



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
X kadencja
Prezes Rady Ministrów
DSP.WPP.4521.2.2025

Druk nr 1084
Warszawa, 28 lutego 2025 r.

Pan
Szymon Hołownia
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Szanowny Panie Marszałku,
przekazuję przyjęty przez Radę Ministrów dokument:

- Ocena funkcjonowania rynku mocy w latach 2018-2024.

Jednocześnie informuję, że Rada Ministrów upoważniła Ministra Klimatu i Środowiska do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych.

Z poważaniem

Donald Tusk

/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

OCENA FUNKCJONOWANIA RYNKU MOCY W LATACH 2018–2024

Warszawa, styczeń 2025 r.

Spis treści

Spis treści	2
1. Wprowadzenie.....	3
2. Rynek energii elektrycznej.....	4
2.1. Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej.....	4
2.2. Obecny stan rynku energii elektrycznej	7
2.3. Ocena rynku energii elektrycznej przez uczestników ankiety MKiŚ.....	10
3. Rynek mocy.....	11
3.1. Opis mechanizmu.....	11
3.2. Przyczyny wprowadzenia	12
3.3. Podstawa prawna funkcjonowania rynku mocy	14
3.4. Efekty aukcji mocy.....	16
3.4.1. Rozwój technologii redukcji zapotrzebowania	16
3.4.2. Przyrost nowych mocy wytwórczych	17
3.4.3. Modernizacja mocy wytwórczych.....	19
3.4.4. Utrzymanie jednostek wytwórczych	21
3.4.5. Wpływ na bezpieczeństwo dostaw	23
3.4.6. Wpływ na środowisko	26
3.4.7. Wpływ na rozwój OZE	27
3.4.8. Finansowanie rynku mocy	29
3.5. Ocena funkcjonowania rynku mocy	31
3.5.1. Ocena rynku mocy przez uczestników ankiety MKiŚ	32
3.5.2. Ocena uczestników ankiety Prezesa URE.....	33
3.6. Propozycje zmian przekazywane przez uczestników rynku	34
4. Analiza wystarczalności zasobów	35
4.1. Europejska analiza wystarczalności zasobów (ERAA).....	36
4.2. Krajowa analiza wystarczalności zasobów (NRAA).....	38
5. Podsumowanie i rekomendacje – rynek mocy po 2030 r.....	42
6. Spis ilustracji	44
7. Spis tabel.....	44
8. Załącznik	45

1. Wprowadzenie

Wprowadzenie rynku mocy w Polsce było znaczącą zmianą rzeczywistości gospodarczej dla sektora energetycznego. Obok rynku energii elektrycznej, gdzie towarem podlegającym obrotowi jest energia elektryczna pojawił się drugi towar – moc. Było to odejście od tzw. rynku jednotowarowego w kierunku rynku dwutowarowego. Rynek mocy – jako mechanizm wystarczalności zasobów – pozwolił na wynagradzanie uczestników rynku za ich gotowość do dostarczania mocy.

Rynek mocy został wprowadzony do polskiego porządku prawnego w 2018 r., a jego celem było uzupełnienie luki mocowej (brakującego wolumenu mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE)), która wynikała z problemów wytwórców energii elektrycznej w finansowaniu i realizacji kapitałochłonnych inwestycji (tzw. zjawisko *missing money*). Dzięki wprowadzeniu rynku mocy uczestnicy rynku energii uzyskali dodatkowe przychody, które pozwoliły na przeprowadzenie inwestycji w nowe moce wytwórcze, modernizację istniejących mocy wytwórczych (obejmującą np. dostosowanie do bardziej rygorystycznych norm środowiskowych), inwestycje w magazyny energii oraz zaangażowanie odbiorców energii elektrycznej przez zwiększenie ich aktywności w obszarze odpowiedzi odbioru (DSR – ang. *demand side response*).

W niniejszym dokumencie przedstawiono ocenę funkcjonowania rynku mocy. Składa się na nią zarówno ocena stopnia rozwoju rynku energii elektrycznej, analiza bilansowa KSE wykonywana w ramach tzw. krajowej oceny wystarczalności zasobów (ang. NRAA, *national resource adequacy assessment*), jak również ocena samego rynku mocy i skutków jego funkcjonowania. Ocena ta sporządzona została na podstawie art. 103 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r. poz. 2131), zwanej dalej „ustawą o rynku mocy”. Ocena zawiera również rekomendacje co do przyszłości mechanizmu rynku mocy. Rekomendacje te, zgodnie z przytoczonymi przepisami ustawy o rynku mocy, odnoszą się do alternatywnych propozycji dalszych działań, tj. a) zniesienia rynku mocy, b) utrzymania rynku mocy, c) wprowadzenia zmian w mechanizmie. Ocena została dokonana na podstawie danych i informacji dotyczących rynku energii elektrycznej, wyników badania ankietowego uczestników rynku mocy dot. rynku energii elektrycznej, rynku mocy oraz otoczenia rynkowego, a także na podstawie wyników NRAA oraz biorąc pod uwagę krajowe i unijne regulacje dot. rynku energii elektrycznej, wystarczalności zasobów wytwórczych oraz pomocy państwa w obszarze energetyki.

2. Rynek energii elektrycznej

2.1. Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej

Zgodnie z przepisami prawa UE – rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54), zwanego dalej „rozporządzeniem rynkowym”, państwa członkowskie na bieżąco monitorują wystarczalność zasobów wytwórczych i w przypadku stwierdzenia problemów z wystarczalnością zasobów wytwórczych mogą rozpocząć prace nad oceną zasadności wdrożenia mechanizmu wystarczalności.

Zanim jednak państwo członkowskie rozpocznie prace nad wdrożeniem mechanizmu wystarczalności zasobów, musi podjąć kroki w celu identyfikacji zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku, które spowodowały wystąpienie problemu braku wystarczalności zasobów wytwórczych lub się do niego przyczyniły.

Kolejny krokiem po dokonaniu identyfikacji zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku, państwo członkowskie opracowuje i publikuje plan wdrażania wraz z harmonogramem przyjmowania środków mających na celu wyeliminowanie stwierdzonych zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku w ramach procesu pomocy państwa. Przy rozwiązywaniu problemów z wystarczalnością zasobów, państwa członkowskie biorą pod uwagę szereg obszarów rynku energii elektrycznej.

Polska przygotowała Plan Wdrażania reform rynku energii elektrycznej, zwany dalej „Planem Wdrażania”, i przedstawiła go Komisji Europejskiej (KE).¹⁾ Obowiązek przygotowania Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej wynikał z art. 20 ust. 3 rozporządzenia rynkowego. Polska, jako państwo stosujące mechanizm zapewnienia wystarczalności mocy w postaci rynku mocy, była zobowiązana do przygotowania Planu Wdrażania oraz do przekazania go do KE w celu wydania przez nią opinii. KE opublikowała projekt Polskiego Planu Wdrażania i rozpoczęła konsultacje publiczne dokumentu. Po przeprowadzeniu konsultacji KE wydała opinię, w której przedstawiła swoje rekomendacje. Plan Wdrażania przyjęty 14 maja 2020 r. uwzględnił rekomendacje KE. Plan Wdrażania zawiera plan reform rynku energii elektrycznej w pięciu obszarach: rynek bilansujący, DSR, rynek detaliczny, rozbudowa sieci i połączenia transgraniczne oraz ograniczenia alokacji.

Od czasu przyjęcia Planu Wdrażania Polska realizowała na bieżąco poszczególne reformy rynku energii elektrycznej, a postęp w ich wdrażaniu był opisywany w poszczególnych Sprawozdaniach z realizacji Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej: za okres od maja 2020 r. do sierpnia 2021 r.²⁾, za

¹⁾ Plan wdrażania reform rynku energii elektrycznej przyjęty, <https://www.gov.pl/web/klimat/plan-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjety>, [dostęp: 07.10.2024].

²⁾ Sprawozdanie z realizacji Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej przyjęte przez KSE, <https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjete-przez-kse>, [dostęp: 07.10.2024].

okres od września 2021 r. do sierpnia 2022 r.³⁾, za okres od września 2022 r. do sierpnia 2023 r.⁴⁾ oraz za okres od września 2023 r. do sierpnia 2024 r.

Reformy przyjęte w ramach Planu Wdrażania⁵⁾ obejmowały następujące działania:

1. kompleksowa reforma rynku bilansującego energii elektrycznej, na którą składały się następujące działania:
 - a. ceny na rynku bilansującym będą wyznaczone jako cena krańcowa,
 - b. zaktualizowane zostaną limity cenowe stosowane na rynku bilansującym,
 - c. wszyscy dostawcy usług bilansujących będą mieli prawo zmieniać swoje oferty w ramach Zintegrowanego Procesu Grafikowania, w zakresie w jakim będzie to możliwe, do czasu zamknięcia międzystrefowej bramki handlowej na rynku dnia bieżącego,
 - d. wszyscy uczestnicy rynku będą mogli składać lub zmieniać swoje oferty na rynku hurtowym co najmniej do momentu zamknięcia międzystrefowej bramki handlowej na rynku dnia bieżącego,
 - e. wprowadzony zostanie administracyjny mechanizm wyceny niedoboru mocy,
 - f. nastąpi przyłączenie się do europejskich platform bilansujących;
2. doregulowanie w krajowym porządku prawnym DSR przez implementację dyrektywy 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 (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125), zwanej dalej „dyrektywą rynkową”, w obszarze agregacji, a także umożliwienie udziału DSR w hurtowych rynkach energii elektrycznej;
3. stopniowe wdrażanie inteligentnego opomiarowania (wraz ze wszystkimi przepisami dot. zarządzania danymi, przepisami dotyczącymi interoperacyjności i rozliczeń, a także harmonogramem masowego wprowadzania na rynek inteligentnego opomiarowania) – wdrożenie dyrektywy rynkowej;
4. dostosowanie prawa krajowego do przepisów dyrektywy rynkowej w obszarze regulacji cen dla gospodarstw domowych i ochrony odbiorców wrażliwych oraz dotkniętych problemem ubóstwa energetycznego;
5. wdrożenie metody alokacji zdolności przesyłowej opartej o przepływy fizyczne w ramach procesu łączenia rynków (ang. *flow-based market coupling*) oraz ukończenie procesu inwestycji w sieć przesyłową (do 2025 r.), które zwiększą całkowite możliwości importowe połączeń stałoprądowych (DC) i przemiennoprądowych (AC) pozwalając na osiągnięcie do 4 GW w warunkach ekstremalnego niedoboru mocy w Polsce (do końca 2025 r.) z celem pośrednim 2,5GW do 1 listopada 2021 r.):
 - a. projekty inwestycji związane z przekrojem synchronicznym (AC):
 - Krajnik – Baczyna (400 kV),
 - Baczyna – Plewiska (400 kV),

³⁾ Ministerstwo Klimatu i Środowiska przygotowało Sprawozdanie z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej, <https://www.gov.pl/web/klimat/ministerstwo-klimatu-i-srodowiska-przygotowalo-sprawozdanie-z-realizacji-polskiego-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej>, [dostęp: 07.10.2024].

⁴⁾ Sprawozdanie z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej, <https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-polskiego-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej>, [dostęp: 07.10.2024].

⁵⁾ III. Plan reform rynku energii elektrycznej, Polski Plan Wdrażania, s. 17, <https://www.gov.pl/web/klimat/plan-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjety>, [dostęp: 8.10.2024].

- Mikułowa – Czarna – Pasikurów (400 kV),
 - Mikułowa – Świebodzice (400 kV),
 - Ostrów-Kromolice (400 kV),
- b. projekty inwestycji związane z połączeniami stałoprądowymi (DC):
- (SWEPOL Link) Słupsk – Żydowo-Kierzkowo – Gdańsk-Przyjaźń – Pelplin – Grudziądz – Jasiniec – Pątnów (400 kV),
 - (LITPOL Link) Ostrołęka – Stanisławów (400 kV);
6. osiągnięcie do 1 stycznia 2020 r. na granicy PL-LT zdolności przesyłowych (wyznaczanych metodą NTC (ang. *net transfer capacity*) na poziomie 70 % technicznej zdolności w rozumieniu postanowień rozporządzenia rynkowego⁶⁾ oraz realizacja Planu Działania opracowanego zgodnie z art. 15 rozporządzenia rynkowego);
 7. ograniczenie stosowania ograniczeń alokacji przez zmianę sposobu nabywania mocy bilansujących - w ramach reformy rynku bilansującego w Polsce, od 01.01.2022 r. moce bilansujące (rezerwy) będą pozyskiwane przed otwarciem bramki w ramach mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC);
 8. dostosowanie mechanizmu rynku mocy do przepisów przewidzianych w rozporządzeniu rynkowym zgodnie z art. 22 ust. 5 oraz zakończenie funkcjonowania następujących mechanizmów (od 01.01.2021 r.):
 - Interwencyjna Rezerwa Mocy (IRZ),
 - Praca interwencyjna (PI),
 - Gwarantowany Interwencyjny Program DSR (Gwarantowany IP DSR),
 - Operacyjna rezerwa mocy (ORM).

Wszystkie powyższe działania zostały zrealizowane lub są w trakcie realizacji na moment sporządzenia niniejszej oceny funkcjonowania rynku mocy w Polsce. Szczegóły wdrażanych rozwiązań omówiono w poszczególnych Sprawozdaniach z realizacji Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej⁷⁾. W trakcie realizacji jest część projektów inwestycyjnych (np. drugi tor linii Mikułowa-Świebodzice (400kV) zaplanowany do końca 2025 r.), na bieżąco jest realizowany Plan Działania, którego realizacja jest zaplanowana do końca 2025 r. Również w zakresie instalacji liczników zdalnego odczytu ich instalacja masowa jest w trakcie – plan zakłada cel 80 % odbiorców końcowych do 2028 r.

Należy jednak podkreślić, że wprowadzanie reform rynku energii elektrycznej przypadło na trudny okres zawirowań w sferze gospodarczej i społecznej tj.: pandemii COVID-19, wybuchu wojny w Ukrainie po ataku ze strony Rosji oraz kryzysu energetycznego będącego następstwem tej wojny. Niewątpliwie wpłynęło to na harmonogram wdrażania reform rynku energii elektrycznej oraz wiązało się z

⁶⁾ Z wyłączeniem tych godzin, dla których: (i) nie są dostępne zasoby redispatchingu niezbędne do zapewnienie operacyjnego bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub (ii) występują odstawienia krytycznych elementów sieci, w związku z ich utrzymaniem lub pracami w zakresie rozbudowy sieci.

⁷⁾ 1) Sprawozdanie z realizacji Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej przyjęte przez KSE, <https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej-przyjete-przez-kse> [dostęp: 27.11.2024]; 2) Ministerstwo Klimatu i Środowiska przygotowało Sprawozdanie z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej <https://www.gov.pl/web/klimat/ministerstwo-klimatu-i-srodowiska-przygotowalo-sprawozdanie-z-realizacji-polskiego-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej> [dostęp: 27.11.2024], 3) Sprawozdania z realizacji Polskiego Planu Wdrażania reform rynku energii elektrycznej <https://www.gov.pl/web/klimat/sprawozdanie-z-realizacji-polskiego-planu-wdrazania-reform-rynku-energii-elektrycznej> [dostęp: 27.11.2024].

podejmowaniem działań regulacyjnych, które miały osłonić odbiorców energii elektrycznej przed negatywnymi skutkami wymienionych kryzysów.

2.2. Obecny stan rynku energii elektrycznej

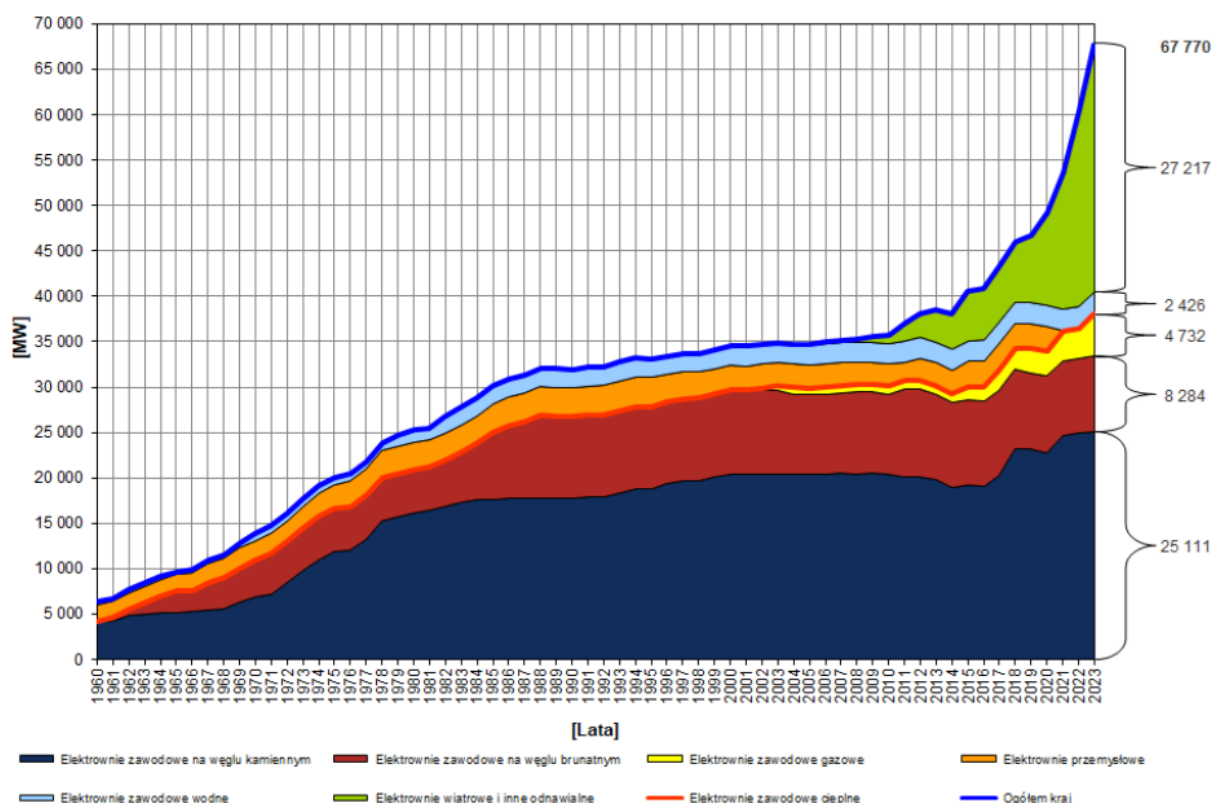
Na potrzeby przygotowania Planu Wdrażania omówionego w poprzedniej części opracowania, minister właściwy ds. energii dokonał analizy funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce na podstawie wytycznych KE⁸⁾. Poniżej przedstawiono analizę obecnego kształtu rynku energii elektrycznej – na moment sporządzenia niniejszego opracowania – posiłkując się wyznaczonymi przez KE obszarami analizy.

Na koniec 2023 r. w krajowym systemie elektroenergetycznym⁹⁾, zwanym dalej „KSE”, niemal połowę mocy zainstalowanych stanowią elektrownie węglowe (37,05 % elektrownie opalane węglem kamiennym oraz 12,22 % elektrownie opalane węglem brunatnym). Dla porównania na koniec 2020 r., czyli ostatniego roku przed wprowadzeniem rynku mocy udział źródeł węglowych w mocy zainstalowanej wynosił ponad 63 %, a w 2018 r., gdy przeprowadzano pierwsze aukcje mocy udział jednostek węglowych w mocy zainstalowanej wynosił niemal 70 %. Udział instalacji OZE (w tym elektrowni szczytowo-pompowych) na koniec 2023 r. w mocy zainstalowanej wynosił niemal 44 %, a gazowych niemal 7 %. Dla porównania w 2020 r. było to odpowiednio ponad 25 % i 5,6 %, a dla 2018 r. odpowiednio niemal 20 % i około 5 %. Wielkość mocy zainstalowanych w poszczególnych technologiach jest przedstawiona na wykresie poniżej.

⁸⁾ Guidance for Member States on implementation plans pursuant Art. 20 (3)–(8) of Regulation (EU) 2019/943 (“Market Reform Plans”).

⁹⁾ Dane w tym podrozdziale przywołano na podstawie raportów rocznych z funkcjonowania KSE autorstwa PSE S.A.

Rysunek 1. Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym w latach 1960-2023

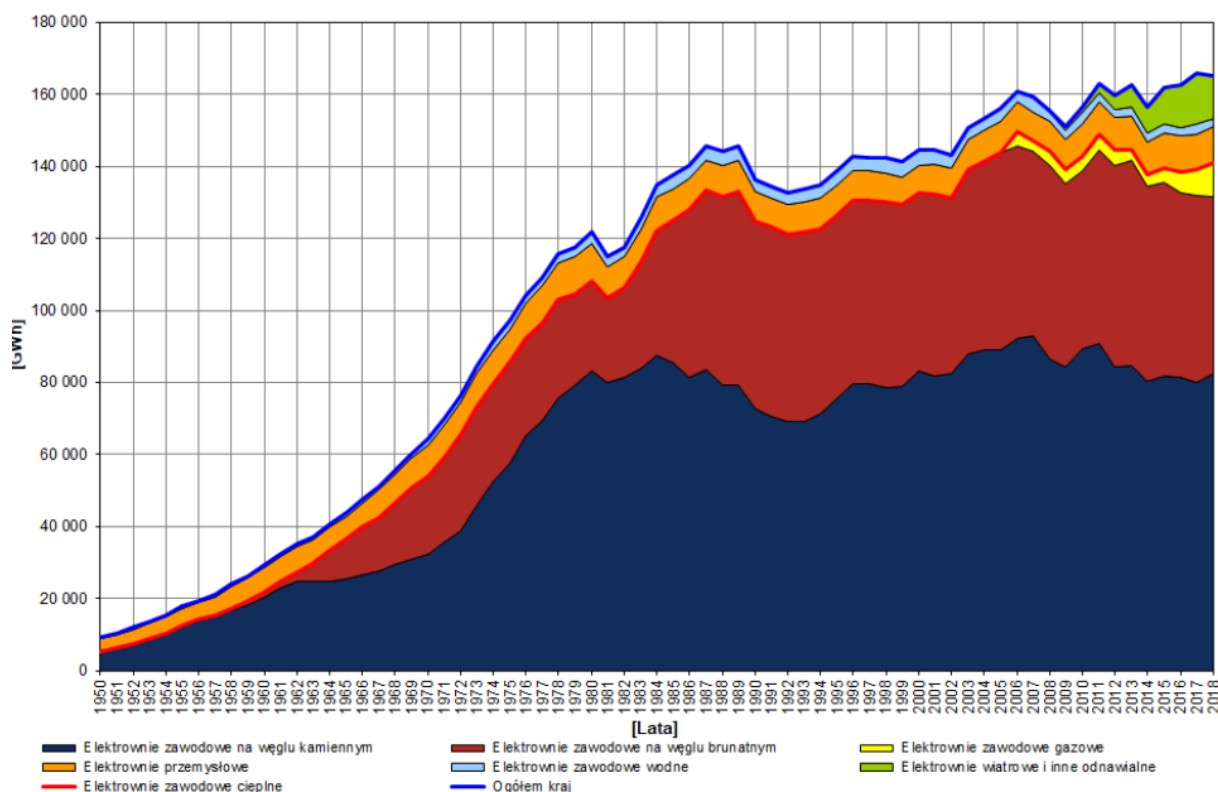


Źródło: Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2023 r., PSE S.A.¹⁰⁾

W 2023 r. za niemal 70 % produkcji w krajowym systemie elektroenergetycznym odpowiadały elektrownie węglowe (46,82 % elektrownie opalane węglem kamiennym oraz 21,13 % elektrownie opalane węglem brunatnym). Dla porównania na koniec 2020 r., czyli ostatniego roku przed wprowadzeniem rynku mocy udział źródeł węglowych w produkcji energii elektrycznej wynosił niemal 72 %, a w 2018 r., wynosił niemal 80 %. Udział instalacji OZE w 2023 r. w produkcji energii wynosił niemal 24 %, a gazowych ponad 8 %. Dla porównania w 2020 r. było to odpowiednio niemal 13 % i ponad 9 %, a dla 2018 r. odpowiednio niemal 9 % i około 6 %. Wielkość produkcji energii elektrycznej w podziale na poszczególne technologie jest przedstawiona na wykresie poniżej.

¹⁰⁾ PSE SA., Raport za rok 2023, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023>, [dostęp: 24.10.2024].

Rysunek 2. Produkcja energii elektrycznej w latach 1950-2018



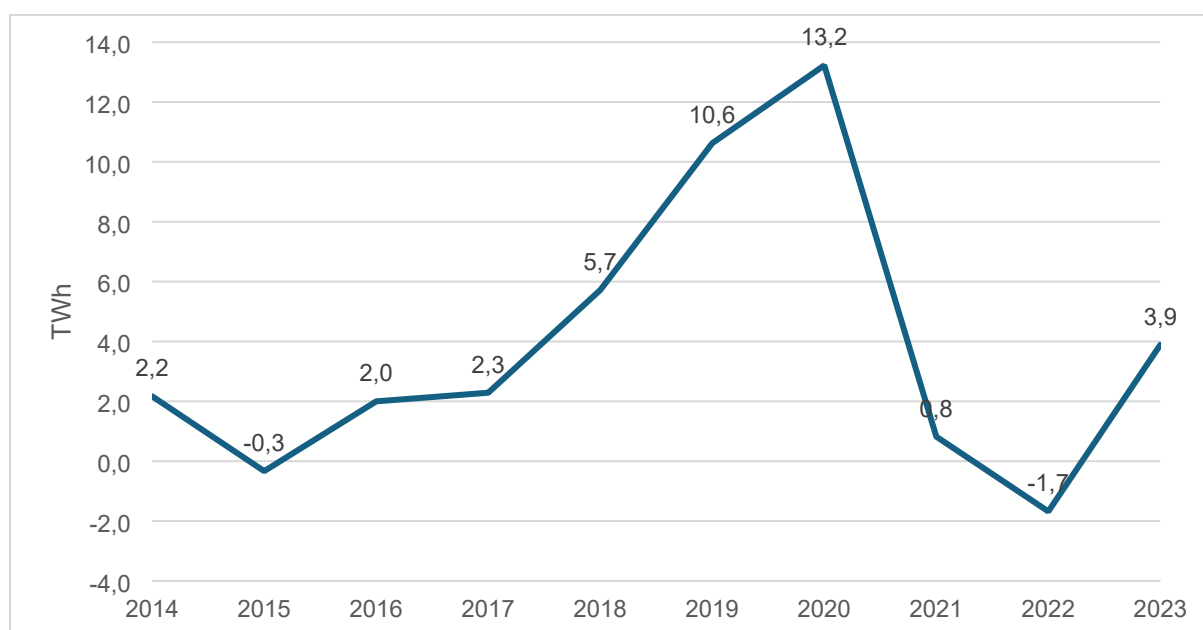
Źródło: Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2023 r., PSE S.A.¹¹⁾

Mimo zagrożeń dla możliwości utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego po 2020 r. identyfikowanych na etapie wdrażania polskiego rynku mocy – dzięki jego wprowadzeniu – poziom dostępności wymaganej mocy dyspozycyjnej w KSE był wystarczający. Tezę tą potwierdza fakt, że od 1 stycznia 2021 r. do chwili opracowania niniejszej oceny, poziom rezerw dostępnych dla operatora systemu przesyłowego w procesach planowania dobowego spadł poniżej wymaganego poziomu wyłącznie w dwóch dniach. W obu tych przypadkach ogłoszone zostały okresy przywołania na rynku mocy, co z kolei pozwoliło na odtworzenie rezerw mocy i finalnie pozwoliło na bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego.

Niezależnie od powyższego, w ostatnich latach Polska jest importerm netto energii elektrycznej. Największy import miał miejsce w 2020 r., gdy pandemia COVID-19 spowodowała ograniczenie zapotrzebowania na energię elektryczną w UE, a tym samym obniżenie cen energii elektrycznej na rynkach. W tym okresie wyższy udział OZE o niemal zerowych kosztach zmiennych wytwarzania energii elektrycznej skutkował większym obniżeniem cen energii elektrycznej na zachodzie Europy niż w Polsce. Wyjątkiem względem ww. trendu był 2022 r., kiedy ze względu na wysokie ceny gazu ziemnego, wytwarzanie energii elektrycznej w polskich elektrowniach węglowych stało się konkurencyjne względem wytwarzania energii w krajach w większym stopniu zależnych od produkcji energii elektrycznej w elektrowniach gazowych.

¹¹⁾ PSE SA., Raport za rok 2023, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-rocne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023> [dostęp: 24.10.2024].

