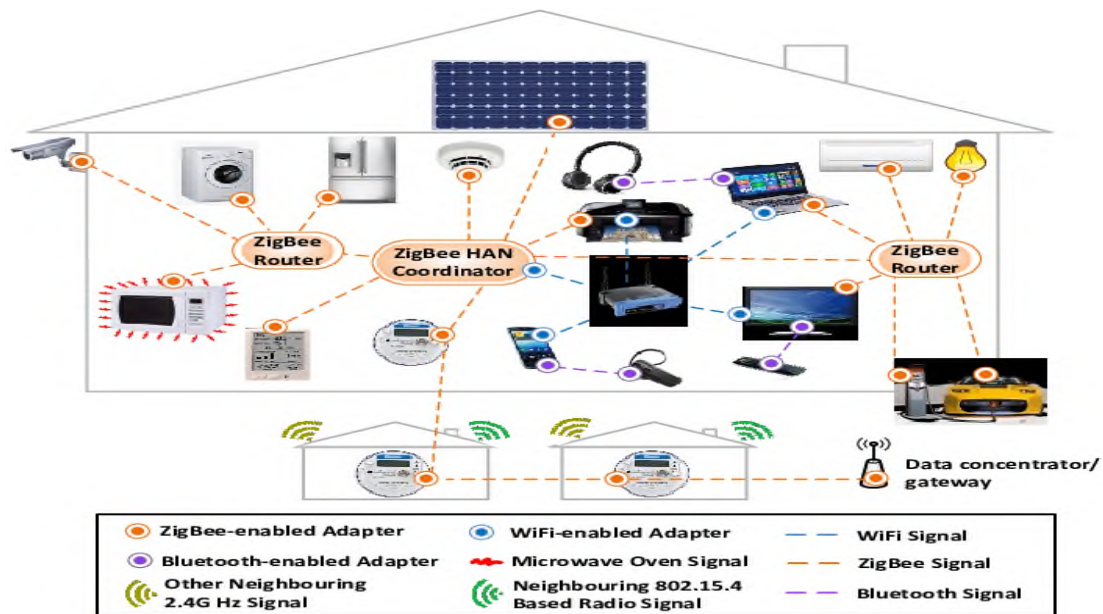
3. Standardy komunikacyjne

Podstawowym podziałem standardów komunikacyjnych jest medium komunikacyjne, wyróżniamy komunikację przewodową i bezprzewodową. Dodatkowo (np. tutaj https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/pnnl-20374.pdf) istnieje rozgraniczenie pomiędzy przewodami służącymi specjalnie do komunikacji w ramach Infrastruktury Sieci Domowej oraz przewodami o innym podstawowym zastosowaniu, ale mogące być wykorzystane również do celu ISD (mowa tutaj np. o instalacji telefonicznej lub elektrycznej).

3.1. Standardy bezprzewodowe

3.1.1. ZigBee

Jest to nieskomplikowany standard o niskim zużyciu energii, małej przepustowości oraz niskim koszcie integracji systemu. Jest uznawany za najlepszy standard komunikacyjny dla instalacji budynkowych Smart.



Rys. 4 Infrastruktura sieci domowej oparta na standardzie komunikacyjnym ZigBee.

[https://www.researchgate.net/figure/A-typical-Home-Area-Network_fig1_286669681]

Liczniki oparte na tym standardzie (oraz na PRIME PLC) mogą tworzyć sieci mesh (siatka). Polegają one na przekazywaniu danych poprzez inne urządzenia znajdujące się w pobliżu aż do punktu dostępowego sieci, z którego zgromadzone dane są transmitowane dalej.

Zalety:

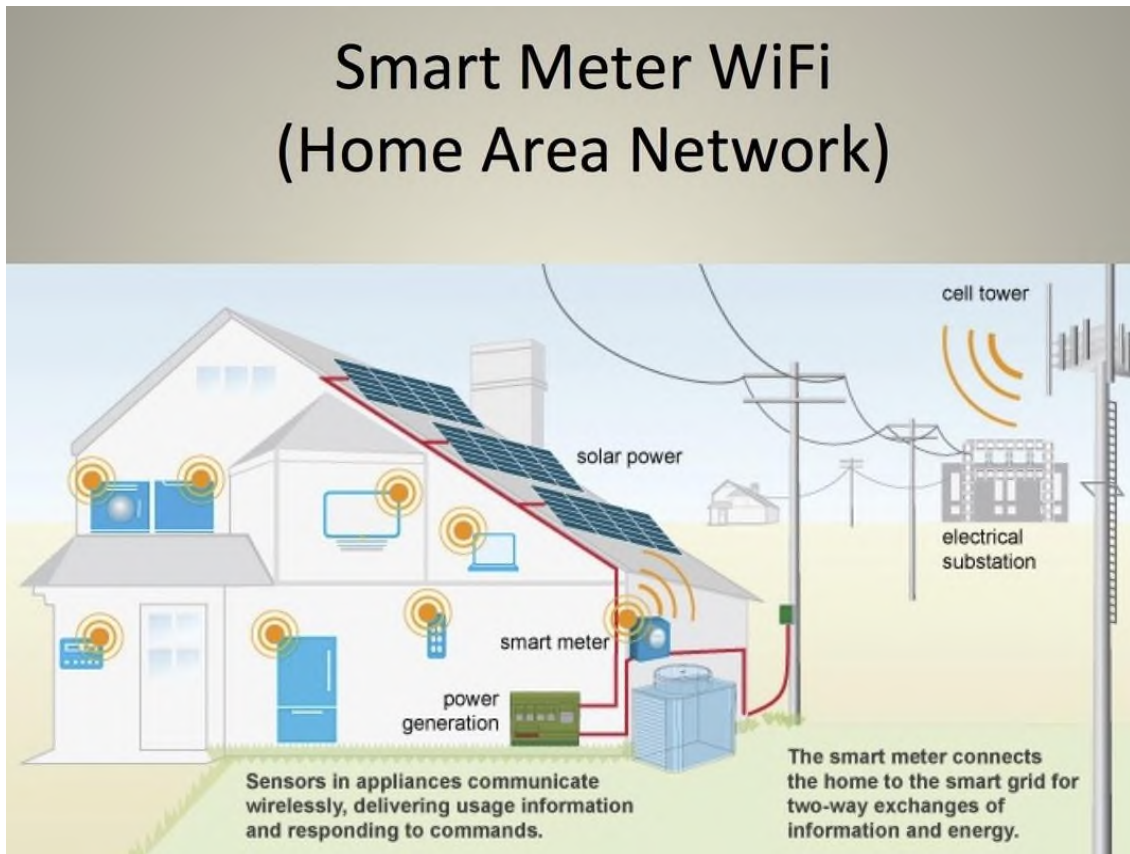
- rozpowszechnienie i znajomość technologii,
- niezawodność komunikacji,
- możliwość współpracy z innymi popularnymi standardami komunikacji,
- niski pobór energii.

Wady:

- niewielka możliwość obliczeniowa, niewielki rozmiar pamięci,
- możliwość zakłócenia sygnału przez inne standardy komunikacyjne,
- niewielki zasięg przesyłania sygnału.

3.1.2. Wi-Fi

Jest to zaawansowana technologia pozwalająca na pokrycie sygnałem znacznych obszarów. Dzięki dużemu rozpowszechnieniu tego standardu ułatwia to zastosowanie w ISD. Istotnym elementem tych sieci są punkty dostępowe AP (Access Points), które komunikują się ze sobą dzięki czemu AP nie muszą komunikować się jedynie za pośrednictwem węzła centralnego.



Rys. 5 Infrastruktura sieci domowej oparta na standardzie komunikacyjnym WiFi.

[<http://stopocsmartmeters.com/what-is-a-smart-meter.html>]

Zalety:

- powszechność standardu w komunikacji z siecią Internet, dzięki czemu wiele urządzeń powszechnego użytku może być wykorzystanych jako elementy ISD (tablety, smartfony, smart TV itd.).

3.1.3. Wireless M-Bus (Meter Bus)

Jest to europejski standard do komunikacji z licznikami energii, gazomierzami oraz innymi urządzeniami monitorująco-sterującymi. Najczęściej stosowaną topologią dla tego rozwiązania jest gwiazda, w której poszczególne mierniki stanowiące węzły sieci komunikują się z koncentratorem zbierającym pomiary.

W budynkach występuje znaczne tłumienie sygnałów, dlatego istotne jest odpowiednie rozmieszczenie koncentratorów lub wymagana jest retransmisja sygnałów.

Możliwa jest praca zarówno w trybie jedno- jak i dwukierunkowym. W trybie jednokierunkowym mierniki są jedynie nadajnikami a koncentrator odbiornikiem komunikatu. W trybie dwukierunkowym mierniki generują żądanie dostępu a koncentrator inicjuje transmisję wysyłając potwierdzenie.

Standard ten cechuje się niezbyt częstym odczytywaniem mierzonych wartości.

M-Bus może działać na różnych pasmach komunikacyjnych:

- 868-868,6 MHz – pasmo ISM (Industry, Science, Medicine), pasmo rekomendowane do transmisji danych ze względu na mniejsze obciążenie, moc poniżej 25 mW,
- 868,7-869,2 MHz – wykorzystywane w sygnalizacji charakteryzującej się rzadkimi, krótkimi telegramami, moc poniżej 25 mW,
- 869,4-869,65 MHz – przerywana transmisja znacznych ilości danych wykorzystywana w komunikacji wewnątrz budynku lub pomiędzy budynkami, moc poniżej 500 mW.

Zalety:

- możliwość gromadzenia i przesyłania danych o zużyciu z kilku liczników (prąd, gaz, ciepło, woda) przy użyciu tego samego kanału komunikacyjnego (M-Bus),
- jest to technologia od lat sprawdzona w instalacjach pomiarowych różnych mediów,
- długa żywotność baterii dzięki niskiemu poborowi energii,
- prosta reguła dostępu do łącza oparta na zasadzie „master-slave”.

3.1.4. Z-Wave

Jest to energooszczędna technologia komunikacyjna stosowana w automatyce budynkowej do zdalnego sterowania urządzeniami. Dzięki niskiemu kosztowi znalazła zastosowanie w urządzeniach elektroniki użytkowej u ponad 200 producentów.

Najczęściej stosowaną topologią jest mesh (siatka).

Każdy z węzłów jest w stanie wysyłać i odbierać komunikaty. W martwych punktach sieci, dla zapewnienia ciągłości komunikacji stosuje się węzły pośrednie.

Typowy zasięg komunikacji to 30 m. W Europie Z-Wave korzysta z częstotliwości 868,42 MHz.

Zalety:

- brak interferencji z popularnymi standardami komunikacji,
- zmniejszone nakłady na infrastrukturę (dzięki możliwości tworzenia sieci mesh).

Wady:

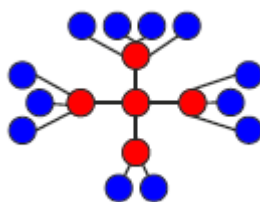
- zastrzeżony protokół komunikacyjny (co skutkuje ograniczoną konkurencyjnością co do dostarczanych rozwiązań i w efekcie możliwym wzrostem cen urządzeń pracujących w tym standardzie).

3.2. Standardy przewodowe

3.2.1. Ethernet

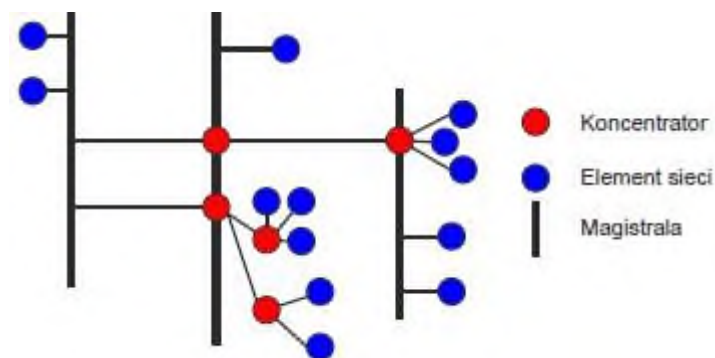
Wykorzystuje on sieć LAN - skrętkę lub światłowód. Ze względu na kosztowną infrastrukturę tego rozwiązania, stosowanie jej będzie najprawdopodobniej wymagało konfiguracji hybrydowej z komunikacją bezprzewodową.

Najpopularniejszą topologią tego standardu jest gwiazda rozszerzona posiadająca punkt centralny i punkty poboczne. Stosowana jest również topologia hierarchiczna, która jest kombinacją gwiazdy i magistrali.



Rys. 6 Topologia - rozszerzona gwiazda.

A. T. Kearney, *Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) w ramach Inteligentnych Sieci / HAN within Smart Grids (Raport Technologiczny) (2013)*



Rys. 7 Topologia hierarchiczna.

