# U Z A S A D N I E N I E

1. **Potrzeba i cel ustawy.**

Niekorzystne czynniki wpływające na wzrost cen energii elektrycznej i ciepła oraz nośników energii, w tym paliwa gazowego, na rynku krajowym i zagranicznym wynikające przede wszystkim z agresji Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r., utrzymujące się w okresie 2023 roku negatywnie oddziałują na wysokość ceny energii elektrycznej, ciepła i gazu dla odbiorców. Doraźne rozwiązania niwelujące skutki wzrostu cen, przewidziane w:

1. ustawie z 15.09.2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (tekst jednolity Dz. U. z 2023 r. poz. 1772),
2. ustawie z 7.10.2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (tekst jednolity Dz. U. z 2023 r., poz. 1704),
3. ustawie z 27.10.2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Dz. U. z 2022 r. poz. 2243),
4. ustawie z 15.12.2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 2687),
5. ustawie z dnia 17.12.2021 r. o dodatku osłonowym (Dz. U. z 2023 r. poz. 759),

wymagają adekwatnego przedłużenia w zakresie i na warunkach przewidzianych w niniejszej ustawie. Celem ustawy jest zminimalizowanie podwyżek wpływu cen energii i gazu dla najbardziej wrażliwych odbiorców, w tym przede wszystkim odbiorców w gospodarstwach domowych, szeroko rozumianych podmiotów użyteczności publicznej (w tym szpitale, szkoły, przedszkola, czy ośrodki pomocy społecznej) oraz jednostek samorządu terytorialnego, po dniu 31 grudnia 2023 roku. Brak wprowadzenia takich rozwiązań spowodowałby na tych rynkach bardzo wysokie wzrosty rachunków dla obiorców uprawnionych, które w zależności od rynku mogłyby wynosić nawet 50%, 70% czy w skrajnych przypadkach ponad 100%.

Niezależnie od agresji Rosji na Ukrainę, genezą wysokich cen energii w Polsce jest struktura wytwarzania energii (miks energetyczny) oparta nadal w zdecydowanej większości na paliwach kopalnych – zarówno w elektroenergetyce, ciepłownictwie, jak i gospodarstwach domowych. Wykorzystywanie w dominującym stopniu węglowodorów do produkcji energii niesie ze sobą konsekwencje w postaci konieczności ponoszenia kosztu zakupu paliw (węgla lub gazu ziemnego) oraz uprawnień do emisji CO2, które są głównymi czynnikami kosztotwórczymi w procesie wytwarzania energii. Obecna struktura miksu prowadzi do trwałego utrzymywania się wysokich cen energii dla odbiorców, a tym samym do konieczności ich ochrony przed nadmiernym wzrostem kosztów. Kierunek przyspieszonej „zielonej transformacji energetycznej” pozwoli docelowo obniżyć koszty energii dla odbiorców, jednak efekt ten należy rozpatrywać w kategoriach średnio- i długoterminowych. Spadek cen surowców energetycznych na świecie w 2023 r. wprawdzie sprzyja obniżaniu kosztu wytwarzania energii, jednak mechanizm ten również działa z istotnym opóźnieniem, m.in. ze względu na wysoki poziom zapasów zgromadzonych przez źródła wytwarzania oraz równoległy wzrost kosztów wydobycia w polskim górnictwie. Ponadto, ceny uprawnień do emisji CO2 (system EU ETS) choć spadły z rekordowego poziomu blisko 96 EUR/tona w lutym 2023 r. do poziomu 70 – 80 EUR/tona w chwili obecnej, to jednak nadal stanowią istotny element składowy cen energii dla odbiorców końcowych. Dodatkowo, Polska w dalszym ciągu pozostaje uzależniona od importu paliw z zagranicy (przede wszystkim gazu), co zwiększa ekspozycje na wahania cen na rynkach światowych oraz ogranicza bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Proponowane rozwiązania muszą jednak z jednej strony zapewniać ochronę uprawnionych odbiorców przed nadmiernymi skutkami w dalszym ciągu wysokich cen energii i nośników energii, lecz z drugiej strony powinny zmierzać w stronę stopniowego przywracania mechanizmów rynkowych kształtowania cen na tych rynkach bez ingerencji państwa. Takie podejście pozwoli również uniknąć gwałtownego jednorazowego wzrostu rachunków za energię i nośniki energii po ustabilizowaniu się sytuacji rynkowej na tych rynkach, co ma również bardzo istotne znaczenie z punktu widzenia planowania budżetów domowych i samorządowych.

Jednocześnie stabilizacji cen energii i nośników energii będą sprzyjały dodatkowe propozycje zawarte w projekcie ustawy tj.:

1) przywrócenie obowiązku sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych; oraz

2) liberalizacja zasad budowy lądowych elektrowni wiatrowych, których rozwój został zablokowany wprowadzeniem tzw. reguły 10H (ustawą z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych - t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 724) niewystarczająco zmieniona w marcu 2023 r., a która jest kluczowa zarówno dla zwiększania udziału źródeł odnawialnych w krajowym miksie energetycznym, lecz przede wszystkim jest niezbędna dla obniżania kosztów energii dla odbiorców.

Niezależnie od wprowadzanych zmian, ustawa przewiduje zwiększone wsparcie dla osób najuboższych w celu eliminacji zjawiska ubóstwa i wykluczenia energetycznego. Proponowane rozwiązania powinny bowiem chronić przede wszystkim osoby najbardziej potrzebujące.

1. **Okres i zasady ochrony.**

Opisane powyżej przesłanki rynkowe jednoznacznie wskazują na dalszą konieczność ochrony przed nadmiernym wzrostem kosztów dla gospodarstw domowych, podmiotów użyteczności publicznej oraz jednostek samorządu terytorialnego w odniesieniu do energii elektrycznej, gazu i ciepła na okres od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r.

Przewiduje się, że pierwsza połowa 2024 roku przyniesie dalsze stabilizowanie się czynników kosztowych przedsiębiorstw energetycznych, wycenę na niższym poziomie cen nośników energii elektrycznej, gazu i ciepła. Przywrócenie obliga giełdowego sprzedaży energii elektrycznej będzie wymuszało konkurencję w segmencie wytwórców energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz dalszy spadek cen w porównaniu z cenami z okresu 2023 roku.

1. **Ochrona odbiorców na rynku energii elektrycznej.**

Art. 1 – 2 projektu ustawy zakładają ochronę gospodarstw domowych, budynków użyteczności publicznej oraz jednostek samorządu terytorialnego przed nadmiernym wzrostem cen energii elektrycznej. Bazując na ogólnodostępnych wypowiedziach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki („Prezes URE”) podwyżki łącznego rachunku w 2024 roku mogłyby bowiem sięgnąć poziomu 70%, co stanowiłoby poważne i nadmierne obciążenie budżetów gospodarstw domowych, placówek o społecznym przeznaczeniu, jak również samorządów terytorialnych.

Dlatego przedmiotowy projekt przewiduje utrzymanie na okres od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 roku cen stosowanych w 2023 r. tj. na podstawie taryf przedsiębiorstw zatwierdzonych przez Prezesa URE albo średnich cen zatwierdzonych taryf sprzedawców z urzędu w specyficznych przypadku braku zatwierdzenia taryf na rok 2022 r.

Szacunkowo, maksymalna cena energii elektrycznej w wysokości 412 zł/MWh będzie obowiązywała gospodarstwa domowe w zależności od poziomu zużycia energii elektrycznej, co pozwoli skierować ochronę do najbardziej potrzebujących. Z tego względu zakładane jest utrzymanie obecnych limitów zużycia dla odbiorców uprawnionych na okres od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r., to jest obliczone jako 6/12 (pięćdziesiąt procent) dotychczas przyjętych limitów, a więc maksymalnie 1,5 MWh albo 2 MWh (dla prowadzących, w dniu wejścia w życie ustawy, gospodarstwo rolne lub dział specjalny produkcji rolnej oraz w przypadku odbiorcy uprawnionego posiadającego, w dniu wejścia w życie ustawy, Kartę Dużej Rodziny), 1,8 MWh (w przypadku odbiorcy uprawnionego posiadającego orzeczenie o znacznym lub umiarkowanym stopniu niepełnosprawności lub zamieszkującego wspólnie z osobą posiadającą orzeczenie o znacznym lub umiarkowanym stopniu niepełnosprawności), a także dedykowanej ceny dla rodzinnych ogrodów działkowych. Dodatkowo, wprowadzono ograniczenie cen energii elektrycznej w ramach wskazanych wyżej limitów dla odbiorców, którzy zawarli umowy z gwarancją stałej ceny przekraczającą limity cen energii elektrycznej dla pozostałych odbiorców uprawnionych, co stanowiło wyraźną dyskryminację tej grupy odbiorców wobec pozostałych i powodowało liczne przypadki wykorzystywania takiej sytuacji przez przedsiębiorstwa energetyczne do zwiększania opłat takim odbiorcom.

W zakresie stawek za usługi dystrybucyjne przewiduje się utrzymanie ochrony odbiorców w gospodarstwach domowych do poziomów zużycia wskazanych powyżej w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r.

W odniesieniu do odbiorców w gospodarstwie domowym przekraczających w zadanym okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. zużycie 1,5 MWh oraz jednostek samorządu terytorialnego i podmiotów użyteczności publicznej (niezależnie od zużycia) przewiduje się utrzymanie na dotychczasowym poziomie ceny maksymalnej 693 zł/MWh. Celem utrzymania ceny maksymalnej jest wsparcie w szczególności odbiorców wykorzystujących energię elektryczną do ogrzewania (m.in. z użyciem pomp ciepła). Rozwiązanie to będzie zatem wspierać osoby, które decydują się na ogrzewanie domów w przyjazny środowisku sposób i zachęcać do inwestycji w odnawialne źródła energii w przyszłości. Wprowadzono również ograniczenie cen energii elektrycznej dla odbiorców, którzy zawarli umowy z gwarancją stałej ceny.

W ustawach wprowadzono dodatkowo przepisy, które w przypadku zmiany zewnętrznych warunków wykonywania działalności gospodarczej, które wpływają na spadek cen energii elektrycznej wynikających z taryf zatwierdzonych na 2024 r. lub część tego roku, umożliwiają obniżenie cen energii elektrycznej ustalonych w taryfie, przewidując również odpowiednie instrumenty działania w tym zakresie dla Prezesa URE.

Mając na uwadze powyższe zmiany, projekt przewiduje utrzymanie systemu i mechanizmu rekompensat dla przedsiębiorstw energetycznych w okresie 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r., przy czym w przypadku braku zatwierdzenia taryf na 2024 przez Prezesa URE, do chwili ich zatwierdzenia rekompensaty będą wypłacane w wysokości 60% cen stosowanych w 2023 r.