Rysunek 3. Saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą w latach 2014-2023 - przepływy fizyczne



Źródło: Opracowanie własne na podstawie zestawienia danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2023 r., PSE S.A.¹²⁾

2.3. Ocena rynku energii elektrycznej przez uczestników ankiety MKiŚ

Podsumowując ankietę dot. funkcjonowania rynku mocy i rynku energii elektrycznej przeprowadzoną przez MKiŚ¹³⁾, należy wskazać, że wyniki ankiety potwierdziły, że istnieje szereg wyzwań, przed jakimi stoi zarówno rynek hurtowy energii elektrycznej, jak i rynek detaliczny. Ostatni kryzys energetyczny uwypakował mankamenty rynku, w szczególności w zakresie konieczności zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, konkurencyjności rynku oraz zwiększenia dostępu do energii pochodzącej z OZE.

Respondenci wskazali podobne obszary wymagające poprawy, które były przedmiotem negocjacji w ramach reformy rynku energii elektrycznej i które powinny zostać w najbliższym czasie rozważone do wprowadzenia na rynku krajowym. Jednym z takich rozwiązań będzie w szczególności przedłużenie i wprowadzenie zmian w działaniu rynku mocy, którego funkcjonowanie zostało pozytywnie ocenione przez uczestników rynku. Poza wnioskami dotyczącymi rynku mocy, badanie również uwidoczniło inne kluczowe elementy funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w Polsce.

Analiza danych dotyczących rozwoju rynku energii elektrycznej jasno wskazała preferencję zmian w kierunku uelastyczniania systemu elektroenergetycznego. Respondenci wskazywali na usługi elastyczności, kontrakty z ceną dynamiczną oraz usługi systemowe bilansujące jako najważniejsze kierunki dla rozwoju rynku energii elektrycznej. Respondenci wskazywali też na zwiększanie integracji

¹²⁾ PSE SA., Raport za rok 2023, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-rocne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2023>, [dostęp: 24.10.2024].

¹³⁾ MKiŚ, Minister Klimatu i Środowiska zaprasza do udziału w badaniu dotyczącym funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz rynku mocy, <https://www.gov.pl/web/klimat/minister-klimatu-i-srodowiska-zaprasza-do-udzialu-w-badaniu-dotyczacym-funkcjonowania-rynku-energii-elektrycznej-oraz-rynku-mocy>, [dostęp: 29.10.2024 r.].

OZE, osiąganie celów transformacji energetycznej oraz zmniejszanie niebilansowania jako główne skutki zwiększenia elastyczności.

W kontekście działania rynku hurtowego, zdaniem ankietowanych obszarami wymagającymi uwagi są sposoby zapewnienia odpowiedniej marży w cenie energii elektrycznej oraz odzwierciedlenie w wysokości cen energii ryzyka wytworzenia tejże energii elektrycznej. Na rynku detalicznym, respondenci pozytywnie ocenili możliwości odbiorcy końcowego zmiany sprzedawcy czy łatwość wnioskowania o instalację inteligentnego licznika. Niemniej zdecydowanie krytycznie odniesiono się do możliwości partnerskiego handlu energią przez odbiorców końcowych w roli prosumentów.

Po przeanalizowaniu danych w kontekście rynku bilansującego należy wskazać na zbieżność odpowiedzi udzielonych przez wszystkich respondentów z odpowiedziami udzielonymi tylko przez uczestników rynku bilansującego. Badanymi obszarami było nie tylko funkcjonowanie obecnego rynku, lecz również działanie rynku przed reformą z czerwca 2024 r. W kontekście rynku bilansującego przed jego reformą, respondenci negatywnie ocenili ówczesne aspekty jego funkcjonowania. Głównymi obszarami krytyki był brak możliwości swobodnego kształtowania wysokości ofert na rynku bilansującym oraz niewystarczający udział strony popytowej. Ankieta wskazuje również, że respondenci nie uważali ówczesnego rynku bilansującego jako takiego, który penalizował niebilansowanie. Ocena rynku bilansującego po reformie wskazuje na znaczną poprawę odbioru wszystkich powyższych zagadnień, sugerując skuteczność zmian legislacyjnych. W kontekście obecnego rynku bilansującego, respondenci negatywnie ocenili wpływ nowych regulacji na przejrzystość zmienionych zasad rozliczeń niebilansowania przez Operatora Systemu Przesyłowego, zwanego dalej „OSP”. Respondenci wskazali również, że w ich ocenie nadal istnieje potrzeba wprowadzenia zmian do usług niedotyczących częstotliwości, usług bilansujących oraz do usług dotyczących zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi

Ankieta potwierdziła, że fundusze europejskie w znacznym stopniu przyczyniają się do rozwoju infrastruktury sieciowej elektroenergetycznej. Istnieje natomiast konieczność uproszczenia i skrócenia procesu wydawania pozwoleń administracyjnych dla inwestycji, jak również zwiększenia świadomości społecznej celem poprawy stopnia akceptacji dla inwestycji infrastrukturalnych. Dodatkowo, dla branży energetycznej istotną kwestią jest pozyskiwanie kapitału zewnętrznego, w szczególności finansowania dłużnego. Wynika to prawdopodobnie z wagi jaką przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych odgrywają koszty inwestycyjne oraz możliwość pozyskania finansowania z dedykowanych mechanizmów wsparcia. Uczestnicy rynku oczekują także jasnej komunikacji w zakresie polityki energetycznej państwa oraz stabilności regulacyjnej.

3. Rynek mocy

3.1. Opis mechanizmu

Rynek mocy jest zorganizowanym rynkiem jednego nabywcy, którym jest OSP. W ramach rynku mocy OSP nabywa moc dyspozycyjną w aukcjach holenderskich, o parametrach określanych przez ministra właściwego do spraw energii w drodze rozporządzenia. Moc dyspozycyjną mogą oferować wytwórcy energii elektrycznej, magazyny energii elektrycznej oraz odpowiedź odbioru (DSR), uzyskując

wynagrodzenie za gotowość do jej dostarczania wraz z obowiązkiem jej dostarczenia w okresach napiętego bilansu mocy.

Aukcje dzielą się na aukcje główne (aukcje na rok dostaw, które odbywają się w grudniu piątego roku przed okresem dostaw) i aukcje dodatkowe (aukcje na poszczególne kwartały roku dostaw, które odbywają się w marcu roku poprzedzającego rok dostaw). W aukcjach głównych jest możliwe zawarcie umowy mocowej na 1 okres dostaw (1 rok), w przypadku jednostek istniejących, na 5 okresów dostaw (5 lat) w przypadku jednostek nowych i modernizowanych oraz DSR, które muszą wykazać poniesienia określonego poziomu kosztów inwestycyjnych (obecnie 0,4 mln PLN/MW) oraz na 15 okresów dostaw (15 lat) w przypadku jednostek nowych o wyższych kosztach inwestycyjnych (obecnie 2,4 mln PLN/MW). Obowiązek mocowy może zostać wydłużony o kolejne dwa lata, jeżeli jednostka rynku mocy wytwórcza wykaże spełnienie jednostkowego wskaźnika emisji dwutlenku węgla na poziomie mniejszym lub równym 450 kgCO₂ na 1 MWh wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła, oraz w przypadku jednostek kogeneracji, gdy co najmniej połowa wytworzonego ciepła w tej jednostce jest dostarczana do systemu ciepłowniczego, w którym nośnikiem ciepła jest gorąca woda. W aukcjach dodatkowych umowy mocowe są zawierane zawsze na poszczególne kwartały roku dostaw, niezależnie od typu jednostki rynku mocy. W celu uczestnictwa w aukcjach dostawcy mocy zobowiązani do uczestnictwa w dwuetapowej certyfikacji obejmującej certyfikację ogólną i odpowiednią certyfikację do aukcji głównej lub aukcji dodatkowych. W trakcie trwania dotychczasowych aukcji nie stwierdzono, aby którakolwiek z aukcji mocy została przeprowadzona z naruszeniem przepisów ustawy o rynku mocy lub warunków aukcji, lub żeby któryś uczestnik dopuścił się zachowania niezgodnego z przepisami prawa lub regulaminem rynku mocy. Nie stwierdzono również, aby wykonanie umów mocowych zawartych w wyniku aukcji mogło stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Na rynku mocy funkcjonuje również rynek wtórny, w ramach którego obrót obowiązkami mocowymi rozpoczyna się po ogłoszeniu wstępnych wyników aukcji dodatkowych. Obowiązek mocowy przenoszony na tym rynku obejmuje okresy nie krótsze niż jedna godzina oraz nie mniejsze niż 1 kW.

Ponadto, po ogłoszeniu okresów przywołania na rynku mocy funkcjonuje także drugi segment rynku wtórnego, tzw. realokacja, która pozwala na przenoszenie wykonania obowiązku mocowego w okresach przywołania na rynku mocy między jednostkami rynku mocy.

3.2. Przyczyny wprowadzenia

Zgodnie z analizami i raportami publikowanymi przed wprowadzeniem rynku mocy, w tym np. „Prognozą pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”¹⁴⁾ z 20 maja 2016 r., w perspektywie do 2035 r. w Polsce przewidywano możliwość wystąpienia istotnych problemów z wystarczalnością zasobów wytwórczych. Prognozowano występowanie okresów, w których może dojść do deficytu mocy w systemie elektroenergetycznym, co oznaczało, że wolumen mocy dostępnej jednostek wytwórczych energii elektrycznej mógł nie być wystarczający, aby pokryć zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców końcowych oraz szerzej polskiej gospodarki. Z danych OSP przedstawionych na str. 8 przywołanej prognozy wynikało, że do 2035 r. konieczne byłoby odtworzenie w KSE co najmniej 23 GW mocy wytwórczych, a deficyty mocy wytwórczych niezbędnych dla

¹⁴⁾ PSE S.A., „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”, źródło: <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035>, [dostęp: 07.10.2024 r.].

zapewnienia bezpiecznej pracy KSE, zgodnie z wykresami na str. 6 i 7 przywoływanej prognozy mogły pojawić się już od 2020 r. lub od 2022 r., w zależności od analizowanego scenariusza wycofań mocy wytwórczych. Potwierdzały to również analizy przywoływane przez Komisję Europejską w decyzji z dnia 7 lutego 2018 r. nr. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism, zwanej dalej „decyzją KE”, zgodnie z którą przewidywana wartość wskaźnika LOLE (ang. lost of load expectation - oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej wyrażony w godzinach) dla lat 2020 i 2025 wynosiła odpowiednio 176,4 i 101,7 h/rok. O wpływie rynku mocy na bezpieczeństwo dostaw napisano szerzej w sekcji 3.4.5.

Potwierdzeniem zdiagnozowanego problemu było wydarzenie z sierpnia 2015 r., kiedy to dla zachowania bezpieczeństwa funkcjonowania KSE konieczne było wprowadzenie rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2015 r. w sprawie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (Dz. U. poz. 1136), ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze całego państwa.

Ww. problem z wystarczalnością zasobów wytwórczych miał charakter strukturalny, co potwierdzała „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”¹⁵⁾ z 20 maja 2016 r. Brak podjęcia działań, które pomogłyby rozwiązać problem z prognozowanymi niedoborami mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym skutkowałby koniecznością wprowadzania kolejnych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w Polsce, co mogło przełożyć się na straty gospodarcze, społeczne oraz wizerunkowe kraju.

Przed wprowadzeniem rynku mocy, w Polsce funkcjonował jednotowarowy rynek energii elektrycznej. Jedynym towarem, który podlegał obrotowi przez uczestników rynku była energia elektryczna. Funkcjonowanie rynku energii elektrycznej w tym modelu opiera się na założeniu, że sygnały cenowe kształtowane jako wynik gry popytu i podaży pozwalają wytwórcom energii elektrycznej na uzyskanie odpowiedniej marży, która pozwoli im zarówno na pokrycie kosztów ich działalności, ale również pozwoli na uzyskiwanie przychodów na poziomie pozwalającym na realizowanie inwestycji, w tym tych, które wymagają istotnych nakładów finansowych. Powyższy model ma pewne ograniczenia, ponieważ wybrani wytwórcy energii elektrycznej uzyskują wsparcie w realizacji swoich inwestycji lub w prowadzeniu przez nich bieżącej działalności tak aby inwestycje oczekiwane przez państwo i gospodarkę, w tym te wspierające transformację energetyczną w kierunku niskoemisyjnym, mogły zostać zrealizowane mimo trudności w konkurencji względem obecnych już na rynku wytwórców energii elektrycznej. W efekcie, na rynku energii elektrycznej, w którym pojawia się coraz więcej jednostek wytwórczych o niskich lub zerowych kosztach zmiennych, które jednocześnie uzyskują wsparcie inwestycyjne, przez co czas pracy jednostek wytwórczych o wyższych kosztach zmiennych ulega skróceniu, często bez możliwości pokrycia kosztów stałych. W takiej sytuacji inwestorzy nie uzyskują odpowiednich przychodów, aby realizować inwestycje w technologie o wysokich kosztach, nawet jeżeli są one niezbędne w systemie elektroenergetycznym. Rynek energii elektrycznej w modelu rynku jednotowarowego pozwalałby na uzyskanie odpowiedniego poziomu przychodu tylko w przypadku regularnego występowania okresów bardzo wysokich cen energii elektrycznej, co z kolei jest nieakceptowane społecznie i stanowi impuls do obniżenia konkurencyjności podmiotów prowadzących działalność gospodarczą, szczególnie w branżach energochłonnych, względem konkurentów nabywających energię elektryczną na rynkach o niższych średnich cenach energii

¹⁵⁾ PSE S.A., „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”, źródło: <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035>, [dostęp: 07.10.2024 r.].

elektrycznej. Ponadto, samo występowanie okresów bardzo wysokich cen energii elektrycznej może nie być wystarczające jako efektywny impuls inwestycyjny, ze względu na wysokie ryzyko wynikające z niepewności w zakresie wielkości i czasu trwania tych okresów oraz zachowania uczestników rynku, co przedkłada się co najmniej na koszt kapitału.

Jednotowarowy rynek energii był uzupełniany przez usługi systemowe, w tym zastąpione przez rynek mocy: interwencyjną rezerwę zimną, operacyjną rezerwę mocy, redukcję zapotrzebowania na polecenie OSP (DSR interwencyjny) i pracę interwencyjną.

3.3. Podstawa prawna funkcjonowania rynku mocy

W związku ze zdiagnozowanymi w analizach problemami z bezpieczeństwem pracy systemu, w 2018 r. wprowadzono mechanizm rynku mocy, który pozwolił na ograniczenie problemu deficytu mocy w najbliższej przyszłości.

Wprowadzenie mechanizmu wystarczalności zasobów wytwórczych w postaci rynku mocy było poprzedzone długim okresem prac legislacyjnych w Polsce oraz rozmowami z KE w zakresie prenotyfikacji i notyfikacji mechanizmu pomocy publicznej. Prace w Polsce obejmowały najpierw przygotowanie projektu „Rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy”¹⁶⁾, które później podlegały konsultacjom, a następnie zostały ostatecznie określone w ramach procesu legislacyjnego i zostały wprowadzone do krajowego porządku prawnego ustawą o rynku mocy. Regulacja weszła w życie 18 stycznia 2018 r. Natomiast rozmowy prenotyfikacyjne i ostatecznie notyfikacja wniosku notyfikującego wprowadzenie w Polsce mechanizmu pomocy państwa w postaci rynku mocy zostały zakończone akceptacją przez KE notyfikowanego mechanizmu decyzją KE. Treść decyzji KE została opublikowana przez KE 18 kwietnia 2018 r. i została wydana na podstawie artykułu 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. Urz. UE. C Nr 326, str. 47). Mechanizm podlegał ocenie zgodnie z Komunikatem Komisji „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020” (2014/C 200/01).

W marcu 2019 r. firmy Tempus Energy Germany GmbH i T Energy Sweden AB wystąpiły do Sądu UE przeciwko Komisji Europejskiej wnosząc o anulowanie tej decyzji KE (sprawa T-167/19). Rzeczpospolita Polska oraz PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., Enel X sp. z o.o., oraz Enspirion sp. z o.o. przystąpiły do sprawy w charakterze interwenientów po stronie KE. 6 października 2021 r., Sąd utrzymał w mocy decyzję Komisji Europejskiej akceptującą polski rynek mocy. Zarzuty Tempus Energy Germany GmbH i T Energy Sweden AB zostały odrzucone¹⁷⁾.

Ustawa o rynku mocy podlegała zmianom: w 2021 r. została nowelizowana ustawą z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1505). Nowelizacja ta dostosowała rynek mocy do przepisów rozporządzenia rynkowego, a także wprowadzała nowy sposób naliczania opłaty mocowej dla odbiorców w zależności od ich profilu zużycia energii elektrycznej.

¹⁶⁾ Ministerstwo Energii, Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, <https://n-4-2.dcs.redcdn.pl/file/o2/tvn/web-content/m/p121/f/84f0f20482cde7e5eacaf7364a643d33/22c51182-9bba-47f7-bf11-f9f32217047e.pdf>.

¹⁷⁾ Wyrok w sprawie dostępny na stronie InfoCuria Orzecznictwo, <https://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?text=&docid=249930&pageIndex=0&doclang=PL&mode=lst&dir=&occ=first&part=1&cid=10493032>, [dostęp: 28.11.2024 r.].

Do ustawy o rynku mocy wydano szereg aktów wykonawczych, spośród których część została już zmieniona lub uchylona. Minister właściwy ds. energii wydał trzynaście aktów wykonawczych potrzebnych do przeprowadzenia aukcji mocy w Polsce, właściwego rozliczania obowiązku mocowego i opłaty mocowej:

1. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. poz. 1389), które zastąpiło rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. poz. 1455) – wydane na podstawie z art. 68 ust. 1 i 2 ustawy o rynku mocy;
2. rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych (Dz. U. poz. 1730) – wydane na podstawie z art. 51 ustawy o rynku mocy;
3. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 5 września 2024 r. w sprawie opłaty mocowej (Dz. U. poz. 1350) - wydane na podstawie z art. 76 ustawy o rynku mocy, które zastąpiło rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie (Dz. U. poz. 2009 i 2370) oraz zmieniające je rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 grudnia 2020 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie (Dz. U. poz. 2370);
4. siedem rozporządzeń w sprawie parametrów aukcji (wydanych na podstawie z art. 34 ust. 1 ustawy o rynku mocy):
 - a. rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021–2023 (Dz. U. poz. 1632),
 - b. rozporządzenie Ministra Energii z dnia 2 sierpnia 2019 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2024 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2021 (Dz. U. poz. 1457),
 - c. rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 6 sierpnia 2020 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2025 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2022 (Dz. U. poz. 1355),
 - d. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 12 sierpnia 2021 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2026 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2023 (Dz. U. poz. 1480),
 - e. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 sierpnia 2022 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2027 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2024 (Dz. U. poz. 1690),
 - f. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 sierpnia 2023 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2028 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2025 (Dz. U. poz. 1561),
 - g. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 lipca 2024 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2029 oraz parametrów aukcji

dodatkowych dla roku dostaw 2026, a także parametrów aukcji wstępnych do tych aukcji (Dz. U. poz. 1154).

Minister właściwy ds. energii, aby uzyskać niezależną opinię ekspertów dotyczącą proponowanych przez OSP wartości parametrów aukcji mocy oraz propozycję współczynnika wyznaczającego cenę maksymalną na aukcji, *zarządzeniem Ministra Energii z dnia 6 lipca 2018 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy (Dz. Urz. Min. Ener. poz. 15)* powołał Zespół do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy. *Zarządzenie zostało zmienione zarządzeniem Ministra Energii z dnia 7 maja 2019 r. zmieniającym zarządzenie w sprawie powołania Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy (Dz. Urz. Min. Ener. poz. 8)*. Członkami Zespołu zostali przedstawiciele czołowych polskich uczelni technicznych i jednostek badawczych, o potwierdzonej stopniem naukowym wiedzy z dziedziny energetyki i elektroenergetyki. W 2021 r. Minister Klimatu i Środowiska wydał nowe zarządzenie - *zarządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 lipca 2021 r. w sprawie Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy (Dz. Urz. MKiŚ poz. 59)*, w którym wprowadzono między innymi rozwiązania regulujące prowadzenie zdalnych spotkań zespołu. Zarządzenie było od tego czasu zmienione jednokrotnie – *zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 czerwca 2023 r. zmieniające zarządzenie w sprawie Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy (Dz. Urz. MKiŚ poz. 21)*.

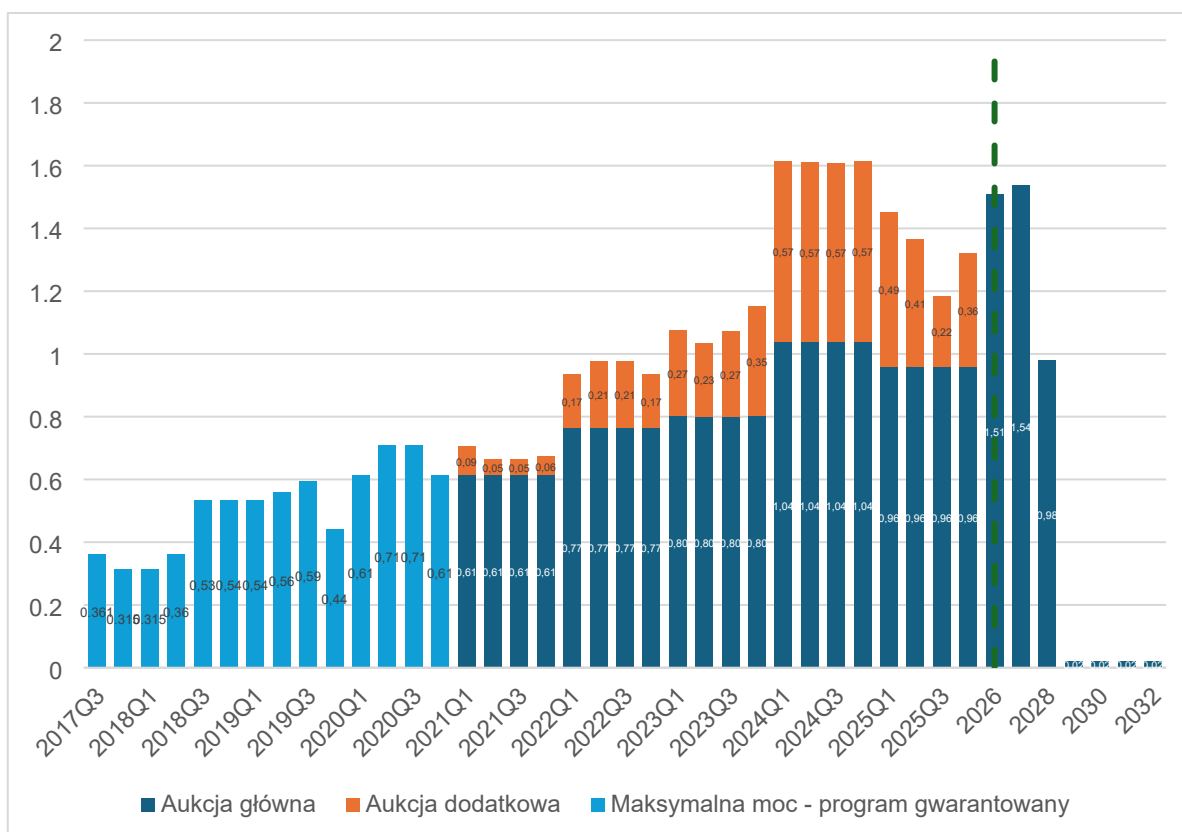
Szczegółowe warunki współpracy OSP z pozostałymi uczestnikami rynku mocy zawiera Regulamin rynku mocy, który został zatwierdzony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dnia 30 marca 2018 r. (znak: DRR.WAR.7120.1.2018). Regulamin rynku mocy został do dnia 31 października ośmiokrotnie zmieniony decyzjami prezesa Urzędu regulacji Energetyki (znak: DRR.WAR.770.30.2020.BPe, znak: DRR.WAR.770.44.2020.BPe, znak: DRR.WAR.43.1.2021.BPe, znak: DRR.WAR.770.33.1.2022.BPe, znak: DRR.WAR.770.36.2022.2023.BPe, znak: DRR.WAR.770.4.8.2024.Pra, znak: DRR.WAR.770.24.4.2024.PRa i znak: DRR.WAR.770.31.5.2024.PRa).

3.4. Efekty aukcji mocy

3.4.1. Rozwój technologii redukcji zapotrzebowania

Zgodnie z art. 22 ust. 1 lit. h rozporządzenia rynkowego, mechanizmy zdolności wytwórczych są otwarte na udział wszystkich zasobów, które są w stanie spełnić wymagane parametry techniczne, w tym jednostek DSR. Ponadto, rozwój technologii redukcji zapotrzebowania oraz usług związanych z zarządzaniem popytem stanowił jeden ze wskaźników celu dodatkowego „wdrożenie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy”, przedstawionego w OSR ustawy o rynku mocy. Mając powyższe na względzie, na wykresie poniżej przedstawiono podsumowanie wielkości obowiązków mocowych zakontraktowanych w odniesieniu do jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania. Dla porównania przedstawiono maksymalną moc zakontraktowaną w ramach programu gwarantowanego DSR tzw. „IP–DSR” przed wprowadzeniem rynku mocy. Jak widać na wykresie poniżej wolumeny mocy jednostek DSR w zawartych kontraktach mocowych w pierwszym roku funkcjonowania rynku mocy utrzymywał się na porównywalnym poziomie jak w przypadku IP–DSR. W kolejnych latach widoczny był dynamiczny rozwój tego rynku skutkujący nawet dwukrotnie wyższym uczestnictwem jednostek redukcji zapotrzebowania niż we wcześniejszym programie dedykowanym tej technologii.

Rysunek 4. Wolumen DSR zakontraktowany na poszczególne okresy dostaw

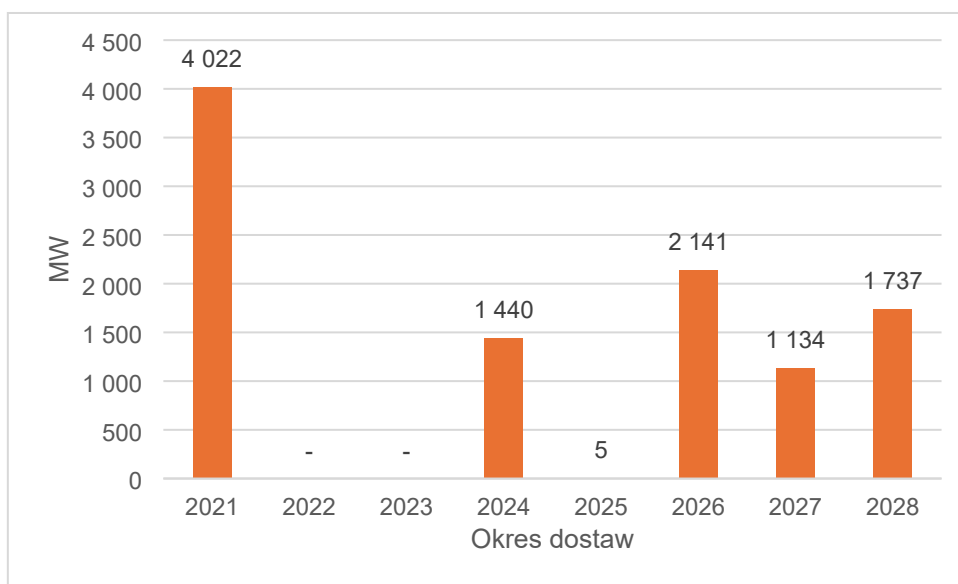


Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

3.4.2. Przyrost nowych mocy wytwórczych

Jednym z najważniejszych aspektów rynku mocy jest zapewnienie długoterminowych sygnałów inwestycyjnych do budowy nowych mocy wytwórczych. To właśnie budowa nowych mocy pozwala na zastępowanie jednostek, których remonty stają się nieopłacalne, szczególnie ze względu na ich niższą sprawność czy wysoki wpływ na środowisko naturalne. Jednostki te pozwalają również na pokrycie rosnącego zapotrzebowania w krajowym systemie elektroenergetycznym. Z tego powodu zapewnienie sygnałów cenowych do budowy nowych mocy wytwórczych zostało uwzględnione jako jeden z aspektów celu dodatkowego „wdrożenie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy”. Na wykresie poniżej przedstawiono wolumen nowych i modernizowanych jednostek, które uzyskały finansowanie z rynku mocy.