A. T. Kearney, *Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) w ramach Inteligentnych Sieci / HAN within Smart Grids (Raport Technologiczny) (2013)*

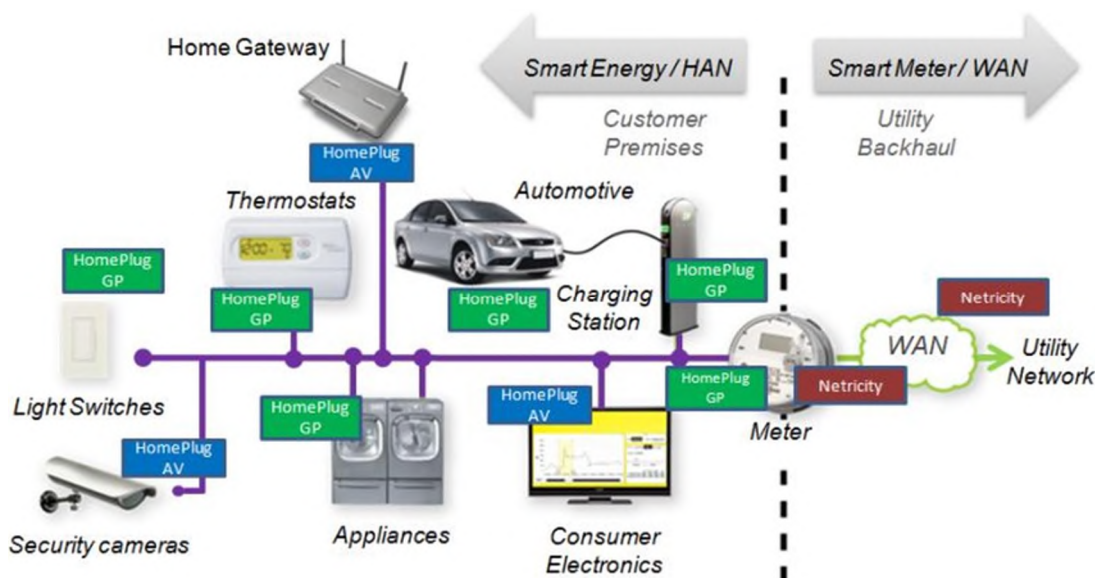
Zalety:

- powszechność standardu,
- pewność transmisji (ze względu na dedykowane medium transmisyjne),
- duża przepustowość,
- łatwa konfiguracja.

Wady:

-konieczność przewodowego połączenia wszystkich elementów ISD z koncentratorami (duże nakłady finansowe).

3.2.2. Powerline Communication (PLC)



Rys. 8 Infrastruktura sieci domowej oparta na standardzie komunikacyjnym PLC.

[<https://www.unifore.net/ip-video-surveillance/plc-network-camera-how-it-works.html>]

Jest to technika wykorzystująca istniejącą instalację elektryczną do transmisji danych pomiędzy włączonymi do sieci urządzeniami. Istnieją tutaj różne rozwiązania różniące się przepustowością, co wynika z zastosowanej techniki modulacji oraz różnych częstotliwości i pasm transmisji. Wyróżnia się: HomePlug 1.0, HomePlug AV, HomePlug AV2, HomePlug Green PHY, HomePlug Access Broadband Power Line (BPL).

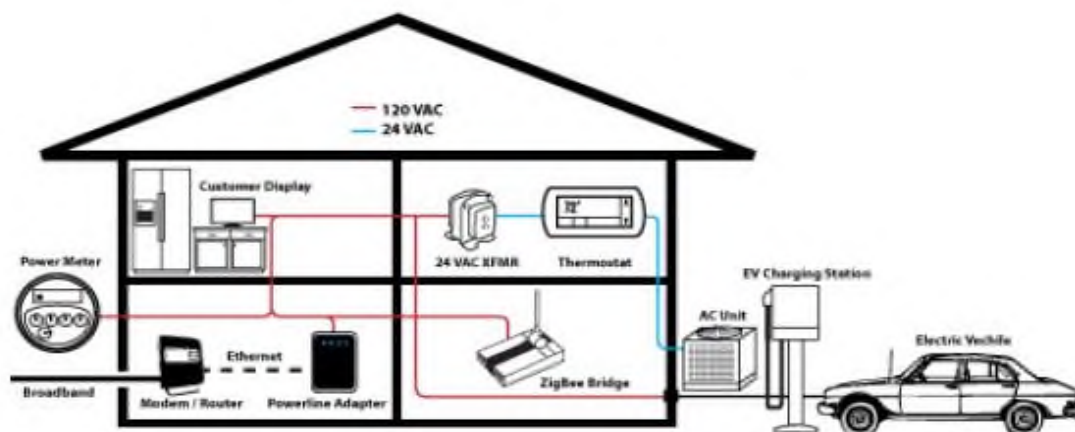
Jest to rozwiązanie, które zostało wybrane do komunikacji z licznikami AMI jako pierwsze, ze względu na bezpośrednie połączenie medium transmisyjnego z licznikiem. Wyróżnia się 3 generacje:

- I generacja (FSK, S-FSK, BPSK) – unormowanie, pojedyncza nośna, transfer <2400 bps, wrażliwa na zakłócenia,
- II generacja (DCSK) – rozproszone widmo, transfer <2400 bps, wzrost niezawodności transmisji, modulacja opracowana specjalnie dla PLC,
- III generacja (transfer szerokopasmowy: OFDM, DCSK, 3G) – zwielokrotnione nośne (PRIME: 97 nośnych, MAXIM: 36 nośnych), transfer typowo ok. 2-3 Mbps.

Zasięg transmisji zależy od jakości łącza oraz częstotliwości przesyłu sygnału (zwiększenie częstotliwości powoduje zmniejszenie zasięgu).

W praktyce liczniki AMI połączone są z koncentratorami za pomocą instalacji elektrycznej (komunikacja PLC), a dalsza transmisja odbywa się z wykorzystaniem sieci komórkowych (model przyjęty przez włoski ENEL).

Dzięki zastosowaniu odpowiednich urządzeń można przeprowadzić konwersję do innych standardów komunikacyjnych, co pozwala na współpracę standardu PLC na przykład z ZigBee lub LAN tworząc układ hybrydowy.



Rys. 9 Połączenie PLC z innymi standardami komunikacyjnymi.

[https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/pnnl-20374.pdf]

Zalety:

- ograniczenie kosztów instalacyjnych, dzięki wykorzystaniu do transmisji istniejącej już instalacji,
- duża ilość dostępnych rozwiązań.

Wady:

- nieprzystosowanie sieci elektroenergetycznej do przesyłania sygnałów o wysokiej częstotliwości (m. in. znaczne tłumienie, zmiana impedancji falowej powodująca odbicia i interferencje fal),
- występujące zaburzenia elektromagnetyczne.

3.3. Zestawienie parametrów standardów komunikacyjnych

	ZigBee	Z-Wave	WiFi	HomePlug	Ethernet
Połączenie	Bezprzewodowe	Bezprzewodowe	Bezprzewodowe	Przewodowe	Przewodowe
Max szybkość transmisji/ kanał	250 kbps (2,4 GHz) 40 kbps (915 MHz)	40 kbps (915 MHz)	11 Mbps 300 Mbps	14 Mbps 200 Mbps	10 Mbps – 1000 Mbps
Zasięg	10 -100 m (typowo 30 m)	30 m (teren otwarty, mniejsza wewnątrz budynku)	100 m (wewnątrz budynku)	300 m	100 m (skrętka)
Zabezpieczenia	Kodowanie 128-bit AES	Kodowanie 128-bit AES	802.11i (WPA2)	Kodowanie 56-bit DES możliwy 128-bit AES	
Podstawowe cechy	Niski koszt, niskie zużycie energii (długa żywotność baterii)	Wolny od wpływu zaburzeń wprowadzanych przez inne, typowe standardy komunikacyjne	Duża popularność standardu	Niski koszt, różnorodność protokołów, niskie prędkości transmisji, wymagająca konfiguracja	Popularny, łatwa konfiguracja, znaczny koszt ISD ze względu na konieczność połączeń z koncentratorem

Rys. 10 Zestawienie parametrów standardów komunikacyjnych stosowanych w ISD

A. T. Kearney, *Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) w ramach Inteligentnych Sieci / HAN within Smart Grids (Raport Technologiczny) (2013)*

[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwicjo7UlbLIAhWuo4sKHVvsBMYQFjAAegQIAhAC&url=http%3A%2F%2Fwww.kigeit.org.pl%2FFTP%2FPRCIP%2FLiteratura%2F026_Raport_2012_ATK_Podsumowujacy.pdf&usq=AOvVaw3ZyOiJnYxkWeVzow6Vbpfl]

4. Bezpieczeństwo

Istotnym elementem mającym wpływ na bezpieczeństwo standardu komunikacyjnego oraz na podatność na ataki hackerskie ma zastosowany rodzaj protokołu komunikacyjnego. Wyróżnia się protokoły otwarte oraz zamknięte. Oba z nich posiadają pewne zalety oraz wady.

Protokoły otwarte:

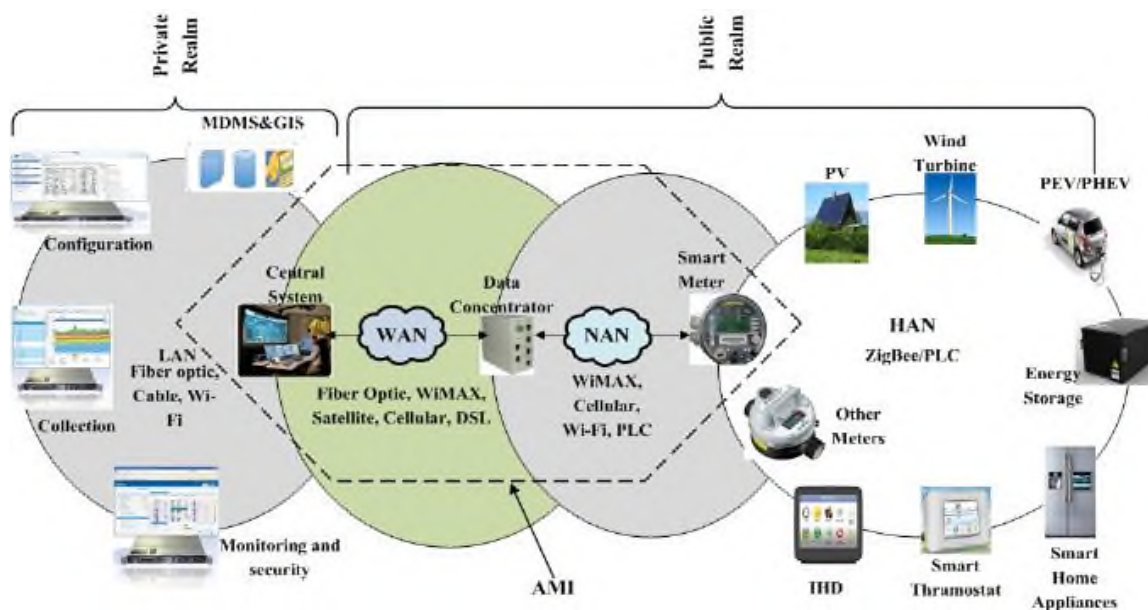
- komunikacja pomiędzy elementami pochodzącymi od różnych producentów,
- możliwość dynamicznego rozwoju urządzeń oraz oprogramowania (dzięki zwiększonej konkurencji),
- możliwość niekompatybilności elementów systemu w przypadku niejednoznacznych sformułowań w opisie protokołu,
- większe niebezpieczeństwo ataków hackerskich.

Protokoły zamknięte:

- spójność i jednorodność systemu,
- ataki hackerskie trudniejsze do przeprowadzenia,
- ograniczona możliwość rozbudowy systemu,
- podniesiony koszt systemu,

- uzależnienie nabywcy od konkretnego dostawcy.

4.1. Bezpieczeństwo architektury AMI.



Rys. 11 Komponenty architektury Advanced Metering Infrastructure (AMI).

[https://www.researchgate.net/figure/Overview-of-AMI-components-and-networks-AMI-Advanced-Metering-Infrastructure-DSL_fig1_262165601]

Problematyka bezpieczeństwa infrastruktury AMI jest złożona. Naruszenie bezpieczeństwa jej pracy oraz próba wyciągnięcia z niej chronionych danych może odbyć się poprzez ingerencję w różne jej komponenty. Dostęp do danych można uzyskać z następujących źródeł:

- 1) Licznik – a właściwie element pomiarowy, czyli licznik i/lub koncentrator danych. Jego słabością jest łatwy dostęp. Istnieje możliwość obejścia zabezpieczeń i otworzenia pokrywy licznika. Brak odpowiedniego szyfrowania i komunikacji pomiędzy modułami samego urządzenia lub brak szyfrowania pamięci mogą prowadzić do przechwycenia danych.
- 2) Sieć komunikacyjna – jednym z najważniejszych zagadnień w tym obszarze jest szyfrowanie (np. AES-128bit). Dobór szyfrowania jest powiązany z praktycznymi możliwościami wybranego standardu oraz protokołu. Istotnym jest zapewnienie odpowiednich mechanizmów bezpieczeństwa na każdym z etapów wymiany danych poczynając od sieci domowej HAN, przez osiedlową NAN, techniczną TAN, sieci bezprzewodowe dostawców zewnętrznych, a kończąc na sieci operacyjnej (odpowiedzialnej za sterowanie i nadzór, gdzie można uzyskać dostęp do systemu SCADA).
- 3) System oraz aplikacja HES (Head-end system) – w tym przypadku istotnym jest zapewnienie odpowiednich mechanizmów ochrony oraz detekcji, a także reagowania na incydenty. Ochrona zapewnia wysoki poziom bezpieczeństwa w celu uniemożliwienia przejęcia krytycznego systemów sterowania i nadzoru. Monitorowanie i detekcja dotyczą ciągłego monitorowania

ruchu sieciowego w celu wykrycia niepożądanych zachowań. W przypadku systemów przemysłowych powinny być one odseparowane od słabiej chronionych systemów biurowych.

Rozwiązanie Head End System, jest proponowane przez niektórych producentów liczników energii. Polega ono na pośredniczeniu w komunikacji pomiędzy koncentratorami danych grupującymi dane z liczników a systemem centralnym. Wykorzystanie HES jest jednak rozwiązaniem nie zalecanym, uważanym za element zbędny w nowoczesnych rozwiązaniach teleinformatycznych, HES stanowi jedynie kolejne ogniwo w łańcuchu komunikacyjnym, które może ulec uszkodzeniu i generuje dodatkowe koszty.