1. **Ochrona odbiorców na rynku gazu.**

Art. 3 projektu ustawy wprowadza cenę maksymalną paliw gazowych oraz stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych stosowane w rozliczeniach z niektórymi odbiorcami paliw gazowych w okresie 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. Zakres podmiotów objętych ochroną – podmiotów uprawnionych – nie uległ zmianie. Pozostają nimi gospodarstwa domowe, wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe, podmioty zobowiązane do dostaw na potrzeby mieszkaniowe i użyteczności oraz podmiotów użyteczności publicznej. Cena maksymalna za gaz pozostanie bez zmian. Podmioty objęte ochroną będą uiszczać opłatę za usługi dystrybucyjne w okresie 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. na poziomie wynikającym z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE dla operatora systemu dystrybucyjnego na 2022 rok. Z powyższego obowiązku wyłączeni są sprzedawcy, którzy ustalili w ramach zawartych ze swoimi odbiorcami umów albo zatwierdzonych taryf na 2024 r., ceny korzystniejsze niż cena maksymalna.

W projekcie utrzymano na okres od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. wsparcie dla odbiorców paliw gazowych w gospodarstwach domowych o najniższych dochodach, którzy jako główne źródło ogrzewania wykorzystują kocioł na paliwa gazowe, wpisany lub zgłoszony do centralnej ewidencji emisyjności budynków, w postaci refundacji podatku VAT.

Projekt przewiduje utrzymanie mechanizmu zamrożenia cen gazu dla piekarni i cukierni, które dysponują limitem pomocy de minimis, w okresie 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. na poziomie cen maksymalnych określonych na 2023 rok.

Mając na uwadze powyższe zmiany, pozostawiono system i mechanizm rekompensat dla podmiotów uprawnionych (przedsiębiorstw energetycznych) z tytułu stosowania ceny maksymalnej paliw gazowych lub stawek opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych, przy czym w przypadku braku zatwierdzenia taryf na 2024 r. przez Prezesa URE, do chwili ich zatwierdzenia rekompensaty będą wypłacane w wysokości 50% cen stosowanych w 2023 r.

Projekt przewiduje wprowadzenie gazowej składki na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny za 2022 r. na podobnych zasadach jak gazowy odpis na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny za 2023 r.

1. **Ochrona odbiorców na rynku ciepła.**

Art. 4 projekt ustawy przewiduje utrzymanie na okres od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. przewidzianych obecnie mechanizmów ograniczenia wysokości cen za ciepło i jego dostawę do odbiorców zarówno w systemach ciepłowniczych taryfowanych, w których ceny i stawki opłat podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, jak i zwolnionych z obowiązku przedkładania taryf dla ciepła do zatwierdzania Prezesowi URE. Ograniczenie to będzie wynikało z zastosowania najniższej z trzech cen:

1. cen i stawek opłat wynikających ze stosowanych taryf,
2. maksymalnych cen i stawek opłat ustalonych przez Prezesa URE na dzień 30 września 2022 r. powiększone o 40%,
3. cen ciepła wynikających ze średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą obliczonej na podstawie określonych ustawowo cen wytwarzania ciepła dla danego źródła ciepła (gaz, olej, węgiel, OZE) powiększonych o aktualnie stosowane stawki taryfowe opłat dystrybucji ciepła.

Zakres podmiotów objętych ochroną – podmiotów uprawnionych – nie uległ zmianie. Pozostają nimi gospodarstwa domowe, wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe, podmioty zobowiązane do dostaw na potrzeby mieszkaniowe i użyteczności oraz podmiotów użyteczności publicznej.

Projekt przewiduje mechanizm wypłaty i rozliczenia świadczenia wyrównawczego dla przedsiębiorstw energetycznych z tytułu stosowania maksymalnej ceny dostawy, za okres od dnia 1 stycznia 2024 r. do dnia 30 czerwca 2024 r.

Przepisy ustawy zakładają również zmianę zasad w zakresie rozliczenia końcowego mechanizmów wsparcia (rekompensat i wyrównań) dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, które kończą się w dniu 31 grudnia 2023 r., które będą następnie miały zastosowanie również do okresu od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. Obecnie obowiązujące przepisy są bowiem zaprojektowane w taki sposób, że wsparcie udzielane odbiorcom uprawnionym i kwoty otrzymywane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze nie są sobie równe, co sprawia, że przedsiębiorstwa w nieuzasadniony sposób ponoszą stratę lub uzyskują zysk, które nie wystąpiłyby, gdyby nie było systemu wsparcia dla odbiorców a przedsiębiorstwa ciepłownicze rozliczały się z odbiorcami uprawnionymi na podstawie stosowanych taryf.

W art. 17 - 18 projektowanej ustawy zostały uregulowane przepisy przejściowe dotyczące ciepła.

1. **Dodatek osłonowy.**

W art. 16 projektowanej ustawy założono zwiększone wsparcie dla osób najuboższych w celu eliminacji zjawiska ubóstwa i wykluczenia energetycznego. Proponowane rozwiązania powinny bowiem chronić przede wszystkim osoby najbardziej potrzebujące. Z tego względu projektowana ustawa kwoty dodatku osłonowego przypadające na okres pierwszego półrocza 2024 r., zostały zwaloryzowane o urzędowo potwierdzony wskaźnik inflacji w 2022 roku wynoszącej 14,4%.

1. **Przywrócenie tzw. obliga giełdowego w energii elektrycznej**

W art. 7 projektowanej ustawy przywrócono tzw. obligo giełdowe dla energii elektrycznej. W 2010 roku zainicjowano kluczową reformę rynku energii elektrycznej, wprowadzając obowiązek sprzedaży na rynku regulowanym wyprodukowanej energii przez przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną w źródłach konwencjonalnych. Obowiązek ten, określony procentowo, ulegał zmianie w kontekście analizy jego skuteczności oraz w odpowiedzi na rosnącą strategiczną wagę segmentu hurtowego w sektorze energetycznym.

W uzasadnieniu projektu zmiany ustawy - Prawo energetyczne z 2018 roku, podnoszącego obligo do 100% energii konwencjonalnej, wskazano, że zmiana dotycząca modyfikacji zakresu obowiązku sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej poprzez jej podniesienie z 30% do 100% ma na celu poprawę przejrzystości rynku energii, a także, że wpływ giełdowego rynku energii na życie gospodarcze i sytuację obywateli jest tak duży, że nie można pozwolić na funkcjonowanie tego rynku w sposób nieprzejrzysty. Ta argumentacja w dalszym ciągu jest aktualna. Ustawodawca ówcześnie rozszerzył zakres możliwych wyjątków z tego nakazu, w tym poprzez zezwolenie na transakcje pozagiełdowe dla przedsiębiorstw, które zawarły umowy w ramach grup zintegrowanych pionowo przed 1 stycznia 2019 roku co wpłynęło na jego niepełne wykonywanie. Wyniki kontroli Prezesa URE dotyczącej wykonania obliga za 2019 rok, pokazują, że obowiązujące od 2019 roku 100% obligo w rzeczywistości dotyczy jedynie ok. 46% energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwa objęte badaniem, co stanowi z kolei ok. 36% energii wyprodukowanej w kraju.

Obligo giełdowe zostało w całości uchylone w dniu 6 grudnia 2022 roku, mimo sprzeciwu znaczącej części branży energetycznej, Prezesa URE oraz Towarowej Giełdy Energii. Po likwidacji obliga pionowo zintegrowane grupy energetyczne mogą handlować całością energii dowolnie pomiędzy podmiotami wewnątrz swojej struktury, co skutkuje faktem, że znacząca część energii omija główny rynek giełdowy. Spowodowało to zmianę kształtu rynku hurtowego - zamiast dotychczasowych transakcji na giełdowym rynku terminowym – głównie kontraktów rocznych, wspomaganych przez kwartalne i miesięczne, dominuje rynek SPOT, co może powodować, przeniesienie zwiększonego ryzyka zmienności cen na odbiorcę.

Przywrócenie 100% obliga giełdowego gwarantuje płynność na rynku hurtowym, co pozwala na wyznaczenie ceny rynkowej, która jest ważnym elementem umożliwiającym transparentne, rynkowe określenie ceny odniesienia dla umów sprzedaży energii, gdyż ustały przesłanki stojące za jego likwidacją. Pozwoli to na przywrócenie płynności na poziomie porównywalnym z latami przed jego likwidacją. Obecnie nie obserwuje się na rynku zawirowań cenowych wynikających z niepewności związanej z wojną w Ukrainie oraz pandemii Covid-19, co wpływało na nadmierne obciążenie kosztami zabezpieczeń finansowych uczestników rynku giełdowego.

Referencyjna cena energii wyznaczana na płynnym rynku giełdowym ma szczególne znaczenie dla grup odbiorców, którzy nie są rozliczani za energię elektryczną zgodnie z taryfami zatwierdzanymi przez Prezesa URE. Cenotwórcza rola giełdy ma również bezpośredni wpływ na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i funkcjonowanie spółek energetycznych na równych zasadach i pozytywnie wpływa na wzrost konkurencyjności. Giełda jest również gwarantem wykonania zawartych kontraktów na rynku hurtowym.

Ponowne wprowadzenie obliga na poziomie 100% ma na celu ograniczenie ewentualnych wzrostów cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, niewynikających z czynników fundamentalnych wpływających na koszt jej wytworzenia czy pozyskania z sąsiadujących systemów. Oczekuje się, że wzrost płynności i przejrzystości działania na Towarowej Giełdzie Energii przyczyni się do redukcji ryzyka znacznych fluktuacji cenowych, ograniczając jednocześnie wpływ, jaki mogą wywierać na ceny uczestnicy rynku o najsilniejszej pozycji.

Takie działania doprowadzą do stabilizacji cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, utrzymując je na poziomie konkurencyjnym. W rezultacie, uniknie się nieuzasadnionych wzrostów cen dla konsumentów energii. Długofalowo, to podejście ma na celu wzmocnienie pozycji odbiorców energii na rynku krajowym. Niezaprzeczalną zaletą mechanizmu obliga giełdowego przewidzianego w art. 49a Prawa energetycznego jest zapewnienie jawnego i publicznego obrotu energią, co w rezultacie prowadzi do poprawy warunków konkurencji panujących na rynku energii elektrycznej w Polsce. Ewolucja przedmiotowej regulacji w zakresie odsetka energii elektrycznej objętej obowiązkiem sprzedaży na zorganizowanej platformie obrotu - z początkowych 15%, przez 30% aż do 100% wytworzonej energii elektrycznej – obrazuje konsekwentny kierunek w stronę poprawy przejrzystości rynku. Projektowana zmiana wyklucza automatyzm w zakresie możliwości wyłączenia spod obliga umów zawieranych w ramach grup zintegrowanych pionowo. Jedynie Prezes URE może, na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego, zwolnić z obliga giełdowego w części dotyczącej produkcji energii elektrycznej:

1. sprzedawanej na potrzeby wykonywania długoterminowych zobowiązań wynikających z umów zawartych z instytucjami finansowymi w celu realizacji inwestycji związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej, lub
2. wytwarzanej na potrzeby operatora systemu przesyłowego wykorzystywanej na potrzeby prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego

- jeżeli nie spowoduje to istotnego zakłócenia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub zakłócenia na rynku bilansującym.