Rysunek 5. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach dla nowych jednostek wytwórczych



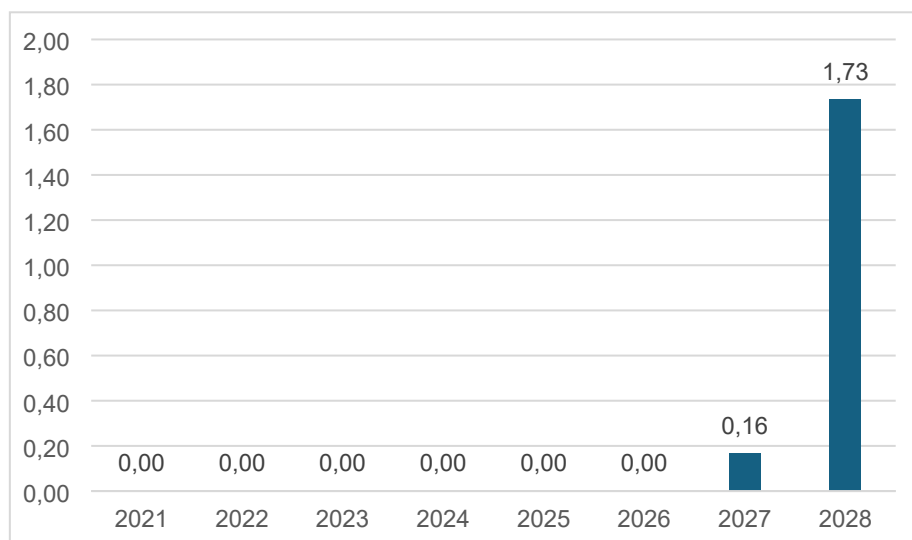
Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

Łączny wolumen obowiązku mocowego nowych mocy, które wygrały aukcje mocy wynosi ponad 10 GW. Wśród wspomnianych nowych jednostek za niecałe 3 GW obowiązku mocowego odpowiadały jednostki węglowe, w tym blok 11 w Turowie opalany węglem brunatnym o obowiązku mocowym 410 MW oraz bloki na węgiel kamienny, w tym blok węglowy elektrowni Jaworzno 2, z obowiązkiem mocowym 787 MW oraz dwa bloki węglowe w Opolu z obowiązkiem mocowym 767 MW. Wszystkie obowiązujące kontrakty na nowe moce węglowe zostały zawarte w aukcji na 2021 r. Brak zawarcia aktywnych umów mocowych dla nowych jednostek wytwórczych na okres dostaw 2022 i 2023 jest związany z decyzjami inwestorów i terminem przeprowadzenia aukcji. W 2018 r. przeprowadzono trzy aukcje na kolejne trzy okresy dostaw (2021, 2022, 2023). Inwestorzy zdecydowali się na udział w pierwszej aukcji (na 2021 r.) w wyniku której zawarli umowy mocowe.

Rynek mocy pozwolił również na zapewnienie finansowania niemal 6 GW obowiązku mocowego nowych mocy gazowych, z których do największych należały blok gazowo-parowy w Rybniku o obowiązku mocowym niemal 795 MW, blok gazowy Ostrołęka C o obowiązku mocowym niemal 700 MW, dwa bloki gazowe w Dolnej Odrze o obowiązku mocowym ponad 667 MW, blok gazowo-parowy w Grudziądzu o obowiązku mocowym 518 MW, blok gazowo-parowy Adamów o obowiązku mocowym 493 MW, blok gazowo-parowy elektrociepłowni Żerań o obowiązku mocowym 433 MW, blok gazowo-parowy w Płocku o obowiązku mocowym 389 MW, czy elektrociepłownia Stalowa Wola o obowiązku mocowym 386 MW.

Rynek mocy pozwolił również na zapewnienie finansowania niemal 1,9 GW obowiązku mocowego w magazynach elektrochemicznych. Jak widać na wykresie poniżej, wyniki aukcji mocy wskazują na dynamiczny rozwój tego rynku. Pierwsze magazyny elektrochemiczne pojawiły się na rynku mocy w aukcji na rok dostaw 2027 i odpowiadały za 0,16 GW obowiązku mocowego. W aukcji na kolejny rok dostaw (2028) magazyny elektrochemiczne odpowiadały już za ponad 1,7 GW obowiązku mocowego. Wszystkie magazyny zawarły umowy na 17 lat. Magazyny te nie funkcjonują w Polsce na masową skalę i wyniki aukcji mocy stanowią główne źródło informacji dotyczące rozwoju wielkoskalowych magazynów elektrochemicznych w Polsce.

Rysunek 6 Obowiązek mocy w magazynach energii, które zawarły umowy mocowe w aukcjach na poszczególne okresy dostaw



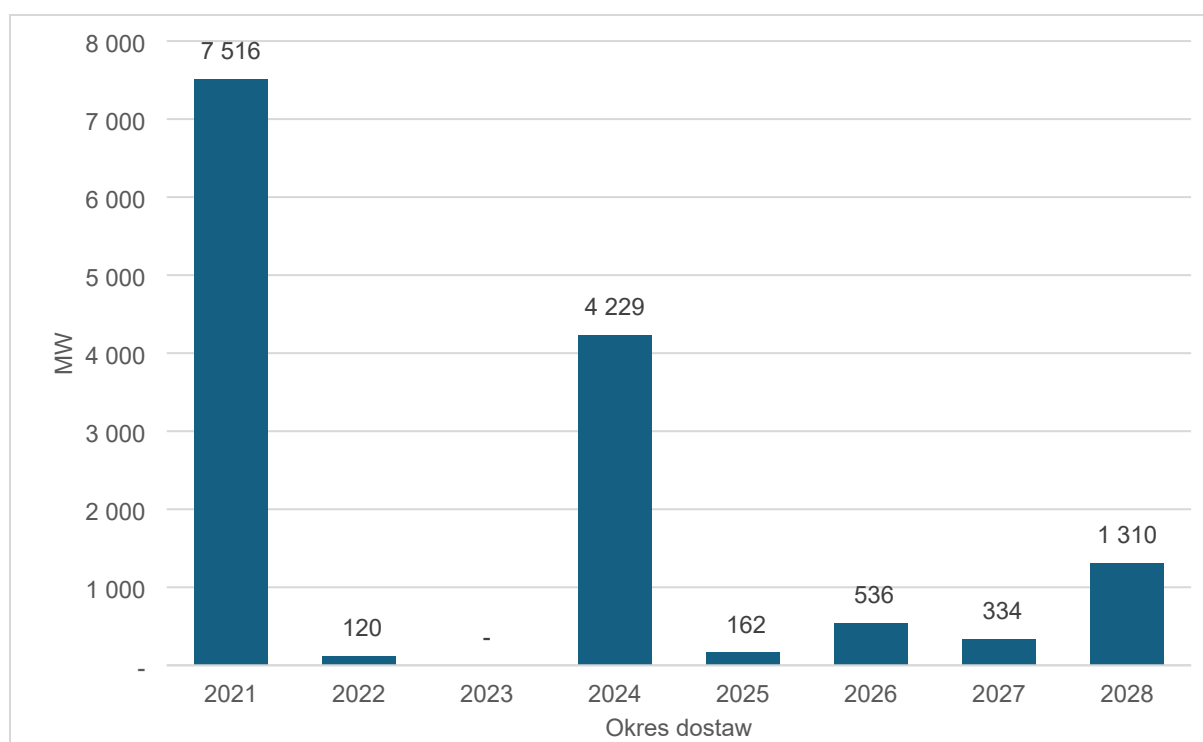
Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

Rynek mocy nie przyczynił się do budowy nowych elektrowni szczytowo-pompowych, ani innych elektrowni wodnych z członem pompowym, a ich moc zainstalowana w systemie utrzymuje się na niezmiennym poziomie ok 1,8 GW.

3.4.3. Modernizacja mocy wytwórczych

Niejednokrotnie alternatywą dla budowy nowych mocy może okazać się modernizacja istniejących jednostek wytwórczych, skutkująca obniżeniem kosztów pracy związanych z zużyciem paliwa, czy wpływem na środowisko naturalne. Ponadto, modernizacja może również umożliwić przedłużenie czasu pracy jednostek istniejących. Modernizacje były szczególnie istotne w perspektywie 2021 r., ponieważ zgodnie z art. 21 ust. 3 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych i emisji pochodzących z chowu zwierząt gospodarskich (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17) do sierpnia 2021 r. wytwórcy musieli dostosować swoje jednostki wytwórcze do decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, zwaną dalej „konkluzją BAT”. Mając powyższe na względzie „zapewnienie sygnałów cenowych do modernizacji mocy wytwórczych” przyjęto jako jeden z istotnych wskaźników celu dodatkowego „wdrożenie konkurencyjnego mechanizmu koordynacji budowy i wycofań mocy”. Na wykresie poniżej przedstawiono wolumen modernizowanych jednostek, które uzyskały finansowanie z rynku mocy. Modernizacja jednostek rynku mocy najczęściej dotyczyła podtrzymania sprawności przetwarzania energii lub zmniejszenia emisyjności wytwarzania energii elektrycznej i nie obejmowała zwiększenia mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy.

Rysunek 7. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach dla modernizowanych jednostek wytwórczych

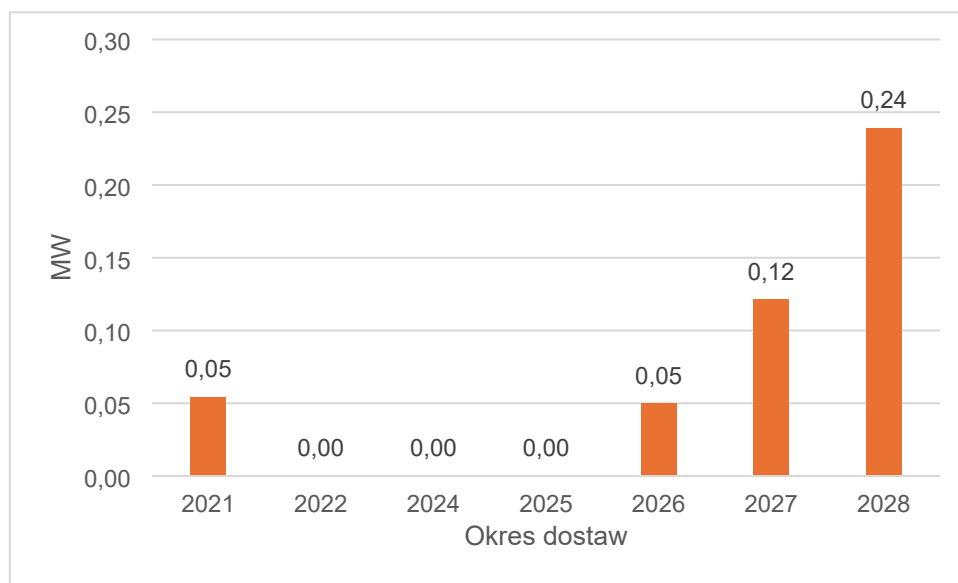


Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

O istotnej roli w dostosowaniu do konkluzji BAT (ang. Best Available Techniques) świadczy fakt, że niemal 12 GW z ponad 14 GW obowiązku mocowego w modernizowanych jednostkach wytwórczych dotyczyło jednostek węglowych i było zawarte przed terminem przypadającym na dostosowanie się do konkluzji BAT. Ponadto, ok. 1 GW obowiązku mocowego dotyczył konwersji bloków węglowych na współspalanie biomasy, w stopniu umożliwiającym spełnienie limitu 550 gCO₂/kWh.

Rynek mocy zapewnił również możliwość modernizacji niemal 0,5 GW elektrowni szczytowo-pompowych zapewniając możliwość zawarcia umów mocowych na okres 7 lat. Na wykresie poniżej przedstawiono obowiązek mocowy modernizowanych elektrowni szczytowo-pompowych w poszczególnych latach.

Rysunek 8. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach przez elektrownie szczytowo-pompowe i inne elektrownie wodne z członem pompowym

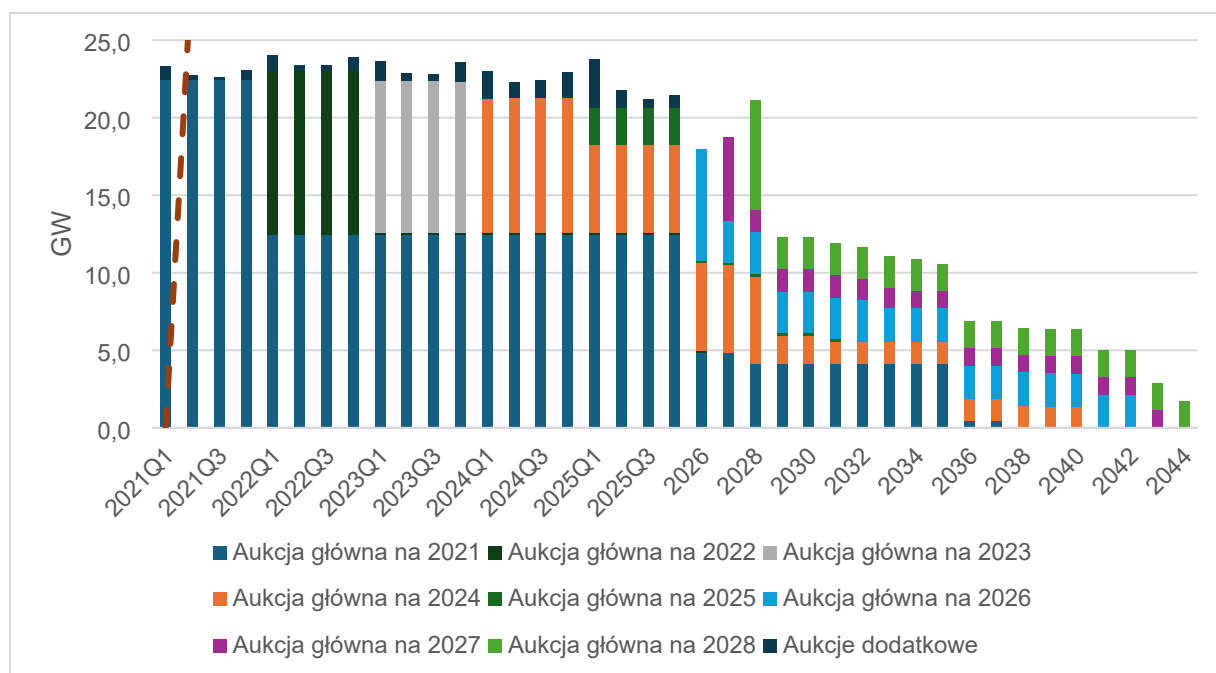


Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy oraz danych zawartych w rejestrze rynku mocy

3.4.4. Utrzymanie jednostek wytwórczych

Rynek mocy należy do mechanizmów mocowych o charakterze ogólnorynkowym. Oznacza to, że mogą w nim uczestniczyć nie tylko moce, których brakuje w systemie (np. nowe czy modernizowane), ale również jednostki istniejące. Takie podejście ma na celu przeciwdziałanie kaskadowemu przenoszeniu się problemów z rentownością z jednostek, które uzyskały wsparcie na najmniej rentowne jednostki, które wsparcia nie uzyskały. W ten sposób koszt mechanizmu mocowego powinien być w dłuższej perspektywie niższy niż kierowanych mechanizmów wsparcia, które miałyby adresować problemy finansowe poszczególnych grup dostawców mocy. Na wykresie poniżej przedstawiono całkowitą moc, która zawarła umowy mocowe w wyniku aukcji mocy.

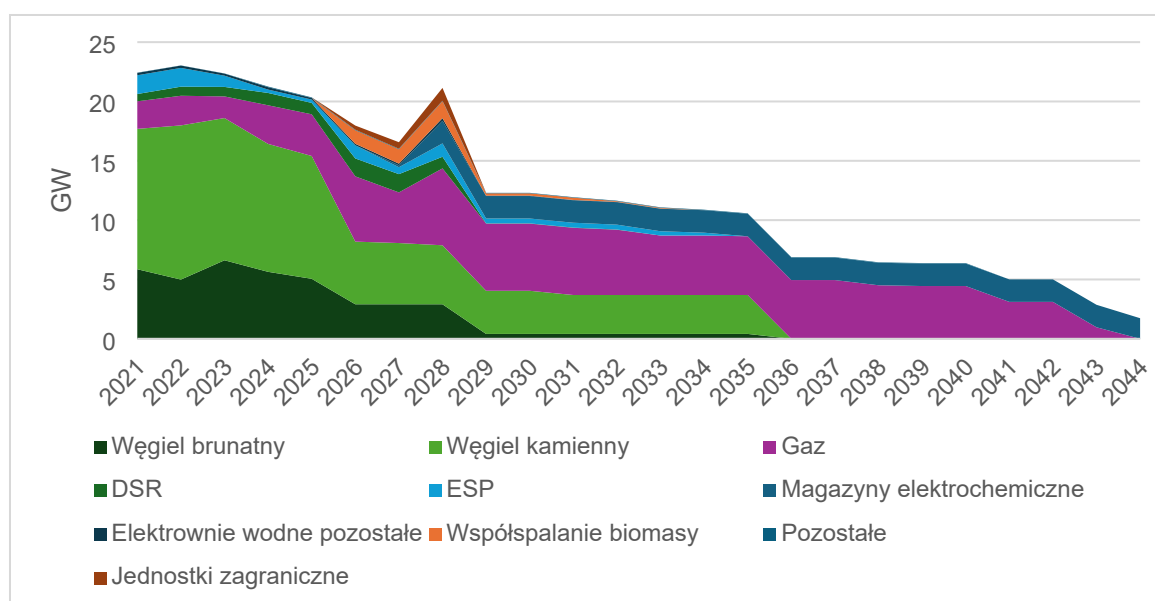
Rysunek 9. Moc zakontraktowana na aukcjach mocy w GW



Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

Warto jednocześnie zauważyć, że rynek mocy stał się efektywnym narzędziem wspierania transformacji sektora elektroenergetycznego w związku z dostosowaniem przepisów ustawy o rynku mocy do limitów emisji wynikających z rozporządzenia rynkowego. W kontraktach na okresy dostaw 2021-2025 udział obowiązku mocowego zakontraktowanego w aukcjach głównych przez jednostki węglowe przekraczał 75 % całkowitej mocy zakontraktowanej w aukcjach głównych. W kontraktach na okresy dostaw 2026 i 2027 udział jednostek węglowych w kontraktach zawartych w wyniku aukcji głównych spadł do poniżej 50 %, a w okresie dostaw 2028 poniżej 40 %. Kontrakty zawarte w aukcjach głównych na poszczególne okresy dostaw, w podziale na paliwa są widoczne na wykresie poniżej.

Rysunek 10. Moc zakontraktowana na aukcjach głównych w podziale na paliwa



Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy oraz danych zawartych w rejestrze rynku mocy

Zmiany w udziale jednostek węglowych w obowiązku mocowym znalazły również odzwierciedlenie w udziale mocy węglowych w całkowitej mocy zainstalowanej. Jak wspomniano w podrozdziale 2.2, na koniec 2023 r. w KSE niemal połowę mocy zainstalowanych stanowiły elektrownie węglowe. Stanowiło to spadek o ponad 14 punktów procentowych udziału w mocy zainstalowanej względem 2020 r. i ponad 20 punktów procentowych względem 2018 r.

Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035¹⁸⁾ wskazywała, że do 2020 r. 6,6 GW mocy w jednostkach centralnie dysponowanych zostanie wycofanych, w przypadku braku dostosowania jednostek istniejących do wymogów BAT, do 2025 r. byłoby to już niemal 10 GW. Rynek mocy zapobiegł ekonomicznym wycofaniom jednostek w wielkościach przewidywanych we wspomnianym opracowaniu. Jednocześnie nowe inwestycje pozwalały na odstawienie jednostek centralnie dysponowanych, które nie były już niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

3.4.5. Wpływ na bezpieczeństwo dostaw

W toku notyfikacji polskiego rynku mocy do KE, OSP wykonywał analizy wystarczalności zasobów wytwórczych dla lat 2020, 2025 i 2030, które następnie były weryfikowane przez zewnętrznego konsultanta i które finalnie zostały wykorzystane w decyzji KE. Przedmiotowe analizy były wykonane z wykorzystaniem metod probabilistycznych, a ich wynikiem była oczekiwana liczba godzin w roku, w których zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym (ang. *LOLE*). Zgodnie z wynikami tych analiz, przedstawionymi w pkt 12 decyzji KE, w scenariuszu bazowym wartość wskaźnika *LOLE* dla lat 2020 i 2025 wynosiła odpowiednio 176,4 i 101,7 h/rok. Wyniki te wskazywały na niespełnienie standardu bezpieczeństwa określonego na 3 h/rok we wszystkich analizowanych latach. Uzyskane wyniki pozwoliły także zewnętrznemu konsultantowi

¹⁸⁾ PSE S.A., „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035”, źródło: <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035>, [dostęp: 07.10.2024 r.].

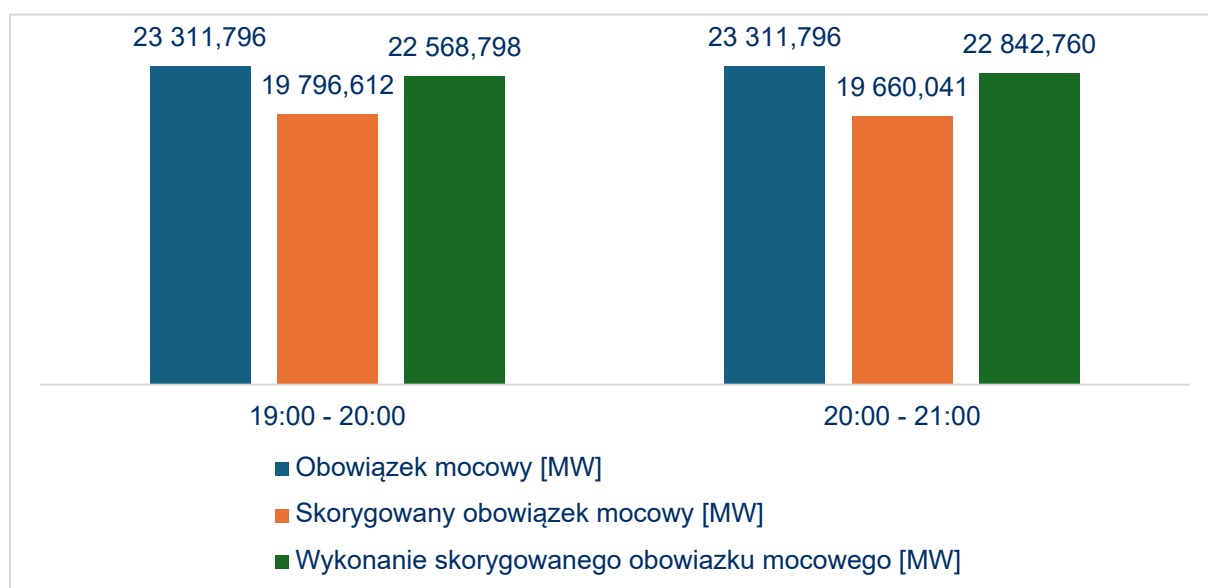
na oszacowanie brakujących mocy dyspozycyjnych w polskim systemie elektroenergetycznym na 2 750 MW w 2020 r. oraz 8 068 MW w 2025 r. (pkt 12 decyzji KE). Dla 2030 r. spółka PSE S.A. przeprowadziła dodatkową analizę wystarczalności zasobów wytwórczych (pkt 13 decyzji KE) otrzymując w najmniej konserwatywnym scenariuszu wartość wskaźnika LOLE na poziomie 12,56 h/rok, który przekraczał założony standard bezpieczeństwa (3 h/rok).

Od wprowadzenia rynku mocy do czasu przygotowania tego raportu nie były ogłaszane ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej zgodnie z art. 11 ust. 7 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. 2024 poz. 266, 834, 859, 1847 i 1881).

W dotychczasowym okresie funkcjonowania rynku mocy ogłoszono pięć okresów przywołania na rynku mocy – dwa miały miejsce 23 września 2022 r., a trzy miały miejsce 6 listopada 2024 r.

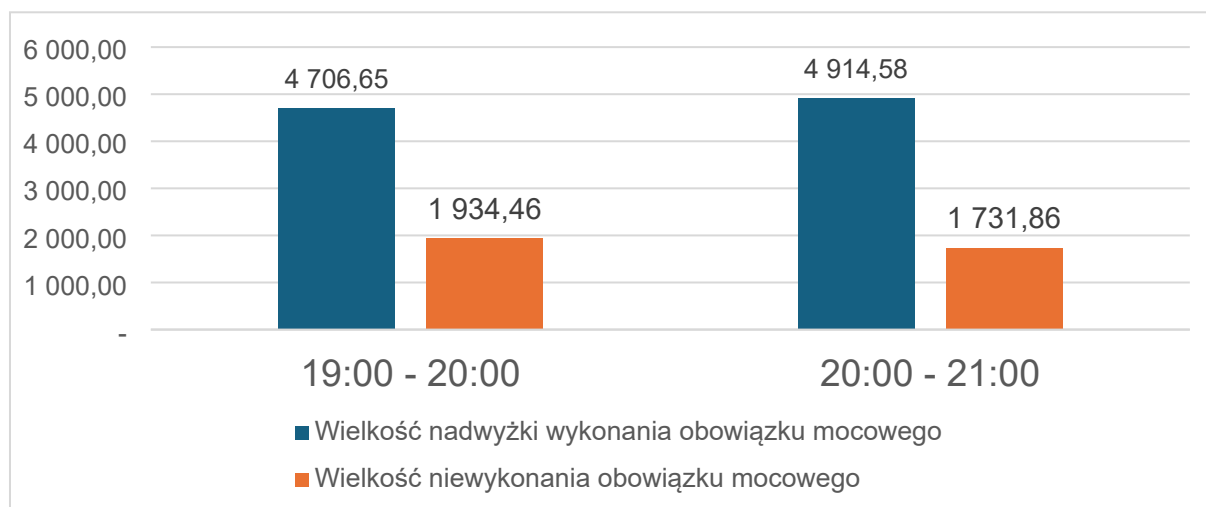
W oparciu o wyniki planowania dobowego pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego dla 23 września 2022 r., stwierdzono, że dostępna rezerwa mocy jest na poziomie między 3,8 %–5,6 % zapotrzebowania na moc w godzinach 19:15–20:30 w stosunku do wymaganych 9 % zapotrzebowania na moc. Z uwagi na spełnienie warunków określonych w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. poz. 1389), ogłoszono okresy przywołania na rynku mocy w godzinach 19:00–20:00 oraz 20:00–21:00. Wykonanie obowiązku mocowego w tych okresach przywołania na rynku mocy przedstawiono na rysunku poniżej.

Rysunek 11. Wykonanie skorygowanych obowiązków mocowych w okresach przywołania na rynku mocy w dniu 23 września 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych przekazanych przez OSP

Rysunek 12. Wielkości nadwyżki wykonania i niewykonania w dwóch okresach przywołania na rynku mocy w dniu 23 września 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne

Jak widać na wykresach powyżej, wykonanie obowiązku mocowego przekracza skorygowany obowiązek mocy (moc jednostek rynku mocy przywoływaną przez OSP), co świadczy o skuteczności mechanizmów mających na celu zapewnienie pewności dostaw mocy w okresach przewidywanych niedoborów mocy w systemie elektroenergetycznym.

6 listopada 2024 r. operator ogłosił okresy przywołania na rynku mocy w godzinach 16:00–17:00, 17:00–18:00, 18:00–19:00.

Ogłoszenie okresów przywołania w tym dniu związane było z wystąpieniem ogólnoeuropejskiej sytuacji bardzo niskiej dostępności energii elektrycznej z OZE (tzw. dunkelflaute), która dla KSE poskutkowała dostępnością energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych w wielkości poniżej 1 % mocy zainstalowanej oraz brakiem dostępności energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych (ze względu na porę wieczorną). Jednocześnie, ze względu na podobną sytuację w krajach ościennych – brak było możliwości wsparcia bilansu KSE importem energii.

Dzięki ogłoszeniu okresów przywołania na rynku mocy udało się odtworzyć wymaganą nadwyżkę mocy dostępnej dla OSP i zachować bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego.

Szczegółowe rozliczenie wyników okresów przywołania ogłoszonych na dzień 6 listopada 2024 r. nie jest dostępne w chwili opracowywania niniejszej oceny i zostanie opracowane na początku 2025 r.

Obecne wyniki *European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition*¹⁹⁾ (ERAA2023) wskazują na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce na poziomie standardu bezpieczeństwa 3 godzin na rok w 2025 niezależnie od scenariusza. W scenariuszu referencyjnym bezpieczeństwo dostaw powinno zostać zapewnione do 2030 r., czyli w okresie obowiązywania rynku mocy. W scenariuszu wrażliwości w 2028 i 2030 r. standard bezpieczeństwa byłby nieznacznie przekroczony (4,7 h/rok w 2028 r. oraz 4,4 h/rok w 2030 r.). Warto zaznaczyć, że na wzrost poziomu bezpieczeństwa dostaw w 2030 r. wpływ będą mogły mieć jeszcze wyniki aukcji głównych na lata 2029

¹⁹⁾ ENTSO-E, *European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition* ACER's approved and amended version, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>, [dostęp: 29.10.2024]

i 2030, jak również aukcji dodatkowych na lata 2029 – 2030 r., a w przypadku lat 2026 – 2028 r. wyniki aukcji dodatkowych na ten rok oraz ewentualnych aukcji uzupełniających, nad wprowadzeniem których trwają prace.