(Jest to stanowisko przedstawione w „Podsumowaniu pierwszego etapu wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania” wykonanym przez Energa Operator S. A.)

Na podstawie: T. Szalach, *Inteligentne bezpieczeństwo. Praktyczne aspekty bezpieczeństwa AMI* (2016)

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwj82KicqJ7lAhWtyKYKHSa_CdsQFjABeqQIBhAC&url=https%3A%2F%2Fwww.cire.pl%2Fpliki%2F2%2F2016%2Finteligentne_bezpieczenstwo_tomasz_szalach.pdf&usq=AOvVaw2cLJZLe5y5lbjdzCqcn5bY

4.2. Przykłady zagrożenia bezpieczeństwa sieci domowej.

Jamming: Polega na przesyłaniu sygnału zakłócającego sygnał właściwy. Obroną przed tym rodzajem ataku jest dekodowanie sygnału zakłócającego przez stronę odbierającą ten sygnał. W momencie, gdy medium przesyłu danych jest zajęte sygnałem zakłócającym, nadawca nie może rozpocząć komunikacji. Jamming może być realizowany poprzez wysyłanie sygnałów ciągłych lub przerywanych.

Ten rodzaj ataku może ograniczyć skuteczność odbioru danych z 80-90% do 40%.

Jamming jest najtrudniejszy do uniknięcia w bezprzewodowej ISD.

Powtórzenie sygnału: Przechwycenie sygnału zapotrzebowania na usługę wysyłanego przez licznik AMI. Sygnał ten może być później wykorzystany przez przechwytyującego, aby wprowadzić do sieci komunikacyjnej błędny sygnał, który będzie żądał wykonania zbędnej czynności.

Sieci domowe są narażone na zewnętrzne ataki, których celem mogą paść poufne dane ich użytkowników. W celu zwiększenia bezpieczeństwa sieć domowa musi uwierzytelniać wszystkie urządzenia, chronić integralność danych i prywatność (np. dzięki szyfrowaniu) oraz zapewnić ochronę przed atakami polegającymi na odtwarzaniu (powtarzaniu sygnału), które mogą być problemem, gdy HAN służy do obsługi aplikacji związanych z bezpieczeństwem osób lub mienia.

„Urządzenia podłączone do HAN mają czasem ograniczone zasoby sprzętowe w celu osiągnięcia niskiego kosztu i długiej żywotności baterii, jest tak w przypadku sieci bezprzewodowych. Jeżeli chodzi o sieci oparte na fizycznych kablach posiadają one wystarczającą ilość zasobów sprzętowych do rozwiązania problemu bezpieczeństwa. Pomimo ograniczeń jakie wiążą się z pracą sieci bezprzewodowych oczekuje się, że również dla nich zostaną zapewnione zaawansowane usługi

bezpieczeństwa (stwierdzenie z 2015 roku). Oznacza to również, że oprogramowanie wyższego poziomu nie musi wdrażać środków bezpieczeństwa, jeśli są one zapewnione przez protokół komunikacyjny.

Struktura komunikacyjna ISD powinna być oparta o sieć z centralną bramą domową. Pozwala to na łatwiejszą (tańszą) realizację ISD w oparciu o sprawdzone w sieciach informatycznych rozwiązania przy zachowaniu wysokich standardów bezpieczeństwa. Podstawą zachowania bezpieczeństwa (także energetycznego) w ramach ISD jest zapewnienie tej sieci kontroli dostępu przez osoby nieuprawnione niebędące bezpośrednio uczestnikami zarządzania energią i mediami w ramach konkretnej ISD. Szyfrowanie znane z sieci informatycznych oparte na kluczach 128-bitowych jest rozwiązaniem zalecanym. Identyfikacja konkretnych urządzeń w ramach sieci ISD wymaga, aby identyfikowane były nie tylko adresem (np. numer IP), ale także typem określającym ich funkcję w ISD oraz parametrami charakterystyki pracy. Struktura komunikacyjna powinna umożliwiać dwukierunkową transmisję sygnałów pomiędzy elementami ISD za pośrednictwem bramy domowej będącej najważniejszym elementem struktury komunikacyjnej. Jednocześnie ze względu na obawy społeczne dotyczące ograniczenia autonomii Odbiorcy niedopuszczalne wydaje się umożliwienie bezpośredniego sterowania (z pominięciem Lokalnego Systemu Zarządzania Energią) pracą urządzeń Odbiorcy przez podmioty zewnętrzne (np. OSD).

Omówiono również zagadnienia dotyczące bezpieczeństwa przesyłanych danych. Zagadnienia te są istotne w ISD ze względu na powszechny dostęp do mediów transmisyjnych zarówno przewodowych, jak i bezprzewodowych. Niezależnie od stosowanego protokołu i medium transmisyjnego wszystkie rozwiązania korzystają z aktualnych technik zabezpieczeń transmisji pozwalających na ochronę Odbiorcy przed nieautoryzowanym dostępem do danych wymienianych w ramach ISD. W procesie uwierzytelnienia stosowane są zarówno techniki sprzętowe polegające na wykorzystywaniu unikalnych identyfikatorów urządzeń włączanych do sieci ISD, jak i programistyczne polegające na wykorzystaniu uznawanego obecnie za bezpieczny sposobu kodowania transmitowanych danych (np. 128-bit AES, WPA2). Proces uwierzytelnienia wymaga udziału Odbiorcy, zatem bardzo istotne dla bezpieczeństwa sieci jest odpowiednie dostarczenie i przechowywanie hasła.”

A. T. Kearney, Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) w ramach Inteligentnych Sieci / HAN within Smart Grids (Raport Technologiczny) (2013)

3. Szczegółowe rozwiązania

Rozporządzenie określa wymagania, jakie powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym, w tym

wymagania w zakresie ochrony tej komunikacji przed nieuprawnioną ingerencją oraz nieuprawnionym dostępem oraz urządzenia w gospodarstwie domowym na potrzeby komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu.

Prawo odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego oraz odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należących do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii do wystąpienia do tego operatora lub właściciela o umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego, i odpowiadający temu obowiązek operatora lub właściciela w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia tego odbiorcy, wynika z przepisów ustawy.

Infrastrukturę sieci domowej oraz bramę domową infrastruktury sieci domowej będzie zapewniał podmiot wybrany przez odbiorcę końcowego w gospodarstwie domowym. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym będzie ponosił koszty instalacji oraz uruchomienia infrastruktury sieci domowej oraz bramy domowej infrastruktury sieci domowej.

Zgodnie z projektowanymi rozwiązaniami odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym będzie uprawniony do dostępu do danych niezatwierdzonych dotyczących zużycia energii elektrycznej przez jego urządzenia należące do infrastruktury sieci domowej.

W kolejnych przepisach uregulowano zagadnienia techniczne. I tak, licznik zdalnego odczytu będzie komunikował się bezprzewodowo, bezpośrednio i dwukierunkowo z bramą domową infrastruktury sieci domowej wykorzystując do tego celu interfejs komunikacyjny. Brama domowa będzie musiała zapewniać standard komunikacji bezprzewodowej Wireless M-BUS, zgodny z normą PN-EN 13757-4 dla częstotliwości 868 MHz i będzie komunikowała się z interfejsem komunikacyjnym licznika zdalnego odczytu zgodnie z normą PN-EN 13757-4. Zaś urządzenia należące do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym będą komunikowały się bezpośrednio i dwukierunkowo z bramą domową infrastruktury sieci domowej, wykorzystując do tego celu łącze bezprzewodowe lub przewodowe. Przesyłanie powyższych komunikatów odbywać się będzie w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Sposób kodowania informacji przesyłanych przez licznik zdalnego odczytu do bramy domowej infrastruktury sieci domowej oraz format danych, ze względu na ich charakter czysto techniczny, będzie określał załącznik do rozporządzenia.

W projekcie rozporządzenia określono wymagania dla interfejsu komunikacyjnego licznika zdalnego odczytu. Interfejs komunikacyjny będzie zabudowany pod główną, chroniącą elementy wewnętrzne, pokrywą licznika zdalnego odczytu oraz wyposażony w antenę wewnętrzną, umożliwiającą poprawną komunikację z bramą domową infrastruktury sieci domowej. Interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu będzie musiał również spełniać następujące wymagania:

- 1) jest zasilony w sposób, który nie narazi odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym na dodatkowe koszty związane z jego eksploatacją;
- 2) umożliwia jego zdalne włączenie oraz wyłączenie;
- 3) umożliwia poprawne i bezpieczne działanie w oparciu o technologie bezprzewodowej komunikacji;
- 4) jest zabezpieczony poprzez zastosowanie szyfrowania komunikacji algorytmem o długości klucza 128 bitów, zgodnie z normą PN-EN 13757-4;
- 5) aktualizacja oprogramowania sprzętowego bądź systemowego interfejsu musi uwzględniać sposoby zabezpieczenia przed nieuprawnioną wymianą oprogramowania oraz mechanizmy zachowania integralności i niezaprzeczalności oprogramowania;
- 6) działa w oparciu o standard komunikacji bezprzewodowej Wireless M-BUS, zgodny z normą PN-EN 13757-4 dla częstotliwości 868 MHz;
- 7) wysyła sygnał do bramy domowej infrastruktury sieci domowej niezwłocznie po jego załączeniu w czasie zbliżonym do rzeczywistego oraz zaprzestaje jego wysyłania niezwłocznie po jego wyłączeniu w czasie zbliżonym do rzeczywistego.

Określono również minimalny katalog informacji pomiarowych, które interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu przesyła do bramy domowej infrastruktury sieci domowej.

Ogólnie wskazano, że urządzenia należące do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym nie będą mogły powodować zakłóceń ani błędów dla komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu ani stwarzać zagrożenia dla jego bezpiecznej eksploatacji a spełniać międzynarodowe standardy bezpieczeństwa określone w przepisach odrębnych oraz w obowiązujących w Polsce norm technicznych, w tym wymagania techniczne w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej, zgodne z właściwymi normami w tym obszarze, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym do 0,4 kV.

Zaproponowane w projekcie rozporządzenia przepisy są odzwierciedleniem rozwiązań technicznych najczęściej spotykanych w praktyce i będą one jeszcze podlegały uzgodnieniom w ramach konsultacji publicznych w celu maksymalnego uwzględnienia interesów wszystkich uczestników i konsumentów energii elektrycznej.

4. Wejście w życie rozporządzenia

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia, a zostanie wydane co najmniej po roku od dnia wejścia w życie ustawy z dnia o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, bowiem rozwiązania w tym obszarze są ściśle uzależnione od instalacji liczników zdalnego odczytu, których to pierwszy etap przypada dopiero na 2023 r.

5. Ocena zgodności projektu z prawem Unii Europejskiej

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

6. Ocena potrzeby notyfikacji zgodnie z przepisami dotyczącymi funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych

Projekt rozporządzenia podlega notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

7. Informacje na temat konsultacji

Projekt rozporządzenia zostanie poddany uzgodnieniom międzyresortowym oraz konsultacjom publicznym zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248). Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia, zgodnie z § 27 ust 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. - Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn.zm.).

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie infrastruktury sieci domowej Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Pan Michał Kurtyka Minister Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Pan Łukasz Bartuszek Departament Elektroenergetyki i Gazu	Data sporządzenia 17 listopada 2020 r. Źródło: Art. 11x ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.) Nr w wykazie prac

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt rozporządzenia stanowi wykonanie delegacji ustawowej wprowadzonej w ustawie o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC17).

Na marginesie należy zaznaczyć, że w ramach projektu Inteligentnie w energetyce. Wsparcie budowy inteligentnej sieci energetycznej w Polsce przewidziano środki z POIŚa na wykonanie analizy mającej stanowić podstawę do opracowania przedmiotowego rozporządzenia. Zamówienie publiczne dot. analizy jest w trakcie procedowania. Terminem na opracowanie oraz wejście w życie rozporządzenia jest rok od dnia opublikowania ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC17).

Przewidziany w ww. projekcie ustawy system inteligentnego opomiarowania umożliwi rozwój tzw. Internetu rzeczy (IoT) – urządzeń funkcjonujących w ramach infrastruktury sieci domowej, w związku z czym stało się niezbędne określenie standardów komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym, w tym wymagań w zakresie ochrony tej komunikacji przed nieuprawnioną ingerencją oraz nieuprawnionym dostępem wymagań dla urządzeń w gospodarstwie domowym na potrzeby komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu. Uregulowanie tych zagadnień w akcie prawnych powszechnie obowiązującym zagwarantuje możliwość komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a tymi urządzeniami wg przejrzystych standardów oraz jej bezpieczeństwo.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rozporządzenie określa wymagania, jakie powinny spełniać standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym, w tym wymagania w zakresie ochrony tej komunikacji przed nieuprawnioną ingerencją oraz nieuprawnionym dostępem oraz urządzenia w gospodarstwie domowym na potrzeby komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu.

Prawo odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciela urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego oraz odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należących do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii do wystąpienia do tego operatora lub właściciela o umożliwienie komunikacji licznika zdalnego odczytu z urządzeniami tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego, i odpowiadający temu obowiązek operatora lub właściciela w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia tego odbiorcy, wynika z przepisów ustawy.