Wejście w życie przywrócenia obliga giełdowego przewidziano na dzień 1 lipca 2024 r., co powinno pozwolić na odpowiednie przygotowanie się uczestników rynku.

W art. 20 projektowanej ustawy uregulowano wpływ przywrócenia obliga giełdowego na zawarte umowy sprzedaży energii elektrycznej poza rynkiem giełdowym. W tym celu przewidziano również ich rozwiązanie z dniem 1 lipca 2024 r. z wyjątkami:

1. do dnia 31 grudnia 2024 r. – w przypadku umów zawartych między przedsiębiorstwami wchodzącymi w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w rozumieniu art. 3 pkt 12a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. z 2022 r. poz. 1385, 1723, 2127 i 2243), zwanej dalej „ustawą - Prawo energetyczne”;
2. w okresie trzech lat od dnia wejścia w życie ustawy – w pozostałych przypadkach.

Rozwiązanie kontraktów pozagiełdowych po wejściu w życie ustawy ma na celu przyspieszenie osiągnięcia pełnej transparentności i przywrócenie równego dostępu uczestników rynku do wolumenu energii wytwarzanej w źródłach konwencjonalnych. Wyłączenie dla kontraktów wewnątrzgrupowych zawartych przed datą określoną w ustawie nie wpłynie na pozycję kontraktową spółek ze skutkiem na 2024 rok i nie wymusi dodatkowych operacji giełdowych przez te podmioty. Dodatkowo zapisy zapobiegają praktyce zawierania kontraktów wieloletnich zmniejszających podaż energii i efektywnie ograniczających konkurencję na rynku obiorców energii.

Dla kontraktów pomiędzy podmiotami niepowiązanymi okres rozwiązania wyznacza się dla okresu odpowiadającego perspektywie notowań produktów terminowych.

Z uwagi na to, że w praktyce mogą zdarzyć się przypadki, których nie sposób przewidzieć w szczegółowych regulacjach, projekt dopuszcza możliwość wydłużenia okresu funkcjonowania istniejących umów w zależności od decyzji Prezesa URE.

1. **Rozwój lądowej energetyki wiatrowej**

W art. 5 - 6, art. 11 - 15, art. 21 – 25 projektowanej ustawy jest przewidziana zmiana przepisów ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie w elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 724), zwanej dalej także „ustawą z dnia 20 maja 2016 r.” lub „ustawą”, które spowodowały, że na terenie całej Polski zablokowana została możliwość budowy nowych elektrowni wiatrowych, co jest całkowicie sprzeczne z potrzebą rozwoju ekologicznych form wytwarzania energii elektrycznej.

W szczególności projekt zmierza do zmiany regulacji, które ograniczyły możliwości prowadzenia inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych w związku z wprowadzonymi wymogami dotyczącymi odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego. Projektowana zmiana ustawy likwiduje bariery rozwoju lądowych elektrowni wiatrowych wynikające z tzw. reguły „10H”, czyli uzależnienia lokowania wiatraków od dziesięciokrotności ich wysokości. Zgodnie z obowiązującym art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych minimalna odległość elektrowni wiatrowej od zabudowy mieszkaniowej powinna być równa lub większa od dziesięciokrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, mierzonej, zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt. 3 ustawy, od poziomu gruntu do najwyższego punktu tej elektrowni przy maksymalnym wzniesieniu łopaty wirnika, wliczając w to część budowlaną, stanowiącą budowlę w rozumieniu przepisów prawa budowlanego, oraz urządzenia techniczne. Ponadto minimalna odległość elektrowni wiatrowej od parku narodowego została ustalona w art. 4c ust. 2 pkt. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r., jako dziesięciokrotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej. W przypadku turbin występujących obecnie na rynku, których całkowita wysokość mieści się w przedziale między 150 a 230 metrów, w wyniku zastosowania zasady 10h zakaz lokalizacji elektrowni wiatrowych w pobliżu zabudowy mieszkaniowej czy parku narodowego może rozciągać się do okręgu o promieniu od 1,5 do 2,3 km. Ostatnia nowelizacja ustawy z dnia 20 maja 2016 r., dokonana przepisami ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, dała samorządom możliwość zmniejszenia tej odległości, wyznaczając granicę o promieniu 700 m jako minimalną odległość elektrowni wiatrowej od budynków mieszkalnych lub budynków o funkcji mieszanej, o ile stosowne zapisy znajdą swoje odzwierciedlenie w postanowieniach miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Zgodnie z treścią art. 6 pkt. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r., limity odległości wyznaczone w art. 4 ustawy z 20 maja 2016 r. są wiążące dla:

1. organów gminy oraz wojewody – przy sporządzaniu oraz uchwalaniu albo przyjmowaniu planu miejscowego albo jego zmiany oraz przy wydawaniu decyzji o warunkach zabudowy i decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego,
2. organów administracji architektoniczno-budowlanej – przy wydawaniu pozwolenia na budowę oraz ocenie zasadności wniesienia sprzeciwu wobec zgłoszenia, o którym mowa w przepisach prawa budowlanego,
3. organów wydających decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach – przy wydawaniu tych decyzji.

Ograniczenie możliwości lokalizacji elektrowni wiatrowych do terenów położonych w odległości równej lub większej od 10-krotności wysokości elektrowni wiatrowej od zabudowy mieszkaniowej oznacza, przy obecnej strukturze urbanizacji kraju, praktyczny brak miejsc pod takie inwestycje. Przepis art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. zamraża realizację nowych inwestycji wiatrowych. Tymczasem np. we Francji minimalna odległość elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych wynosi 500 metrów, natomiast w Austrii wymóg odległości mieści się pomiędzy 500 metrów a 1000 metrów. Zmiana przepisów uprawniająca samorządy do odstępstwa od tej zasady i umożliwienie budowy nowych elektrowni wiatrowych w odległości 700 metrów uwolniła znaczący, lecz nie wystarczający potencjał w dążeniu do osiągnięcia suwerenności energetycznej i realizacji wiążących celów dotyczących zmniejszenia emisyjności w obszarze wytwarzania energii a w przyszłości do osiągniecia zero emisyjności. Szacunki Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej z końca stycznia 2023 r. wskazują, że wymóg zachowania minimalnej odległości 700 metrów zamiast np. 500 metrów oznacza spadek potencjału mocy wiatrowych w skali kraju o 60 – 70%. Z przedstawionej przez Fundację Instrat prognozy dla wariantu 500 metrów wynika, że moc zainstalowana w wietrze na lądzie na terytorium Polski będzie mogła wzrosnąć do 2030 r. do ok. 18 GW, a do 2040 r. do 36 GW.

Obowiązująca regulacja prawna pomimo bardzo restrykcyjnego podejścia do lokalizacji elektrowni wiatrowych nie chroni we właściwy sposób przed uciążliwościami związanymi z emisją hałasu, a to z uwagi na fakt, iż nie ma istotnego związku pomiędzy wysokością całkowitą elektrowni wiatrowej a zasięgiem i natężeniem emitowanego przez tą elektrownię hałasu. Przykład: elektrownia wiatrowa o wysokości całkowitej 50 m i mocy akustycznej 110 dBA zgodnie z obowiązującym prawem może być zlokalizowana już w odległości 500 m od terenów zabudowy jednorodzinnej, które to podlegają ochronie akustycznej dla pory nocnej z normatywem 40 dBA, podczas gdy hałas od takiej elektrowni z natężeniem 40 dBA może mieć zasięg ponad 900 m. Mając powyższe na uwadze powstała konieczność nowelizacji istniejących przepisów w taki sposób, aby istniejące i planowane tereny podlegające ochronie akustycznej były we właściwy sposób chronione przed hałasem, a jednocześnie by nie wiązało się to z zablokowaniem możliwości rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w Polsce. Na koniec sierpnia 2023 r. moc zainstalowana lądowych farm wiatrowych wynosiła 9,107 GW. Blokada rozwoju lądowej energetyki wiatrowej pod reżimem obecnie obowiązującej regulacji od 2016 do 2022 roku spowodowała pozbawienie Polski instalacji turbin wiatrowych o szacowanej mocy około 10 GW. Przy obecnie dostępnej technologii nowoczesnych turbin wiatrowych w szczególności z zastosowaniem dużych rotorów odpowiada to utracie potencjału produkcji energii na poziomie ponad 30 TWh rocznie.

Z powyższych przyczyn przepisy projektowanej ustawy dokonują zmiany w zakresie wymogu minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od zabudowy mieszkalnej oraz parku narodowego. Odległość ta będzie zależeć od natężenia dźwięku emitowanego przez elektrownie wiatrowe. Zasadnym jest, by lokalizację elektrowni wiatrowych uzależnić od największego zasięgu normowanych prawnie oddziaływań. Proponuje się by miejsce budowy elektrowni wiatrowej uzależnić od mocy hałasu jaki emitują. W przypadku nowocześniejszych urządzeń o niskim natężeniu hałasu ich lokalizacja będzie mogła nastąpić w bliższym otoczeniu zabudowy mieszkaniowej. Wiatraki cichsze będą mogły stanąć bliżej, natomiast te głośniejsze powinny być lokowane znacznie dalej od zabudowań, tak aby nie powodować uciążliwości.