Jak można zauważyć, dzięki wprowadzeniu rynku mocy zwiększone zostało prawdopodobieństwo zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w perspektywie do 2030 r. w porównaniu do prognoz sprzed wprowadzenia rynku mocy. Prognozowane wartości LOLE na lata 2031–2040 są zdecydowanie niższe niż wartości LOLE przewidywane dla lat 2025 i 2030 przed wprowadzeniem rynku mocy. Zgodnie z ERAA2023 w 2033 r. LOLE jest prognozowane na poziomie 8,5–12,3 h/rok, a zgodnie z oceną wystarczalności zasobów na poziomie krajowym stanowiącą załącznik nr 1, w latach 2031–2040 LOLE nie powinno przekroczyć 15 godzin na rok. Są to wartości wielokrotnie niższe niż prognozy przedstawione Komisji Europejskiej w toku notyfikacji obecnego rynku mocy (176,4 i 101,7 h/rok), przy czym w obu przypadkach przekraczają one wielkości akceptowalne i uznawane za bezpieczne.

3.4.6. Wpływ na środowisko

Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane jako instalacje przemysłowe, które mogą powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, aby funkcjonować muszą posiadać pozwolenia zintegrowane, w związku z powyższym spełniają wymagane nimi standardy dot. wpływu na środowisko.

Poniżej przedstawiono poziom emisji z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych w Polsce. W 2023 r. w porównaniu z 2018 r. emisja:

1. popiołu lotnego w energetyce zawodowej zmniejszyła się w 2023 r. o 67,7 % względem 2018 r. (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny o 78 %, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny o 65,4 %);
2. dwutlenku siarki (SO₂) o 60,7 % (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny 68,1 %, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny o 56,5 %);
3. tlenków azotu (NO_x) o 39,7 % (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny o 40,9 %, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny o 42,7 %);
4. tlenku węgla (CO) o 42,1 % (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny, o 57,7 % a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny o 25,9 %);
5. dwutlenku węgla (CO₂) o 23,6 % (w elektrowniach stosujących jako paliwo węgiel brunatny o 30,3 %, a w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących jako paliwo węgiel kamienny o 23,5 %).

Tabela 1 Poprawa wpływu energetyki na środowisko

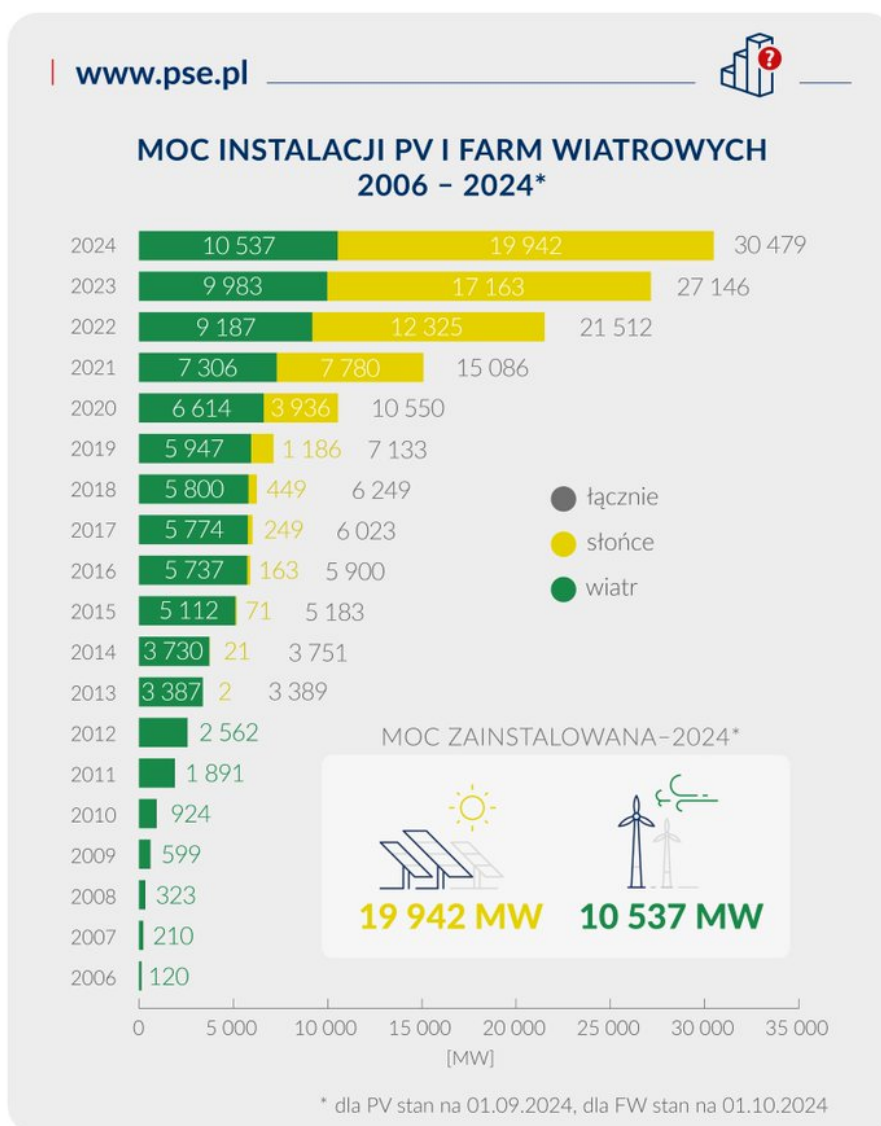
	2018	2021	2023
Popiół lotny [t], w tym:	7 934	4 743	2 563
el. na węgiel brunatny	2 421	1 284	532
el. i ec. na węgiel kamienny	5 175	3 088	1792
Dwutlenek siarki [t] , w tym:	136 892	101 431	53 795
el. na węgiel brunatny	56 287	48 822	17 953
el. i ec. na węgiel kamienny	77 933	49 956	33 910
Tlenki azotu [t] , w tym:	117 689	97 804	70 986
el. na węgiel brunatny	42 713	35 628	25 259
el. i ec. na węgiel kamienny	69 773	56 334	39 992
Tlenek węgla [t] , w tym:	48 693	43 678	28 172
el. na węgiel brunatny	27 466	24 074	11 622
el. i ec. na węgiel kamienny	19 008	17 807	14 091
Dwutlenek węgla [tys. t] , w tym:	140 001	136 044	106 941
el. na węgiel brunatny	52 691	49 310	36 738
el. i ec. na węgiel kamienny	83 378	80 886	63 809

Źródło: ARE S.A., EMITOR 2023 Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych

3.4.7. Wpływ na rozwój OZE

Rynek mocy zapewnia produkcję energii elektrycznej ze źródeł sterowalnych, dostępnych również w przypadku ograniczonej dostępności odnawialnych źródeł wytwórczych oraz zapewniających możliwości regulacyjne, niezbędne do czasu realizacji istotnych wolumenów mocy dostępnej w magazynach energii elektrycznej. Obecnie głównymi ograniczeniami w przyłączeniu OZE nie jest brak mocy pozostających w rezerwie na wypadek niskiej produkcji z OZE, a raczej ograniczona zdolność tych źródeł do zwiększania i obniżania zapotrzebowania w związku ze zmianami produkcji OZE oraz coraz częściej zdarzające się okresy, w których generacja z OZE istotnie przewyższa zapotrzebowanie odbiorców energii elektrycznej. Od czasu wprowadzenia rynku mocy moce zainstalowane w fotowoltaice wzrosły ponad dwudziestokrotnie, a w elektrowniach wiatrowych na lądzie o ponad 40 %. Mimo tak znaczącego wzrostu mocy zainstalowanej ze źródeł niesterowalnych, rynek mocy pozwolił na utrzymanie w systemie źródeł sterowalnych pozwalając na finansowanie ich kosztów stałych oraz budowy nowych mocy. Na rysunku poniżej przedstawiono moc zainstalowaną w niesterowalnych technologiach OZE.

Rysunek 13. Moc zainstalowana w niesterowalnych odnawialnych źródłach energii elektrycznej



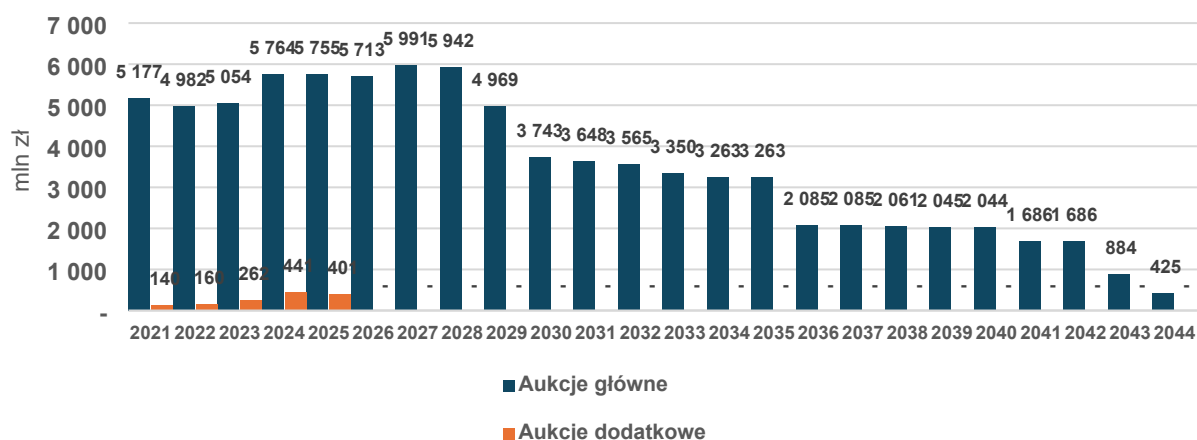
Źródło: Dane za PSE, https://twitter.com/pse_pl/status/1846062280275882298

Jak widać na wykresie powyżej, moc zainstalowana w niesterowalnych technologiach OZE wzrosła niemal trzykrotnie od czasu wprowadzenia rynku mocy. W 2024 r. moc zainstalowana w tych technologiach przekroczyła 30 GW. Dla porównania szczytowe zapotrzebowanie na moc w 2023 r. wyniosło 27,3 GW, czyli nieznacznie więcej niż moc zainstalowana w niesterowalnych OZE na koniec 2023 r., a minimalne zapotrzebowanie na moc w 2023 r. wynosiło 11,3 GW. Tak wysoka moc zainstalowana w niesterowalnych OZE będzie skutkowała w kolejnych latach koniecznością coraz większych redukcji produkcji z OZE, w szczególności w okresach niskiego zapotrzebowania oraz korzystnych dla OZE warunków atmosferycznych. Rozwiązaniem tych problemów może być zapewnienie odpowiedniej elastyczności z wykorzystaniem aktywnego udziału strony popytowej i ciepłownictwa oraz rozwój magazynów energii elektrycznej.

3.4.8. Finansowanie rynku mocy

Obowiązek mocy jest realizowany w zamian za wynagrodzenie, proporcjonalne do zakontraktowanego obowiązku mocowego oraz ceny zamknięcia aukcji, w której została zawarta umowa mocowa. Rozliczeń finansowych na rynku mocy, zgodnie z art. 61 ustawy o rynku mocy, dokonuje Zarządca Rozliczeń S.A. Zgodnie z art. 60 ust. 4 ustawy o rynku mocy cena obowiązku mocowego dla wieloletnich umów mocowych podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego. Wartość umów mocowych zawartych w toku dotychczasowych aukcji mocy (bez uwzględnienia waloryzacji) przedstawiono na wykresie poniżej.

Rysunek 14. Wartość nominalna umów mocowych zawartych w toku dotychczasowych aukcji mocy



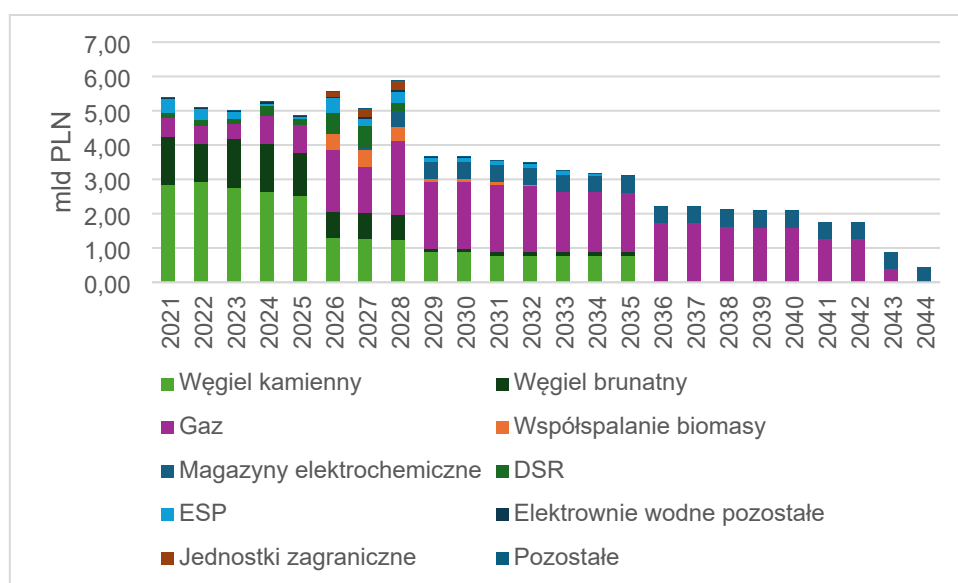
Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy

Rynek mocy zapewnił finansowanie dla wielu technologii. W aukcjach głównych na okresy dostaw 2021–2025 głównym beneficjentem środków z tytułu rynku mocy były elektrownie węglowe (75–85 % środków, bez uwzględnienia waloryzacji umów długoterminowych), w latach 2026–2028 udział ten spadł poniżej 40 %²⁰⁾. Udział nominalnej wysokości środków należnych jednostkom węglowym w wyniku zawartych kontraktów mocowych we wszystkich aukcjach głównych, względem nominalnej wartości wszystkich zawartych kontraktów mocowych we wszystkich aukcjach głównych²¹⁾ stanowi 39,4 %, dla porównania wartość kontraktów jednostek gazowych stanowi 39,2% wartości wszystkich kontraktów, magazynów elektrochemicznych 10 %, DSR 2,9 %, a elektrowni szczytowo-pompowych 3,2 %. Na wykresie poniżej przedstawiono koszt umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównych w podziale na paliwa.

²⁰⁾ Udział jednostek węglowych przedstawiony w tym akapicie nie uwzględnia bloków w Połaniecu (od 2026 roku), które zadeklarowały współspalanie biomasy od 2026 roku w stopniu wystarczającym do spełnienia limitu emisji

²¹⁾ łączna nominalna wartość umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównych do 2044 roku wynosi 83,2 mld PLN

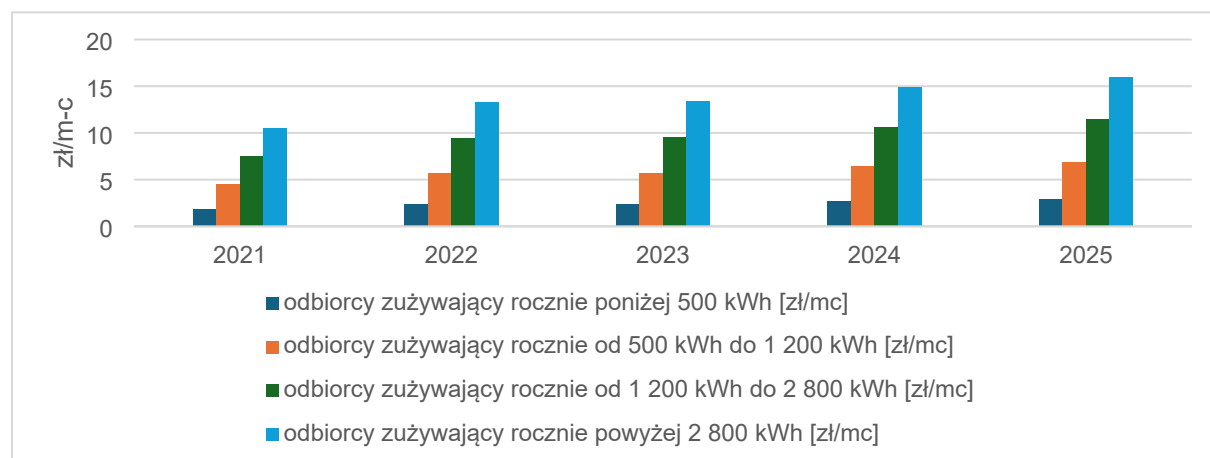
Rysunek 15. Koszt umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównych w podziale na paliwa



Źródło: Opracowanie własne na podstawie ostatecznych wyników aukcji mocy ogłoszonych zgodnie z art. 39 ust. 3 ustawy o rynku mocy oraz danych zawartych w rejestrze rynku mocy

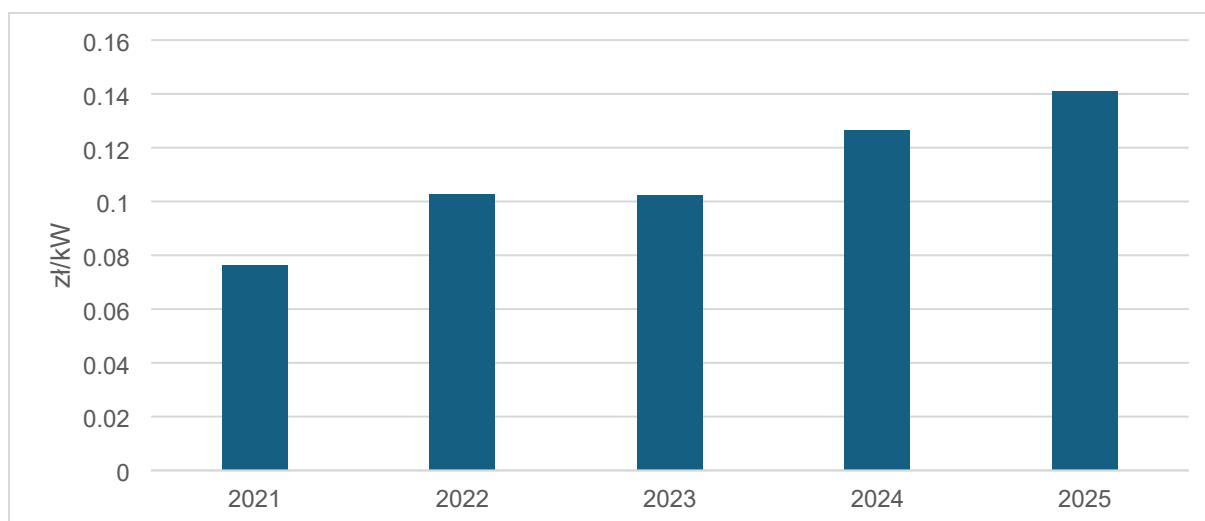
Koszt rynku mocy jest pokrywany z uiszczanej przez odbiorców końcowych energii elektrycznej opłaty mocowej, o której mowa w art. 69 ustawy o rynku mocy. Wysokość stawek opłaty mocowej kalkulowanych i publikowanych przez Prezesa URE została zaprezentowana na wykresach poniżej.

Rysunek 16. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców ryczałtowych.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie stawek opłaty mocowej publikowanych przez Prezesa URE zgodnie z art. 74 ust. 4 ustawy o rynku mocy

Rysunek 17. Stawki opłaty mocowej dla pozostałych odbiorców



Źródło: Opracowanie własne na podstawie stawek opłaty mocowej publikowanych przez Prezesa URE zgodnie z art. 74 ust. 4 ustawy o rynku mocy

Należy podkreślić, że stawki opłaty mocowej są różne w zależności od typu odbiorcy końcowego. Część odbiorców końcowych – głównie gospodarstwa domowe – są podmiotami, dla których do 2028 r. stawka opłaty mocowej jest ustalana ryczałtowo. Tzw. odbiorcy ryczałtowi są podzieleni wewnętrznie na 4 grupy w zależności od wielkości ich zapotrzebowania na energię elektryczną. Dla odbiorców końcowych innych niż w gospodarstwach domowych opłata mocowa jest kalkulowana proporcjonalnie do ich indywidualnego zużycia energii elektrycznej w godzinach szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną (stawka razy indywidualne zużycie). Dodatkowo, przedsiębiorstwa energochłonne korzystają z obniżenia opłaty mocowej w związku ze swoim płaskim profilem zużycia energii elektrycznej.

3.5. Ocena funkcjonowania rynku mocy

Rynek mocy stanowi brakujący segment w architekturze rynku energii elektrycznej, uprzednio funkcjonującego w Polsce jako rynek jednotowarowy (ang. *energy-only market*). Stworzył on odpowiednie zachęty do utrzymania, modernizacji i budowy nowych mocy wytwórczych i magazynów energii oraz aktywizacji odbiorców gotowych do redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Z uwagi na charakter usługi świadczonej na rynku mocy, obejmującej płatność za gotowość, dostawcy mocy otrzymali możliwość uzyskania stabilnego strumienia przychodów adresującego problem tzw. *missing money*. W przeprowadzanych od 2018 r. aukcjach mocy zakontraktowane zostały 103 jednostki wytwórcze, które poddane zostały modernizacjom (17 609 MW), na skutek których zwiększyły swoją moc o 234 MW. Zakontraktowano 27 nowych jednostek wytwórczych (8 581 MW) i 38 magazynów energii (1 899 MW), z czego 20 (nie licząc magazynów energii) to jednostki o emisyjności poniżej 550 gCO₂/kWh. Kontraktami objętych zostało również wiele jednostek DSR o wolumenie dochodzącym do ok. 1 600 MW, których udział w rynku mocy skutecznie zastąpił wycofane usługi dotyczące redukcji zapotrzebowania.

Jak wskazano w sekcji „Wpływ na bezpieczeństwo dostaw” sytuacja w zakresie wystarczalności zasobów wytwórczych, od czasu uruchomienia rynku mocy, uległa istotnej poprawie w perspektywie

2025 r. W zakresie lat późniejszych sytuacja ta może jeszcze ulec zmianie w związku z wynikami przeprowadzonych aukcji mocy i aukcji OZE, a także w związku z oddawaniem do eksploatacji nowych źródeł wytwórczych i trwałym odstawianiem istniejących jednostek wytwórczych.

Powyższe świadczy o tym, że wprowadzenie rynku mocy pozytywnie wpłynęło na dostępność w KSE mocy pozwalających na pokrycie zapotrzebowania i zachowanie wymaganych poziomów rezerw, na co wskazuje brak konieczności ogłaszania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz zaledwie pięciokrotna (tj. pięć godzin objął okres przywołania na rynku mocy) konieczność skorzystania z mechanizmu okresów przywołania na rynku mocy. Ma to również odzwierciedlenie w wynikach analiz wystarczalności zasobów wytwórczych wskazujących na poprawę sytuacji w okresie pomiędzy wystąpieniem o zgodę na wdrożenie rynku mocy a czasem obecnym.

3.5.1. Ocena rynku mocy przez uczestników ankiety MKiŚ

Poniżej przedstawiono opinie respondentów dot. funkcjonowania rynku mocy, które MKiŚ pozyskało w wyniku przeprowadzenia badania ankietowego²²⁾.

Rynek mocy, w stosunku do rynku energii, został oceniony znacznie bardziej przychylnie przez badanych. Respondenci pozytywnie ocenili wszystkie aspekty funkcjonowania rynku mocy z wyjątkiem roli jednostek zagranicznych w gwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego. Do najważniejszych efektów rynku mocy, zdaniem ankietowanych, należały: zapobiegnięcie wycofaniom ekonomicznym z rynku, wsparcie rozwoju DSR oraz zapewnienie niedyskryminacyjnego udziału jednostek zagranicznych. W następnej kolejności badani wskazywali możliwość uczestnictwa różnych typów jednostek oraz zapewnienie sygnałów cenowych do modernizacji istniejących mocy. Respondenci podnosili również szereg propozycji zmian w ramach rynku, w tym obniżenie kar, wydłużenie kontraktów mocowych oraz wprowadzenie różnych wartości korekcyjnych współczynników dyspozycyjności (KWD) w ramach jednej technologii w zależności od dodatkowych kryteriów. W szczególności istotną byłaby zmiana polegająca na wydłużeniu czasu wyprzedzenia kontraktacji z obecnych 5 lat, co pozwoliłoby na zapewnienie finansowania dla jednostek w technologiach charakteryzujących się dłuższym cyklem inwestycyjnym (np. elektrownie szczytowo-pompowe lub modułowe elektrownie jądrowe).

Rynek mocy jest również wskazywany przez respondentów jako jedyne rozwiązanie, które powinno być wykorzystywane do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw po 2030 r., niemniej z pewnymi zmianami. Zważywszy na fakt, że zgodnie z analizami jest widoczne ryzyko przekroczenia standardu bezpieczeństwa, które wpłynie negatywnie na bezpieczeństwo dostaw energii w Polsce, jest konieczne wprowadzanie dodatkowych zachęt do budowy nowych mocy wytwórczych oraz rozwoju technologii związanych z magazynowaniem energii oraz redukcją zapotrzebowania. W związku z tym jest rekomendowane przedłużenie funkcjonowania rynku mocy na kolejne lata.

Jednakże równocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska, jak i respondenci ankiety wskazują na pewien zakres możliwych zmian. Najczęściej wskazywanymi dodatkowymi mechanizmami na rynku energii elektrycznej, uzupełniającymi obecny rynek, były produkty obniżające zapotrzebowanie szczytowe oraz kontrakty różnicowe na technologie zapewniające bezpieczeństwo systemu. Jednocześnie przeważająca liczba respondentów negatywnie oceniła możliwość wdrożenia

²²⁾ Badanie przywołane wcześniej, w części dot. rynku energii elektrycznej.

alternatywnych rozwiązań (np. mechanizmu rezerwy strategicznej). Rynek mocy będzie wymagał dostosowania do nowych warunków funkcjonowania jednostek, jak również może występować konieczność uzupełniania tego rozwiązania innymi mechanizmami wspierającymi rozwój konkretnych technologii czy utrzymania istniejących jednostek węglowych. Do głównych wyzwań związanych z rynkiem mocy należy zapewnienie odpowiednich sygnałów inwestycyjnych dla nowych jednostek, ułatwienie transformacji energetycznej oraz wprowadzenie usprawnień w funkcjonowaniu tego mechanizmu. Często podnoszonym zagadnieniem przez ankietowanych była też zgodność tego mechanizmu z ambicjami transformacji energetycznej.

3.5.2. Ocena uczestników ankiety Prezesa URE

Prezes URE przygotował badanie ankietowe, którego celem było zebranie opinii uczestników rynku energii elektrycznej oraz ewentualnych propozycji zmian w polskim mechanizmie mocowym²³⁾. Ankieta, skierowana do wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej, składała się z 25 pytań podzielonych na pięć bloków tematycznych, została opublikowana na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki. Badanie obejmowało następujące obszary tematyczne:

1. realizacja założonych celów wdrożenia mechanizmu mocowego;
2. organizacja i funkcjonowanie rynku mocy w Polsce;
3. wpływ na rynek energii oraz jego uczestników;
4. rynek wtórny;
5. perspektywy dalszego funkcjonowania rynku mocy w Polsce.

Uczestników ankiety poproszono również o wskazanie kwestii nie objętych pytaniami, a które są istotne w ich opinii w badanym obszarze.

W badaniu wzięły udział zarówno podmioty, które zawarły kontrakty na rynku mocy jak i te, które nie uczestniczyły w aukcjach. Reprezentują one sektor wytwarzania energii elektrycznej, agregatorów jednostek DSR, odbiorców końcowych, przedsiębiorstwa obrotu energią, sektor magazynowania energii elektrycznej oraz organizacje non-profit zajmujące się transformacją energetyczną w Polsce.

Większość podmiotów, które wzięły udział w badaniu, pozytywnie ocenia efekty wdrożenia rynku mocy w Polsce. Mechanizm mocowy, zdaniem respondentów wpłynął na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przez zapewnienie stabilnych przychodów dostawcom mocy, które ograniczając ryzyko inwestycyjne ułatwiły pozyskanie finansowania inwestycji. Szacowany spadek kosztu premii za ryzyko wynosił od 2 do 2,5 punktu procentowego. Zwrócono uwagę, że rynek mocy wspierał inwestycje w nowe i modernizacje istniejących mocy wytwórczych, wspierał rozwój w instalacje magazynowania, czy rozwój usług DSR. Zdaniem jednak niektórych respondentów poprawa bezpieczeństwa dostaw nastąpiła w horyzoncie krótkoterminowym, a obecna konstrukcja rynku mocy preferuje źródła konwencjonalne i w niewystarczającym stopniu wspiera rozwój DSR, magazynowania energii oraz źródeł OZE, jak również inwestycje w nowe moce.

²³⁾ Podsumowanie ankietowego badania dot. funkcjonowania mechanizmu pomocy publicznej - Rynek Mocy w Polsce <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/podsumowanie-ankietowego-badan/12171,Podsumowanie-ankietowego-badania-dot-funkcjonowania-mechanizmu-pomocy-publicznej.html> [dostęp 27.11.2024]

Wpływ na rynek energii został również oceniony pozytywnie przez większą część uczestników badania, którzy wskazywali, że mechanizm mocowy przyczynił się do ograniczenia wzrostu hurtowych cen energii elektrycznej oraz ich stabilizacji. Zdecydowana większość respondentów opowiedziała się za pozostawieniem mechanizmu mocowego jako trwałego elementu uzupełniającego rynek energii w Polsce. Większość również nie akceptuje obniżenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które mogłoby być skutkiem likwidacji rynku mocy.