Infrastrukturę sieci domowej oraz bramę domową infrastruktury sieci domowej będzie zapewniał podmiot wybrany przez odbiorcę końcowego w gospodarstwie domowym. Odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym będzie ponosił koszty instalacji oraz uruchomienia infrastruktury sieci domowej oraz bramy domowej infrastruktury sieci domowej.

Zgodnie z projektowanymi rozwiązaniami odbiorca końcowy w gospodarstwie domowym będzie uprawniony do dostępu do danych niezatwierdzonych dotyczących zużycia energii elektrycznej przez jego urządzenia należące do infrastruktury sieci domowej.

W kolejnych przepisach uregulowano zagadnienia techniczne. I tak, licznik zdalnego odczytu będzie komunikował się bezprzewodowo, bezpośrednio i dwukierunkowo z bramą domową infrastruktury sieci domowej wykorzystując do tego celu interfejs komunikacyjny. Brama domowa będzie musiała zapewniać standard komunikacji bezprzewodowej Wireless

M-BUS, zgodny z normą PN-EN 13757-4 dla częstotliwości 868 MHz i będzie komunikowała się z interfejsem komunikacyjnym licznika zdalnego odczytu zgodnie z normą PN-EN 13757-4. Zaś urządzenia należące do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym będą komunikowały się bezpośrednio i dwukierunkowo z bramą domową infrastruktury sieci domowej, wykorzystując do tego celu łącze bezprzewodowe lub przewodowe. Przesyłanie powyższych komunikatów odbywać się będzie w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Sposób kodowania informacji przesyłanych przez licznik zdalnego odczytu do bramy domowej infrastruktury sieci domowej oraz format danych, ze względu na ich charakter czysto techniczny, będzie określał załącznik do rozporządzenia.

W projekcie rozporządzenia określono wymagania dla interfejsu komunikacyjnego licznika zdalnego odczytu. Interfejs komunikacyjny będzie zabudowany pod główną, chroniącą elementy wewnętrzne, pokrywą licznika zdalnego odczytu oraz wyposażony w antenę wewnętrzną, umożliwiającą poprawną komunikację z bramą domową infrastruktury sieci domowej. Interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu będzie musiał również spełniać wymagania szczegółowo określone w rozporządzeniu

Określono również minimalny katalog informacji pomiarowych, które interfejs komunikacyjny licznika zdalnego odczytu przesyła do bramy domowej infrastruktury sieci domowej.

Ogólnie wskazano, że urządzenia należące do odbiorcy końcowego w gospodarstwie domowym nie będą mogły powodować zakłóceń ani błędów dla komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu ani stwarzać zagrożenia dla jego bezpiecznej eksploatacji a spełniać międzynarodowe standardy bezpieczeństwa określone w przepisach odrębnych oraz w obowiązujących w Polsce norm technicznych, w tym wymagania techniczne w zakresie kompatybilności elektromagnetycznej, zgodne z właściwymi normami w tym obszarze, dla urządzeń, instalacji i sieci przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym do 0,4 kV.

Zaproponowane w projekcie rozporządzenia przepisy są odzwierciedleniem rozwiązań technicznych najczęściej spotykanych w praktyce i będą one jeszcze podlegały uzgodnieniom w ramach konsultacji publicznych w celu maksymalnego uwzględnienia interesów wszystkich uczestników i konsumentów energii elektrycznej.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Obecnie na poziomie europejskim a także w innych państwach spoza Unii Europejskiej nie określono na poziomie aktów prawnych powszechnie obowiązujących obowiązków w obszarze stosowania danych standardów komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy końcowego. Funkcjonują wypracowane powszechnie standardy:

1. Bezprzewodowe:

- a) Zigbee,
- b) Wi-Fi,
- c) Wireless M-Bus,
- d) Z-Wave;

2. Przewodowe:

- a) Ethernet,
- b) Powerline Communication (PLC).

Szczegółowo, standardy opisano w uzasadnieniu do rozporządzenia.

1) A. T. Kearney, Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) w ramach Inteligentnych Sieci / HAN within Smart Grids (Raport Technologiczny) (2013):

<https://www.ure.gov.pl/download/9/6344/20120726Raportpodsumowujacy.pdf>

2) <https://www.ure.gov.pl/download/9/6348/RaportTechnologiczny-finalv2.pdf>

3)

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwiO8ciskZTlAhW5wsQBHWLsDuAQFjAAegQIABAC&url=https%3A%2F%2Fwww.pnnl.gov%2Fmain%2Fpublications%2Fexternal%2Ftechnical_reports%2Fpnnl-20374.pdf&usg=AOvVaw02xUypco0zLg-2xG5OPa9B

4)

<https://www.google.com/url?sa=i&rct=j&q=&esrc=s&source=images&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwix9pKBpZvIAhXQmIsKHUqpBtUQjhx6BAGBEAI&url=http%3A%2F%2Fstopocsmartmeters.com%2Fwhat-is-a-smart-meter.html&psig=AOvVaw34mEKbAj-ejdZqY5OiRqbH&ust=1571126603986119>

5)

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwj82KicqJ71AhWtyKYKHSa_Cd sQfjABegQIBhAC&url=https%3A%2F%2Fwww.cire.pl%2Fpliki%2F2%2F2016%2Finteligentne_bezpieczenstwo_tomas z_szalach.pdf&usg=AOvVaw2cLJZLe5y5lbjdzCqcn5bY

6) https://www.researchgate.net/publication/295076171_Analiza_tehnologii_monitoringu_i_sterowania_w_budynkach_-_Prosumenckie_Mikroinstalacje_Energetyczne_Monitoring_And_Control_Technologies_Analysis_-_Energy_Microinstallations_for_Prosumers

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operatorzy systemów elektroenergetycznych (przesyłowego i dystrybucyjnych)	190	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania, określenie procesów realizowanych za pośrednictwem CSIRE.
Wytwórcy energii elektrycznej posiadający koncesję	1441	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania.
Wytwórcy energii elektrycznej nie posiadający koncesji i prosumenci			Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania.
Odbiorcy energii elektrycznej	17,6 mln	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania.
Przedsiębiorstwa obrotu	448	Prezes URE	Doprecyzowanie obowiązków, określenie sposobu działania, określenie procesów realizowanych za pośrednictwem CSIRE.
Dostawcy urządzeń IT	Kilkuset	Internet	Produkcja i dostarczanie urządzeń IT na dużą skalę, zwiększenie zatrudnienia, rozwój technologii, zwiększenie konkurencji wśród producentów urządzeń IT

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt rozporządzenia zostanie skierowany do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych zgodnie z uchwałą nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006 i 1204 oraz z 2018 r. poz. 114 i 278) oraz zamieszczony na stronie internetowej BIP RCL zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

[illegible]

budżet państwa											0
JST											0
pozostałe jednostki (oddzielnie)											0

Źródła finansowania	Zakłada się brak bezpośredniego wpływu niniejszego rozporządzenia na jednostki sektora finansów publicznych. Rozporządzenie stanowi nowy akt wykonawczy do ustawy - Prawo energetyczne. Jego funkcją jest umożliwienie realizacji nowych praw i obowiązków nakładanych na uczestników rynku poprzez ustawę o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Rozporządzenie nie generuje nowych skutków finansowych ponad te określone już na poziomie OSR do ww. ustawy.

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Nie dotyczy

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa							0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							0
	(dodaj/usuń)							0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Pośrednia korzyść wynikająca z faktu, że będą określone w sposób transparentny – w akcie prawnym powszechnie obowiązującym standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym, w tym wymagania w zakresie ochrony tej komunikacji przed nieuprawnioną ingerencją oraz nieuprawnionym dostępem oraz wymagania jakie powinny spełniać urządzenia w gospodarstwie domowym na potrzeby komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	J.w.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	J.w.						
	(dodaj/usuń)							
Niemierzalne	(dodaj/usuń)							
	(dodaj/usuń)							

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Zakłada się brak bezpośredniego wpływu niniejszego rozporządzenia na funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe. Rozporządzenie stanowi nowy akt wykonawczy do ustawy - Prawo energetyczne. Jego funkcją jest umożliwienie realizacji nowych praw i obowiązków nakładanych na uczestników rynku poprzez ustawę o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Rozporządzenie nie generuje nowych skutków finansowych ponad te skwantyfikowane już na poziomie OSR do ww. ustawy.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☐ nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy

☒ zmniejszenie liczby dokumentów ☒ zmniejszenie liczby procedur ☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	☒ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy
Komentarz: Projektowane rozwiązania przyczynią się do digitalizacji sektora energetycznego, przede wszystkim z sferze odbiorcy w gospodarstwach domowych a co za tym idzie świadomego zużycia energii elektrycznej.	
9. Wpływ na rynek pracy	
Nie przewiduje się bezpośredniego wpływu na rynek pracy. Pośredni wpływ na rynek pracy mógłby wynikać z projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw oraz OSR do tej ustawy.	
10. Wpływ na pozostałe obszary	
☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ inne:	☐ demografia ☐ mienie państwowe ☒ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Projektowane rozwiązania przyczynią się do świadomego zużycia energii elektrycznej a więc tzw. efektywności energetycznej.
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Rok od dnia wejścia w życie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC17)	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
Nie przewiduje się odrębnego mechanizmu ewaluacji realizacji projektu. Pośrednio ewaluacja ta będzie wynikała z corocznie przygotowywanych raportów Prezesa URE z działalności tego organu jak również okresowych kwestionariuszy uzupełnianych dla Komisji Europejskiej.	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
1) A. T. Kearney, Infrastruktura Sieci Domowej (ISD) w ramach Inteligentnych Sieci / HAN within Smart Grids (Raport Technologiczny) (2013): https://www.ure.gov.pl/download/9/6344/20120726Raportpodsumowujacy.pdf 2) https://www.ure.gov.pl/download/9/6348/RaportTechnologiczny-finalv2.pdf 3) https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwiO8ciskZTIAhW5wsQBHWLsDuAQFjAAegQIABAC&url=https%3A%2F%2Fwww.pnnl.gov%2Fmain%2Fpublications%2Fexternal%2Ftechnical_reports%2Fpnnl-20374.pdf&usg=AOvVaw02xUypco0zLg-2xG5OPa9B 4) https://www.google.com/url?sa=i&rct=j&q=&esrc=s&source=images&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwix9pKBpZvIAhXQmIsKHUqpBtUQjhx6BAGBEAI&url=http%3A%2F%2Fstopocsmartmeters.com%2Fwhat-is-a-smart-meter.html&psig=AOvVaw34mEKbAj-ejdZqY5OiRqbH&ust=1571126603986119 5) https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwj82KicqJ7IAhWtyKYKHSa_CdS0FjABegQIBhAC&url=https%3A%2F%2Fwww.cire.pl%2Fpliki%2F2%2F2016%2Finteligentne_bezpieczenstwo_tomasz_szalach.pdf&usg=AOvVaw2cLJZLe5y5lbdzCqcn5bY 6) https://www.researchgate.net/publication/295076171_Analiza_tehnologii_monitoringu_i_sterowania_w_budynkach_-_Prosumenckie_Mikroinstalacje_Energetyczne_Monitoring_And_Control_Technologies_Analysis_-_Energy_Microinstallations_for_Prosumers	

Wyjaśnienia do formularza oceny skutków regulacji

0. Metryczka

W niniejszej części należy podać podstawowe informacje na temat oceny skutków regulacji:

- Nazwa projektu:

Proszę podać np. wstępny tytuł projektu wpisany do wykazu prac legislacyjnych.

- Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące:

Proszę wskazać organ odpowiedzialny za przygotowanie projektu, jego koordynację oraz wdrożenie (ministerstwo wiodące). W przypadku, gdy projekt jest przedmiotem prac więcej niż jednego ministerstwa, proszę wskazać również podmioty współpracujące.

- Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu:

Proszę wskazać osobę, która w ministerstwie wiodącym nadzoruje prace jednostki odpowiedzialnej za merytoryczne przygotowanie projektu.

- Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu:

Proszę podać kontakt (telefon, adres e-mail) do osoby, która jest odpowiedzialna za opracowanie projektu (np. kierownika komórki organizacyjnej) i będzie w stanie odpowiedzieć na ewentualne pytania związane z przedstawionymi w ocenie informacjami lub wskaże odpowiednią osobę.

- Data sporządzenia:

Proszę podać datę przygotowania OSR.

- Źródło:

Z rozwijanej listy proszę wybrać źródło, na podstawie którego przygotowany jest projekt (punkt exposé, data decyzji, nazwa strategii, nr dyrektywy, sygn. orzeczenia TK, nazwa ustawy, inne).

- Nr w wykazie prac:

Proszę podać numer z właściwego wykazu prac legislacyjnych.

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Proszę opisać istotę problemu (np. zawodność rynku, zapotrzebowanie na dobro publiczne, wysokie koszty transakcyjne, bariery w prowadzeniu działalności gospodarczej itp.) i jego praktyczny wymiar (np. zbyt mała ochrona leasingobiorców, niewystarczający komfort i długi czas podróży koleją, występujące obciążenia administracyjne pobierczego danego przepisu itp.). Istotą problemu nie jest brak określonej regulacji - nowa regulacja może być jednym z instrumentów (sposobem) rozwiązania problemu. Dobrze i zwięźle wypełniona rubryka umożliwi zrozumienie problemu, który ma być rozwiązany oraz skali i przyczyn jego występowania.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze (największe) problemy wymagające rozwiązania.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Proszę zwięźle opisać proponowane rozwiązanie problemu opisanego w pkt 1 oraz oczekiwane rezultaty jego (ich) wdrożenia, sformułowane w możliwie konkretny, mierzalny i określony w czasie sposób - w przypadkach w których jest to możliwe powinien być zgodny z zasadą SMART (prosty, mierzalny, osiągalny, istotny, określony w czasie), np. osiągnięcie do 2020 r. wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego co najmniej 90%.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze rekomendacje i cele.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Proszę wskazać - tam gdzie to możliwe - rozwiązania w minimum 3 krajach i źródła informacji. Proszę wskazać kraje, z których rozwiązania przeanalizowano oraz wyniki tych analiz.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę wskazać informacje odnoszące się do zagadnień najważniejszych.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Proszę wyszczególnić jakie podmioty (zarówno osoby fizyczne, prawne lub jednostki nieposiadające osobowości prawnej) są objęte projektem. Proszę oszacować ich liczbę (wraz z podaniem źródła danych) oraz opisać charakter oddziaływania projektu na daną grupę.