Największy zasięg normowanych prawnie oddziaływań występujący przy elektrowniach wiatrowych dotyczy oddziaływań akustycznych, w związku z tym faktem przyjęto, iż zasięg emitowanego hałasu determinuje odległość bezpiecznego lokalizowania tych przedsięwzięć. Odległość elektrowni wiatrowej od terenów podlegających ochronie akustycznej, w szczególności terenów mieszkaniowych uzależniona jest od zasięgu hałasu emitowanego przez elektrownie wiatrowe oraz od poziomu ochrony akustycznej wymaganej obowiązującym prawem. Jest to istotna zmiana w stosunku do pierwotnej regulacji, w której bezpieczna odległość lokalizacji elektrowni wiatrowej wyznaczana jest w oparciu o wysokość urządzeń, jednakże niezależnie od zasięgu emitowanego hałasu. Zważyć należy, iż wysokość całkowita elektrowni wiatrowej lub jej wielokrotność nie ma prostego związku z zasięgiem emitowanego hałasu, a co za tym idzie oddziaływania elektrowni wiatrowej. Zaproponowane zmiany ustawowe przyczynią się z jednej strony do zapewnienia właściwej ochrony terenów mieszkaniowych, a z drugiej zracjonalizują lokalizowanie elektrowni wiatrowych. Zapis nowelizacji ustawy ma również na celu wyznaczenie czytelnych odległości dla realizacji nowych przedsięwzięć tak, by organy, inwestorzy oraz właściciele terenów w pobliżu planowanych elektrowni wiatrowych mogli wstępnie ocenić jeszcze przed sporządzeniem specjalistycznych, kosztownych analiz, czy proponowana lokalizacja elektrowni wiatrowej może spowodować ponadnormatywne oddziaływanie. Ustawa reguluje również dopuszczalną odległość lokalizacji elektrowni wiatrowych od terenów zabudowy związanej ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży, terenów domów opieki społecznej, terenów szpitali oraz strefy ochronnej „A” uzdrowiska, tym samym usuwa w tym zakresie istotną wadę dotychczasowej regulacji.

W załącznikach nr 1 i 2 zamieszczono wyrażone w metrach dopuszczalne odległości lokalizacji elektrowni wiatrowych od poszczególnych rodzajów terenów. Odległości zostały wyznaczone na podstawie opisanych szerzej poniżej analiz akustycznych, które pozwalają na określenie odległości występowania hałasu o wartościach kryterialnych zgodnie z obowiązującymi przepisami szczegółowymi, od hipotetycznej elektrowni wiatrowej. Na podstawie dotychczasowej wiedzy w zakresie rozwoju energetyki wiatrowej przyjęto, iż obliczeniowa wysokość źródła hałasu wynosi 100 m n.p.t., a rozpiętość mocy akustycznej waha się w przedziale od 100 dBA do 110 dBA. Zaniechano analiz i wyznaczania normatywu odległości poniżej 100 dBA z uwagi na mały zasięg hałasu, w praktyce mniejszy od 200 m dla zasięgu izofony dla 45 dBA oraz 313 m zasięgu dla izofony 40 dBA. Odległości dla mocy akustycznej powyżej 110 dBA wyznaczono zwiększając znacznie dopuszczalną bezpieczną normatywną odległość z uwagi na intencję ograniczenia lokalizowania źródeł o tak dużej mocy akustycznej. Zaznaczyć należy, iż na rynku nie obserwuje się dostępnych nowych turbin wiatrowych o maksymalnych mocach akustycznych poniżej 100 dBA oraz powyżej 110 dBA. Przyjęto również graniczną minimalną odległość lokalizowania nowych elektrowni wiatrowych od obszarów podlegających ochronie akustycznej o wartości 300 m nawet w przypadku turbin wiatrowych cichszych niż 100 dBA z uwagi na wielkość tych konstrukcji, biorąc pod uwagę fakt, że pomimo braku możliwości przekroczenia dopuszczalnych norm hałasu sama wielkość elektrowni wiatrowej w bliskim sąsiedztwie, tj. poniżej 300 m, może powodować subiektywne odczucie dyskomfortu. Zgodnie z art. 3 pkt 5 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 nr 0 poz. 672 t. j.), pod pojęciem „hałas” rozumie się dźwięki o częstotliwościach od 16 Hz do 16 000 Hz. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2014 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (tekst jednolity: Dz. U. z 2014 r., poz. 112) źródła hałasu dzieli się na następujące grupy:

1. starty, lądowania i przeloty statków powietrznych
2. linie elektroenergetyczne
3. drogi lub linie kolejowe
4. pozostałe obiekty i działalność będąca źródłem hałasu.

Rozporządzenie to zostało wydane przez Ministra Środowiska we współpracy z Ministrem właściwym ds. zdrowia na podstawie art. 113 ust. 1 ustawy Prawo ochrony środowiska. Zgodnie z treścią ustawy oraz treścią cytowanego rozporządzenia Ministra Środowiska oceny wpływu na akustyczny stan jakości środowiska dokonuje się dla hałasu skorygowanego krzywą korekcyjną A (tzw. poziom dźwięku A, zgodnie z art. 112a ustawy Prawo ochrony środowiska).

Uwzględniając przeznaczenie i sposób eksploatacji elektrowni wiatrowych, należy uznać, że należą one do grupy „pozostałych obiektów i działalności będącej źródłem hałasu”, o których mowa w cytowanym rozporządzeniu.

Zarówno metodyka pomiarowa, jak i obliczeniowa umożliwiająca ustalanie rzeczywistych i przewidywanych poziomów hałasu w środowisku została przedstawiona w załączniku nr 7 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 7 listopada 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz. U. z 2014 r., poz. 1242) – „Metodyka referencyjna wykonywania okresowych pomiarów hałasu w środowisku pochodzącego z instalacji lub urządzeń, z wyjątkiem hałasu impulsowego”. Na podstawie ogólnych informacji, w tym charakterystyk akustycznych elektrowni wiatrowych przedstawianych przez producentów tych urządzeń i określanych zgodnie z aktualnie obowiązującą normą PN-EN 61400-11, stwierdza się, że siłownie wiatrowe nie są źródłami hałasu impulsowego, zatem wykorzystanie procedur przedstawionych w treści wskazanego załącznika jest poprawne. Nadmienić należy, iż zgodnie z art. 3, pkt 21 ustawy Prawo ochrony środowiska, za wynik pomiaru uważa się także wynik analizy obliczeniowej (cyt.: „Ilekroć w ustawie mowa jest o: […] pomiarze – rozumie się przez to również obserwacje oraz analizy”). Zgodnie z treścią załącznika nr 7 do wskazanego powyżej rozporządzenia Ministra Środowiska, metodyka referencyjna w nim przedstawiona służy do wyznaczenia wartości poziomu hałasu pochodzącego z instalacji lub urządzeń znajdujących się na terenie jednego zakładu, wyrażonego wskaźnikami LAeqD i LAeqN, określonymi w art. 112a pkt 2 ustawy Prawo ochrony środowiska, mającymi zastosowanie do ustalania i kontroli warunków korzystania ze środowiska w odniesieniu do jednej doby. Wartość równoważnego poziomu dźwięku A wyznacza się:

1. metodą pomiarową;
2. metodą obliczeniową w sytuacji, gdy w danych warunkach nie można uzyskać wyniku za pomocą pomiarów bezpośrednich.

Uwzględniając fakt, iż dla planowanych przedsięwzięć, w tym planowanych elektrowni wiatrowych, (przed ich realizacją ) nie ma możliwości uzyskania wyników metodą pomiarową, należy zastosować metodę obliczeniową. Obie ww. metody zostały scharakteryzowane w cytowanym załączniku nr 7 do rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody. Zgodnie z częścią F wskazanego załącznika, metody obliczeniowe są oparte na modelu rozprzestrzeniania się hałasu w środowisku zawartym w normie PN-ISO 9613-2 Akustyka Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczenia. Oznacza to, że przywołana norma, w szczególności przedstawione w niej procedury obliczeniowe uzyskują status aktu prawnego, a zatem wykonawcy obliczeń są bezpośrednio zobowiązani do wykorzystania modelu przedstawionego w normie PN-ISO 9613-2 (dalej norma).

Podstawowymi parametrami akustycznymi, na podstawie których możliwe jest określenie poziomu dźwięku (hałasu) w oparciu o model przedstawiony w normie PN-ISO 9613-2, są poziomy mocy akustycznych poszczególnych urządzeń. Poziomy te powinny zostać przedstawione przez producenta urządzenia stanowiącego źródło hałasu. W przypadku braku takich informacji mogą one zostać wyznaczone jedną z trzech metod wskazanych w normach powołanych w części F załącznika nr 7 do rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody lub dowolną metodą równoważną. W praktyce w wielu opracowaniach środowiskowych, w szczególności w kartach informacyjnych przedsięwzięć oraz w raportach o oddziaływaniu przedsięwzięć na środowisko, przyjmuje się wartość poziomu mocy akustycznej przedstawionej (gwarantowanej) przez producenta lub dystrybutora danego urządzenia. W wielu przypadkach, w oparciu o szereg analiz określa się najwyższą z możliwych wartości poziomów mocy akustycznej jednego lub kilku urządzeń, zapewniających dotrzymanie oddziaływania akustycznego, o którym mowa w rozporządzeniu Ministra Środowiska w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku określonego na podstawie art. 113 ustawy Prawo ochrony środowiska.

Zgodnie z wymogami przywołanej powyżej normy, obliczenia poziomu hałasu w wybranym punkcie lub siatce punktów obserwacyjnych ogólnie określany jest na podstawie zależności (wzór 3 normy, bez uwzględnienia kierunkowości źródła):

Poziom hałasu w punkcie = poziom mocy akustycznej źródła – wielkość tłumienia [dBA],

przy czym na wielkość tłumienia wpływ ma szereg czynników, co zostało przedstawione we wzorze 4 przywołanej normy:

Wielkość tłumienia = tłumienie wynikające z rozbieżności geometrycznej + tłumienie wynikające z pochłaniania przez atmosferę + tłumienie wynikające z wpływu gruntu + tłumienie wynikające z obecności ekranów + tłumienie wynikające z różnych innych zjawisk [dBA].