Zdaniem respondentów funkcjonowanie rynku mocy poprawiłoby:

1. zapewnienie nowych inwestycji zwiększających elastyczność w KSE w kolejnych aukcjach mocy;
2. umożliwienie łączenia wsparcia z rynku mocy ze wsparciem dla źródeł odnawialnych;
3. dostosowanie mechanizmu do rozwoju technologicznego i zmian prawnych (V2G, cable-pooling, submetering, zmiana dostawcy mocy/agregatora, poprawa warunków udziału DSR);
4. zwiększenie przejrzystości i przewidywalności przepisów prawa, wydłużenie terminów dla dostawców mocy, w tym czasu na zrealizowanie inwestycji kapitałochłonnej, optymalizacja procesów regulacyjnych, ograniczenie wymogów regulacyjnych i kar;
5. wprowadzenie wcześniejszej waloryzacji umów mocowych;
6. rozszerzenie możliwości stosowania indywidualnych korekcyjnych współczynników dyspozycyjności oraz wprowadzenie indywidualnych korekcyjnych współczynników dyspozycyjności dla magazynów o różnych możliwościach pracy w trybie rozładowania;
7. zmiana zasad udziału jednostek zagranicznych w rynku mocy, tak aby zagraniczny OSP był zobowiązany do faktycznej dostawy mocy do polskiego systemu.

Niezależnie od powyższego Prezes Urzędu Regulacji Energetyki przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska własne rekomendacje zmian w rynku mocy, które obejmowały:

1. zmianę sposobu kształtowania ceny obowiązków mocowych dla istniejących jednostek wytwórczych;
2. modyfikację procedur związanych z ustanawianiem zabezpieczeń;
3. wprowadzenie oddzielnych koszyków aukcyjnych dla jednostek wytwórczych oraz źródeł zapewniających elastyczność systemu (magazyny energii, usługi DSR);
4. zmianę podejścia do wyznaczania współczynników KWD dla magazynów energii.

3.6. Propozycje zmian przekazywane przez uczestników rynku

Dnia 2 października 2024 r. w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, odbyło się spotkanie z przedstawicielami organizacji wytwórców, magazynów, odbiorców oraz think-tankami. Na spotkaniu większość uczestników spotkania zgodziła się, że rynek mocy spełnił swoje główne cele w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz powinien być kontynuowany w przyszłości, choć uważają za zasadne wprowadzenie pewnych zmian w mechanizmie i dostosowanie go do nowych wyzwań związanych z transformacją energetyczną. Zmiany te powinny w szczególności promować budowę nowych mocy, wprowadzić elementy mocniej premiujące elastyczność zasobów mocowych pozyskiwanych w ramach mechanizmu oraz zwiększyć efektywność kosztową mechanizmu. Wskazano również na konieczność zwiększenia efektu zachęty dla zakupu w ramach aukcji większej ilości mocy o parametrach dopasowanych do systemu elektroenergetycznego z dużą penetracją źródeł wytwórczych o niestabilnej generacji. W ramach dyskusji poddano także pod rozagę wprowadzenie rozwiązań,

które wsparłyby udział zasobów elastyczności (takich jak DSR i magazyny energii) i OZE w rynku energii, rynku bilansującym, rynku usług systemowych i usług elastyczności, tak aby jak najlepiej uwzględnić wyzwania przyszłego miksu energetycznego. Pojawiły się również głosy podkreślające szczególną sytuację odbiorców przemysłowych, którzy mogą być zarówno beneficjentami mechanizmu jako dostawcy usług w ramach zasobów DSR, jak i płatnikami narażonymi na wysokie koszty. Podkreślono konieczność zapewnienia efektywności kosztowej mechanizmu oraz wskazano, że najważniejszymi beneficjentami rynku mocy są odbiorcy końcowi, którzy w ramach płatności za mechanizm muszą mieć zapewnione długoterminowe bezpieczeństwo energetyczne. Po spotkaniu uczestnicy mieli możliwość przesłania szczegółowych uwag, które będą analizowane podczas przygotowania ram funkcjonalnych rynku mocy po 2030 r.

4. Analiza wystarczalności zasobów

Zgodnie z art. 20 ust 1–3 oraz 21 ust. 1 rozporządzenia rynkowego podstawą do wprowadzenia mechanizmów wystarczalności zasobów jest stwierdzenie problemów z wystarczalnością zasobów w:

1. ocenie wystarczalności zasobów na poziomie europejskim lub
2. ocenie wystarczalności zasobów na poziomie krajowym.

Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim identyfikuje problemy z wystarczalnością zasobów przez ocenę ogólnej zdolności systemu elektroenergetycznego do zaspokajania obecnego i przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną, odpowiednio, na poziomie Unii i na poziomie państw członkowskich. Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim obejmuje każdy rok w okresie 10 lat od daty tej oceny. Jest ona opracowywana w oparciu o dane przekazywane przez operatorów systemów przesyłowych.

Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim wykorzystuje centralne scenariusze referencyjne prognozowanego popytu i podaży, w tym ocenę ekonomicznej prawdopodobieństwa wycofania z eksploatacji aktywów wytwórczych, ich czasowego zamknięcia, wprowadzenia do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych oraz środków służących osiągnięciu docelowych poziomów efektywności energetycznej i połączeń wzajemnych energii elektrycznej oraz odpowiednich poziomów wrażliwości dotyczących ekstremalnych zdarzeń meteorologicznych, warunków hydrologicznych, cen hurtowych oraz zmian cen emisji dwutlenku węgla. Ocena ta zawiera również odrębne scenariusze odzwierciedlające różne prawdopodobieństwo wystąpienia problemów z wystarczalnością mocy wytwórczych, które są rozwiązywane przez różne rodzaje mechanizmów zdolności wytwórczych, czy warianty bez istniejących lub planowanych mechanizmów zdolności wytwórczych. Wyniki powinny być prezentowane z użyciem wielkości „oczekiwanej ilości niedostarczonej energii tzw. EENS” oraz „oczekiwanego czasu braku dostaw energii elektrycznej – LOLE”.

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym mają zasięg regionalny i opierają się na tej samej metodzie, co ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim. Obejmuje ona centralne scenariusze referencyjne z oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim. Oceny krajowe mogą również uwzględniać dodatkowe poziomy wrażliwości oprócz tych, przyjętych w ocenie na poziomie Europejskim, w szczególności mogą:

1. przyjmować założenia uwzględniające specyfikę krajowego popytu i podaży na energię elektryczną;
2. korzystać z narzędzi i spójnych najnowszych danych uzupełniających te wykorzystywane na potrzeby oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim.

Oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim i krajowym podlegają publikacji oraz przedłożeniu ACER. Organ odpowiedzialny za ocenę wystarczalności zasobów należycie uwzględni opinię ACER i w razie konieczności zmienia swoją ocenę, lub publikuje sprawozdanie ze szczegółowym uzasadnieniem.

4.1. Europejska analiza wystarczalności zasobów (ERAA)

*European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition*²⁴⁾ było pierwszą oceną wystarczalności zasobów na poziomie Europejskim zatwierdzoną przez ACER²⁵⁾. Jak wspomniano w sekcji 3.4.5 wyniki tej oceny wskazują na prawdopodobne zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce do 2030 r., czyli w okresie obowiązywania rynku mocy. Wyniki wskazują, że w 2033 standard bezpieczeństwa nie jest utrzymany zarówno w centralnym scenariuszu referencyjnym (gdzie został przekroczony niemal trzykrotnie), jak i w scenariuszu wrażliwości (w którym został przekroczony ponad czterokrotnie). Wyniki te wskazują na ryzyko niedotrzymania standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej po 2030 r., w przypadku braku wprowadzenia mechanizmu mocowego.

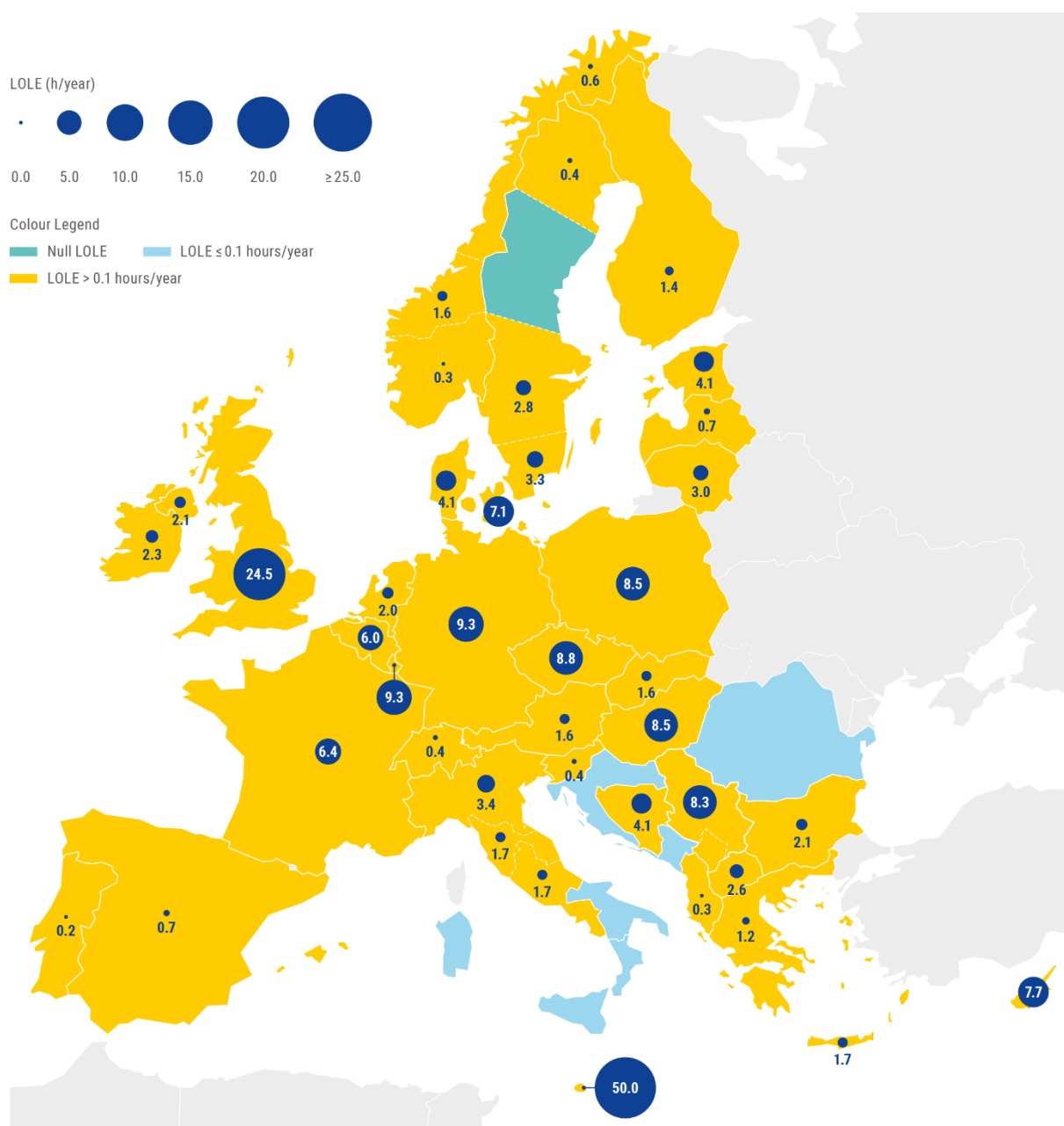
Warto jednocześnie zaznaczyć, że Polska nie jest jedynym krajem, w którym przewiduje się, że oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej przekroczy 3 godziny/rok. Taka sytuacja dotyczy 13 innych państw UE w obu scenariuszach, w tym w przypadku czterech przewiduje się bardziej napięty bilans mocy niż w Polsce, a w przypadku jednego porównywalny do polskiego. W scenariuszu wrażliwości tak rozumiany standard bezpieczeństwa nie zostałby utrzymany w 16 innych państwach UE, w tym w przypadku ośmiu przewiduje się bardziej napięty bilans mocy niż w Polsce.

Na wykresach poniżej przedstawiono „oczekiwany czas przerw w dostawach energii elektrycznej”, będący skutkiem braku wystarczającej mocy zasobów wytwórczych w poszczególnych krajach, zamieszczona we wspomnianej ocenie.

²⁴⁾ Entso-E, European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition ACER's approved and amended version, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/> [dostęp: 29.10.2024].

²⁵⁾ Decision No 06/2024 OF THE European Union Agency For The Cooperation Of Energy Regulators of 2 May 2024 on the European Resource Adequacy Assessment for 2023 <https://www.acer.europa.eu/news-and-events/news/acer-approves-european-resource-adequacy-assessment-eraa-marking-milestone-security-electricity-supply-across-eu-member-states> [dostęp: 25.10.2024].

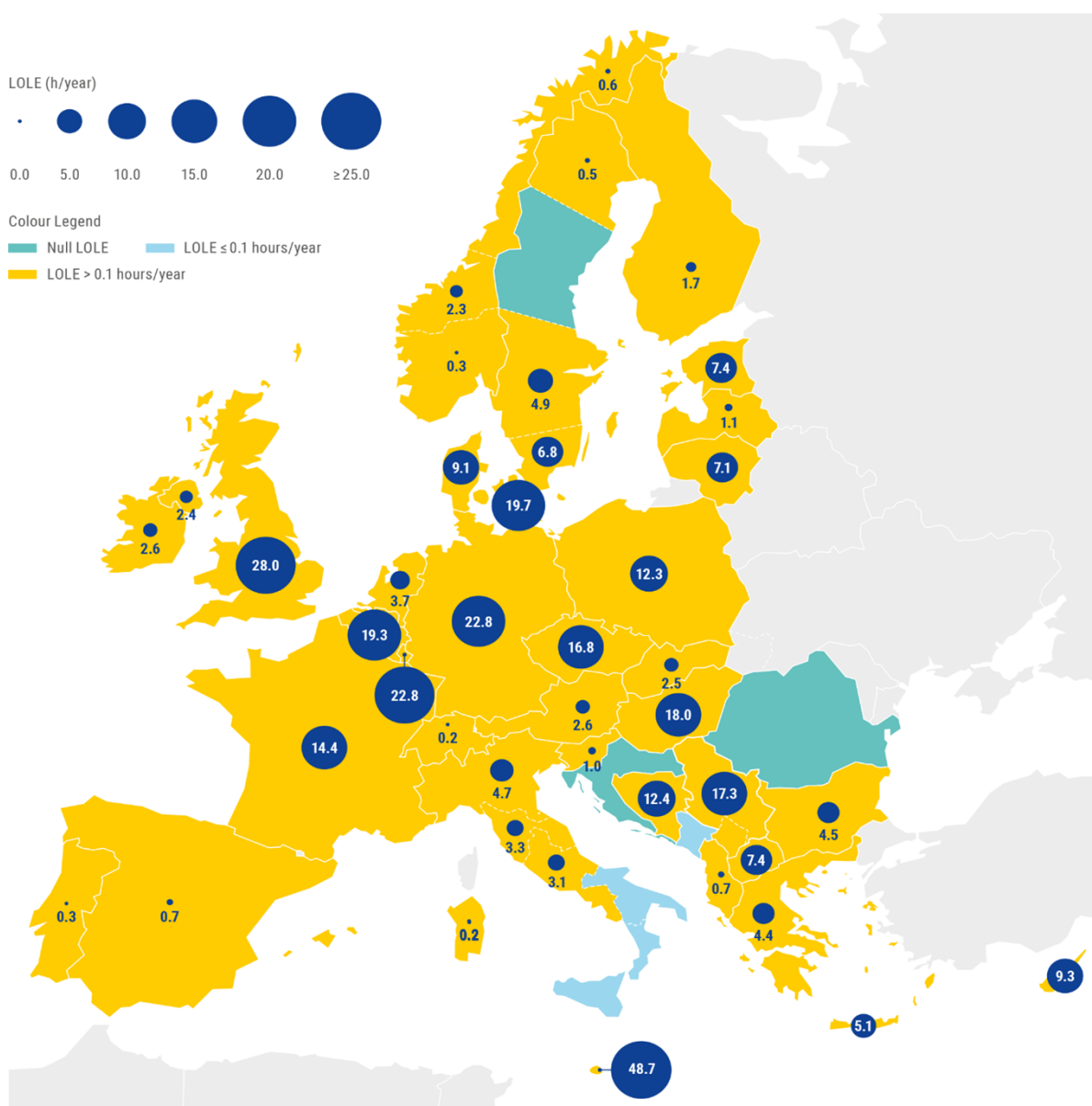
Rysunek 18. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” w scenariuszu referencyjnym



Źródło: European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition²⁶⁾

²⁶⁾ ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition ACER's approved and amended version, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/> [dostęp: 29.10.2024].

Rysunek 19. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” w scenariuszu wrażliwości



Źródło: European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition²⁷⁾

4.2. Krajowa analiza wystarczalności zasobów (NRAA)

Zgodnie z art. 15i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne operator systemu przesyłowego przeprowadza krajową ocenę wystarczalności zasobów (NRAA) zgodnie z art. 24 rozporządzenia rynkowego. Metodyka wykonywania NRAA jest zgodna z europejską metodyką oceny wystarczalności zasobów (ERAA), o której mowa w art. 23 ust. 5 rozporządzenia rynkowego, stosując ją odpowiednio w takim zakresie, w jakim została zastosowana przez ENTSO w ERAA.

NRAA jest kluczowym elementem wspierającym podejmowanie decyzji w kwestiach strategicznych w celu utrzymania bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Celem tej oceny jest dostarczenie

²⁷⁾ Entso-E, European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition ACER's approved and amended version, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/> [dostęp: 29.10.2024]

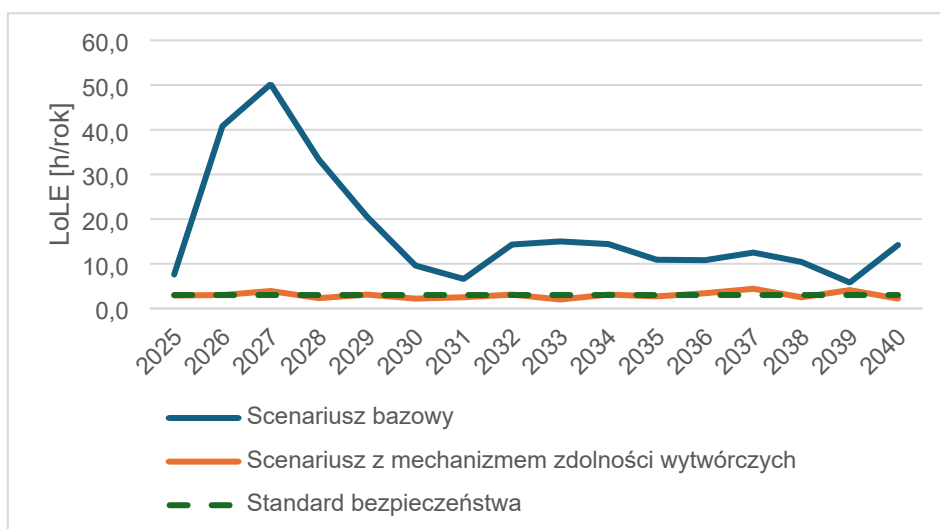
wglądu w oczekiwany rozwój przyszłego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie co najmniej średnioterminowym.

Wyniki tej oceny wskazują na prawdopodobne problemy z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce w całym okresie. Najwyższy niedobór mocy prognozowany jest na lata 2026 i 2027, w których bez funkcjonowania mechanizmu mocowego standard bezpieczeństwa przekroczony jest 15-krotnie. Wynika to w szczególności z faktu, że aktualne warunki rynkowe, w związku z brakiem możliwości wsparcia w ramach rynku mocy jednostek opalanych węglem kamiennym i brunatnym, nie pozwalają na uzyskiwanie stabilnych dodatnich marż na produkcji energii elektrycznej, przez co duża część jednostek zagrożona jest odstawieniem z powodów ekonomicznych. W celu zapobieżenia wycofaniom ekonomicznym istniejących jednostek wysokoemisyjnych w wielkości niezbędnej do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw Ministerstwo Klimatu i Środowiska wystąpiło z projektem wprowadzenia dodatkowej aukcji uzupełniającej, w ramach której możliwy byłby udział jednostek wytwórczych emitujących powyżej 550 kg CO₂/MWh i ich konkurowanie z pozostałymi podmiotami, które spełniają limit (jednostki wytwórcze, magazyny energii, DSR, jednostki zagraniczne). Taką możliwość – w ograniczonym czasie i pod rygorystycznymi warunkami umożliwia rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 2024/1747 z 26.06.2024).

Wyniki NRAA udowadniają także, że bez utrzymania rynku mocy w kolejnej dekadzie, nie będzie możliwe dotrzymanie standardu bezpieczeństwa.

Na wykresie i w tabeli poniżej przedstawiono „oczekiwany czas przerw w dostawach energii elektrycznej”, będący skutkiem braku wystarczającej mocy zasobów wytwórczych w scenariuszu bazowym oraz scenariuszu uwzględniającym mechanizm zdolności wytwórczych, na podstawie wyników zamieszczonych we wspomnianej ocenie. Na wykresie przedstawiono również obowiązujący standard bezpieczeństwa w wysokości 3h/rok. Standard ten został obliczony zgodnie z metodą zatwierdzoną przez ACER.

Rysunek 20. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” zgodnie z NRAA



Źródło: Opracowanie własne na podstawie oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040 listopad 2024

Tabela 2 „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” zgodnie z NRAA

	Scenariusz bazowy	Scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych ²⁸⁾
2025	7,6	2,9
2026	40,8	3
2027	50,2	3,9
2028	33,3	2,3
2029	20,5	3,1
2030	9,6	2,2
2031	6,6	2,5
2032	14,3	3,1
2033	15,0	2
2034	14,4	3,1
2035	10,9	2,7
2036	10,8	3,4
2037	12,5	4,4
2038	10,4	2,5
2039	5,8	4,1
2040	14,2	2,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025–2040 listopad 2024

Jak widać na wykresie oraz w tabeli powyżej, pokrycie kosztów ponoszonych przez jednostki sterowalne, które nie są pokrywane przez rynek energii pozwoli na utrzymanie wartości LoLE na poziomie zgodnym z przyjętym standardem bezpieczeństwa.

Zgodnie z art. 103 ust. 1 ustawy o rynku mocy Rada Ministrów, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy na podstawie analiz bilansowych krajowego systemu elektroenergetycznego. Ze względu na to, że wyniki oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym bezpośrednio determinują możliwość lub brak możliwości zastosowania różnych mechanizmów mocowych, ocenę funkcjonowania rynku mocy należy rozpatrywać łącznie z analizą wystarczalności zasobów. Dlatego właśnie NRAA stanowi załącznik nr. 1 do niniejszego dokumentu.

²⁸⁾ W scenariuszu z mechanizmem zdolności wytwórczych należy uznać, że standard bezpieczeństwa dostaw wynoszący 3h/rok będzie dotrzymany, a niewielkie różnice wynikają z konieczności kwantyfikacji mocy.

5. Podsumowanie i rekomendacje – rynek mocy po 2030 r.

Mając na względzie analizy bilansowe KSE i ocenę stopnia rozwoju rynku energii oraz ocenę dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy, należy stwierdzić, że istnieje **potrzeba kontynuowania, w formule dostosowanej do obecnych wyzwań systemu elektroenergetycznego, mechanizmu wspierającego zapewnienie wystarczalności zasobów wytwórczych o charakterze ogólnorynkowym**. Rynek mocy powinien pozostać neutralny technologicznie, przy czym powinien on zapewniać otwartość na nowoczesne rozwiązania techniczne, technologiczne i organizacyjne (np. tzw. cable-pooling, technologie mieszane, konwersje technologii w kierunku nisko i zeroemisyjnych etc.).

Ryzyko przekroczenia standardu bezpieczeństwa w latach 2031–2040 jest istotnie niższe niż było to identyfikowane w prognozach aktualnych przed wprowadzeniem rynku mocy na lata 2021–2030. Zważywszy na fakt, że zgodnie z analizami jest widoczne jednak ryzyko niedotrzymania standardu bezpieczeństwa, które wpłynęłoby negatywnie na bezpieczeństwo dostaw energii w Polsce i rozwój gospodarczy, jest konieczne wprowadzanie dodatkowych zachęt do budowy nowych mocy wytwórczych oraz rozwoju technologii związanych z magazynowaniem energii oraz redukcją zapotrzebowania. W związku z tym jest rekomendowane przedłużenie funkcjonowania rynku mocy na kolejne lata.

W celu promowania budowy nowych elastycznych mocy, zwłaszcza w technologiach o niskiej lub zerowej emisyjności, jest zasadne wprowadzenie zmian w sposobie premiowania i kontraktowania jednostek w rynku mocy tak, aby premiować moc, która w krótkim czasie dostosowuje się do zmiany popytu i podaży na rynku energii elektrycznej.

W zależności od postępów przygotowania nowych rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy jest zasadne skupienie wysiłków w pierwszej kolejności na perspektywie krótko- i średnioterminowej oraz rozważenie przygotowania reformy rynku mocy w dwóch etapach. W pierwszym z nich może okazać się konieczne przygotowanie rozwiązań dla dedykowanych przetargów, które zostaną włączone w zobowiązania rynku mocy. Natomiast w całym okresie, w zależności od tempa realizacji nowych inwestycji (np. gazowych lub wodorowych), jest zasadne rozważenie rozwiązań umożliwiających zapobieżenie wycofaniom ekonomicznym istniejących jednostek wysokoemisyjnych, w celu zmniejszenia ryzyka zakłóceń bezpieczeństwa dostaw do czasu powstania nowych zasobów niskoemisyjnych, mając na uwadze sytuację w regionie i czynniki makroekonomiczne.

Rynek mocy powinien być także uzupełniony funkcjonującymi obok niego dedykowanymi usługami wspierającymi elastyczność systemu elektroenergetycznego po stronie popytu i podaży oraz systemami wsparcia dla inwestycji wysoce kapitałochłonnych w formie np. dwustronnego kontraktu różnicowego.

Konieczne będzie również uelastycznienie lub dostosowanie elementów technicznych rynku mocy, takich jak zróżnicowanie korekcyjnych współczynników dyspozycyjności, do charakteru pracy źródeł oraz odpowiadającego na wyzwania związane z ich integracją w KSE, który umożliwi m.in. zaadresowanie kwestii ograniczonej pojemności magazynów i ograniczonego czasu możliwej redukcji strony popytowej.

W celu wywarcia pozytywnego wpływu na płynność w innych obszarach rynku energii, jest możliwe także nałożenie na część lub wszystkie jednostki rynku mocy dodatkowych obowiązków związanych np. z obowiązkiem aktywnego uczestnictwa w mechanizmie centralnego bilansowania systemu elektroenergetycznego lub jego wybranych elementach.

Ostatnia reforma rynku energii elektrycznej wskazuje na potrzebę przeprowadzenia oceny zapotrzebowania w zakresie elastyczności, zwłaszcza elastyczności nieopartej na paliwach kopalnych, oraz przeanalizowania możliwości promowania elastyczności w ramach mechanizmów zdolności wytwórczych. W związku z tym w mechanizmie rynku mocy po roku 2030 należy rozważyć elementy dotyczące elastyczności, kładąc nacisk w tym zakresie na udział magazynów energii i odpowiedzi strony popytowej. Należy rozważyć także utworzenie komplementarnego mechanizmu bazującego na rozwiązaniach istniejącego rynku mocy, dedykowanego technologiom elastyczności niebazującej na paliwach kopalnych. Pozwoli to na efektywniejszą transformację sektora energii elektrycznej spowodowaną zmianami technologicznymi i wyzwaniami klimatycznymi.

Niezależnie od powyższego, jest konieczne zapewnienie możliwie wysokiej efektywności kosztowej funkcjonowania mechanizmu, ponieważ jego funkcjonowanie jest przenoszone na odbiorców końcowych przez opłatę mocową. Zbyt wysoki poziom kosztów energii elektrycznej może mieć negatywny wpływ na sytuację gospodarstw domowych i przedsiębiorstw w Polsce przez negatywny wpływ na konkurencyjność polskiej gospodarki, w szczególności w funkcjonowaniu przedsiębiorstw energochłonnych.