Proszę dostosować liczbę wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

Przykładowe grupy: obywatele, MŚP, rolnicy, rodzina, inwestorzy, lekarze, emeryci, osoby niepełnosprawne.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Proszę podać informacje o konsultacjach poprzedzających przygotowanie projektu oraz wskazać, jaki jest planowany zakres konsultacji publicznych i opiniowania projektu, w szczególności uwzględniając:

- wskazanie, czy były (i jak długo) prowadzone konsultacje poprzedzające przygotowanie projektu (tzw. pre-konsultacje publiczne), podmioty, z którymi były prowadzone te konsultacje (w tym ekspertów), w jaki sposób komunikowano się z grupami wskazanymi w pkt 6 (metody konsultacji np. warsztaty, kwestionariusz on-line), krótkie podsumowanie wyników konsultacji,
- terminy planowanych konsultacji publicznych, podmioty, z którymi będzie konsultowany projekt, wskazanie przepisu z którego wynika obowiązek zasięgnięcia opinii.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

W przygotowaniu kalkulacji skutków dla sektora finansów publicznych proszę uwzględnić aktualne wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych, o których mowa w art. 50a ustawy o finansach publicznych.

Jeśli to możliwe proszę wskazać skumulowane koszty/oszczędności. Prognozę proszę przeprowadzić w podziale na proponowane kategorie w horyzoncie 10-letnim, w wartościach stałych (np. ceny stałe dla pierwszego roku prognozy). W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli obliczenia zostały wykonane na podstawie opracowania własnego, proszę je przedstawić w formie załącznika oraz wskazać to opracowanie w pkt 13.

W opracowywanej analizie wpływu, co do zasady, należy przyjąć kalkulację w cenach stałych. W przypadku zastosowania cen bieżących, prezentacja skutków finansowych powinna uwzględniać wskaźniki makroekonomiczne podawane w [Wytycznych dotyczących stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw](#). Jeżeli nie zastosowano wskaźników makroekonomicznych podanych w [Wytycznych MF](#), proszę dołączyć stosowną informację wyjaśniającą.

Proszę wskazać źródła finansowania planowanych wydatków. Proszę wskazać również wszystkie przyjęte do obliczeń założenia i źródła danych.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w kolejnych latach jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu na SFP dla najważniejszych zmian.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Proszę oszacować wpływ na konkurencyjność gospodarki, przedsiębiorczości oraz na sytuację rodziny. Skutki należy przypisać do odpowiedniej grupy w tabeli.

W przypadku gdy regulacja będzie oddziaływać na inne niż wymienione w formularzu podmioty proszę odpowiednio uzupełnić formularz.

Proszę wskazać wartość finansową, z uwzględnieniem m.in. kosztów ponoszonych w związku z wejściem w życie aktu (np. koszt aktualizacji systemów informatycznych, zakupu nowych urządzeń), podatków i opłat lokalnych, itp.

W ujęciu niepieniężnym proszę podać wartości najważniejszych wskaźników, które ulegną zmianie (np. skrócenie czasu wydania pozwolenia na budowę o 100 dni, wzrost wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego o 20 punktów procentowych).

W przypadku gdy nie ma możliwości podania żadnych wartości liczbowych (lub wpływ dotyczy także zmian, których nie można skwantyfikować) proszę odpowiednio opisać analizę wpływu w pozycji: „niemierzalne”.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w 1, 2, 3, 5 i 10 roku jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

Proszę dostosować ilość wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

Obciążenia regulacyjne należy rozumieć jako wszystkie czynności, które muszą wykonać podmioty (adresaci regulacji) w związku wykonywaniem projektowanych przepisów.

Przykładem takich obciążeń są m.in. obowiązki informacyjne (OI). OI polega na dostarczaniu lub przechowywaniu przez podmioty zobowiązane danych informacji. Identyfikowanie OI dokonywane jest w oparciu o przepisy ustawy. Dany przepis nakłada OI, jeżeli podmiot realizujący obowiązek musi wykonać szereg czynności administracyjnych. Przepis można uznać za OI w przypadku gdy jego wykonanie będzie związane z wykonaniem jednej lub więcej czynności składowych z listy poniżej:

- 1) przyswajanie wiedzy dotyczącej wykonywania konkretnego obowiązku informacyjnego (w tym bieżące śledzenie zmian w przepisach),
- 2) szkolenie pracowników w zakresie wykonywania OI,
- 3) pozyskiwanie odpowiednich informacji z posiadanych danych,
- 4) przetwarzanie posiadanych danych w celu wykonania OI,
- 5) generowanie nowych danych,
- 6) projektowanie materiałów informacyjnych,
- 7) wypełnianie kwestionariuszy,
- 8) odbywanie spotkań,
- 9) kontrola i sprawdzanie poprawności,
- 10) kopiowanie/sporządzanie dokumentacji,
- 11) przekazywanie wymaganej informacji do adresata,
- 12) archiwizacja informacji.

Proszę:

- w przypadku gdy projekt nie dotyczy zmiany obciążeń regulacyjnych, zaznaczyć pole „nie dotyczy”,
- w przypadku zmian w projekcie wpływających na obciążenia regulacyjne odpowiednio zaznaczyć ich zwiększenie lub zmniejszenie,
- wskazać, czy wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE,
- wskazać, czy dane obciążenia są przystosowane do ich ewentualnej elektronizacji (dotyczy sytuacji kiedy wprowadzane obciążenia wpływają na systemy teleinformatyczne podmiotów publicznych lub na podmioty prywatne – przedsiębiorcy, obywatele).

W komentarzu proszę o zwięzłe opisanie zakresu zmian dotyczących obciążeń regulacyjnych.

9. Wpływ na rynek pracy

Proszę opisać, czy i w jaki sposób projektowana regulacja może spowodować zmiany na rynku pracy w odniesieniu do zatrudnienia oraz innych wskaźników (np. czasu poszukiwania pracy, kwalifikacji pracowników).

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

10. Wpływ na pozostałe obszary

Proszę zaznaczyć pola - zakres oddziaływania projektu na obszary niewymienione w pkt 6, 7 i 9. Dla zaznaczonych obszarów proszę dokonać analizy wpływu.

W przypadku analizy wpływu na obszar „informatyzacja” proszę w szczególności rozważyć następujące kwestie:

- Czy projekt spełnia wymagania interoperacyjności (zdolność sieci do efektywnej współpracy w celu zapewnienia wzajemnego dostępu użytkowników do usług świadczonych w tych sieciach)?
- Czy projekt spełnia wymogi neutralności technologicznej, wielojęzyczności, elektronicznej komunikacji, wykorzystania danych z rejestrów publicznych, ochrony danych osobowych?

Jeżeli projekt będzie miał wpływ na inne niż wymienione w pkt 10 obszary proszę zaznaczyć „inne” oraz je wymienić. Proszę również omówić wpływ, jaki będzie miała projektowana regulacja na wymienione obszary.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Proszę opisać kiedy planuje się rozwiązanie problemu zidentyfikowanego w pkt 1 (wejście przepisów w życie nie zawsze rozwiązuje dany problem a jedynie daje podstawę do wdrożenia instrumentów do jego rozwiązania). Proszę przedstawić harmonogram wdrożenia działań wykonania aktu prawnego (np. gdy rozwiązywanym problemem jest zwiększona zachorowalność, to działaniami będą: ew. zatrudnienie dodatkowych pracowników, zakup majątku - urządzeń, przeprowadzenie szczepień, zakup szczepionek itp.)).

Jeżeli akt prawny ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać planowane wykonanie dla najważniejszych zmian.

Jeżeli projektowana regulacja oddziałuje na przedsiębiorców (na prowadzenie działalności gospodarczej), zgodnie z *Uchwałą Rady Ministrów z dnia 18 lutego 2014 r. w sprawie zaleceń ujednolicenia terminów wejścia w życie niektórych aktów normatywnych*, terminem wejścia w życie przepisów, po minimum 30-dniowym *vacatio legis*, powinien być 1 stycznia lub 1 czerwca. Jeżeli termin ten nie zostanie zachowany, proszę wskazać powód odstąpienia od wyznaczonych terminów.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Proszę opisać, kiedy i w jaki sposób będzie mierzone osiągnięcie efektu opisanego w pkt 2. Po jakim czasie nastąpi przegląd kosztów i korzyści projektowanych oddziaływań. Proszę również wskazać mierniki, które pozwolą określić, czy oczekiwane efekty zostały uzyskane.

W tym punkcie proszę też podać informację dotyczącą przygotowania oceny funkcjonowania ustawy (OSR ex-post), jeżeli w odniesieniu do projektu ustawy przewiduje się przedstawienie wyników ewaluacji w OSR ex-post.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać sposób przeprowadzania ewaluacji i mierniki dla najważniejszych zmian.

Jeśli specyfika danego projektu uniemożliwia zastosowanie mierników lub też niezasadna jest jego ewaluacja (z uwagi na zakres lub charakter projektu) proszę to opisać.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy, itp.)

Proszę wymienić dodatkowe dokumenty, które stanowią załączniki do projektu i formularza. Załączanie dodatkowych dokumentów jest opcjonalne.

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia

w sprawie prowadzenia rejestru magazynu energii elektrycznej

Na podstawie art. 43g ust. 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.²⁾) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) wzór rejestru magazynów energii elektrycznej, zwanego dalej „rejestrem”;
- 2) wzór informacji zawierającej dane, o których mowa w art. 43g ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą”, oraz jej aktualizacji;
- 3) format danych zamieszczanych w rejestrze.

§ 2.1. Określa się wzór informacji, o której mowa w art. 43g ust. 5 ustawy:

- 1) składanej przez osobę fizyczną – stanowiący załącznik nr 1 do rozporządzenia;
- 2) składanej przez osobę prawną – stanowiący załącznik nr 2 do rozporządzenia.

2. Określa się wzór rejestru stanowiący załącznik nr 3 do rozporządzenia.

3. Operator systemu elektroenergetycznego prowadzi rejestr przy wykorzystaniu formatów danych określonych w załączniku nr 3 do rozporządzenia.

§ 3. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – energia na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1720 i 2004).

²⁾ Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U z 2020 r. poz. 843, 875, 1086, 1378 i 1565 oraz z

Załączniki
do rozporządzenia
Ministra Klimatu i Środowiska
z dnia
(poz.)

Załącznik nr 1

**WZÓR INFORMACJI, O KTÓREJ MOWA W ART. 43G UST. 5 USTAWY,
SKŁADANEJ PRZEZ OSOBĘ FIZYCZNĄ**

Informacja, o której mowa w art. 43g ust. 5 ustawy			
Wpis po raz pierwszy¹⁾			
Aktualizacja danych¹⁾			
1. Oznaczenie posiadacza magazynu energii elektrycznej			
			Z²⁾
1	Imię i nazwisko posiadacza magazynu energii elektrycznej ³⁾		
2	Tytuł prawny do posiadanego magazynu energii elektrycznej		
3	Siedziba posiadacza magazynu energii elektrycznej	Ulica, nr domu, nr mieszkania	
4		Miejscowość	
5		Kod pocztowy	
6		Poczta	
6		Gmina	
7		Powiat	
8		Województwo	
9	Telefon		
10	Faks		

11	E-mail			
12	Numer REGON			
13	Numer PESEL			
14	Numer wpisu posiadacza magazynu energii elektrycznej we właściwym rejestrze ⁴⁾			
15	Adres do korespondencji ⁵⁾	Ulica, nr domu, nr mieszkania		
16		Miejscowość		
17		Kod pocztowy		
18		Poczta		
19		Gmina		
20		Powiat		
21		Województwo		
2. Dane osoby uprawnionej do reprezentowania posiadacza magazynu energii elektrycznej⁶⁾				
22	Imię i nazwisko			
23	Adres zamieszkania:	Ulica, nr domu, nr mieszkania		
24		Miejscowość		
25		Kod pocztowy		
26		Poczta		
27		Gmina		
28		Powiat		
29		Województwo		
30	Telefon			
31	E-mail			

3. Informacje dotyczące wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie magazynowania energii elektrycznej				
32	Rodzaj wykonywanej działalności gospodarczej ⁷⁾			
33	Zakres wykonywanej działalności gospodarczej ⁸⁾			
34	Miejsce wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania energii elektrycznej	Ulica, nr domu, nr mieszkania		
35		Miejscowość		
36		Kod pocztowy		
37		Poczta		
38		Gmina		
39		Powiat		
40		Województwo		
41	Data rozpoczęcia wykonywania działalności w zakresie magazynowania energii elektrycznej			
4. Oznaczenie magazynu energii elektrycznej				
42	Określenie technologii wykorzystywanej do magazynowania energii elektrycznej			
43	Łączna moc zainstalowana magazynu energii elektrycznej (kW)			
44	Pojemność magazynu energii elektrycznej (kWh)			
45	Znamionowa sprawność cyklu jednokrotnego ładowania (%)			
46	Maksymalna moc ładowania (kW)			
47	Maksymalna moc rozładowania (kW)			
48	Miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej			
49	Jeżeli magazyn energii elektrycznej stanowi część jednostki wytwórczej należy określić tę jednostkę wytwórczą			

50	Jeżeli magazyn energii elektrycznej stanowi część instalacji odbiorcy końcowego należy określić tą instalację odbiorcy końcowego	
51	Oznaczenie innych operatorów systemu elektroenergetycznego właściwych ze względu na miejsce przyłączenia ⁹⁾	
52	<u>Informacja na temat przetwarzania danych osobowych</u> Przetwarzanie danych osobowych będzie się odbywać przez: z siedzibą w:..... w zakresie wynikającym z ustawy Prawo energetyczne	
Inne uwagi:		
miejsce i data sporządzenia		podpis posiadacza magazynu energii elektrycznej albo osoby upoważnionej do jego reprezentowania ze wskazaniem imienia i nazwiska oraz zajmowanego stanowiska

Objaśnienia:

¹⁾ Niepotrzebne skreślić.