Należy zwrócić uwagę na kilka istotnych elementów:

1. Zarówno norma, jak i przywołane akty prawne zawierają definicję równoważnego poziomu dźwięku oraz równoważnego poziomu mocy akustycznej. Są to wartości, które można uznać za uśrednione, w ciągu czasu odniesienia, przy założeniu, że źródło hałasu pracuje w ciągu całego czasu odniesienia ze stałą wartością poziomu mocy akustycznej. Pojęcia te są istotne dla źródeł, których obciążenie (a zatem również poziom mocy akustycznej) nie jest stałe w czasie odniesienia (czasie oceny), lub czas ich pracy jest krótszy niż czas oceny. Czasem oceny, zgodnie z treścią rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, w odniesieniu do grupy źródeł hałasu sklasyfikowanych jako „pozostałe obiekty i działalność będąca źródłem hałasu” (do których należą turbiny wiatrowe), wynoszą 8 najmniej korzystnych godzin pory dnia kolejno po sobie następujących oraz 1 najmniej korzystna godzina pory nocy. Uwzględniając fakt, iż w sprzyjających warunkach turbina wiatrowa może pracować z pełną mocą (również z pełną mocą akustyczną) przez całą dobę, proces równoważenia nie jest wykonywany. Oznacza to, że wartość równoważnego poziomu mocy akustycznej siłowni jest równa poziomowi mocy akustycznej (podanej przez producenta lub wskazanej w opracowaniu jako maksymalna dopuszczalna wartość).
2. Tłumienie wynikające z rozbieżności geometrycznej można rozumieć jako obniżenie poziomu dźwięku odbieranego w danym punkcie wraz z oddalaniem się od źródła hałasu. Jest to jeden z podstawowych elementów wpływających na rejestrowane (przewidywane) poziomy hałasu w każdym z punktów obserwacji.
3. Tłumienie wynikające z pochłaniania przez atmosferę silnie zależy od częstotliwości dźwięku, temperatury otoczenia i wilgotności. Poprawka ta obliczana jest z zależności (wzór 8 normy): tłumienie wynikające z pochłaniania przez atmosferę = odległość od źródła \* współczynnik pochłaniania przez atmosferę/1000 [dBA], przy czym zaleca się, aby współczynnik pochłaniania przez atmosferę bazował na średnich wartościach określonych dla warunków atmosferycznych charakterystycznych dla danego regionu. Niemniej średnie wartości tego współczynnika zostały przedstawione w tablicy 2 normy. Wartości zostały przedstawione dla poszczególnych częstotliwości (środkowych dla pasm oktawowych w zakresie od 63 Hz do 8 000 Hz).
4. Tłumienie wynikające z wpływu gruntu – omówione w dalszej części.
5. Tłumienie wynikające z obecności ekranów – uwzględniając charakterystykę geometryczną i akustyczną elektrowni wiatrowych, w większości opracowań pomija się ekranujący wpływ budynków i pasów zieleni.
6. Tłumienie wynikające z różnych innych zjawisk – zgodnie z założeniem, opracowania mają przedstawiać sytuację najbardziej niekorzystną, a zatem ta poprawka nie jest uwzględniania w celu określenia wartości poziomu hałasu w odniesieniu do jednej doby.
7. Tłumienie przez grunt jest głównie wynikiem interferencji fali akustycznej odbitej od powierzchni gruntu i fali rozprzestrzeniającej się bezpośrednio od źródła do punktu odbioru (za normą). Norma dopuszcza wykorzystanie dwóch sposobów uwzględniania tej poprawki:
8. Metoda ogólna, przedstawiona w rozdziale 7.3.1 normy – w tej metodzie wyróżnia się trzy strefy (źródła, środkowa i odbiorcy), w których odmiennie oblicza się wielkość tłumienia, przy czym w metodzie tej zaleca się również uwzględnienie częstotliwości składowych dźwięku emitowanego przez źródło z podziałem na pasma oktawowe. W tablicy 3 oraz na rysunku 2 normy przedstawiono sposób obliczania lub określania poszczególnych składowych tłumienia przez grunt z podziałem na strefy oraz na częstotliwości. Wzory zawarte w tablicy 3 normy zawierają parametr G, każdorazowo arbitralnie ustalany przez wykonującego opracowanie. Dopuszczalne wartości tego parametru, zawierają się pomiędzy 0 a 1, przy czym: Wartość 0 – przyjmuje się dla gruntu twardego, który obejmuje bruk, wodę, lód, beton i wszystkie inne powierzchnie o małej porowatości, np. ubita ziemia, która często występuje na obszarach przemysłowych, może być uważana za grunt twardy. Wartość 1 – przyjmuje się dla gruntu porowatego, który obejmuje powierzchnię ziemi pokrytą trawą, drzewami lub inną zielenią i wszystkie inne powierzchnie gruntu odpowiednie dla rozwoju roślinności, np. pola uprawne Wartość ułamkową z zakresu od 0 do 1 – dla gruntu mieszanego, tj. jeśli powierzchnia składa się zarówno z gruntu twardego jak i porowatego, to wartość G jest równa ułamkowi gruntu porowatego.

W rzeczywistości, uwzględniając fakt, iż elektrownie wiatrowe lokalizowane są na terenach otwartych o przeważającej funkcji rolniczej, tj. w terenie, w którym w znacznej części przeważa grunt porowaty niezależnie od pory roku, zwykło się przyjmować wartość G bliską lub równą 1. Takie podejście skutkowało uzyskaniem wartości poziomów hałasu niższych z uwagi na istotne tłumienie dźwięku przez powierzchnię gruntu. Jednak od pewnego czasu, w celu uwzględnienia sytuacji, w której przez 1 godzinę pory nocy wystąpi silne zmrożenie lub oblodzenie gruntu, w większości opracowań przyjmuje się G poniżej 0,5, co skutkuje uzyskaniem znacznie wyższych wartości poziomów hałasu w punktach obserwacji i zwiększenie obszarów, na których potencjalnie mogą zostać przekroczone wartości kryterialne. Wynika to z tego, iż dla G=0 zakłada się, że grunt ma właściwości silnie odbijające padającą energię;

1. Alternatywna metoda obliczania poziomu dźwięku, przedstawiona w rozdziale 7.3.2 normy – w tej metodzie tłumienie przez grunt określa się w oparciu o wzajemną różnicę wysokości źródła hałasu i punktu odbioru, przy uwzględnieniu ich odległości. W tym przypadku tłumienie przez grunt obliczane jest na podstawie wzoru 10 normy. Aby możliwe było wykorzystanie tej metody, muszą być spełnione łącznie dodatkowe warunki:
	1. przedmiotem zainteresowania jest tylko poziom dźwięku A w punkcie odbioru,
	2. dźwięk rozchodzi się nad gruntem porowatym lub mieszanym z przewagą porowatego,
	3. dźwięk nie jest tonem.

Co do zasady, norma wskazuje, iż należy uwzględnić poziom mocy akustycznej źródeł oraz poziom hałasu z podziałem na konkretne częstotliwości składowe dźwięku emitowanego przez każde ze źródeł, przy czym w normie został wskazany podział na pasma oktawowe, reprezentowane przez częstotliwości środkowe 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Hz. Oznacza to, iż należy wykonać obliczenia niezależnie dla każdej z tych częstotliwości, a następnie „złożyć” wyniki uzyskane dla pasm w każdym z punktów odbioru. Należy jednak wskazać, iż działanie takie może zostać uznane za poprawne, jedynie w sytuacji, w której znana jest szczegółowa charakterystyka akustyczna każdego ze źródeł hałasu. W odniesieniu do przedsięwzięć planowanych, w szczególności z zakresu energetyki wiatrowej, uwzględniając rolę i miejsce (również w aspekcie czasowym i stanu zaawansowania projektów) opracowań z zakresu oddziaływania na środowisko, w większości przypadków nie są znane charakterystyki przyszłych urządzeń (turbin wiatrowych). Oznacza to, że wykonywanie obliczeń i analiz w oparciu o fikcyjną charakterystykę akustyczną mogłoby prowadzić do fałszowania wyników. W szczególności uzyskane wyniki mogłyby, dla pewnych założeń rozkładu poziomu mocy akustycznej zostać zaniżone. Niemniej jednak, zgodnie z uwagą 1 normy, w przypadku gdy znane są tylko poziomy mocy akustycznej A źródeł, do oszacowania tłumienia wynikowego można przyjąć tłumienie określone dla 500 Hz. Oznacza to, iż dla siłowni (i każdego innego urządzenia), dla której nie jest znany rozkład poziomu mocy akustycznej na poszczególne pasma oktawowe, przyjmuje się, że na potrzeby oszacowania tłumienia, całość mocy akustycznej skupiona jest w paśmie o częstotliwości 500 Hz.

Z uwagi na stosunkowo rozbudowany model przedstawiony w normie, w większości przypadków, analizy oddziaływania akustycznego wykonywane są w oparciu
o oprogramowanie komputerowe.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach, przy czym w załączniku 1 umieszczono zasięg hałasu odpowiadający izofonie 45 dBA zgodnie z normatywną ochroną dla rodzajów terenów: zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej i zamieszkania zbiorowego, zabudowy zagrodowej, tereny rekreacyjno-wypoczynkowe, tereny mieszkaniowo-usługowe. W załączniku 2 umieszczono odpowiednio zasięg hałasu odpowiadający izofonie 40 dBA zgodnie z normatywną ochroną dla rodzajów terenów: tereny zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej, tereny zabudowy związanej ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży, tereny domów opieki społecznej, tereny szpitali, strefa ochronna „A” uzdrowiska.

Nadmienić należy, iż przyjęta powyżej metodyka wyznaczenia bezpiecznych normatywów odległościowych dla lokalizowania elektrowni wiatrowych jest obecnie stosowana przez podmioty specjalizujące się w analizach akustycznych. Prywatne akredytowane ośrodki wykonują powykonawcze a Wojewódzkie Inspektoraty Ochrony Środowiska kontrolne pomiary natężenia hałasu dla wybudowanych turbin wiatrowych a wyniki tych pomiarów potwierdzają, iż w przypadku stosowania powyższej metody z uwzględnieniem parametru G=0 notowane są wyniki niższe od uzyskanych na etapie projektowania wartości oddziaływania akustycznego.

Zgodnie z projektowaną treścią art. 4 ustawy w przypadku lokalizowania lub budowy elektrowni wiatrowej odległość tej elektrowni od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej winna być większa lub równa od wartości wyrażonej w załączniku nr 1-2. Ta sama minimalna odległość została przewidziana w przypadku lokalizowania lub budowy budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej na podstawie decyzji o warunkach zabudowy, decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego lub na podstawie planu miejscowego. Wymagana odległość, o której mowa w art. 4, ust. 1, winna być większa od wartości wyrażonej w załączniku nr 1-2 o ile przepisy odrębne tego wymagają. Regulacja ta ma zastosowanie między innymi w sytuacji występowania hałasu skumulowanego od kilku elektrowni wiatrowych, w której organy uzgadniające decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach winny wymagać większej niż to wynika z art. 4 ust. 1 odległości elektrowni wiatrowej od terenów podlegających ochronie akustycznej lub wymagać zastosowania urządzeń o mniejszej mocy akustycznej.

Istotną zmianą, którą wnosi nowelizacja do ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, jest objęcie normatywem odległościowym lokalizacji elektrowni wiatrowych nie tylko w stosunku do budynku mieszkalnego, ewentualnie budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa, ale w stosunku również do innych budynków i terenów podlegających z mocy prawa ochronie akustycznej takich jak: tereny rekreacyjno-wypoczynkowe, tereny zabudowy związanej ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży, tereny domów opieki społecznej, tereny szpitali, strefy ochronne „A” uzdrowiska. Dotychczas obowiązująca ustawa nie chroni przed hałasem pochodzącym od elektrowni wiatrowych wyżej wymienionych terenów, co stwarza istotne zagrożenie dla ich użytkowników.