6. Spis ilustracji

<i>Rysunek 1. Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym w latach 1960-2023.</i>	8
<i>Rysunek 2. Produkcja energii elektrycznej w latach 1950-2018.</i>	9
<i>Rysunek 3. Saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą w latach 2014-2023 - przepływy fizyczne.</i>	10
<i>Rysunek 4. Wolumen DSR zakontraktowany na poszczególne okresy dostaw.</i>	17
<i>Rysunek 5. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach dla nowych jednostek wytwórczych.</i>	18
<i>Rysunek 6. Obowiązek mocy w magazynach energii, które zawarły umowy mocowe w aukcjach na poszczególne okresy dostaw.</i>	19
<i>Rysunek 7. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach dla modernizowanych jednostek wytwórczych.</i>	20
<i>Rysunek 8. Moce zakontraktowane w aukcjach mocy w poszczególnych latach przez elektrownie szczytowo-pompowe i inne elektrownie wodne z członem pompowym.</i>	21
<i>Rysunek 9. Moc zakontraktowana na aukcjach mocy w GW.</i>	22
<i>Rysunek 10. Moc zakontraktowana na aukcjach głównych w podziale na paliwa.</i>	23
<i>Rysunek 11. Wykonanie skorygowanych obowiązków mocowych w okresach przywołania na rynku mocy w dniu 23 września 2022 r.</i>	24
<i>Rysunek 12. Wielkości nadwyżki wykonania i niewykonania w dwóch okresach przywołania na rynku mocy w dniu 23 września 2022 r.</i>	25
<i>Rysunek 13. Moc zainstalowana w niesterowalnych odnawialnych źródłach energii elektrycznej.</i>	28
<i>Rysunek 14. Wartość nominalna umów mocowych zawartych w toku dotychczasowych aukcji mocy.</i>	29
<i>Rysunek 15. Koszt umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównych w podziale na paliwa.</i>	30
<i>Rysunek 16. Stawki opłaty mocowej dla odbiorców ryczałtowych.</i>	30
<i>Rysunek 17. Stawki opłaty mocowej dla pozostałych odbiorców.</i>	31
<i>Rysunek 18. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” w scenariuszu referencyjnym.</i>	37
<i>Rysunek 19. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” w scenariuszu wrażliwości.</i>	38
<i>Rysunek 20. „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” zgodnie z NRAA.</i>	40

7. Spis tabel

<i>Tabela 1 Poprawa wpływu energetyki na środowisko.</i>	27
<i>Tabela 2 „Oczekiwany czas braku dostaw energii elektrycznej” zgodnie z NRAA.</i>	40

8. Załącznik

1. Ocena wystarczalności zasobów wytwórczych na poziomie krajowym.

OCENA WYSTARCZALNOŚCI ZASOBÓW NA POZIOMIE KRAJOWYM 2025 - 2040

listopad 2024



Spis treści

1	Wprowadzenie	5
2	Wystarczalność zasobów wytwórczych w Polsce	7
3	Metodyka obliczeń	11
4	Kluczowe założenia	15
5	Scenariusze oraz wyniki	32
6	Podsumowanie i wnioski	41
7	Załączniki.....	42

Lista nazw, skrótów i symboli

DSR	Reakcja strony popytowej - usługa dobrowolnego i czasowego obniżenia zużycia energii elektrycznej przez odbiorców lub przesunięcie w czasie poboru na polecenie OSP, w zamian za oczekiwane wynagrodzenie
EENS	Wskaźnik oczekiwanej ilości energii elektrycznej niedostarczonej przez system przesyłowy elektroenergetyczny, wyrażony w MWh na rok, stanowiący sumę iloczynów mocy niedostarczonej wskutek przerwy i czasu trwania tej przerwy
ENTSO-E	Stowarzyszenie Europejskich Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej
ERAA	Ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943
JWCD	Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana zgodnie z definicją zawartą w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej opracowanej na podstawie art. 9g ust. 1,4,5c i 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne i zatwierdzonej decyzjami Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 19 stycznia 2024 r. oraz nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 23 lutego 2024 r.
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LOLE	Oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie, gdy zdolności wytwórcze nie zapewniają pokrycia zapotrzebowania i dlatego występuje dodatnia wartość energii niedostarczonej
nJWCD	Jednostka wytwórcza niebędąca jednostką wytwórczą centralnie dysponowaną zgodnie z definicją zawartą w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej opracowanej na podstawie art. 9g ust. 1,4,5c i 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne i zatwierdzonej decyzjami Prezesa URE nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 19 stycznia 2024 r. oraz nr DRR.WRE.4320.4.2023.LK z dnia 23 lutego 2024 r.
NRAA	Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943
PECD	Paneuropejska Baza Danych Klimatycznych
Rozporządzenie (EU) 2019/943	Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019)
URE	Urząd Regulacji Energetyki – Podmiot, za pośrednictwem którego Prezes URE wykonuje swoje kompetencje
VoLL	Wartość niedostarczonej energii zgodnie z definicją zawartą w Artykule 2 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej

1 Wprowadzenie

Niniejszy dokument przedstawia ocenę wystarczalności zasobów wytwórczych na poziomie krajowym (NRAA), o której mowa w art. 15(i) ustawy Prawo energetyczne oraz art. 24 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54 z 14.06.2019 r.).

Krajowa ocena wystarczalności zasobów wytwórczych jest elementem mającym za zadanie wspierać podejmowanie decyzji przez decydentów w kwestiach strategicznych w celu utrzymania bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego.

Tło metodyczne i aspekty prawne

Zaprezentowane w raporcie NRAA wyniki mają zasięg krajowy, a do ich wyznaczenia wykorzystano metodę, zastosowaną w europejskiej ocenie wystarczalności zasobów ERAA, o której mowa w art. 23 ust. 5 rozporządzenia 2019/943. Dodatkowo sporządzona ocena wystarczalności zasobów wytwórczych wykorzystuje rozwinięte założenia uwzględniające specyfikę krajowego popytu i podaży energii elektrycznej, które szerzej przedstawiono w kolejnych częściach dokumentu. Jednocześnie, należy zaznaczyć, że przyjęte założenia zakładają realizację celów określonych w poszczególnych dyrektywach Parlamentu i Rady (UE), m.in. dyrektywie z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej, rewizji Dyrektywy o energii ze źródeł odnawialnych przyjętej przez Radę UE w dniu 9 października 2023 r., a także zostały sporządzone biorąc pod uwagę aktualne, na czas sporządzania założeń, prognozy wzrostu gospodarczego Narodowego Banku Polskiego i Ministerstwa Finansów, informacje techniczno-ekonomiczne dot. poszczególnych jednostek sektora wytwórczego, prognozy rozwoju źródeł odnawialnych oraz przewidywane zmiany w zapotrzebowaniu na energię elektryczną wynikające z postępującej transformacji energetycznej. Ewentualna zmiana trendów lub informacji wejściowych może powodować, że przeprowadzone analizy będą wymagały uaktualnienia.

Niniejszą NRAA przeprowadzono dla horyzontu czasowego obejmującego lata 2025 – 2040.

Wyniki oraz wnioski

Wyniki wykonanej NRAA, w szczególności wyniki scenariusza bazowego, pokazują, że w analizowanym okresie standard bezpieczeństwa dla Polski (rozdział 2.1) może nie być dotrzymany (tab. 1.1).

Tab. 1.1 Wyniki wskaźników LOLE i EENS dla scenariusza bazowego

Rok		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE	godz./rok	7,6	40,8	50,2	33,3	20,5	9,6	6,6	14,3	15,0	14,4	10,9	10,8	12,5	10,4	5,8	14,2
EENS	GWh/rok	5,8	40,6	54,4	52,1	31,8	13,8	9,4	22,7	24,3	23,6	18,1	23,5	25,3	23,3	13,5	33,6

Podstawowym założeniem scenariusza bazowego (rozdział 5.1) było wykazanie opłacalności, rozumianej jako dodatni wynik finansowy, wszystkich dostępnych jednostek wytwórczych (istniejących i planowanych) centralnie dysponowanych. Jednostki te zostały poddane optymalizacji ekonomicznej. Pozostałe jednostki wytwórcze np.: OZE, jednostki kogeneracyjne oraz przemysłowe przyjęto do analizy jako zdeterminowane, na podstawie założeń własnych oraz informacji pozyskanych od podmiotów sektora wytwórczego. W wyniku przeprowadzonych obliczeń, wykazano, że wyżej wspomnianą opłacalność, jednostki poddanie optymalizacji, będą w stanie uzyskać, gdy średni sumaryczny czas trwania deficytów mocy w roku będzie kształtować się na poziomie 10 - 20 godzin lub dla niektórych scenariuszy klimatycznych większym, przy jednoczesnym założeniu, że w okresach deficytu ceny energii elektrycznej będą dążyły do wartości VoLL. Wyżej wymienione liczby godzin z przewidywanym deficytem znacząco przekraczają wspomniany standard bezpieczeństwa określony na poziomie 3 godzin w roku.

Równocześnie w raporcie NRAA przedstawiono wyniki scenariusza, w którym założono, że standard bezpieczeństwa nie będzie istotnie przekroczony (tab. 1.2) w żadnym roku analizy (rozdział 5.2).

Tab. 1.2 Wyniki wskaźników LOLE i EENS dla scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych

Rok		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE	godz./rok	2,9	3,0	3,9	2,3	3,1	2,2	2,5	3,1	2,0	3,1	2,7	3,4	4,4	2,5	4,1	2,2
EENS	GWh/rok	1,8	2,1	3,2	2,4	3,6	2,2	2,9	3,8	2,1	4,3	3,8	6,4	10,2	5,1	8,7	4,0

W ramach analiz tego scenariusza wykonano analizę ekonomiczną wszystkich JWCD niezbędnych do osiągnięcia standardu bezpieczeństwa. Wyniki tej analizy wskazują, że w systemie, który będzie zapewniał spełnienie standardu bezpieczeństwa, znaczna część jednostek wytwórczych będzie nieopłacalna tj. marża drugiego stopnia będzie ujemna. W celu utrzymania tych jednostek w systemie niezbędne jest więc wdrożenie mechanizmu lub mechanizmów zdolności wytwórczych, które pozwolą na utrzymanie istniejących oraz podejmowanie inwestycji w nowe źródła mocy dyspozycyjnej, w tym w szczególności jednostki opalane gazem ziemnym, z możliwością przyszłej konwersji na jednostki opalane wodorem lub biometanem, oraz magazyny energii elektrycznej.

Założenia

Raport NRAA przygotowano wykorzystując aktualne dane dotyczące jednostek wytwórczych, połączeń transgranicznych, zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz jednostek redukcji zapotrzebowania tj. DSR. W zakresie DSR uwzględniono zarówno możliwości po stronie popytu, gdzie konsumenci reagują na sygnały cenowe na rynku dobrowolnie dostosowując swoje zużycie energii, jak i jednostki DSR uczestniczące aktywnie w rynku energii. Wzięto także pod uwagę aktualne informacje w zakresie otoczenia sektora wytwórczego m.in. ceny paliw i opłaty za emisje CO₂.

2 Wystarczalność zasobów wytwórczych w Polsce

2.1 Standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w Polsce

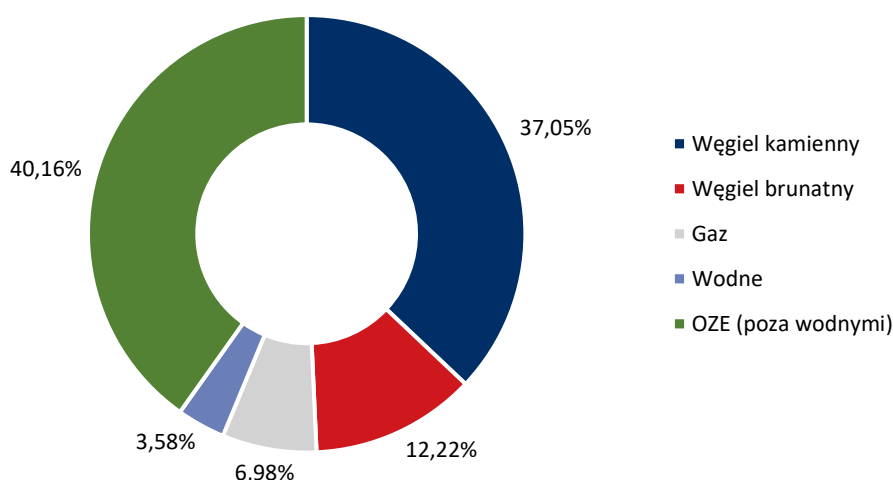
Standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych wyznaczony zgodnie z metodyką zatwierdzoną przez ACER¹ został w Polsce ustanowiony w drodze Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym.

Zgodnie z ww. rozporządzeniem standard bezpieczeństwa wynosi 3 godziny na rok, przy czym przez godzinę zaliczaną do standardu bezpieczeństwa uznaje się godzinę, w której dopuszcza się wystąpienie braku możliwości zrównoważenia sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu z zapotrzebowaniem sieci, minimalną rezerwą zdolności wytwórczych oraz planowanym saldem wymiany międzynarodowej.

2.2 Sektor wytwórczy energii elektrycznej w Polsce

Sektor wytwórczy energii elektrycznej w Polsce na koniec 2023 roku w ponad połowie stanowiły jednostki wytwórcze w których następuje spalanie paliw kopalnych (Rys. 2-1). Zdecydowaną większość w tej grupie stanowią jednostki opalane węglem kamiennym i węglem brunatnym, sumarycznie osiągając ponad 49% całkowitej mocy zainstalowanej brutto. Pomimo tego, w 2023 roku odpowiadały one za produkcję blisko 68% energii elektrycznej wytworzonej w kraju. Uzupełnieniem ww. źródeł konwencjonalnych są źródła odnawialne (farmy wiatrowe, źródła słoneczne, elektrownie wodne, biogazowe i biomasowe), które stanowiły blisko 44% mocy zainstalowanej brutto, odpowiadając jednocześnie za ok. 24% wytworzonej energii elektrycznej.

Rys. 2-1 Struktura procentowa mocy zainstalowanej brutto w KSE stan na 31.12.2023 roku.

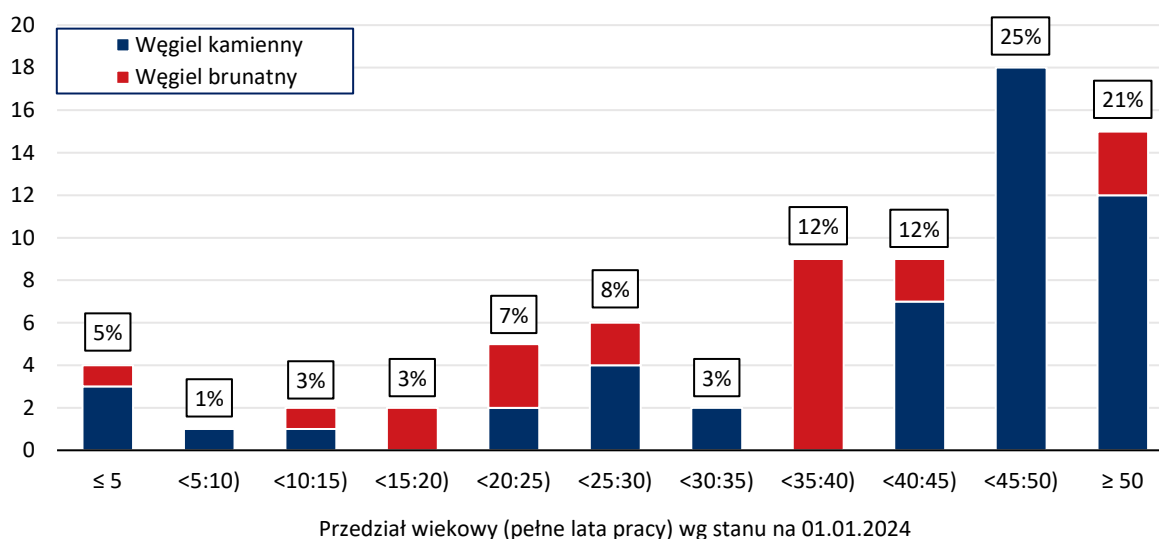


Opisana powyżej struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce zmienia się w sposób dynamiczny. Największy wpływ na te zmiany ma przyłączanie nowych źródeł odnawialnych oraz, co istotniejsze, wyłączenie

¹ Decyzja ACER nr 23/2020 z dnia 2 października 2020 w sprawie metodyki dotyczącej określenia wartości niedostarczonej energii elektrycznej, kosztu wejścia na rynek nowej jednostki i normy niezawodności

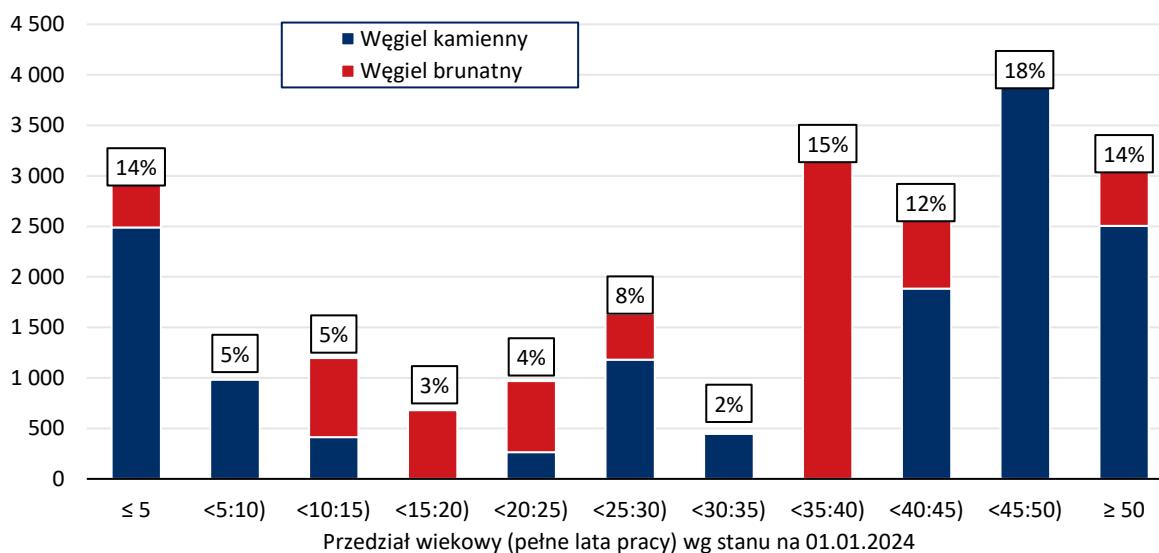
wyeksplotowanych źródeł węglowych. Średni wiek bloku JWCD, w którym spala się węgiel kamienny albo brunatny wynosi ponad 37 lat (Rys. 2-2). Liczbowo 88% jednostek jest w wieku ponad 20 lat, natomiast jednostki w wieku 40 lat i więcej stanowią blisko 60%.

Rys. 2-2 Liczba JWCD węglowych w danym przedziale wiekowym i ich udział w ogólnej liczbie jednostek



Powyższa statystyka, tylko nieznacznie lepiej kształtuje się w kontekście mocy osiągalnych poszczególnych jednostek węglowych. W zestawieniu mocowym jednostki ponad 20-letnie stanowią niespełna 74% mocy, natomiast jednostki ponad 40-letnie odpowiadają za 45% mocy (Rys. 2-3).

Rys. 2-3 Moc osiągalna netto JWCD węglowych w danym przedziale wiekowym i ich udział w łącznej mocy jednostek [MW]



2.3 Rynek mocy jako mechanizm wynagradzania za zdolności wytwórcze

Rynek mocy w Polsce jest mechanizmem mającym na celu zapewnienie stabilnych dostaw energii elektrycznej poprzez wynagradzanie dostawców mocy za utrzymanie gotowości do dostarczania mocy do systemu oraz jej dostarczanie w tzw. okresach przywołania na rynku mocy. Wprowadzony został w Polsce w 2018 roku na mocy ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2021 r. poz. 1854 z późn. zm.). Jego głównym celem jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez zagwarantowanie dostępności zasobów mocy w ilości wystarczającej dla zapewnienia stabilnej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zwłaszcza

w momentach szczytowego zapotrzebowania. Dodatkowo jest on formą zachęty do inwestycji w nowe źródła wytwórcze i magazyny energii elektrycznej oraz fundamentem rozwoju i utrzymania dostępności usług redukcji zapotrzebowania odbiorców (DSR).

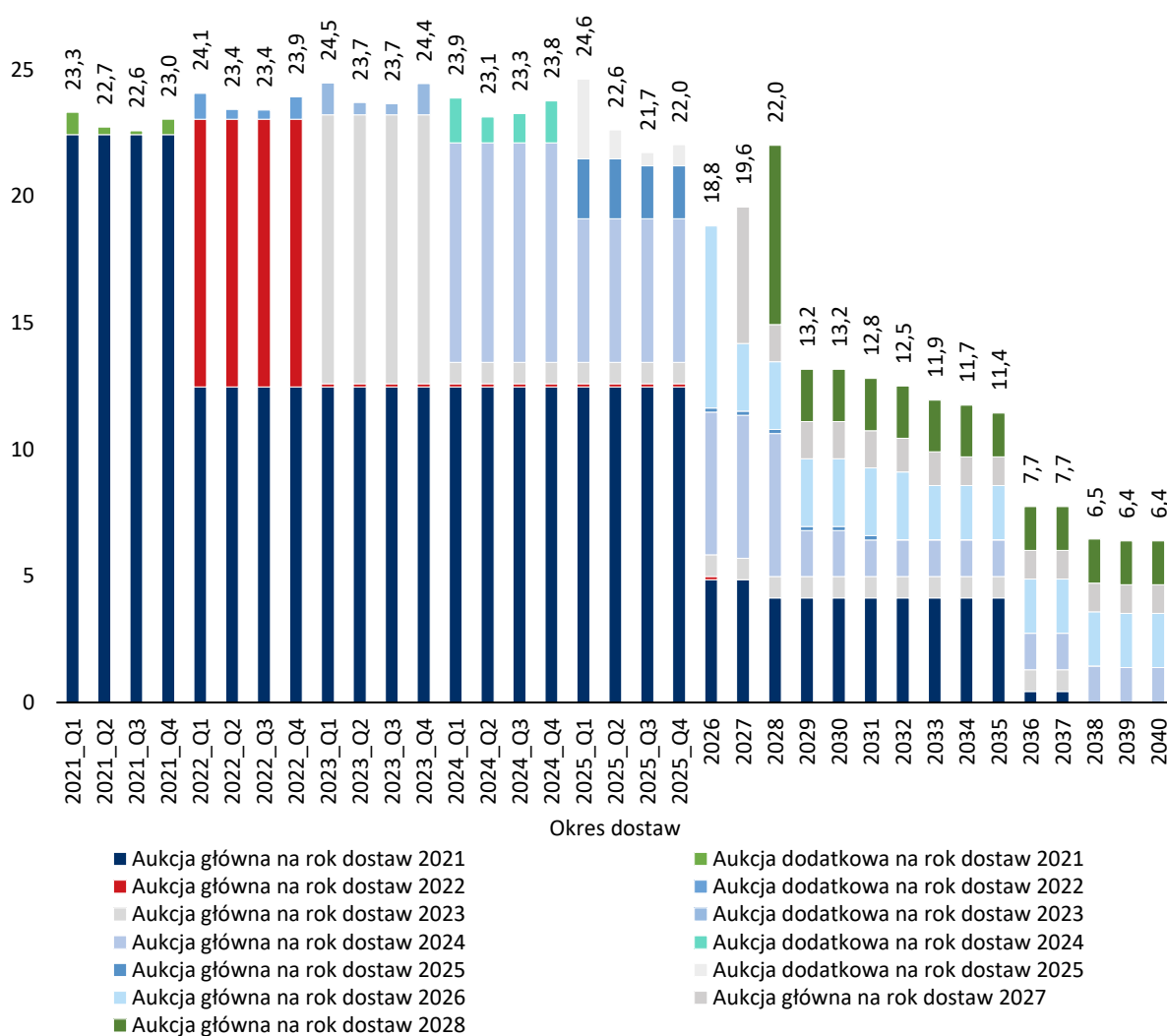
Uczestnikami rynku mocy są zarówno wytwórcy, jednostki magazynujące energię elektryczną, jak i odbiorcy energii, którzy posiadają zdolność do ograniczania swojego zapotrzebowania w określonych momentach.

Aby uczestniczyć w rynku mocy, jednostki przechodzą dwuetapowy proces certyfikacji składający się z certyfikacji ogólnej i certyfikacji do aukcji. Po uzyskaniu odpowiedniego certyfikatu, jednostki biorą udział w aukcjach mocy. W ramach rynku mocy organizowane są aukcje główne odbywające się w piątym roku przed okresem dostaw, a także aukcje dodatkowe – w roku poprzedzającym rok dostaw. Jednostki rynku mocy, które wygrają aukcje, zawierają umowy mocowe. W ramach aukcji głównych możliwe jest zawarcie umów jednorocznych w przypadku jednostek istniejących oraz umów wieloletnich (o maksymalnej długości do 17 lat) w przypadku spełnienia określonych warunków dotyczących typu jednostki oraz poniesionych nakładów inwestycyjnych. W aukcjach dodatkowych zawierane są umowy kwartalne.

Na podstawie zawartych umów mocowych jednostki rynku mocy zobligowane są do pozostawania w gotowości do dostarczania mocy do systemu oraz do dostawy mocy w okresach przywołania na rynku mocy. Okresy przywołania na rynku mocy ogłaszane są w sytuacji, gdy poziom rezerw jest niższy niż określony próg bezpiecznej pracy KSE. Za świadczenie tych usług jednostki rynku mocy co miesiąc otrzymują wynagrodzenie wynikające z ceny zamknięcia aukcji mocy oraz zaoferowanego obowiązku mocowego.

Rys. 2-4 przedstawia wartości mocy wynikające z obowiązków mocowych zakontraktowanych w dotychczas przeprowadzonych aukcjach mocy.

Rys. 2-4 Obowiązki mocowe zakontraktowane w dotychczas przeprowadzonych aukcjach mocy [GW]



Do tej pory przeprowadzono osiem aukcji głównych na lata 2021-2028 oraz 20 aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały lat 2021-2025. W 2025 roku zostanie przeprowadzona ostatnia przewidziana w obowiązującej ustawie aukcja główna (na rok dostaw 2030).

3 Metodyka obliczeń

Przeprowadzona krajowa ocena wystarczalności zasobów wytwórczych obejmuje okres szesnastu lat, od roku 2025 do roku 2040. Pod względem zastosowanych metod, NRAA jest zgodna z zapisami Artykułu 24 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, w szczególności: ma charakter regionalny, wykorzystuje obliczenia probabilistyczne, ocenia wpływ ekstremalnych zjawisk meteorologicznych na bilansowanie systemu, stosuje jednolite narzędzie modelowania, a także bierze pod uwagę założenia uwzględniające specyfikę krajowego popytu i podaży na energię elektryczną.

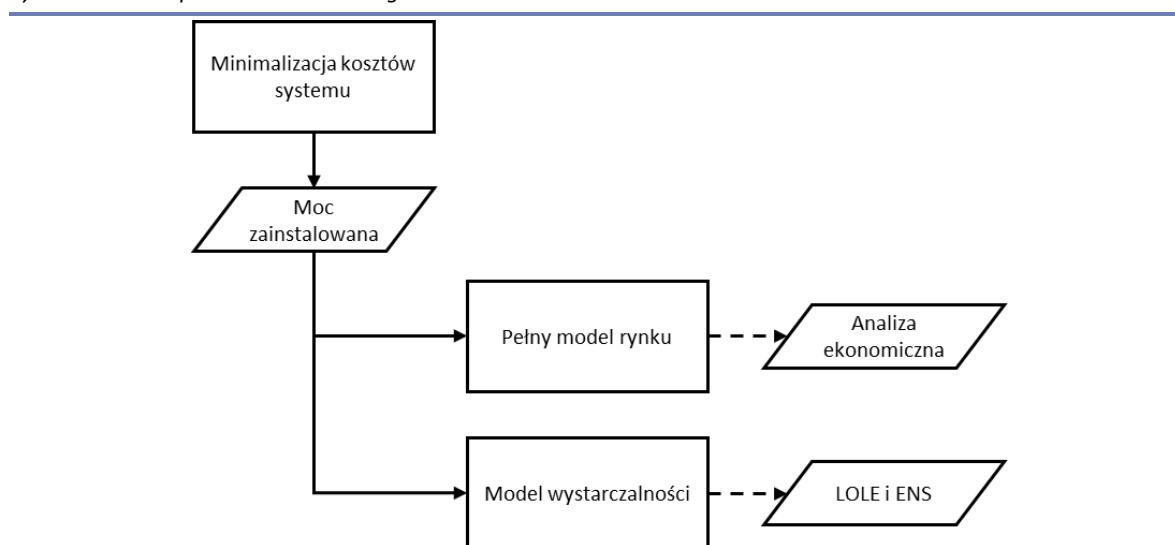
3.1 Schemat procesu

Obliczenia prowadzone w ramach NRAA były realizowane przy pomocy trzech modeli, tj.:

1. modelu minimalizacji kosztu systemu,
2. modelu pełnego rynku energii,
3. modelu wystarczalności.

Rys. 3-1 przedstawia schemat wykorzystania poszczególnych modeli obliczeniowych do analizy scenariuszy w NRAA.

Rys. 3-1 Schemat procesu obliczeniowego NRAA



Każdy model obliczeniowy NRAA zbudowano i obliczono w oprogramowaniu PLEXOS, które jest narzędziem do modelowania, optymalizacji i symulacji systemów energetycznych, wykorzystywanym m.in. przez ENTSO-E podczas opracowywania europejskiej oceny wystarczalności generacji (ERAA) oraz dziesięcioletniego planu rozwoju sieci przesyłowych (TYNDP).