²⁾ Należy zastrzec te informacje, które stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa lub dane osobowe, których wnioskodawca nie chce publikować; dane te nie będą wówczas opublikowane w rejestrze magazynów energii elektrycznej. Zastrzec można tylko wskazane pola, oznaczone w tej kolumnie. Pola w tej kolumnie oznaczone szarym kolorem nie będą publikowane.

³⁾ Przedsiębiorca wskazuje nazwę w brzmieniu zgodnym z wpisem w Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej.

⁴⁾ Przedsiębiorca podaje numer wpisu w Krajowym Rejestrze Sądowym lub Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej

⁵⁾ Należy wypełnić, jeśli adres do korespondencji jest inny niż adres siedziby posiadacza magazynu energii elektrycznej.

⁶⁾ Należy wypełnić, jeżeli taka osoba została wyznaczona przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.

⁷⁾ Należy podać kod PKD.

- ⁸⁾ Należy podać opis działalności wymienionej w odpowiedniej podklasie klasyfikacji PKD.
- ⁹⁾ Należy podać wszystkich właściwych ze względu na miejsce przyłączenia magazynu, jeśli właściwy jest więcej niż jeden operator systemu elektroenergetycznego.

Załącznik nr 2

**WZÓR INFORMACJI, O KTÓREJ MOWA W ART. 43G UST. 5 USTAWY,
SKŁADANEJ PRZEZ OSOBĘ PRAWNĄ**

Informacja, o której mowa w art. 43g ust. 5			
Wpis po raz pierwszy¹⁾			
Aktualizacja danych¹⁾			
1. Oznaczenie posiadacza magazynu energii elektrycznej			
			Z²⁾
1	Nazwa posiadacza magazynu energii elektrycznej ³⁾		
2	Forma prawna posiadacza magazynu energii elektrycznej		
3	Tytuł prawny do posiadanego magazynu energii elektrycznej		
4	Siedziba posiadacza magazynu energii elektrycznej	Ulica, nr domu, nr mieszkania	
5		Miejscowość	
6		Kod pocztowy	
7		Poczta	
8		Gmina	
9		Powiat	
10		Województwo	
11	Telefon		
12	Faks		
13	E-mail		

14	Numer REGON		
15	Numer NIP		
16	Numer wpisu posiadacza magazynu energii elektrycznej we właściwym rejestrze ⁴⁾		
17	Adres do korespondencji ⁵⁾	Ulica, nr domu, nr mieszkania	
18		Miejscowość	
19		Kod pocztowy	
20		Pocztą	
21		Gmina	
22		Powiat	
23		Województwo	
2. Dane osoby uprawnionej do reprezentowania posiadacza magazynu energii elektrycznej⁶⁾			
24	Imię i nazwisko		
25	Adres zamieszkania:	Ulica, nr domu, nr mieszkania	
26		Miejscowość	
27		Kod pocztowy	
28		Pocztą	
29		Gmina	
30		Powiat	
31		Województwo	
32	Telefon		
33	E-mail		
3. Informacje dotyczące wykonywanej działalności gospodarczej w zakresie magazynowania energii elektrycznej			
34	Rodzaj wykonywanej działalności gospodarczej ⁷⁾		

35	Zakres wykonywanej działalności gospodarczej ⁸⁾		
36	Miejsce wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania energii elektrycznej	Ulica, nr domu, nr mieszkania	
37		Miejscowość	
38		Kod pocztowy	
39		Poczta	
40		Gmina	
41		Powiat	
42		Województwo	
43	Data rozpoczęcia wykonywania działalności w zakresie magazynowania energii elektrycznej		
4. Oznaczenie magazynu energii elektrycznej			
44	Określenie technologii wykorzystywanej do magazynowania energii elektrycznej		
45	Łączna moc zainstalowana magazynu energii elektrycznej (kW)		
46	Pojemność magazynu energii elektrycznej (kWh)		
47	Znamionowa sprawność cyklu jednokrotnego ładowania (%)		
48	Maksymalna moc ładowania (kW)		
49	Maksymalna moc rozładowania (kW)		
50	Miejsce przyłączenia magazynu energii elektrycznej		
51	Jeżeli magazyn energii elektrycznej stanowi część jednostki wytwórczej należy określić tę jednostkę wytwórczą		
52	Jeżeli magazyn energii elektrycznej stanowi część instalacji odbiorcy końcowego należy określić tę instalację odbiorcy końcowego		

53	Oznaczenie innych operatorów systemu elektroenergetycznego właściwych ze względu na miejsce przyłączenia ⁹⁾	
Inne uwagi:		
miejsce i data sporządzenia		podpis posiadacza magazynu energii elektrycznej albo osoby upoważnionej do jego reprezentowania ze wskazaniem imienia i nazwiska oraz zajmowanego stanowiska

Objaśnienia:

¹⁾ Niepotrzebne skreślić.

²⁾ Należy zastrzec te informacje, które stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa lub dane osobowe, których wnioskodawca nie chce publikować; dane te nie będą wówczas opublikowane w rejestrze magazynów energii elektrycznej. Zastrzec można tylko wskazane pola, oznaczone w tej kolumnie. Pola w tej kolumnie oznaczone szarym kolorem nie będą publikowane.

³⁾ Przedsiębiorca wskazuje nazwę w brzmieniu zgodnym z wpisem do właściwego rejestru – rejestru przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym albo w Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej.

⁴⁾ Przedsiębiorca podaje numer wpisu w Krajowym Rejestrze Sądowym lub Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej

⁵⁾ Należy wypełnić, jeśli adres do korespondencji jest inny niż adres siedziby posiadacza magazynu energii elektrycznej.

⁶⁾ Należy wypełnić, jeżeli taka osoba została wyznaczona przez posiadacza magazynu energii elektrycznej.

⁷⁾ Należy podać kod PKD.

⁸⁾ Należy podać opis działalności wymienionej w odpowiedniej podklasie klasyfikacji PKD.

⁹⁾ Należy podać wszystkich właściwych ze względu na miejsce przyłączenia magazynu, jeśli właściwy jest więcej niż jeden operator systemu elektroenergetycznego.

WZÓR REJESTRU MAGAZYNÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

A. Struktura informacji rejestru magazynów energii elektrycznej

Lp.	Nazwa informacji	Rodzaj pola	Format pola ¹⁾	Uwagi	Źródło referencyjne (rejestr)
1.	2.	3.	4.	5.	6.
A	Informacje dotyczące posiadacza magazynu energii elektrycznej				
1.	Nazwa posiadacza				Zgodnie z REGON, pole „Nazwa”
2.	Forma prawna				Zgodnie z REGON, pole „Typ”
3.	Siedziba: ulica				Zgodnie z REGON, pole „Ulica”
4.	Siedziba: nr domu				Zgodnie z REGON, pole „NrNieruchomosci”
5.	Siedziba: nr mieszkania				Zgodnie z REGON, pole „NrLokalu”
6.	Siedziba: Miejscowość			Kontrola z listy TERYT/ PobierzListeMiejscowosciWGminie	Zgodnie z REGON, pole „Miejscowosc”
7.	Siedziba: Kod pocztowy			Kontrola formatu	Zgodnie z REGON, pole „KodPocztowy”
8.	Siedziba: Poczta			Kontrola z listy TERYT/ PobierzListeMiejscowosciWGminie	Zgodnie z REGON, pole „MiejscowoscPoczty”
9.	Siedziba: Gmina			Kontrola z listy TERYT/ PobierzListeGmin	Zgodnie z REGON, pole „Gmina”

10.	Siedziba: Powiat			Kontrola z listy TERYT/PobierzListePowiatow	Zgodnie z REGON, pole „Powiat”
11.	Siedziba: Województwo			Kontrola z listy TERYT/PobierzListeWojewodztw	Zgodnie z REGON, pole „Wojewodztwo”
12.	REGON				Zgodnie z REGON, pole „Regon”
12.	NIP				Zgodnie z REGON, pole „Nip”
13	PESEL	Liczbowe	X(11)		
14.	Numer wpisu w KRS				Zgodnie z REGON, pole „praw_numerWRejestrzeEwidencji” „fizC_numerWRejestrzeEwidencji”
15.	Numer wpisu w CEIDG				Zgodnie z REGON pole fizC_numerWRejestrzeEwidencji”
16.	Telefon	Liczbowe	X(18)	Kontrola formatu	
17.	Fax	Liczbowe	X(18)	Kontrola formatu	
18.	E-mail	Tekstowe	X(100)	Kontrola formatu	
B.	Miejsce i rodzaj prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie magazynowania energii elektrycznej oraz data jej rozpoczęcia				
1.	Rodzaj wykonywanej działalności gospodarczej ³⁾				Zgodnie z REGON, pole „praw_pkdKod”
2.	Adres: ulica				Zgodnie z REGON, pole „Ulica”
3.	Adres: nr domu				Zgodnie z REGON, pole „NrNieruchomosci”
4.	Adres: nr mieszkania				Zgodnie z REGON, pole „NrLokalu”

5.	Adres: Miejscowość			Kontrola z listy TERYT/ PobierzListeMiejscowosciWGminie	Zgodnie z REGON, pole „Miejscowosc”
6.	Adres: Kod pocztowy			Kontrola formatu	Zgodnie z REGON, pole „KodPocztowy”
7.	Adres: Poczta			Kontrola z listy TERYT/ PobierzListeMiejscowosciWGminie	Zgodnie z REGON, pole „MiejscowoscPoczty”
8.	Adres: Gmina			Kontrola z listy TERYT/PobierzListeGmin	Zgodnie z REGON, pole „Gmina”
9.	Adres: Powiat			Kontrola z listy TERYT/PobierzListePowiatow	Zgodnie z REGON, pole „Powiat”
10.	Adres: Województwo			Kontrola z listy TERYT/PobierzListeWojewodztw	Zgodnie z REGON, pole „Wojewodztwo”
11.	Data rozpoczęcia działalności	Tekstowe	RRRR-MM-DD	Kontrola formatu	
C.	Informacje dotyczące magazynu energii elektrycznej				
1.	Określenie technologii	Tekstowe	X(30)		
2.	Łączna moc zainstalowana [kW]	Liczbowe	999 999		
3.	Pojemność [kWh]	Liczbowe	999 999		
4.	Znamionowa sprawność cyklu	Procent	99		
5.	Maksymalna moc ładowania	Liczbowe	999 999		
6.	Maksymalna moc rozładowania	Liczbowe	999 999		

7.	Miejsce przyłączenia	Tekstowe	X(128)		
8.	Cześć jednostki wytwórczej	Tekstowe	Tak/Nie	Kontrola pola	
9.	Cześć instalacji odbiorcy końcowego	Tekstowe	Tak/Nie	Kontrola pola	
D. Informacje o wpisie do rejestru					
1.	Data pierwszego wpisu	Data	RRRR-MM-DD	Kontrola formatu	
2.	Data ostatniej aktualizacji	Data	RRRR-MM-DD	Kontrola formatu	

- ¹⁾ Format pola wskazuje w jaki sposób pole powinno być reprezentowane w rejestrze.
X(n) – określa pole tekstowe o długości „n” znaków
99 lub 9(n) – określa pole numeryczne o reprezentacji n cyfr
- ²⁾ Tylko w przypadku osób fizycznych nie prowadzących działalności gospodarczej
- ³⁾ Należy podać kod PKD

B. Rejestr magazynów energii elektrycznej wykorzystuje następujące formaty danych w systemach teleinformatycznych operatorów systemów elektroenergetycznych.