Wyłączenie od wymogu zachowania minimalnej odległości wynikającej z art. 4 ust. 1 ustawy zostało przewidziane dla przypadków modernizacji elektrowni wiatrowej lub zespołu elektrowni wiatrowych dokonywanej przy zachowaniu dotychczasowej lokalizacji poszczególnych elektrowni wiatrowych, przy braku zwiększenia ich liczby oraz niepowodującej zwiększenia oddziaływania na środowisko w stosunku do zakresu określonego w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydanej dla zrealizowanego już przedsięwzięcia, którego modernizację planuje inwestor, pod warunkiem, że w wyniku modernizacji nie zostaną przekroczone normy poziomu hałasu określone w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie tej ustawy (art. 4 ust. 3 ustawy z 20 maja 2016 r.). W powyższym przepisie została ponadto zawarta definicja pojęcia „zespołu elektrowni wiatrowych”, zgodnie z którą jest to zespół elektrowni wiatrowych, dla których uzyskano tę samą decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach. Konsekwentnie, projektowana ustawa zrównuje minimalną odległość lokalizowanej elektrowni wiatrowej od parku narodowego lub rezerwatu przyrody do wartości 500 metrów (art. 4c ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r.), nowelizacji ulega również sposób wyznaczania wymaganych ustawą odległości określony w art. 5 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. Ponadto, proponuje się uchylenie przepisów art. 4a i 4b ustawy z dnia 20 maja 2016 r., regulujących wymóg minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć a także uchylenie z art. 2 powiązanych z tymi przepisami definicji.

W 2022 r. w warunkach szybko postępującego kryzysu energetycznego, państwa Unii Europejskiej rozpoczęły proces liberalizacji przepisów dotyczących lokalizacji elektrowni wiatrowych. Przyspieszenie wydawania aktów ustalających lokalizację oraz pozwoleń na budowę takich obiektów jest również ważną częścią przyjętego przez Komisję Europejską planu REPowerEU (Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Plan REPowerEU z dnia 18 maja 2022 r.). Dokument ten określa pożądany okres uzyskiwania wymaganych zgód (obejmujących ustalenie lokalizacji oraz pozwolenie na budowę dla elektrowni wiatrowej) na maksimum 2 lata, a w przypadku modyfikacji istniejącej instalacji – na maksimum rok. Ponadto w wielu krajach wprowadza się specjalny tryb dla mniejszych elektrowni – na ogół poniżej 20 MW mocy.

Według prognoz Komisji Europejskiej („KE”) aby spełnić cel pochodzenia 42,5% energii ze źródeł odnawialnych w 2030 r., moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Unii Europejskiej powinna wynieść powyżej 500 GW. Przekłada się to na wymóg budowy 37 GW nowych mocy rocznie, tj. ponad 2-krotnie więcej niż powstało w 2022 r. (w 2022 r. w UE powstało 16 GW nowych elektrowni wiatrowych, głównie w Niemczech, Hiszpani, Holandii, Francji, Szwecji i Włoszech).

Zaznaczyć należy, że na mocy obecnie obowiązującej treści art. 3 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. lokalizacja elektrowni wiatrowej następuje wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Projektowana zmiana art. 3 zakłada możliwość lokalizowania elektrowni wiatrowych również na podstawie zintegrowanego planu inwestycyjnego, o którym mowa w art. 37ea z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz na podstawie uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji, tj. wprowadzanej projektowaną ustawą instytucji prawnej przeznaczonej do ustalania lokalizacji elektrowni wiatrowych. Każdy z proponowanych trybów lokalizowania elektrowni wiatrowych zapewnia udział społeczeństwa oraz powierza podjęcie uchwały w sprawie dopuszczenia możliwości budowy wiatraków na terenie danej gminy jej organowi stanowiącemu – radzie gminy.

Proponowane przepisy regulują charakter prawny uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji, tryb i organ właściwy do jej podjęcia, treść wniosku o podjęcie takiej uchwały oraz tryb przeprowadzania konsultacji społecznych.

Uchwała o ustaleniu lokalizacji inwestycji podejmowana jest przez radę gminy, na terenie której planowana jest inwestycja w zakresie elektrowni wiatrowej lub zespołu elektrowni wiatrowych, na wniosek inwestora, składany za pośrednictwem wójta, burmistrza albo prezydenta miasta. Projektowana treść art. 61 ust. 3 ustawy określa relację między istniejącymi na danym obszarze: miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy lub planem ogólnym gminy a uchwałą o ustaleniu lokalizacji inwestycji lub zintegrowanym planem inwestycyjnym, których przedmiotem jest elektrownia wiatrowa. Ustalenie lokalizacji elektrowni wiatrowej na podstawie tych aktów może zgodnie z powyższą regulacją nastąpić:

1. niezależnie od istnienia miejscowego planu lub studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy lub planu ogólnego gminy,
2. jeżeli postanowienia miejscowego planu lub studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy lub planu ogólnego gminy nie zakazują lokalizacji elektrowni wiatrowej na danym obszarze lub dany obszar nie został przeznaczony na budynki mieszkalne lub o funkcji mieszanej. Określenie innego sposobu zagospodarowania przestrzennego niż elektrownia wiatrowa nie stanowi zakazu, o którym mowa w zdaniu poprzednim.

Ponadto, w projektowanych ust. 4 i 5 art. 61 ustawy wyjaśniono, że z chwilą wejścia w życie uchwała o ustaleniu lokalizacji inwestycji uzyskuje moc miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (staje się szczególną formą planu miejscowego) oraz powoduje utratę mocy obowiązującej planów miejscowych lub ich części w zakresie, w jakim odnoszą się do terenu objętego tą uchwałą. Uchwała o ustaleniu lokalizacji inwestycji jest wiążąca dla organów administracji architektoniczno-budowlanej wydających pozwolenie na budowę dla elektrowni wiatrowej oraz właściwych organów administracji architektoniczno-budowlanej w zakresie wydawania decyzji dotyczących innych inwestycji (projektowany art. 61 ust. 2 ustawy).

Przed podjęciem uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji inwestor jest obowiązany uzyskać decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, która stanowi podstawę oceny oddziaływania przedsięwzięcia obejmującego elektrownię wiatrową na środowisko, w tym w zakresie hałasu.

Projektowane przepisy art. 62 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. regulują kwestie proceduralne związane z podejmowaniem uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji. Wniosek o podjęcie uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji jest składany do właściwej miejscowo rady gminy, za pośrednictwem wójta, burmistrza albo prezydenta miasta (projektowany art. 62 ust. 1 ustawy). Wniosek może dotyczyć, zgodnie z projektowanym art. 62 ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r., również inwestycji towarzyszącej objętej tym samym zamierzeniem inwestycyjnym, co objęta tym wnioskiem elektrownia wiatrowa lub zespół elektrowni wiatrowych. Pojęcie inwestycji towarzyszącej zostało zdefiniowane w dodanym do art. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. projektowanym pkt. 11, zgodnie z którym należy przez nie rozumieć inwestycję w zakresie budowy lub przebudowy urządzeń, instalacji, sieci lub obiektów budowlanych w rozumieniu art. 3 pkt 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, koniecznych do wyprowadzenia mocy z elektrowni wiatrowej lub infrastruktury energetycznej i teleinformatycznej niezbędnej do funkcjonowania elektrowni wiatrowej. Kwestię trybu lokalizacji infrastruktury towarzyszącej reguluje ponadto projektowany art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r., zgodnie z którym ustalenie lokalizacji inwestycji towarzyszącej może nastąpić łącznie z lokalizacją elektrowni wiatrowej na podstawie uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji, o której mowa w art. 61 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r., lub na zasadach wynikających z ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Intencją projektodawcy było, aby inwestor mógł według własnego uznania zdecydować o objęciu infrastruktury towarzyszącej wnioskiem w sprawie podjęcia uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji dotyczącym elektrowni wiatrowej lub zespołu elektrowni wiatrowych, z którymi związana jest dana infrastruktura towarzysząca, lub ubiegać się o ustalenie lokalizacji infrastruktury towarzyszącej na zasadach ogólnych, które wynikają z ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Ponadto, zgodnie z projektowanym art. 3 ust. 2 in fine, do ustalenia lokalizacji inwestycji towarzyszących nie mają zastosowania ograniczenia wynikające z art. 4 i art. 4c (przewidujących wymogi minimalnej odległości od budynku mieszkalnego lub budynku o funkcji mieszanej oraz od wskazanych w art. 4c form ochrony przyrody) oraz z art. 61 ust. 3 pkt. 2 (ustanawiającego zakaz lokalizowania elektrowni wiatrowych na obszarze, na którym postanowienia miejscowego planu, studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy lub planu ogólnego gminy zakazują lokalizacji elektrowni wiatrowej lub który został przeznaczony w tych aktach na budynki mieszkalne lub o funkcji mieszanej).

Zgodnie z projektowanym art. 62 ust. 3 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. w przypadku podjęcia przez radę gminy uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji nie jest wymagana zgoda na przeznaczenie gruntów rolnych na cele nierolnicze, o której mowa w ustawie z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 2409 z późn. zm.).

Proponowane przepisy określają ponadto ramy czasowe na podjęcie przez radę gminy uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji lub odmowie ustalenia lokalizacji inwestycji, uwzględniając konieczność przeprowadzeniu konsultacji społecznych w gminie. Zgodnie z projektowanym art. 62 ust. 4 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. rada gminy ustala lokalizację inwestycji w formie uchwały w terminie 90 dni od dnia złożenia przez inwestora wniosku o podjęcie tej uchwały. W sytuacji natomiast, gdy uchwała o ustaleniu lokalizacji inwestycji nie może być podjęta w powyższym terminie, przewodniczący rady gminy ma obowiązek powiadomić inwestora przed upływem tego terminu, podając powody opóźnienia oraz wskazując nowy termin podjęcia uchwały, nie dłuższy niż 60 dni od dnia upływu terminu, o którym mowa w ust. 4. Rada gminy podejmując uchwałę, bierze pod uwagę wyniki przeprowadzonych konsultacji społecznych, których procedura w toku prac nad uchwałą o ustaleniu lokalizacji inwestycji została przewidziana w projektowanych przepisach art. 62 ust. 5 – 8 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. W toku konsultacji społecznych uwzględnia się uwagi zgłoszone przez mieszkańców gmin pobliskich, których informuje się o kalkulacjach społecznych zgodnie z art. 6b i art. 6c. Powyższe normy zapewniają udział społeczeństwa w toku postępowania w przedmiocie uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji.