3.2 Model minimalizacji kosztu systemu

Model minimalizacji kosztu systemu jest zadaniem optymalizacyjnym w horyzoncie długoterminowym, które ma na celu efektywne planowanie rozwoju systemu elektroenergetycznego. Model, przy wykorzystaniu algorytmów optymalizacyjnych, analizuje kluczowe zagadnienia dotyczące zmian miksu elektroenergetycznego, tj. analizuje zasadność utrzymania w pracy istniejących jednostek oraz inwestycji w nowe moce wytwórcze. Wynikiem jest zbiór podjętych decyzji optymalizacyjnych, charakteryzująca się najniższymi kosztami niezbędnymi do poniesienia w sektorze wytwórczym (tzw. minimum kosztowe systemu). W przedmiotowym modelu nie ma bezwzględnego wymogu utrzymania standardu bezpieczeństwa, tj. model dopuszcza także sytuacje, w których część zapotrzebowania na energię elektryczną nie zostanie pokryta przez generację jednostek wytwórczych.

W takich przypadkach koszt niedostarczonej energii przyjmowany jest jako iloczyn wielkości niedostarczonej energii oraz ceny maksymalnej określonej w wartości VoLL (opisanej w rozdziale 4.5). Należy dodatkowo zaznaczyć, że model ten nie analizuje opłacalności pojedynczych jednostek wytwórczych. Znajduje rozwiązanie zachowujące minimum kosztowe z perspektywy całego systemu elektroenergetycznego, ale w ramach wybranego rozwiązania dopuszcza pracę jednostek wytwórczych niegenerujących zysku na poziomie operacyjnym, które w rzeczywistości mogą być zagrożone odstawieniem z powodów ekonomicznych.

W celu dokładnego odwzorowania dynamiki systemu, model obejmuje zmienność produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną (z uwzględnieniem rezerwy operacyjnej) z rozdzielczością godzinową w całym rozpatrywanym horyzoncie czasowym, który został celowo rozszerzony do lat 2025 – 2050. Takie podejście pozwala na precyzyjne modelowanie wahań zarówno popytu, jak i podaży energii elektrycznej w krótkich przedziałach czasowych, co jest szczególnie istotne w kontekście odwzorowania pracy magazynów energii elektrycznej i elektrolizerów oraz zarządzania dynamicznymi zmianami wynikającymi z rosnącego udziału źródeł odnawialnych. Dzięki temu modelowany system może być optymalnie bilansowany nawet przy dużym nasyceniu źródłami pogodozależnymi takimi jak elektrownie wiatrowe i słoneczne. Wynikiem modelu są dane dla horyzontu 2025 – 2040, jednakże wcześniej wspomniane objęcie horyzontu do roku 2050 pozwala na lepsze uwzględnienie decyzji podjętych przez model, w szczególności decyzji dotyczących budowy nowych jednostek, których horyzont eksploatacji wykraczająca poza badany horyzont czasowy tzw. brak „efektu końca świata”.

Jednocześnie, aby odwzorować zmienność warunków pogodowych, mimo dostępu do dużej ilości danych związanych z wariantami klimatycznymi, na wstępie dokonano klasteryzacji dostępnych danych klimatycznych (rozdział 4.3.1). W wyniku klasteryzacji wyodrębniono trzy reprezentatywne lata klimatyczne, które najlepiej oddają zróżnicowanie warunków klimatycznych w badanym okresie, jednocześnie pozwalając na ocenę kosztów pracy systemu w różnych warunkach klimatycznych. Następnie, dla wyniku klasteryzacji przeprowadzono zadanie optymalizacji sektora wytwórczego w ramach opisywanego modelu.

W celu umożliwienia podjęcia przez model decyzji o inwestycjach w nowe źródła mocy dyspozycyjnej, dopuszczono możliwość optymalizacji i podejmowania decyzji dot. inwestycji w poniższe technologie:

- elektrownie w technologii CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) zasilane gazem ziemnym,
- elektrownie w technologii CCGT zasilane zielonym wodorem,
- elektrownie w technologii OCGT (Open Cycle Gas Turbine) zasilane gazem ziemnym,
- bateryjne systemy magazynowania energii bazujące na ogniwach elektrochemicznych.

Optymalizacja istniejącej floty źródeł wytwórczych obejmowała swoim zakresem JWCD opalane węglem kamiennym oraz węglem brunatnym, i polegała na podjęciu decyzji dotyczącej utrzymania ich w pracy w poszczególnych latach.

Na decyzje modelu wpływ miały poszczególne parametry techniczno-ekonomiczne technologii:

- nakłady inwestycyjne oraz remontowe,
- koszty operacyjne stałe i zmienne,
- sprawności jednostek wytwórczych,
- koszty stałe związane z funkcjonowaniem kompleksów węgla brunatnego (dotyczy tylko istniejących JWCD),
- koszty wynikające z wycofania jednostek z eksploatacji (dotyczy tylko istniejących JWCD).

Przyjęte parametry techniczno-ekonomiczne dla poszczególnych technologii zostały szerzej opisane w rozdziałach 4.7 (dla nowych technologii) i 4.6 (dla istniejących JWCD opalanych węglem).

Pozostałe jednostki wytwórcze, w tym m.in. OZE i jednostki kogeneracji przyjęto do analizy jako zdeterminowane, na podstawie założeń własnych oraz informacji pozyskanych od podmiotów sektora wytwórczego, co szerzej opisano w rozdziale 4.2.3.

W analizie uwzględniono także kontrybucję jednostek zagranicznych do bilansu (patrz rozdział 4.4.1) oraz udział strony popytowej, tj. DSR (rozdział 4.1.3), które umożliwiają elastyczne zarządzanie zużyciem energii przez odbiorców końcowych.

Należy mieć na uwadze, że rozwiązanie zadania optymalizacyjnego w granulacji godzinowej w perspektywie 25 lat wymagało zastosowania określonych uproszczeń, dlatego wyniki tego modelu potraktowano jako dane wsadowe, stanowiące odpowiednią podstawę do dalszych analiz wykonywanych przy pomocy modeli pełnego rynku energii oraz wystarczalności zapewniających większy poziom szczegółowości.

3.3 Model pełnego rynku energii

Model pełnego rynku energii służy do analizy optymalizacyjnej typu UCED (ang. Unit Commitment Economic Dispatch), której celem jest wyznaczenie poziomu produkcji jednostek wytwórczych zapewniających najniższy koszt pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, z uwzględnieniem ograniczeń bilansowych oraz technicznych. Do ograniczeń bilansowych można zaliczyć zachowanie równowagi pomiędzy popytem, a podażą energii elektrycznej, z uwzględnieniem wymaganych rezerw operacyjnych. W ramach działania modelu, w przypadku zidentyfikowania nadpodaży realizowane są zaniżenia generacji, które w skrajnych przypadkach mogą doprowadzić do występowania ujemnych cen. Natomiast niedobór generacji wpływa na występowanie wysokich cen energii elektrycznej, które w skrajnych przypadkach mogą osiągnąć wartość maksymalną, tj. wartość VoLL. Ograniczenia techniczne natomiast dotyczą charakterystycznych właściwości pracy poszczególnych typów źródeł wytwórczych np. moc osiągalna, minimum techniczne, sprawność, minimalny czas pracy po uruchomieniu, pojemność zbiornika/magazynu czy częstość występowania i czas naprawy dla remontów awaryjnych oraz planowych. Kwestie sieciowe nie są uwzględniane w modelu.

Optymalizacja realizowana jest w oparciu o parametry kosztowe źródeł wytwórczych oraz ich otoczenia rynkowego. W ramach pierwszej grupy uwzględniono koszt rozruchów oraz operacyjne koszty zmienne. Natomiast do drugiej grupy można zaliczyć ceny paliw i opłat za emisję CO₂.

Rezerwa operacyjna modelowana jest jako zapotrzebowanie na dwa typy rezerw tzn. rezerwa FCR i FRR. W modelu odwzorowane są one jako jedna wartość (suma). Jednostki podlegające optymalizacji, poza udziałem w modelowanym rynku energii mogą równocześnie ofertować (z określonym limitem) swoją moc na rynku rezerw.

Obliczenia przeprowadzone przy wykorzystaniu tego modelu realizowane są indywidualnie dla kolejnych lat kalendarzowych 2025 - 2040 oraz trzech charakterystycznych lat klimatycznych wybranych w ramach klasteryzacji (rozdział 4.3.1). Optymalizacja realizowana jest dla każdej godziny roku w kroku tygodniowym. Model zakłada jeden rozkład remontów awaryjnych i jeden rozkład remontów planowych.

Wynikiem obliczeń realizowanych modelem rynkowym jest zestaw parametrów ekonomicznych, dla danego roku kalendarzowego oraz danego scenariusza klimatycznego, określających wskaźnik marży drugiego stopnia dla każdej jednostki wytwórczej wyrażony następującym wzorem:

$$M_2 = \frac{(I_{EM} + I_{RR} + I_{HM}) - (C_{FC} + C_{VOM} + C_{EC} + C_{SC} + C_{FOM} + C_{RC} + C_{MC})}{P_I} \quad (1)$$

gdzie:

M_2	– marża drugiego stopnia;
I_{EM}	– przychód ze sprzedaży energii elektrycznej;
I_{RR}	– przychód wynikający ze świadczenia rezerw operacyjnych;
I_{HM}	– przychód ze sprzedaży ciepła;
C_{FC}	– koszt paliwa;
C_{VOM}	– operacyjne koszty zmienne;
C_{EC}	– koszt emisji CO ₂ ;

C_{SC}	– koszt uruchomienia;
C_{FOM}	– operacyjne koszty stałe;
C_{RC}	– koszty remontów;
C_{MC}	– koszty kopalni dla jednostek opalanych węglem brunatnym;
P_I	– moc zainstalowana.

Końcowy wskaźnik marży drugiego stopnia dla poszczególnych jednostek dla danego roku kalendarzowego wyznaczany jest jako suma wskaźników ze scenariuszy klimatycznych z uwzględnieniem wag obliczonych przy klasteryzacji scenariuszy klimatycznych (patrz rozdział 4.3.1).

3.4 Model wystarczalności

Model wystarczalności służy do analizy optymalizacyjnej typu ED (ang. Economic Dispatch), której celem jest wyznaczenie poziomu produkcji jednostek wytwórczych zapewniających najniższy koszt pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, z uwzględnieniem ograniczeń bilansowych i technicznych. Celem wykonywanych działań optymalizacyjnych jest zachowanie równowagi pomiędzy popytem a podażą energii elektrycznej, z uwzględnieniem wymaganej rezerwy. W ramach działania modelu, w przypadku zidentyfikowania nadpodaży realizowane są zaniżenie generacji, które w skrajnych przypadkach mogą doprowadzić do występowania ujemnych cen. Natomiast niedobór generacji wpływa na występowanie wysokich cen energii elektrycznej. Ograniczenia techniczne natomiast dotyczą charakterystycznych właściwości pracy poszczególnych typów źródeł wytwórczych np. moc maksymalna, sprawność, pojemność zbiornika/magazynu czy częstość występowania i czas naprawy dla remontów awaryjnych i planowych. W porównaniu do modelu pełnego rynku, w modelu wystarczalności nie są uwzględniane ograniczenia wynikające z minimum technicznego, minimalnego czasu pracy po uruchomieniu czy minimalnego czasu postoju po odstawieniu.

Optymalizacja realizowana jest w oparciu o parametry kosztowe, które dotyczą indywidualnych źródeł wytwórczych oraz ich otoczenia rynkowego. W ramach pierwszej grupy uwzględniono operacyjne koszty zmienne. Natomiast do drugiej grupy zalicza się ceny paliw i opłat za emisję CO₂. W porównaniu do modelu pełnego rynku, w tym przypadku koszty rozruchów jednostek wytwórczych nie biorą udziału w optymalizacji kosztu pokrycia zapotrzebowania. Są one natomiast wyznaczane na podstawie wyników optymalizacji i dodawane do kosztów całkowitych.

Rezerwa operacyjna modelowana jest jako zapotrzebowanie na dwa typy rezerw tzn. rezerwa FCR i FRR. W modelu odwzorowane są jako jedna wartość (suma). Jednostki podlegające optymalizacji, poza udziałem w modelowanym rynku energii mogą równocześnie ofertować (z określonym limitem) swoją moc na rynku rezerw.

Obliczenia przeprowadzone przy wykorzystaniu tego modelu realizowane są dla pełnego zbioru scenariuszy klimatycznych obejmujących dane z okresu lat 1982 - 2019. Optymalizacja realizowana jest dla każdej godziny roku w kroku dobowym. Model zakłada jeden rozkład remontów awaryjnych i dziesięć rozkładów remontów planowych.

Dla każdego scenariusza klimatycznego wynikiem obliczeń realizowanych modelem wystarczalności jest liczba godzin w roku, w których występuje niedostarczona energia elektryczna oraz suma energii niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej. Końcowym wynikiem obliczeń modelem wystarczalności dla danego roku kalendarzowego są wskaźniki LOLE i EENS, czyli średnia wartość liczby godzin, w których wystąpiła niedostarczona energia elektryczna oraz średnia wartość sumy energii niedostarczonej do odbiorców energii elektrycznej spośród wszystkich scenariuszy klimatycznych.

4 Kluczowe założenia

Poniżej przedstawiono kluczowe założenia dotyczące poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego, które stanowiły bazę do przeprowadzenia analiz w ramach NRAA.

Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (szerzej opisane w rozdziale 4.2)

Przy parametryzowaniu jednostek wytwórczych biorących udział w mechanizmie centralnego dysponowania wykorzystano dane techniczno-ekonomiczne oraz terminy planowanych odstawień pozyskane na podstawie wyników ankietyzacji przeprowadzonej w czerwcu 2024 r. Dodatkowo założono oddanie do pracy nowych jednostek wytwórczych, które posiadają obecnie ważne umowy mocowe. Uwzględniono także, będące w posiadaniu PSE, dane dotyczące dyspozycyjności i niezawodności zasobów wytwórczych.

Jednostki wytwórcze niebędące jednostkami centralnie dysponowanymi (szerzej opisane w rozdziale 4.2)

Dla jednostek niebiorących udziału w mechanizmie centralnego dysponowania przyjęto moc osiągalną w poszczególnych latach na podstawie ostatniej informacji uzyskanej od ich właścicieli przekazanej w ramach cyklicznego procesu ankietyzacji sektora wytwórczego (dane z początku 2024 r.).

Odnawialne źródła energii (szerzej opisane w rozdziale 4.2)

Prognozy rozwoju OZE przyjęte do NRAA są kierunkowo zgodne z krajowymi dokumentami strategicznymi. Przyjęto rozwój morskich elektrowni wiatrowych na podstawie dostępnych danych (w tym umów o przyłączenie) będących w posiadaniu PSE. W zakresie źródeł fotowoltaicznych oraz lądowych elektrowni wiatrowych przyjęto ich dynamiczny rozwój w kolejnych latach przy uwzględnieniu obserwowanych trendów i istniejących oraz zapowiadanych systemów wsparcia.

Energetyka jądrowa (szerzej opisane w rozdziale 4.2)

Założono budowę dużych bloków jądrowych zgodnie z mocami wskazanymi w Polskim programie energetyki jądrowej, przy czym oddanie pierwszego bloku do pracy założono w roku 2036. Rozpoczęcie eksploatacji kolejnych bloków jądrowych przyjęto odpowiednio w 2038 i 2040 roku.

Udział sąsiadujących Państw Członkowskich w zapewnieniu wystarczalności zasobów wytwórczych (szerzej opisane w rozdziale 4.4)

Udział Państw Członkowskich w zapewnieniu wystarczalności zasobów wytwórczych oszacowano na podstawie metodyki służącej do wyznaczania tzw. *Maximum Entry Capacity*². Założono przy tym, że wolumeny wymiany dla połączeń międzysystemowych z Ukrainą nie wpływają na wystarczalność zasobów wytwórczych.

Założenia cenowe, ceny surowców energetycznych i uprawnień do emisji CO₂ (szerzej opisane w rozdziale 4.5)

Wykorzystano prognozy cen poszczególnych typów paliw kopalnych oraz ceny uprawnień do emisji CO₂ przyjęte do sporządzenia Europejskiej Oceny Wystarczalności Zasobów Wytwórczych (ERAA 2024).

Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną (szerzej opisane w rozdziale 4.1)

Wykorzystane na potrzeby NRAA krzywe zapotrzebowania na moc i energię elektryczną zostały opracowane z uwzględnieniem danych historycznych dotyczących zużycia energii finalnej, prognoz wzrostu PKB i przewidywanych zmian w strukturze zużycia energii finalnej będących efektem postępującej transformacji energetycznej. Dla każdego roku kalendarzowego wykonano prognozę godzinową na moc w 38 scenariuszach lat

² Metodyka wyliczania maksymalnych zdolności wymiany międzysystemowej, które mogą zostać wykorzystane na potrzeby udziału zagranicznych dostawców mocy w mechanizmach mocowych (maximum entry capacity - MEC) zgodnie z decyzją ACER z dnia 22 grudnia 2020 r. "ACER Decision on technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms"

klimatycznych, gdzie każdy scenariusz klimatyczny charakteryzował się współzależnymi parametrami określającymi warunki hydrologiczne, wietrzne, nasłonecznienia i temperaturę zewnętrzną.

4.1 Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną

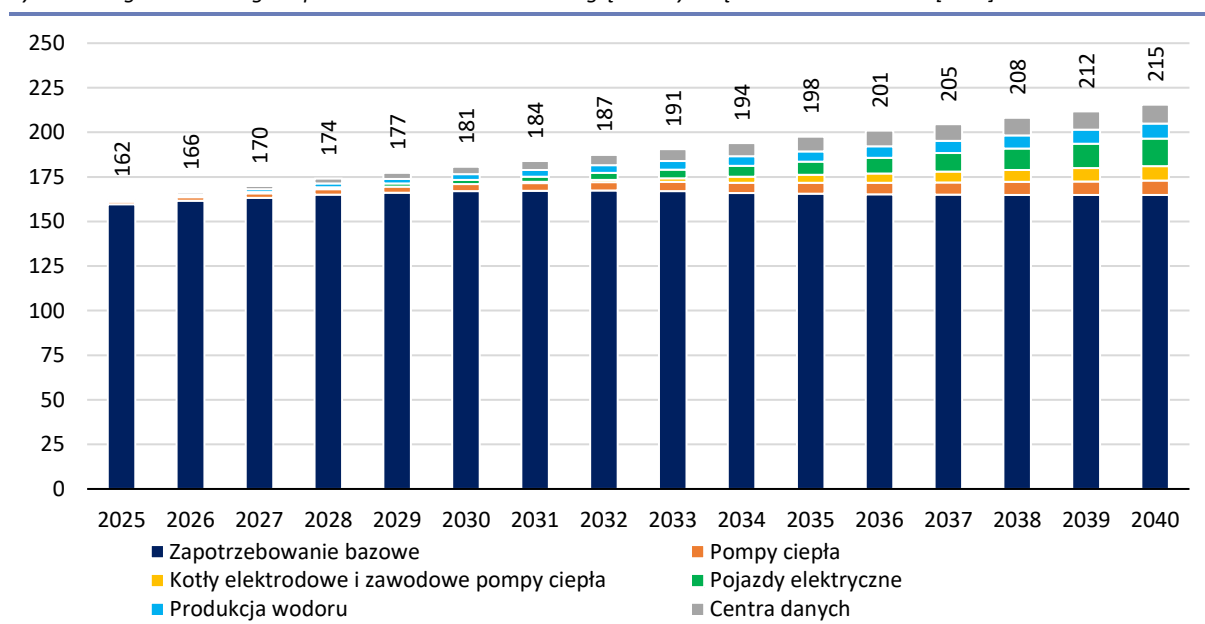
Długoterminową prognozę zapotrzebowania na energię i moc netto w KSE przygotowano biorąc pod uwagę historyczne trendy oraz prognozowane zużycie energii finalnej. Wzięto pod uwagę m.in. czynniki wpływające na strukturę zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej, prognozy wzrostu PKB w poszczególnych sektorach, zmiany technologiczne i konsumenckie oraz zmiany wynikające z dyrektyw unijnych w zakresie osiągnięcia przez Polskę wymaganego celu OZE w końcowym zużyciu energii finalnej. Ponadto, uwzględniono przewidywane zmiany strukturalne zużycia energii finalnej np. wzrost liczby pojazdów elektrycznych i pomp ciepła.

Prognozę zapotrzebowania na moc i energię elektryczną wykonano jako złożenie prognozy zapotrzebowania bazowego oraz indywidualnych prognoz dla sektorów, o coraz większym znaczeniu wynikającym z postępującej transformacji energetycznej tj.:

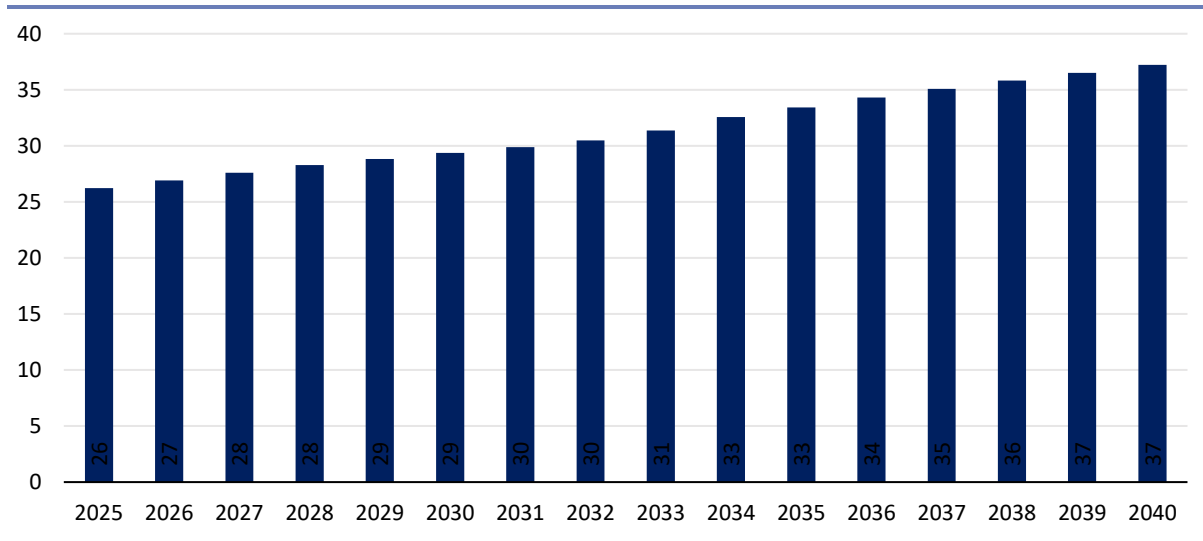
- pomp ciepła,
- pojazdów elektrycznych,
- centrów przetwarzania danych,
- kotłów elektrodowych i zawodowych pomp ciepła oraz
- instalacji produkcji zielonego wodoru.

Rys. 4-1 oraz rys. 4-2 przedstawiają odpowiednio wynik prognozy rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną netto oraz zapotrzebowania na moc w latach 2025 - 2040 przyjętą do analiz w ramach NRAA.

Rys. 4-1 Prognoza rocznego zapotrzebowania netto na energię elektryczną w latach 2025-2040 [TWh]



Rys. 4-2 Prognozowane zapotrzebowanie szczytowe w latach 2025-2040, średnia z lat klimatycznych [GW]



4.1.1 Bazowy profil zapotrzebowania na moc i energię

Popyt na moc jest kształtowany przez szeroki zakres czynników, co sprawia, że jest to złożone zagadnienie. Z jednej strony wpływają na niego warunki zewnętrzne (co skutkuje innym zapotrzebowaniem na potrzeby produkcji chłodu i ciepła). Z drugiej strony pewna część popytu jest niezależna od pogody i ma charakter strukturalny (np. zapotrzebowanie związane z procesami przemysłowymi). Wykorzystana metoda uwzględnia występowanie obu tych elementów. Uwzględnienie sezonowości popytu wraz z jego odpowiedzią na warunki zewnętrzne umożliwia analizę probabilistyczną z wykorzystaniem koncepcji scenariuszy klimatycznych.

Dla zobrazowania, wskazać należy, że w Polsce zapotrzebowanie na moc elektryczną w styczniu przekracza zapotrzebowanie obserwowane w maju, nawet przy jednakowych temperaturach zewnętrznych. Wynika to z faktu, że tylko część zapotrzebowania jest wrażliwa na zmiany temperatury (np. ogrzewanie, klimatyzacja), a reszta zależy od czynników sezonowych (np. długość dnia wpływa na działanie oświetlenia). Dlatego pierwszym krokiem było opracowanie modelu sezonowości poprzez eliminację trendów i normalizację wzorców sezonowych w danych.

Kolejna faza objęła opracowanie modelu termoczułości, w postaci modelu autoregresyjnego, uwzględniającego temperaturę w celu odzwierciedlenia warunków pogodowych. Inne czynniki pogodowe zostały pominięte ze względu na wykazaną współliniowość i ich drugorzędne znaczenie. Model termoczułości wykorzystuje reszty z modelu sezonowości (wartości nie uwzględnione przez zmiany sezonowe) oraz gradient temperatury, który jest różnicą między rzeczywistą temperaturą, a temperaturą referencyjną, czyli średnią godzinową temperaturą z wszystkich dostępnych danych.

Łącząc modele sezonowości i termoczułości, precyzyjnie odwzorowano zapotrzebowanie w różnych warunkach zewnętrznych, zgodnie z bazą danych PECD tj. w różnych scenariuszach klimatycznych.

4.1.2 Prognoza zapotrzebowania bazowego

Punktem odniesienia dla wykonanych analiz popytowych są dane statystyczne Eurostat dla Polski przedstawione w opracowaniu Energy Balance³ opublikowanym w grudniu 2022 r. Przedmiotowe opracowanie, aktualizowane cyklicznie, stanowi obszerny zbiór danych statystycznych przedstawiających bilans energetyczny, obejmujący

³ <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database/additional-data>

takie elementy jak import i krajowa produkcja energii pierwotnej poprzez procesy jej transformacji, aż do zużycia finalnego w krajach europejskich, w tym w Polsce. Dane statystyczne przedstawione są według zużycia poszczególnych typów paliw w podziale na sektory:

- transportu,
- przemysłu,
- usług,
- gospodarstw domowych,
- końcowego zużycia nieenergetycznego,
- branży energetycznej,
- pozostałe.

Długoterminowe bazowe zapotrzebowanie na energię w KSE przygotowano biorąc pod uwagę historyczne trendy oraz prognozowane zużycie energii finalnej. Wzięto pod uwagę czynniki wpływające na strukturę zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej, prognozy wzrostu PKB w poszczególnych sektorach, zmiany konsumenckie, technologiczne oraz zmiany wynikające z dyrektyw unijnych w zakresie osiągnięcia przez Polskę wymaganego celu OZE w końcowym zużyciu energii finalnej.

4.1.3 Prognoza zapotrzebowania na moc i energię

Na podstawie bazowego profilu oraz opisanej powyżej prognozy zapotrzebowania bazowego, przygotowano prognozę zapotrzebowania na moc. Prognoza na pierwsze lata uwzględnia zmiany w profilu popytu, odnosząc się do danych historycznych przy jednolitych warunkach otoczenia. W kolejnych latach prognozy, biorąc pod uwagę możliwe zmiany trendów i deformacje, profil został dostosowywany zgodnie z prognozą zużycia energii.

Aby lepiej odwzorować postępującą transformację energetyczną do prognozy bazowej dodawane są wyniki indywidualnych prognoz dla sektorów tj.:

- Prognoza zapotrzebowania w sektorze pojazdów elektrycznych.
Prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną pojazdów elektrycznych opracowano na podstawie analizy profili ruchu pojazdów oraz liczby pojazdów w poszczególnych latach prognozy. W ramach modelu uwzględniono wzorce codziennego ruchu pojazdów takie jak średnia długość przejazdów, godziny ładowania oraz średnie zużycie energii na kilometr pokonanej trasy.
- Prognoza zapotrzebowania w sektorze indywidualnych pomp ciepła.
Prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną pomp ciepła opracowano na podstawie analizy zapotrzebowania na ciepło w budynkach oraz prognozy liczby pomp ciepła w poszczególnych latach. W ramach modelu uwzględniono charakterystyki energetyczne budynków, średnie zapotrzebowanie na ogrzewanie w różnych okresach roku (zależne od temperatury zewnętrznej) oraz sprawności pomp ciepła. Prognoza uwzględnia wzrost liczby instalacji pomp ciepła wynikający z trendów rynkowych, regulacji prawnych oraz tempa modernizacji budynków.
- Prognoza zapotrzebowania w sektorze centrów przetwarzania danych.
Prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną na potrzeby pracy centrów przetwarzania danych uwzględnia stały dobowy profil zapotrzebowania, wynikający z nieprzerwanej pracy serwerów oraz systemów chłodzenia. Moc centrów danych w poszczególnych latach została wyznaczona na podstawie trendów rynkowych, takich jak rozwój usług chmurowych oraz rosnąca liczba centrów obliczeniowych.
- Prognoza zapotrzebowania w sektorze kotłów elektrodowych, przemysłowych pomp ciepła oraz instalacji do produkcji wodoru.