Lp.	Nazwa skrócona standardu oraz jego wersja	Oryginalna pełna nazwa standardu	Opis standardu	Organizacja określająca normę lub standard	Nazwa normy, standardu lub dokumentu normalizacyjnego albo standaryzacyjnego
1.	2.	3.	4.	5.	6.
I.	Do przetworzenia informacji na dane w układzie bitowym i kodowania stosuje się następujący format danych:				
	Unicode UTF-8 wersja 3.0	Universal Multiple-Octet Coded Character Set (UCS), UCS transformation format UTF-8	Standard kodowania znaków umożliwiający w zamierzeniu zapisanie wszystkich pism używanych na świecie	ISO	ISO 10646-1:2000
II.	Do tworzenia i modyfikacji stron WWW stosuje się co najmniej jeden z następujących formatów danych:				
1.	HTML wersja 4.01	Hypertext Markup Language	Standard języka znaczników formatujących strony WWW	W3C	
2.	XHTML wersja 1.0	Extensible Hypertext Markup Language	Standard języka znaczników formatujących strony WWW	W3C	
III.	Do definiowania układu informacji polegającego na określeniu elementów informacyjnych oraz powiązań między nimi stosuje się następujące formaty danych:				
1.	XML	Extensible Markup Language	Standard uniwersalnego formatu tekstowego służącego do zapisu danych w formie elektronicznej	W3C	
2.	XSD (schemat XML)		Standard opisu definicji struktury dokumentów zapisanych w formacie XML	W3C	

U Z A S A D N I E N I E

1. Potrzeba wejścia w życie rozporządzenia

Ogólnie zasady prowadzenia rejestru magazynów energii elektrycznej zostały określone w art. 43g ustawy– Prawo energetyczne. Projekt rozporządzenia ogranicza się do aspektów techniczno-formalnych prowadzenia rejestru pozostawiając główną materią do uregulowania w załącznikach przedmiotowego rozporządzenia. Rozporządzenie określa wzór informacji, o której mowa w art. 43g ust. 5 ustawy– Prawo energetyczne (stanowiącej podstawę wpisu magazynu energii elektrycznej do rejestru magazynów energii elektrycznej, odrębnie dla osób fizycznych i prawnych, wzór rejestru magazynu energii elektrycznej oraz format danych zamieszczanych w rejestrze.

2. Szczegółowe rozwiązania

Projekt rozporządzenia określa wzór informacji, o której mowa w art. 43g ust. 5 ustawy– Prawo energetyczne (stanowiącej podstawę wpisu magazynu energii elektrycznej do rejestru magazynów energii elektrycznej).

Osobno sporządzono wzór tej informacji dla osoby fizycznej i osobno dla osoby prawnej, gdyż wzory te ze względu na specyfikę różnią się od siebie pewnymi elementami jak numer NIP, informacja na temat przetwarzania danych osobowych.

Wzór rejestru magazynów energii elektrycznej prowadzonego przez operatora systemu elektroenergetycznego będzie zawierał m.in. takie informacje jak te dotyczące posiadacza magazynu energii elektrycznej, miejsce i rodzaj prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie magazynowania energii elektrycznej oraz data jej rozpoczęcia, magazynu energii elektrycznej, oraz informacje o wpisie. Określono także format danych zamieszczanych w rejestrze.

3. Wejście w życie rozporządzenia

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od ogłoszenia. Termin ten wynika z konieczności możliwie wczesnego wejścia w życie regulacji,

jako aktu prawnego niezbędnego do uruchomienia systemu magazynowania w Polsce.

4. Ocena zgodności projektu z prawem Unii Europejskiej

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

5. Ocena potrzeby notyfikacji zgodnie z przepisami dotyczącymi funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), gdyż dotyczy one jedynie wzorów: wniosku, rejestru, formatu informacji.

6. Informacje na temat konsultacji

Projekt rozporządzenia zostanie poddany uzgodnieniom międzyresortowym oraz konsultacjom publicznym zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248). Projekt rozporządzenia nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia, zgodnie z § 27 ust 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. - Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn.zm.).

Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie prowadzenia rejestru magazynu energii elektrycznej Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Pan Michał Kurtyka Minister Klimatu i Środowiska Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Pan Łukasz Bartuszek Departament Elektroenergetyki i Gazu	Data sporządzenia 17 listopada 2020 r. Źródło Art. 43g ust. 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.) Nr w wykazie prac

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W związku z systemowym uregulowaniem magazynów energii elektrycznej w ustawie z dnia o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw oraz przesądzeniem w tej nowelizacji, że wpisowi do rejestru magazynów energii elektrycznej podlegają magazyny energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 50 kW, zaszła konieczność stworzenia ram prawnych określających zasady jego prowadzenia. Ogólne zasady zostały określone w przedmiotowej ustawie. Są to m.in. podmiot prowadzący rejestr magazynów energii elektrycznej, termin dokonania wpisu, zawartość i charakter tego rejestru. Ze względu na to, że rejestr magazynów energii elektrycznej będzie prowadzony w postaci elektronicznej przez operatorów systemów elektroenergetycznych konieczne stało się dookreślenie w przepisach wykonawczych wzoru rejestru magazynów energii elektrycznej, wzoru informacji niezbędnych do prowadzenia tego rejestru oraz jej aktualizacji, a także format danych zamieszczanych w rejestrze magazynów energii elektrycznej. Minister właściwy do spraw energii wydając niniejsze rozporządzenie powinien przede wszystkim mieć na względzie konieczność ujednolicenia formy przekazywania informacji dotyczących magazynów energii elektrycznej oraz możliwość agregowania informacji zawartej w rejestrach magazynów energii elektrycznej prowadzonych przez operatorów systemu elektroenergetycznego. Określenie niniejszych wzorów i formatu w akcie powszechnie obowiązującym przy zapewnieniu elektronicznej postaci rejestru prowadzonego przez operatorów pozwoli na stworzeniu ogólnej bazy danych dot. magazynów energii elektrycznej bez konieczności poniesienia dodatkowych kosztów zarówno ze strony użytkowników systemu jak i budżetu Państwa.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Rozporządzenie określi:

- 1) wzór rejestru magazynów energii elektrycznej;
- 2) wzór informacji zawierającej dane, o których mowa w art. 43g ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej "ustawą", oraz jej aktualizacji;
- 3) format danych zamieszczanych w rejestrze.

Informację będącą podstawą wpisu magazynu energii elektrycznej do rejestru magazynów energii elektrycznej wzorowano na innych powszechnie stosowanych wnioskach z uwzględnieniem specyfiki magazynów energii elektrycznej. Osobno sporządzono wzór informacji dla osoby fizycznej i osobno dla osoby prawnej, gdyż wzory te ze względu na specyfikę różnią się od siebie pewnymi elementami jak numer NIP, informacja na temat przetwarzania danych osobowych. Wzór rejestru magazynów energii elektrycznej prowadzonego przez operatora systemu elektroenergetycznego będzie zawierał m.in. takie informacje jak te dotyczące posiadacza magazynu energii elektrycznej, miejsce i rodzaj prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie magazynowania energii elektrycznej oraz data jej rozpoczęcia, magazynu energii elektrycznej, oraz informacje o wpisie.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Z najbardziej aktualnego oraz kompleksowego raportu na temat magazynowania energii elektrycznej w UE:
 “Study on energy storage –Contribution to the security of the electricity supply in Europe”.

wynika, że w Państwach Członkowskich UE na chwilę obecną nie przewidziano specjalnej procedury koncesji, pozwoleń czy też rejestrów obejmujących magazyny energii elektrycznej. Co do zasady instalacje magazynowe powinny spełniać szereg norm technicznych w szczególności w obszarze bezpieczeństwa i środowiska.

We Francji magazyny są traktowane w sposób analogiczny do jednostek wytwórczych (str. 155 raportu), podobnie na Węgrzech (str. 163 raportu), w Irlandii (art. 165 raportu), w Portugalii (str. 182 raportu), w Grecji w analogiczny sposób jak instalacje hybrydowe (str. 161 raportu) zaś w Szwecji jak elektrownie wodne (str. 192 raportu). Na Słowenii instalacje powyżej 1 MW wymagają pozwolenia Ministra Infrastruktury.

https://ec.europa.eu/energy/studies/study-energy-storage_en

<https://www.nortonrosefulbright.com/en-pl/knowledge/publications/8b5285f4/regulatory-progress-for-energy-storage-in-europe#section2>

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operatorzy systemów elektroenergetycznych (przesyłowego i dystrybucyjnych)	190	Prezes URE	Obowiązek prowadzenia rejestru magazynów energii elektrycznej z drugiej zaś strony bezpłatny dostęp do bazy danych odnośnie podmiotów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej
Wytwórcy energii elektrycznej posiadający koncesję	1441	Prezes URE	Bezpłatny dostęp do bazy danych dot. magazynów energii elektrycznej
Wytwórcy energii elektrycznej nie posiadający koncesji i prosumenci			Bezpłatny dostęp do bazy danych dot. magazynów energii elektrycznej
Odbiorcy energii elektrycznej	17,6 mln	Prezes URE	Bezpłatny dostęp do bazy danych dot. magazynów energii elektrycznej
Przedsiębiorstwa obrotu	448	Prezes URE	Bezpłatny dostęp do bazy danych dot. magazynów energii elektrycznej
Posiadacze magazynów energii elektrycznej	4 (obecnie wiele magazynów energii elektrycznej jest w trakcie realizacji; nie uwzględniono tu także elektrowni szczytowo-pompowych)	Raport PIME	Bezpłatny dostęp do bazy danych dot. magazynów energii elektrycznej a jednocześnie obowiązek zgłoszenia posiadanej jednostki do rejestru

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt rozporządzenia zostanie skierowany do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych zgodnie z uchwałą nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006 i 1204 oraz z 2018 r. poz. 114 i 278) oraz zamieszczony na stronie internetowej BIP RCL zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

[illegible]

[illegible]

Źródła finansowania	Zakłada się brak bezpośredniego wpływu niniejszego rozporządzenia na jednostki sektora finansów publicznych. Rozporządzenie stanowi nowy akt wykonawczy do ustawy - Prawo energetyczne. Jego funkcją jest umożliwienie realizacji nowych praw i obowiązków nakładanych na uczestników rynku poprzez tę ustawę. Rozporządzenie nie generuje skutków finansowych bowiem rejestr magazynów energii elektrycznej będzie prowadzony bezkosztowo w postaci elektronicznej przez operatorów systemów elektroenergetycznych.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Nie dotyczy

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa							0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							0
	(dodaj/usuń)							0
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Pośrednia korzyści są następujące: 1. Zapewnienie dla użytkowników systemu dostępu do bezpłatnej bazy danych dot. magazynów energii elektrycznej; Korzyści zaś z systemowych rozwiązań w zakresie magazynowania energii elektrycznej są następujące: • Dostarczanie rezerwy mocy do KSE; • Ograniczanie krótkoterminowych fluktuacji mocy źródeł OZE; • Wyrównywanie profilu pracy źródeł OZE; • Ekwiwalent rozbudowy sieci zapewniający jej odłożenie w czasie; • Zapewnianie wymaganej mocy i pojemności dla stacji ładowania pojazdów elektrycznych; • Wyrównywanie obciążenia w instalacjach zarządzania popytem; • Zapewnienie wymaganej szybkości zmian mocy dostarczanej przez źródła wytwórcze (rampa); • Świadczenie usług systemowych bilansowania (frequency ancillary services); • Świadczenie usług systemowych nie związanych z bilansowaniem (non-frequency ancillary services, np. usuwanie problemów napięciowych w sieciach dystrybucyjnych); • Realizacja arbitrażu cenowego na hurtowym rynku energii elektrycznej (electric energy time shift).						

	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	J.w.
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	J.w.
	(dodaj/usuń)	
Niemierzalne	(dodaj/usuń)	
	(dodaj/usuń)	
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Zakłada się brak bezpośredniego wpływu niniejszego rozporządzenia na funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe. Rozporządzenie stanowi nowy akt wykonawczy do ustawy - Prawo energetyczne. Jego funkcją jest umożliwienie realizacji nowych praw i obowiązków nakładanych na uczestników rynku poprzez tą ustawę. Rozporządzenie nie generuje nowych skutków finansowych.	

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

☐ nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☒ zmniejszenie liczby dokumentów ☒ zmniejszenie liczby procedur ☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:	☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektroniczności.	☒ tak ☐ nie ☐ nie dotyczy

Komentarz:

Zakłada się, że rejestr magazynów energii elektrycznej będzie prowadzony w postaci elektronicznej przez operatorów systemów elektroenergetycznych. Wpis do rejestru będzie bezpłatny zaś dane tam umieszczone publicznie dostępne z wyłączeniem informacji stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa, które zastrzegł posiadacz magazynu energii elektrycznej, lub podlegających ochronie danych osobowych.

9. Wpływ na rynek pracy

Nie przewiduje się bezpośredniego wpływu na rynek pracy. Pośredni wpływ na rynek pracy mógłby wynikać z projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i innych ustaw oraz OSR do tej ustawy, związany z powstaniem nowoczesnego sektora w dziedzinie energetyki.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☐ środowisko naturalne ☐ sytuacja i rozwój regionalny ☐ inne:	☐ demografia ☐ mienie państwowe	☒ informatyzacja ☐ zdrowie
Omówienie wpływu	Stworzenie rejestru będzie gwarantowało dla wnioskodawców szybki i bezkosztowy proces pozwalający na wykonanie ustawowego obowiązku zgłoszenia pewnych informacji do bazy prowadzonej przez operatorów, do których i tak byliby zobowiązani na podstawie odrębnych przepisów, np. w trakcie przyłączenia do sieci zaś dla innych użytkowników systemu dostęp do bazy danych pozwalający na podjęcie odpowiednich działań na rynku energii elektrycznej.	

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Wraz z wejściem w życie przepisów rozporządzenia, tj. po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

- Rejestr magazynów energii elektrycznej prowadzony przez operatorów systemów elektroenergetycznych będzie stanowił źródło wiedzy na temat zrealizowanych instalacji magazynowania energii elektrycznej w Polsce oraz dynamiki ich rozwoju. W przypadku instalacji powyżej 10 MW źródłem takich danych będzie raport Prezesa URE z działalności, bowiem takie magazyny energii elektrycznej będą podlegały obowiązkowi uzyskania koncesji.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

1. Raport UE zawierający kompleksowe regulacje i rozwiązania technologiczne w innych Państwach Członkowskich UE:
„Study on energy storage –Contribution to the security of the electricity supply in Europe”
https://ec.europa.eu/energy/studies/study-energy-storage_en
2. Raport PIME: Rynek magazynowania energii elektrycznej w Polsce:
https://www.pime.pl/wydarzenia/1_1/66_ZAMOW_Raport_PIME_Rynek_magazynowania_energii_elektrycznej_w_Polsce

**Wyjaśnienia do
formularza oceny skutków regulacji**

0. Metryczka

W niniejszej części należy podać podstawowe informacje na temat oceny skutków regulacji:

- Nazwa projektu:

Proszę podać np. wstępny tytuł projektu wpisany do wykazu prac legislacyjnych.

- Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące:

Proszę wskazać organ odpowiedzialny za przygotowanie projektu, jego koordynację oraz wdrożenie (ministerstwo wiodące). W przypadku, gdy projekt jest przedmiotem prac więcej niż jednego ministerstwa, proszę wskazać również podmioty współpracujące.

- Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu:

Proszę wskazać osobę, która w ministerstwie wiodącym nadzoruje prace jednostki odpowiedzialnej za merytoryczne przygotowanie projektu.

- Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu:

Proszę podać kontakt (telefon, adres e-mail) do osoby, która jest odpowiedzialna za opracowanie projektu (np. kierownika komórki organizacyjnej) i będzie w stanie odpowiedzieć na ewentualne pytania związane z przedstawionymi w ocenie informacjami lub wskaże odpowiednią osobę.

- Data sporządzenia:

Proszę podać datę przygotowania OSR.

- Źródło:

Z rozwijanej listy proszę wybrać źródło, na podstawie którego przygotowany jest projekt (punkt exposé, data decyzji, nazwa strategii, nr dyrektywy, sygn. orzeczenia TK, nazwa ustawy, inne).

- Nr w wykazie prac:

Proszę podać numer z właściwego wykazu prac legislacyjnych.

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Proszę opisać istotę problemu (np. zawodność rynku, zapotrzebowanie na dobro publiczne, wysokie koszty transakcyjne, bariery w prowadzeniu działalności gospodarczej itp.) i jego praktyczny wymiar (np. zbyt mała ochrona leasingobiorców, niewystarczający komfort i długi czas podróży kolejną, występujące obciążenia administracyjne pobierczego danego przepisu itp.). Istotą problemu nie jest brak określonej regulacji - nowa regulacja może być jednym z instrumentów (sposobem) rozwiązania problemu. Dobrze i zwięźle wypełniona rubryka umożliwi zrozumienie problemu, który ma być rozwiązany oraz skali i przyczyn jego występowania.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze (największe) problemy wymagające rozwiązania.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Proszę zwięźle opisać proponowane rozwiązanie problemu opisanego w pkt 1 oraz oczekiwane rezultaty jego (ich) wdrożenia, sformułowane w możliwie konkretny, mierzalny i określony w czasie sposób - w przypadkach w których jest to możliwe powinien być zgodny z zasadą SMART (prosty, mierzalny, osiągalny, istotny, określony w czasie), np. osiągnięcie do 2020 r. wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego co najmniej 90%.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze rekomendacje i cele.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Proszę wskazać - tam gdzie to możliwe - rozwiązania w minimum 3 krajach i źródła informacji. Proszę wskazać kraje, z których rozwiązania przeanalizowano oraz wyniki tych analiz.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę wskazać informacje odnoszące się do zagadnień najważniejszych.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Proszę wyszczególnić jakie podmioty (zarówno osoby fizyczne, prawne lub jednostki nieposiadające osobowości prawnej) są objęte projektem. Proszę oszacować ich liczbę (wraz z podaniem źródła danych) oraz opisać charakter oddziaływania projektu na daną grupę.

Proszę dostosować liczbę wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

Przykładowe grupy: obywatele, MŚP, rolnicy, rodzina, inwestorzy, lekarze, emeryci, osoby niepełnosprawne.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Proszę podać informacje o konsultacjach poprzedzających przygotowanie projektu oraz wskazać, jaki jest planowany zakres konsultacji publicznych i opiniowania projektu, w szczególności uwzględniając:

- wskazanie, czy były (i jak długo) prowadzone konsultacje poprzedzające przygotowanie projektu (tzw. pre-konsultacje publiczne), podmioty, z którymi były prowadzone te konsultacje (w tym ekspertów), w jaki sposób komunikowano się z grupami wskazanymi w pkt 6 (metody konsultacji np. warsztaty, kwestionariusz on-line), krótkie podsumowanie wyników konsultacji,
- terminy planowanych konsultacji publicznych, podmioty, z którymi będzie konsultowany projekt, wskazanie przepisu z którego wynika obowiązek zasięgnięcia opinii.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

W przygotowaniu kalkulacji skutków dla sektora finansów publicznych proszę uwzględnić aktualne wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych, o których mowa w art. 50a ustawy o finansach publicznych.

Jeśli to możliwe proszę wskazać skumulowane koszty/oszczędności. Prognozę proszę przeprowadzić w podziale na proponowane kategorie w horyzoncie 10-letnim, w wartościach stałych (np. ceny stałe dla pierwszego roku prognozy). W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli obliczenia zostały wykonane na podstawie opracowania własnego, proszę je przedstawić w formie załącznika oraz wskazać to opracowanie w pkt 13.

W opracowywanej analizie wpływu, co do zasady, należy przyjąć kalkulację w cenach stałych. W przypadku zastosowania cen bieżących, prezentacja skutków finansowych powinna uwzględniać wskaźniki makroekonomiczne podawane w [Wytycznych dotyczących stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw](#). Jeżeli nie zastosowano wskaźników makroekonomicznych podanych w [Wytycznych MF](#), proszę dołączyć stosowną informację wyjaśniającą.

Proszę wskazać źródła finansowania planowanych wydatków. Proszę wskazać również wszystkie przyjęte do obliczeń założenia i źródła danych.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w kolejnych latach jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu na SFP dla najważniejszych zmian.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Proszę oszacować wpływ na konkurencyjność gospodarki, przedsiębiorczości oraz na sytuację rodziny. Skutki należy przypisać do odpowiedniej grupy w tabeli.

W przypadku gdy regulacja będzie oddziaływać na inne niż wymienione w formularzu podmioty proszę odpowiednio uzupełnić formularz.

Proszę wskazać wartość finansową, z uwzględnieniem m.in. kosztów ponoszonych w związku z wejściem w życie aktu (np. koszt aktualizacji systemów informatycznych, zakupu nowych urządzeń), podatków i opłat lokalnych, itp.

W ujęciu niepieniężnym proszę podać wartości najważniejszych wskaźników, które ulegną zmianie (np. skrócenie czasu wydania pozwolenia na budowę o 100 dni, wzrost wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego o 20 punktów procentowych).

W przypadku gdy nie ma możliwości podania żadnych wartości liczbowych (lub wpływ dotyczy także zmian, których nie można skwantyfikować) proszę odpowiednio opisać analizę wpływu w pozycji: „niemierzalne”.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w 1, 2, 3, 5 i 10 roku jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

Proszę dostosować ilość wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

Obciążenia regulacyjne należy rozumieć jako wszystkie czynności, które muszą wykonać podmioty (adresaci regulacji) w związku wykonywaniem projektowanych przepisów.

Przykładem takich obciążeń są m.in. obowiązki informacyjne (OI). OI polega na dostarczaniu lub przechowywaniu przez podmioty zobowiązane danych informacji. Identyfikowanie OI dokonywane jest w oparciu o przepisy ustawy. Dany przepis nakłada OI, jeżeli podmiot realizujący obowiązek musi wykonać szereg czynności administracyjnych. Przepis można uznać za OI w przypadku gdy jego wykonanie będzie związane z wykonaniem jednej lub więcej czynności składowych z listy poniżej:

- 1) przyswajanie wiedzy dotyczącej wykonywania konkretnego obowiązku informacyjnego (w tym bieżące śledzenie zmian w przepisach),
- 2) szkolenie pracowników w zakresie wykonywania OI,
- 3) pozyskiwanie odpowiednich informacji z posiadanych danych,
- 4) przetwarzanie posiadanych danych w celu wykonania OI,
- 5) generowanie nowych danych,
- 6) projektowanie materiałów informacyjnych,
- 7) wypełnianie kwestionariuszy,
- 8) odbywanie spotkań,
- 9) kontrola i sprawdzanie poprawności,
- 10) kopiowanie/sporządzanie dokumentacji,
- 11) przekazywanie wymaganej informacji do adresata,
- 12) archiwizacja informacji.

Proszę:

- w przypadku gdy projekt nie dotyczy zmiany obciążeń regulacyjnych, zaznaczyć pole „nie dotyczy”,
- w przypadku zmian w projekcie wpływających na obciążenia regulacyjne odpowiednio zaznaczyć ich zwiększenie lub zmniejszenie,
- wskazać, czy wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE,
- wskazać, czy dane obciążenia są przystosowane do ich ewentualnej elektronizacji (dotyczy sytuacji kiedy wprowadzane obciążenia wpływają na systemy teleinformatyczne podmiotów publicznych lub na podmioty prywatne – przedsiębiorcy, obywatele).

W komentarzu proszę o zwięzłe opisanie zakresu zmian dotyczących obciążeń regulacyjnych.

9. Wpływ na rynek pracy

Proszę opisać, czy i w jaki sposób projektowana regulacja może spowodować zmiany na rynku pracy w odniesieniu do zatrudnienia oraz innych wskaźników (np. czasu poszukiwania pracy, kwalifikacji pracowników).

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

10. Wpływ na pozostałe obszary

Proszę zaznaczyć pola - zakres oddziaływania projektu na obszary niewymienione w pkt 6, 7 i 9. Dla zaznaczonych obszarów proszę dokonać analizy wpływu.

W przypadku analizy wpływu na obszar „informatyzacja” proszę w szczególności rozważyć następujące kwestie:

- Czy projekt spełnia wymagania interoperacyjności (zdolność sieci do efektywnej współpracy w celu zapewnienia wzajemnego dostępu użytkowników do usług świadczonych w tych sieciach)?
- Czy projekt spełnia wymogi neutralności technologicznej, wielojęzyczności, elektronicznej komunikacji, wykorzystania danych z rejestrów publicznych, ochrony danych osobowych?

Jeżeli projekt będzie miał wpływ na inne niż wymienione w pkt 10 obszary proszę zaznaczyć „inne” oraz je wymienić. Proszę również omówić wpływ, jaki będzie miała projektowana regulacja na wymienione obszary.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Proszę opisać kiedy planuje się rozwiązanie problemu zidentyfikowanego w pkt 1 (wejście przepisów w życie nie zawsze rozwiązuje dany problem a jedynie daje podstawę do wdrożenia instrumentów do jego rozwiązania). Proszę przedstawić harmonogram wdrożenia działań wykonania aktu prawnego (np. gdy rozwiązywanym problemem jest zwiększona zachorowalność, to działaniami będą: ew. zatrudnienie dodatkowych pracowników, zakup majątku - urządzeń, przeprowadzenie szczepień, zakup szczepionek itp.)).

Jeżeli akt prawny ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać planowane wykonanie dla najważniejszych zmian.

Jeżeli projektowana regulacja oddziałuje na przedsiębiorców (na prowadzenie działalności gospodarczej), zgodnie z *Uchwałą Rady Ministrów z dnia 18 lutego 2014 r. w sprawie zaleceń ujednolicenia terminów wejścia w życie niektórych aktów normatywnych*, terminem wejścia w życie przepisów, po minimum 30-dniowym *vacatio legis*, powinien być 1 stycznia lub 1 czerwca. Jeżeli termin ten nie zostanie zachowany, proszę wskazać powód odstąpienia od wyznaczonych terminów.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Proszę opisać, kiedy i w jaki sposób będzie mierzone osiągnięcie efektu opisanego w pkt 2. Po jakim czasie nastąpi przegląd kosztów i korzyści projektowanych oddziaływań. Proszę również wskazać mierniki, które pozwolą określić, czy oczekiwane efekty zostały uzyskane.

W tym punkcie proszę też podać informację dotyczącą przygotowania oceny funkcjonowania ustawy (OSR ex-post), jeżeli w odniesieniu do projektu ustawy przewiduje się przedstawienie wyników ewaluacji w OSR ex-post.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać sposób przeprowadzania ewaluacji i mierniki dla najważniejszych zmian.

Jeśli specyfika danego projektu uniemożliwia zastosowanie mierników lub też niezasadna jest jego ewaluacja (z uwagi na zakres lub charakter projektu) proszę to opisać.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy, itp.)

Proszę wymienić dodatkowe dokumenty, które stanowią załączniki do projektu i formularza. Załączanie dodatkowych dokumentów jest opcjonalne.



Warszawa, /elektroniczny znacznik czasu/

MINISTER DO SPRAW UNII EUROPEJSKIEJ

Konrad Szymański

Sygn. KPDPUE.920.431.2020.MN(25)
dot.: RM-10-99-20 z 20.11.2020

**Pan Łukasz Schreiber
Sekretarz Rady Ministrów**

Opinia

o zgodności z prawem Unii Europejskiej projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, wyrażona przez ministra właściwego do spraw członkostwa Rzeczypospolitej Polskiej w Unii Europejskiej

Szanowny Panie Ministrze,

w związku z przedłożonym projektem ustawy pozwalam sobie wyrazić poniższą opinię.

Projekt ustawy nie jest sprzeczny z prawem Unii Europejskiej.

Z poważaniem

Konrad Szymański
Minister do Spraw Unii Europejskiej
/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Do wiadomości:

Pan Michał Kurtyka
Minister Klimatu i Środowiska