Projektowany art. 63 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. określa obligatoryjne elementy wniosku w sprawie podjęcia uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji. W projektowanym
art. 63 ust. 2 ustawy przewiduje się ponadto procedurę usunięcia braków formalnych wniosku, w której wójt, burmistrz albo prezydent miasta wzywa inwestora do usunięcia braków formalnych, wyznaczając termin na dokonanie tej czynności, nie dłuższy niż 30 dni.

Treść obecnie obowiązujących przepisów ustawy z dnia 20 maja 2016 r. w odniesieniu do wydanych pozwoleń na budowę lub do istniejących elektrowni wiatrowych nie przewiduje możliwości poprawy efektywności energetycznej urządzenia przy zachowaniu jego wpływu na środowisko z uwagi na brak możliwości zwiększenia mocy zainstalowanej elektrycznej. Obecne regulacje są niekorzystne dla środowiska, gdyż aby osiągnąć planowany poziom udziału źródeł OZE w systemie elektro-energetycznym nie zwiększając efektywności należałoby zainstalować więcej urządzeń. Projektowany art. 64 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. przewiduje szczególne postanowienia w zakresie przebiegu postępowania w sprawie pozwolenia na budowę dla modernizacji elektrowni wiatrowej lub zespołu elektrowni wiatrowych.

Definicja pojęcia „modernizacji” została uregulowana w dodanym do art. 2 ustawy pkt. 12, na podstawie którego oznacza ono proces inwestycyjny dotyczący oddanej do użytkowania w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane elektrowni wiatrowej lub zespołu elektrowni wiatrowych, dla których uzyskano tę samą decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w dziale V rozdziale 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, zwaną dalej „decyzją o środowiskowych uwarunkowaniach”, prowadzący co najmniej do zwiększenia wielkości mocy zainstalowanej, w szczególności poprzez wymianę elementów technicznych.

W pierwszej kolejności należy zaznaczyć, że postanowienia projektowanego art. 64 ustawy nie będą miały zastosowania w przypadku konieczności zmiany lub uzyskania nowego dokumentu ustalającego lokalizację inwestycji obejmującej modernizację, o czym stanowi projektowany art. 64 ust. 8 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. W takim bowiem przypadku niezbędne będzie uprzednie uzyskanie przez inwestora decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanej modernizacji (w odniesieniu do uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji taki obowiązek przewidują projektowane: art. 63 ust. 1 pkt. 8 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. oraz art. 72 ust. 1 pkt. 30 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). W omawianej sytuacji inwestor będzie, na etapie składania wniosku o pozwolenie na budowę dotyczącego modernizacji, posiadał nową decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach wydaną dla modernizacji elektrowni wiatrowej lub zespołu takich elektrowni. Uzyskanie pozwolenia na budowę nastąpi w trybie art. 28 i nast. ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane. Nie zaktualizuje się zatem hipoteza norm zawartych w art. 64 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. i tym samym nie zajdzie potrzeba badania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydanej dla elektrowni wiatrowej (lub zespołu elektrowni) podlegającej modernizacji.

Normy projektowanego art. 64 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. znajdą natomiast zastosowanie w sytuacji, gdy akt ustalający lokalizację elektrowni wiatrowej (lub zespołu takich elektrowni), tj. m.in. decyzja o warunkach zabudowy lub miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego, nie ulega zmianie a inwestor ubiega się o uzyskanie pozwolenia na budowę dotyczącego modernizacji tj. przebudowy już istniejących, oddanych do eksploatacji elektrowni wiatrowej lub ich zespołu. W takim przypadku, zgodnie z projektowanym art. 64 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r., inwestor do wniosku o pozwolenie na budowę dotyczące modernizacji załącza decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach wydaną dla wybudowanych i eksploatowanych obiektów elektrowni wiatrowej lub zespołu elektrowni wiatrowych mających następnie podlegać modernizacji, nawet jeżeli od dnia, w którym ta decyzja stała się ostateczna upłynęły już terminy, o których mowa w art. 72 ust. 3 i 4 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. Do wniosku o pozwolenie na budowę inwestor załącza ponadto ocenę oddziaływania akustycznego, która powinna potwierdzać, że poziom hałasu emitowanego przez zmodernizowaną elektrownię wiatrową lub zmodernizowany zespół elektrowni wiatrowych jest zgodny z normami dotyczącymi dopuszczalnych poziomów hałasu określonymi w ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie tej ustawy. W przypadku, gdy po modernizacji nie nastąpi zwiększenie mocy zainstalowanej modernizowanej elektrowni wiatrowej (lub zespołu elektrowni wiatrowych) o więcej niż 50% w stosunku do wartości określonych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach złożonej przez inwestora wraz z wnioskiem o pozwolenie na budowę, organ administracji architektoniczno-budowlanej wydaje na jej podstawie pozwolenie na budowę dla modernizacji. W sytuacji natomiast, gdy modernizacja skutkuje przekroczeniem wyżej wskazanej wartości zwiększenia mocy zainstalowanej modernizowanej elektrowni wiatrowej (lub zespołu elektrowni), organ administracji architektoniczno-budowlanej ma obowiązek zbadania, czy zakres oddziaływania planowanej modernizacji na środowisko zawiera się w zakresie oddziaływania na środowisko określonym dla elektrowni wiatrowej lub zespołu elektrowni wiatrowych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach złożonej wraz z wnioskiem przez inwestora. Powyższej oceny organ administracji architektoniczno-budowlanej dokonuje w uzgodnieniu z właściwym regionalnym dyrektorem ochrony środowiska, występując do niego o uzgodnienie na podstawie projektowanego art. 64 ust. 3 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. Projektowany art. 64 ust. 4 ustawy zakreśla na dokonanie powyższego uzgodnienia przez regionalnego dyrektora ochrony środowiska termin 30 dni od dnia otrzymania wniosku o uzgodnienie. Brak stanowiska w tym terminie uważa się za uznanie przez regionalnego dyrektora ochrony środowiska planowanej modernizacji za zawierającą się w zakresie oddziaływania elektrowni wiatrowej lub zespołu elektrowni wiatrowych na środowisko określonym w złożonej przez inwestora decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. W przypadku natomiast, gdy regionalny dyrektor ochrony środowiska uzna, że modernizacja nie zawiera się w zakresie oddziaływania elektrowni wiatrowej lub zespołu elektrowni wiatrowych na środowisko określonym w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach złożonej przez inwestora wraz z wnioskiem o pozwolenie na budowę, powstaje potrzeba przeprowadzenia nowej oceny oddziaływania przedsięwzięcia polegającego na modernizacji elektrowni wiatrowej na środowisko. Regionalny dyrektor ochrony środowiska, zgodnie z projektowanym art. 64 ust. 5 ustawy z dnia 20 maja 2016 r., określa wówczas w uzgodnieniu zakres ponownej oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, wskazując parametry wymagające ponownego zbadania. Organ administracji architektoniczno-budowlanej uwzględnia stanowisko przedstawione przez regionalnego dyrektora ochrony środowiska i uznając modernizację za wykraczającą poza zakres oddziaływania na środowisko określony dla modernizowanej elektrowni wiatrowej w decyzji złożonej przez inwestora wraz z wnioskiem o pozwolenie na budowę, zawiesza postępowanie w sprawie wydania pozwolenia na budowę do czasu wydania decyzji zmieniającej powyższą decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach (projektowany art. 64 ust. 6 ustawy z dnia 20 maja 2016 r.). Inwestor występuje w takim przypadku o zmianę decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach uzyskanej dla modernizowanej elektrowni wiatrowej – w zakresie wynikającym z planowanej modernizacji. Powyższe postępowanie w sprawie zmiany decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach prowadzone jest jedynie w zakresie określonym przez regionalnego dyrektora ochrony środowiska w uzgodnieniu.

W przypadku, gdy modernizacja obejmuje wymianę urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej, w ramach tej modernizacji zamontowane mogą zostać jedynie urządzenia, które zostały wyprodukowane nie później niż w terminie 48 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w zmodernizowanej elektrowni wiatrowej.

Proponuje się zmianę art. 7 ustawy z dnia 20 maja 2016 r., na skutek której będzie on określał wymaganą treść uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji, zintegrowanego planu inwestycyjnego lub planu miejscowego, na podstawie których ma być lokalizowana elektrownia wiatrowa.

Ustawa będzie przewidywać dwa alternatywne tryby partycypacji lokalnej społeczności w korzyściach wynikających z lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenie ich gminy. Inwertor może dokonać wyboru pomiędzy mechanizmem opisanym w dotychczasowym art. 6 g, przewidującym obowiązek przeznaczania części mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej do objęcia przez mieszkańców gminy albo projektowanym art. 7 d. W dodawanym art. 7d ustawy z dnia 20 maja 2016 r. wprowadza się opłatę roczną na rzecz społeczności lokalnej w kwocie wynoszącej 30 PLN za każdy kilowat mocy zainstalowanej nowej elektrowni wiatrowej. Opłata stanowi przychód gminy, na terenie której zlokalizowana jest elektrownia wiatrowa. Opłatę przeznacza się na walkę z ubóstwem energetycznym oraz budowę infrastruktury społecznej, w szczególności zlokalizowanej w bezpośrednim sąsiedztwie elektrowni wiatrowej. Projektowane przepisy art. 7d ust. 2 – 8 i 10 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. zawierają szczegółową regulację obowiązku wnoszenia powyższej opłaty oraz sposobu jej uiszczenia. Projektowany art. 7d ust. 9 ustawy określa natomiast, na jakie cele gmina może przeznaczyć dochody uzyskiwane z omawianych opłat, wskazując na pokrycie kosztów związanych z przeciwdziałaniem ubóstwu energetycznemu w gminie, rozwój infrastruktury zlokalizowanej w bezpośrednim sąsiedztwie elektrowni wiatrowej oraz na zadania wybrane przez mieszkańców gminy w ramach budżetu obywatelskiego, o którym mowa w art. 5a ust. 4 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym. Na zadania w ramach budżetu obywatelskiego powinno być przeznaczane nie mniej niż 20% dochodów z przedmiotowych opłat. W projektowanym art. 7e ustawy przewidziano sankcję w postaci kary pieniężnej za nie uiszczenie przedmiotowej opłaty w terminie. Zgodnie z przepisem przejściowym zawartym w art. 11 projektowanej ustawy, przepisów art. 7d i 7e ustawy z dnia 20 maja 2016 r. nie stosuje się do elektrowni wiatrowych, dla których do dnia wejścia w życie projektowanej ustawy uzyskano prawomocną decyzję o pozwoleniu na budowę. Przewidziana w omawianych przepisach opłata będzie zatem należna jedynie od elektrowni wiatrowych, dla których decyzje o pozwoleniu na budowę zostały wydane po dniu wejścia w życie projektowanej nowelizacji.

Proponuje się uchylenie art. 8b ust 2 – art. 8p dotyczące certyfikacji podmiotów zajmujących się eksploatacją elementów technicznych elektrowni wiatrowej Należy mieć przy tym na uwadze, że liczne wymogi i obowiązki związane z należytą i bezpieczną eksploatacją, serwisowaniem i kontrolą funkcjonowania elektrowni wiatrowych wynikają z obowiązujących przepisów prawa, m.in. regulacji budowlanych i środowiskowych. Należy przy tym wskazać, iż procedura certyfikacji serwisów elektrowni wiatrowych nie wpływa na poprawę bezpieczeństwa eksploatacji elektrowni wiatrowych.

Obowiązujące przepisy prawa wymagają, aby osoby prowadzące serwis elektrowni wiatrowych (zarówno w odniesieniu do serwisu własnego przedsiębiorstw energetycznych, jak i serwisu zapewnianego przez firmy zewnętrzne) legitymowały się odpowiednim wykształceniem, certyfikatami i uprawnieniami. Powyższe odnosi się zarówno do kompetencji elektrycznych lub elektryczno-mechanicznych, jak i m.in. do pracy na wysokościach. Stosowne uprawnienia (np. SEP czy UDT) wydawane są przez państwowe instytucje oraz poprzedzone są kursami i egzaminami. Niedopełnienie obowiązku zapewnienia wykwalifikowanego personelu może narazić osobę odpowiedzialną na sankcje przewidziane w przepisach ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. Kodeks pracy oraz na odpowiedzialność karną.

Elektrownie wiatrowe muszą ponadto spełniać wymogi przewidziane przepisami prawa budowlanego, obejmujące w szczególności regularne wykonywanie przeglądów budowlanych oraz są kontrolowane przez Powiatowe Inspektoraty Nadzoru Budowlanego. Instalacje przechodzą również kontrole przeprowadzane przez Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska, podczas których badana jest zgodność z postanowieniami decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, m.in. w zakresie poziomu dopuszczalnego hałasu emitowanego przez elektrownię.

W niniejszym projekcie proponuje się także zmiany w aktach prawnych innych niż ustawa z dnia 20 maja 2016 r. mające wpływ na inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych.

W ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami proponuje się rozszerzenie katalogu celów publicznych o budowę, przebudowę i utrzymanie instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, w szczególności elektrowni wiatrowej wraz z inwestycją towarzyszącą.

W ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym proponuje się uchylenie w art. 14 w ust. 6a w pkt 2 liter b i c, które przewidują, że jedynie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego mogą być dokonywanie zmiany zagospodarowania terenu dotyczące niezamontowanych na budynku instalacji odnawialnych źródeł energii lokalizowanych: b) na użytkach rolnych klasy IV, o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 150 kW lub wykorzystywanych do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, lub c) na gruntach innych niż wskazane w lit. a i b, o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1000 kW. Proponuje się również skreślenie w art. 27b ust. 1 pkt 1 oraz w art. w art. 37ec ust. 6 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wyrazów „innych niż elektrownie wiatrowe w rozumieniu ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych”. Powyższe przepisy przewidują uproszczenia procedur uchwalania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego oraz zintegrowanego planu inwestycyjnego przeznaczone dla instalacji OZE – z wyłączeniem jednak elektrowni wiatrowych. Proponowane zmiany mają na celu uchylenie powyższych wyłączeń i tym samym umożliwienie zastosowania uproszczonych procedur również w odniesieniu do inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych.

Proponuje się ponadto zmianę terminu utraty mocy przez studia uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin w przypadku braku uchwalenia planu ogólnego w danej gminie i tym samym terminu wykonania obowiązku uchwalenia przez poszczególne gminy planów ogólnych (z obowiązującego obecnie dnia 31 grudnia 2025 r. na dzień 31 grudnia 2027 r.). Wskazuje się, że z uwagi na czas trwania prac nad aktem planistycznym oraz brak wystarczającej liczby urbanistów nie jest możliwe, aby gminy w terminie wynikającym z obowiązujących przepisów (tj. do dnia 31 grudnia 2025 r.) zdążyły uchwalić plany ogólne. W celu wydłużenia powyższego terminu konieczne jest dokonanie proponowanych zmian przepisów ustawy z dnia z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw, tj. art. 51 oraz art. 65 ust. 1.

W ustawie 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 (dalej: „ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku”) proponuje się rozszerzenie katalogu inwestycji strategicznych, zawartego w art. 59a ust. 4 o inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych. Powyższe pozwoli m.in. na objęcie inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych wyjątkiem od obowiązku przeprowadzania przez organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach analizy zgodności lokalizacji przedsięwzięcia z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Ponadto przewiduje się uzupełnienie elementów składowych oceny oddziaływania przedsięwzięcia dotyczącego elektrowni wiatrowej na środowisko oraz ludność, w tym zdrowie i warunki życia ludzi, poprzez dodanie do art. 62 ust. 3 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku, zgodnie z którym w ramach tej oceny określa się, analizuje oraz ocenia w szczególności zasięg oddziaływania akustycznego, w tym skumulowanego oddziaływania akustycznego zespołu elektrowni wiatrowych. Ponadto regulacja uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji wymaga uzupełnienia poprzez dodanie tej uchwały do zawartego w art. 72 ust. 1 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku katalogu aktów, przed uzyskaniem których wydaje się decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach. Regulacja zawarta w projektowanym art. 64 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. wymaga natomiast dodania do katalogu zadań regionalnego dyrektora ochrony środowiska, zawartego w art. 131 ust. 1 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku punktu 13, dotyczącego kompetencji w zakresie współpracy z organami administracji architektoniczno-budowlanej w przedmiocie wskazanym we wspomnianym przepisie.

Zmiana zaproponowana w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, tj. uchylenie w art. 82 w ust. 3 pkt. 5b, ma na celu przywrócenie staroście, jako organowi administracji architektoniczno-budowlanej pierwszej instancji, właściwości w sprawach dotyczących elektrowni wiatrowych.

Zachowując zasady praworządnego ustawodawstwa przepisy przejściowe uwzględniają prawa nabyte przed zmianą przepisów, które zostały wprowadzone przedmiotową ustawą, umożliwiając budowę elektrowni wiatrowych na podstawie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, o ile ustalone lokalizacje spełniają wymogi minimalnych odległości określone nowelą i dla których sporządzono raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko.

Przepisy przejściowe porządkują dotychczas prowadzone postępowania w zakresie elektrowni wiatrowych wskazując, iż dalsze ich prowadzenie będzie realizowane w oparciu o nowe przepisy.

W regulacjach intertemporalnych reguluje się także kwestie wszczętych przed dniem wejścia w życie nowelizacji postępowań w sprawie pozwolenia na budowę budynku mieszkalnego lub budynku o funkcji mieszanej rozstrzygając, że wszystkie sprawy z zakresu wydania pozwolenia na budowę lub zgłoszenia takich budynków będą prowadzone na dotychczasowych zasadach.

1. **Zmiany pozostałych ustaw**
2. Zmiana w ustawie z dnia 28 grudnia 2019 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustawy (Dz.U. poz. 2538, z późn. zm.) – art. 9 ustawy;
3. Zmiana w ustawie 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. z 2020 r. poz. 568 z późn. zm.) – art. 10 ustawy;
4. Zmiana w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r. poz. 2131) – art. 8 ustawy.

Wprowadzone w ustawach wymienionych w pkt 1-2 powyżej zmiany związane są z koniecznością uwzględnienia wprowadzenia gazowej składki za 2022 r. przekazywanej na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny oraz przekazywania środków z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny na Fundusz COVID-19, który służy finansowaniu wsparcia odbiorców zgodnie z projektowanymi w ustawie przepisami.

Z kolei, nowelizacja dotycząca ustawy o rynku mocy pozwoli na zmniejszenie ryzyka uczestników rynku mocy objętych umowami mocowymi poprzez zwiększenie płynności rynku wtórnego. Dzięki przedmiotowej zmianie, jednostki rynku mocy, które uczestniczyły w rynku mocy w latach poprzednich będą miały możliwość dalszego udziału w rynku mocy także w przypadku, gdy na etapie certyfikacji do aukcji dla kolejnych lat dostaw nie złożyły odpowiednich wniosków lub po zakończeniu certyfikacji zmieniły swoje decyzje dotyczące dalszej eksploatacji.

1. **Źródła finansowania, jeżeli projekt niesie obciążenia dla budżetu państwa lub jednostek samorządu terytorialnego.**

Środki przeznaczone na finansowanie wsparcia odbiorców uprawnionych wynikającego ze wskazanych wyżej przepisów będą pochodziły z Funduszu COVID-19, który będzie zasilany z gazowej składki na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny za 2022 r. oraz innymi środkami w sposób przewidziany stosownymi przepisami.

Przewidywane finansowanie wsparcia odbiorców z Funduszu COVID-19 określono na kwotę 16,5 mld zł.

W art. 19 ustawy uregulowano konieczność zmiany planu finansowego Funduszu Przeciwdziałania COVID-19, z którego ma być finansowane wsparcie odbiorców uprawnionych.

1. **Wejście w życie.**

Proponuje się, aby ustawa weszła w życie z dniem 31 grudnia 2023 r., z wyjątkiem:

1. przepisów art. 49a ust. 1-2 i 4-6 dotyczących ustawy zmienianej w art. 7 oraz art. 20 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą (tzw. obligo giełdowe), który wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2024 r. wskazanymi w treści przepisu,
2. przepisów art. 5 - 6, art. 11 - 15, art. 21 - 25 (regulacje dotyczące rozwoju lądowej energetyki wiatrowej) w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, które wchodzą w życie po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia ustawy.

Wejście w życie ustawy z dniem 31 grudnia 2023 r. jest niezbędne dla ochrony sytuacji odbiorców, których dotknęłyby podwyżki cen energii elektrycznej, gazu i ciepła. Przepisy projektu stanowią wsparcie dla gospodarstw domowych, mieszkańców budynków wielolokalowych, jak i niektórych odbiorców wrażliwych.

Termin wejścia w życie ustawy nie narusza zasad demokratycznego państwa prawnego i nie stoi w sprzeczności z art. 4 ust. 2 ustawy z dnia 20 lipca 2000 r. o ogłaszaniu aktów normatywnych i niektórych innych aktów prawnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1461).

1. **Ocena zgodności projektu z prawem Unii Europejskiej.**

W ocenie projektodawców projekt ustawy jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

1. **Notyfikacja.**

Projekt ustawy nie podlega procedurze notyfikacji aktów prawnych, określonej w przepisach rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.