Prognoza zapotrzebowania w sektorze kotłów elektrodowych, przemysłowych pomp ciepła oraz instalacji do produkcji wodoru została opracowana w oparciu o przewidywany rozwój tych technologii, który został opracowany na podstawie analiz własnych oraz zewnętrznych analiz sektorowych.

W analizie przyjęto dwie różne metody wyznaczania profili zapotrzebowania na energię elektryczną dla sektorów indywidualnych, zgodnie z opisem poniżej.

Zapotrzebowanie w modelu minimalizacji kosztu systemu

W modelu minimalizacji kosztu systemu tj. modelu długoterminowym, prognoza zapotrzebowania bazowego przygotowana została w rozdzielczości godzinowej dla każdego scenariusza klimatycznego oraz każdego roku kalendarzowego analizy. Prognozy indywidualnych sektorów przygotowano uwzględniając:

- dla produkcji wodoru w elektrolizerach, kotłów elektrodowych oraz przemysłowych pomp ciepła, zastosowano podejście opracowane na podstawie krzywych produkcji odnawialnych źródeł energii. Profil zapotrzebowania na energię elektryczną został skorelowany z dostępnością energii z OZE, co pozwala efektywnie dopasować konsumpcję energii do jej produkcji. Dzięki temu produkcja wodoru, zasilanie kotłów elektrodowych oraz przemysłowych pomp ciepła odbywa się w sposób maksymalnie efektywny, korzystając z energii z OZE, w szczególności w momentach nadmiarowej produkcji. Wykorzystane podejście pozwala na wyznaczenie profili przed ostatecznymi obliczeniami, co znacząco redukuje problem obliczeniowy i umożliwia przeprowadzenie symulacji z godzinową rozdzielczością w horyzoncie czasowym przekraczającym 15 lat.
- zapotrzebowanie na energię elektryczną i moc dla pomp ciepła, pojazdów elektrycznych oraz centrów przetwarzania danych zostało opracowane na podstawie zewnętrznych modeli opracowanych przez PSE.

Ostateczną prognozą na potrzeby modelu długoterminowego jest suma prognozy bazowej oraz indywidualnych sektorów wykonana dla każdego scenariusza klimatycznego oraz każdego roku kalendarzowego analizy.

Zapotrzebowanie w modelu pełnego rynku energii oraz modelu wystarczalności

W modelach pełnego rynku energii oraz wystarczalności tj. modelach krótkoterminowych, liczonych indywidualnie dla każdego roku kalendarzowego, wykorzystano tę samą prognozę bazową co w modelu minimalizacji kosztów. Prognozy indywidualnych sektorów przygotowano uwzględniając:

- dynamiczne podejście do modelowania zapotrzebowania na energię elektryczną w sektorze produkcji wodoru, kotłów elektrodowych oraz przemysłowych pomp ciepła. Uwzględniono dwa kluczowe parametry, tj. minimalne zużycie energii w miesiącu oraz maksymalne zapotrzebowanie na moc. Minimalne zużycie energii w miesiącu uwzględnia:
 - minimalne zapotrzebowanie na wodór w przemyśle, które musi być pokryte niezależnie od dostępności energii z OZE, zapewniając ciągłość procesów przemysłowych,
 - zapotrzebowanie kotłów elektrodowych i przemysłowych pomp ciepła dostosowane do sezonowych potrzeb ciepłowniczych, które są wyższe zimą ze względu na zwiększone zapotrzebowanie na ogrzewanie, a niższe latem.
- Z kolei maksimum zapotrzebowania na moc odzwierciedla przede wszystkim możliwości produkcyjne wynikające z przewidywanej mocy elektrolizerów, pomp ciepła oraz kotłów elektrodowych. Uwzględnia to potencjalną maksymalną zdolność tych urządzeń do poboru mocy w szczytowych momentach operacyjnych, co ma kluczowe znaczenie dla modelowania dynamicznego zapotrzebowania na energię.
- dynamiczne zapotrzebowanie na energię pojazdów elektrycznych, które stanowiło ok. 10% całkowitego zapotrzebowania elektromobilności. Profil ten jest w głównej mierze uzależniony od godzinowych cen energii elektrycznej, co pozwala optymalizować ładowanie pojazdów w czasie, gdy ceny są najniższe np. w okresach nadwyżki produkcji z OZE.

W powyższy sposób w NRAA została odwzorowana reakcja po stronie popytu, gdzie konsumenci dobrowolnie dostosowując swoje zużycie energii reagując na sygnały cenowe na rynku (ang.: implicit DSR).

Ostateczną prognozą na potrzeby modeli krótkoterminowych jest suma prognozy bazowej oraz części stałej indywidualnych sektorów wykonana dla każdego scenariusza klimatycznego oraz każdego roku kalendarzowego analizy. Dodatkowo w modelach uwzględniane zostały ograniczenia opisujące elastyczność popytu kotłów elektrodowych, zawodowych pomp ciepła, instalacji do produkcji zielonego wodoru oraz pojazdów elektrycznych. Odwzorowano w ten sposób większą elastyczność systemu elektroenergetycznego poprzez przesunięcie części zapotrzebowania na bardziej korzystne momenty pozwalając minimalizować koszty oraz obniżając zapotrzebowanie na moc w szczytach.

4.2 Krajowe zdolności pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną

4.2.1 Istniejące jednostki konwencjonalne

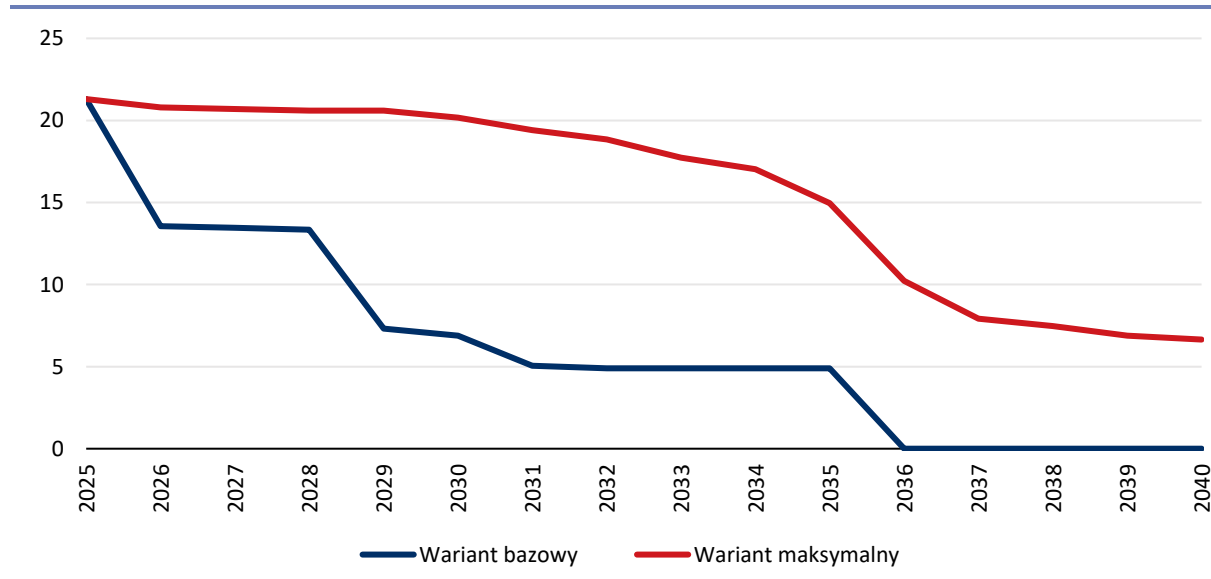
PSE przeprowadzają co roku proces ankietyzacji sektora wytwórczego, celem pozyskania najświeższych danych dotyczących pracy jednostek istniejących jak i planowanych do budowy w perspektywie długoterminowej. W zakresie wyłączeń poszczególnych istniejących bloków opalanych węglem kamiennym i węglem brunatnym, daty przekazywane są często w sposób scenariuszowy uzależniony od prognozowanej rentowności, na którą wpływają m.in. obowiązujące przepisy, derogacje, ograniczenia pracy oraz koszty wytwarzania.

Na potrzeby niniejszego opracowania, przeprowadzona została przez PSE ankietyzacja obejmująca swoim zakresem dane ekonomiczne oraz terminy planowanych odstawień jednostek wytwórczych opalanych węglem kamiennym i węglem brunatnym, biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

Na podstawie ww. ankietyzacji przygotowane zostały krzywe mocy osiągalnej netto w zależności od wariantu odstawień tj.:

- **wariant bazowy**, będący wynikiem analiz techniczno-ekonomicznych przy obecnie obowiązujących ramach prawnych i rynkowych,
- **wariant maksymalny**, zakładający rentowność jednostek wytwórczych oraz możliwe działania modernizacyjne przedłużające ich okresy technicznej eksploatacji.

Rys. 4-3 Maksymalna moc osiągalna netto istniejących węglowych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych [GW]

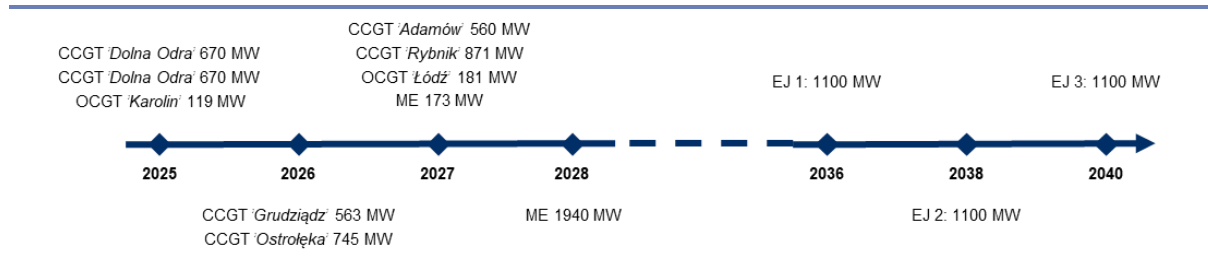


4.2.2 Nowe zdeterminowane moce w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych i magazynach energii

W zakresie nowych, zdeterminowanych JWCD, w perspektywie krótkoterminowej przyjęto jednostki konwencjonalne oraz magazyny energii elektrycznej będące na zaawansowanym etapie procesu inwestycyjnego i posiadające kontrakty mocowe.

W perspektywie długoterminowej, założono oddanie do pracy dużych bloków jądrowych zgodnie z mocami wskazanymi w *Polskim programie energetyki jądrowej*, przy czym oddanie pierwszego bloku do pracy założono w roku 2036. Rozpoczęcie eksploatacji kolejnych bloków jądrowych przyjęto odpowiednio na lata 2038 i 2040.

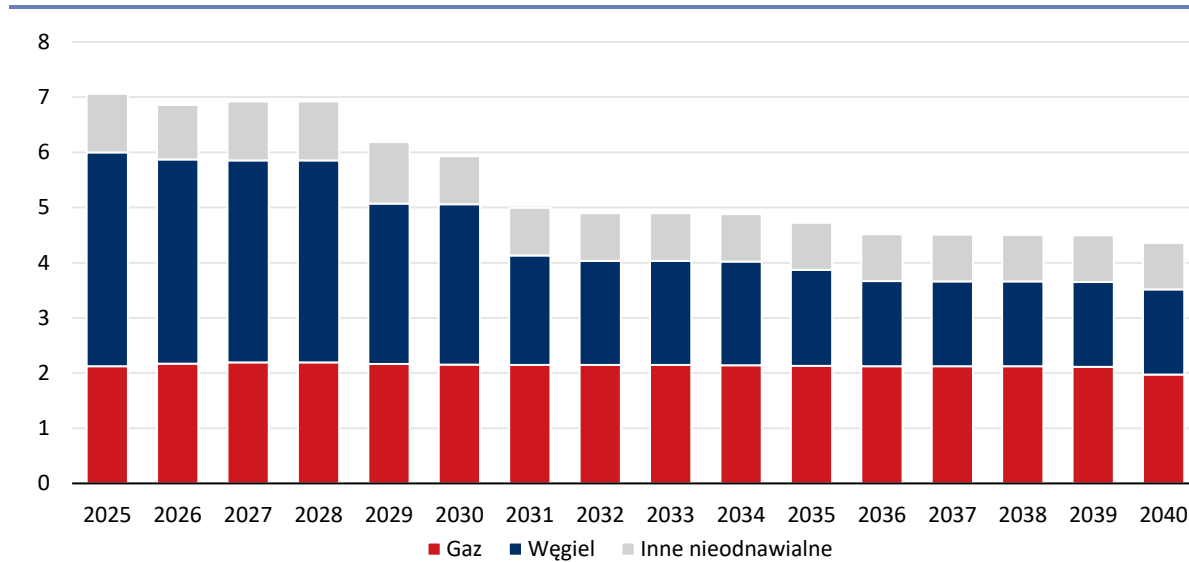
Rys. 4-4 Nowe zdeterminowane moce w blokach konwencjonalnych i magazynach energii [MW]



4.2.3 Jednostki wytwórcze niebędące jednostkami centralnie dysponowanymi

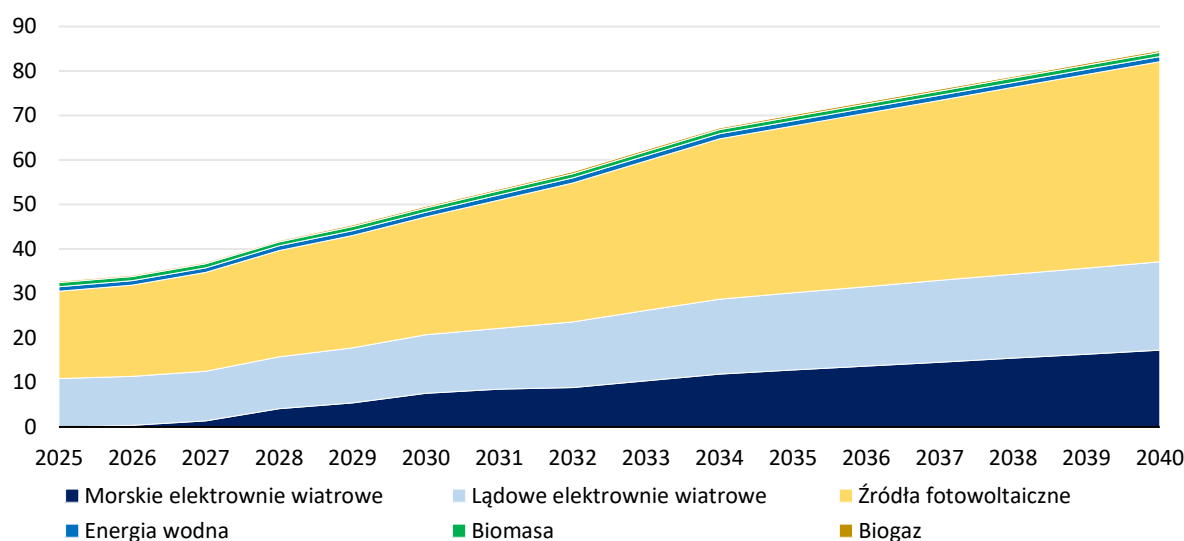
W zakresie jednostek zasilanych gazem, węglem kamiennym lub innymi paliwami nieodnawialnymi, posłużono się wynikami ankietyzacji sektora wytwórczego przeprowadzonej na początku 2024 r. Rys. 4-5 przedstawia zbiorcze zestawienie tych jednostek.

Rys. 4-5 Moc osiągalna netto jednostek nJWCD zasilanych gazem, węglem lub innymi paliwami nieodnawialnymi [GW]



Przyjęto dalszy, zdeterminowany rozwój mocy źródeł odnawialnych. Zdecydowaną większość mocy przewiduje się w źródłach słonecznych i wiatrowych, przy czym te drugie obok technologii lądowych uzupełniane będą w kolejnych latach o źródła morskie. Rys. 4-6 przedstawia zbiorcze zestawienie mocy zainstalowanej tych źródeł.

Rys. 4-6 Rozwój odnawialnych źródeł energii [GW]



Szczegółowe wartości dla przyjętych w NRAA zmian mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych niebędących jednostkami centralnie dysponowanymi przedstawiono w załączniku Z1 do raportu.

4.2.4 Budowa nowych, niezdeteterminowanych mocy wytwórczych i magazynów energii

Poza nowymi mocami zdeterminowanymi, przedstawionymi szerzej w rozdziałach 4.2.2 i 4.2.3, model posiada swobodę w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych polegających na budowie innych źródeł wytwórczych, w celu dążenia do minimalizacji kosztów całkowitych systemu. W analizie szczegółowo określono możliwe maksymalne roczne przyrosty mocy dla dwóch technologii gazowych CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) i OCGT (Open Cycle Gas Turbine) oraz magazynów energii elektrycznej. Zgodnie z przyjętymi założeniami w każdym roku prognozowanego okresu inwestycyjnego możliwe jest, poza nowymi mocami zdeterminowanymi, zainstalowanie do 2 GW mocy w jednostkach CCGT, w tym w jednostkach CCGT zasilanych wodorem, 2,5 GW mocy w jednostkach OCGT oraz 2,5 GW mocy w bateryjnych magazynach energii elektrycznej o pojemności pozwalającej na 4-godzinną pracę z maksymalnym obciążeniem (rozdział 4.7).

4.2.5 Redukcja strony popytowej

Poza uwzględnieniem w NRAA tzw. implicit DSR, szerzej opisanego w rozdziale 4.1.3, w modelach uwzględniono także DSR, który jest aktywnym uczestnikiem rynku energii. Dla wyznaczenia wolumenu takiej usługi na poszczególne lata, wzięto pod uwagę dotychczasowe doświadczenia związane z jednostkami DSR, w tym obecny potencjał w redukcji zapotrzebowania po stronie popytowej zakontraktowany w istniejącym rynku mocy. W poniższej tabeli przedstawiono przyjęte do NRAA wartości dostępnej mocy w DSR.

Tab. 4.1 Wartości dostępnej mocy w DSR, który jest aktywnym uczestnikiem rynku energii

		Rok analizy			
		2025	2026	2027-2028	2029 - 2040
Redukcja strony popytowej	MW	1 300	1 509	1 539	1 600

DSR został podzielony na 5 pasm cenowych. Przyjęto, że usługa ta będzie aktywowana w zależności od aktualnej ceny na rynku energii.

4.3 Scenariusze lat klimatycznych

Krajowy System Elektroenergetyczny jest coraz bardziej czuły na zmiany warunków pogodowych. Aby realistycznie przewidzieć możliwe przyszłe zdarzenia mające wpływ na sytuację bilansową w systemie,

konieczne jest uwzględnienie danych obejmujących szeroki zakres możliwych kombinacji, biorących pod uwagę zarówno warunki klimatyczne "normalne" jak i "skrajne".

Wykonana analiza bazuje na metodzie lat klimatycznych, wykorzystywanej w analizach ENTSO-E takich jak European Resource Adequacy Assessment (ERAA) czy Ten-Year Network Development Plan (TYNDP). Metoda pozwala na odwzorowanie w przyszłości zmiennych warunków pogodowych obserwowanych w ubiegłych latach. Każdy rok klimatyczny charakteryzuje się współzależnymi parametrami określającymi warunki hydrologiczne, wietrzne, nasłonecznienia i temperaturę zewnętrzną, co umożliwia ocenę pracy KSE z uwzględnieniem jednoczesności występowania tych zjawisk.

Do sporządzenia scenariuszy lat klimatycznych wykorzystano Paneuropejską Bazę Danych Klimatycznych (PECD), która jest ważnym elementem w procesie badania wpływu warunków klimatycznych na wystarczalność systemów elektroenergetycznych. Baza PECD obejmuje dane klimatyczne z 38 lat (1982 - 2019), takie jak: prędkość wiatru, promieniowanie słoneczne, zachmurzenie, a także temperatura. Dane te stanowią szeroki zakres warunków klimatycznych, uwzględniając przy tym rzadkie, ale ekstremalne zdarzenia. Mimo, że nie można dokładnie przewidzieć warunków pogodowych w przyszłości, wykorzystanie tak szerokiego zakresu zjawisk historycznych pozwala stworzyć solidne wyobrażenie o potencjalnym przyszłym ryzyku.

4.3.1 Klasteryzacja scenariuszy klimatycznych

Na potrzeby modelu minimalizacji kosztu systemu mającego na celu dokonanie optymalizacji systemu elektroenergetycznego w perspektywie długoterminowej oraz modeli pełnego rynku, przeprowadzono klasteryzację 38 lat klimatycznych PECD. Ze względu na wielowymiarowość problemu zastosowano tzw. technikę redukcji wymiarów, mających na celu zmniejszenie liczby zmiennych przy zachowaniu najważniejszych informacji. Wykorzystano koncepcję klasteryzacji stosowaną w opracowaniach ENTSO-E takich jak ERAA oraz TYNDP. W tym celu wykorzystano metodę PD-Gaussa, która stanowi rozszerzenie podstawowej metody PD⁴. Sama metoda PD, należy do metod klasteryzacji z grupy probabilistycznych umożliwiających przypisanie prawdopodobieństwa przynależności do danego klastra. Rozszerzenie tej metody natomiast umożliwia dopasowanie wybranego scenariusza klimatycznego do rozmiaru klastra, który wykorzystuje miarę odmienności opartą na gęstości Gaussa. Metoda ta pozwoliła na klasteryzację całego zbioru scenariuszy klimatycznych na trzy charakterystyczne klastry wraz z wyborem jednego najbardziej reprezentatywnego scenariusza w ramach każdego z nich.

Klasteryzacja została przeprowadzona na podstawie wyników uproszczonego modelu wystarczalności bazującego na tabeli stanów systemu i prawdopodobieństwa ich wystąpienia bez uwzględniania optymalizacji ekonomicznej pracy jednostek. Dane wejściowe do modelu pochodzą z wariantu maksymalnego odstawień jednostek wytwórczych (rozdział 4.2.1). Wynikiem tego modelu są wskaźniki EENS i LOLE. Klastry utworzono biorąc pod uwagę podobieństwo scenariuszy klimatycznych pod kątem parametrów klimatycznych, rozkładów zapotrzebowania, a także otrzymywanych w analizach probabilistycznych wartości EENS, LOLE. W ten sposób powstały klastry odpowiednio nacechowane, których symboliczne cechy można określić jako lata niskie (niewielkie LOLE i EENS, niskie zapotrzebowanie, wysoki udział OZE), średnie oraz wysokie (wysokie LOLE i EENS, wysokie zapotrzebowanie, niski udział OZE).

⁴ Tortora C., McNicholas P.D., and Palumbo F. A probabilistic distance clustering algorithm using Gaussian and Student-t multivariate density distributions. SN Computer Science, 1:65, 2020

Tab. 4.2 Wyniki klasteryzacji lat klimatycznych

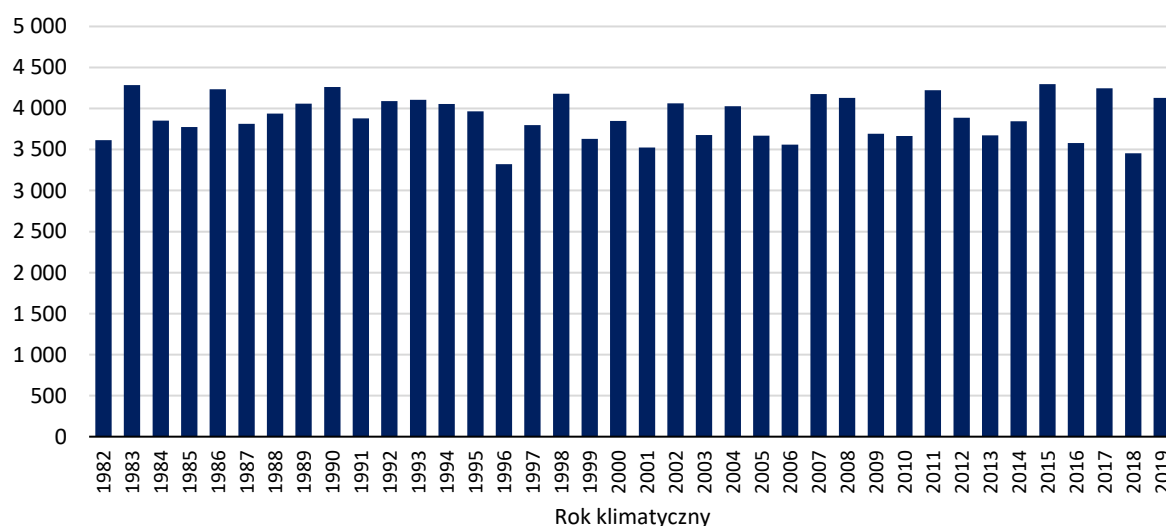
Klaster	Liczba scenariuszy klimatycznych przypisanych do klastra	Reprezentant z najwyższym prawdopodobieństwem uczestnictwa	Symboliczny opis klastra	Waga
1	21	2001	średni	55,3%
2	8	2008	niski	21,1%
3	9	2013	wysoki	23,7%

4.3.2 Profile wykorzystania mocy dla elektrowni wiatrowych i słonecznych

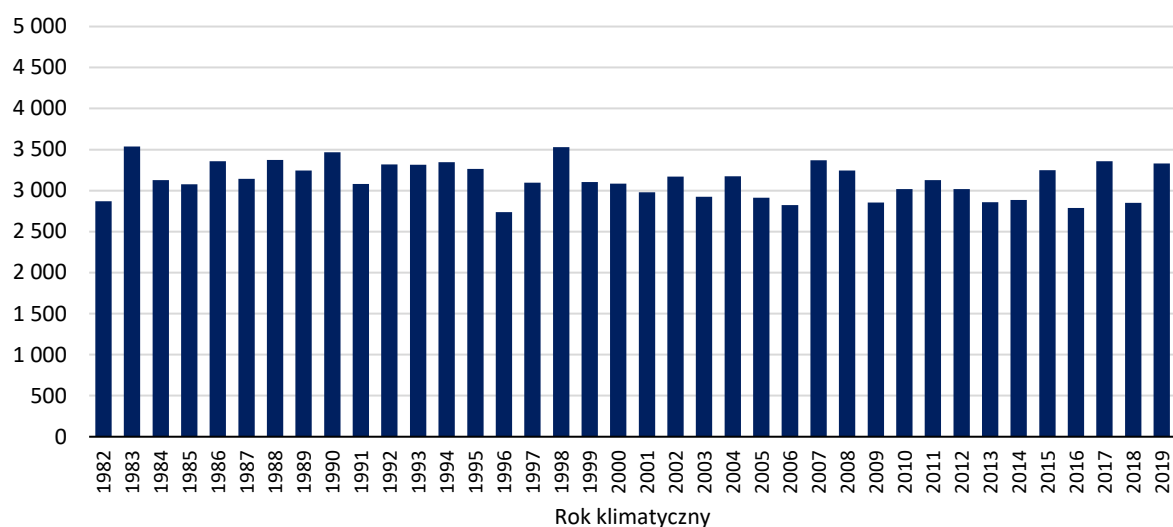
Na potrzeby analizy dla technologii wytwarzania energii elektrycznej w lądowych farmach wiatrowych, morskich farmach wiatrowych oraz elektrowniach fotowoltaicznych opracowano godzinowe profile pracy. Produkcja energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii jest procesem ściśle uzależnionym od warunków atmosferycznych panujących w określonym miejscu w przestrzeni. Oznacza to, że ilość energii generowanej przez turbiny wiatrowe jest uzależniona od prędkości wiatru na poziomie gondoli danej jednostki, natomiast ilość energii generowanej przez elektrownie fotowoltaiczne warunkowana jest przez poziom natężenia promieniowania słonecznego oraz kąt jego padania na powierzchnię panelu. Na podstawie znajomości panujących warunków atmosferycznych można stwierdzić, z jakim obciążeniem chwilowym pracuje dana elektrownia wiatrowa lub fotowoltaiczna. Stosunek mocy generowanej w danej chwili do mocy zainstalowanej zwany jest chwilowym współczynnikiem wykorzystania mocy. Stworzenie godzinowego profilu wykorzystania mocy jednostek OZE było możliwe w oparciu o godzinową bazę danych lat klimatycznych. Tak ustalony profil wykorzystania mocy pozwolił na określenie produkcji energii elektrycznej zarówno we wszystkich wariantach warunków klimatycznych.

Na rysunkach rys. 4-7, rys. 4-8 oraz rys. 4-9, przedstawiono czas wykorzystania mocy maksymalnej elektrowni odpowiednio: wiatrowych morskich, wiatrowych lądowych oraz fotowoltaicznych dla Polski w poszczególnych latach klimatycznych.

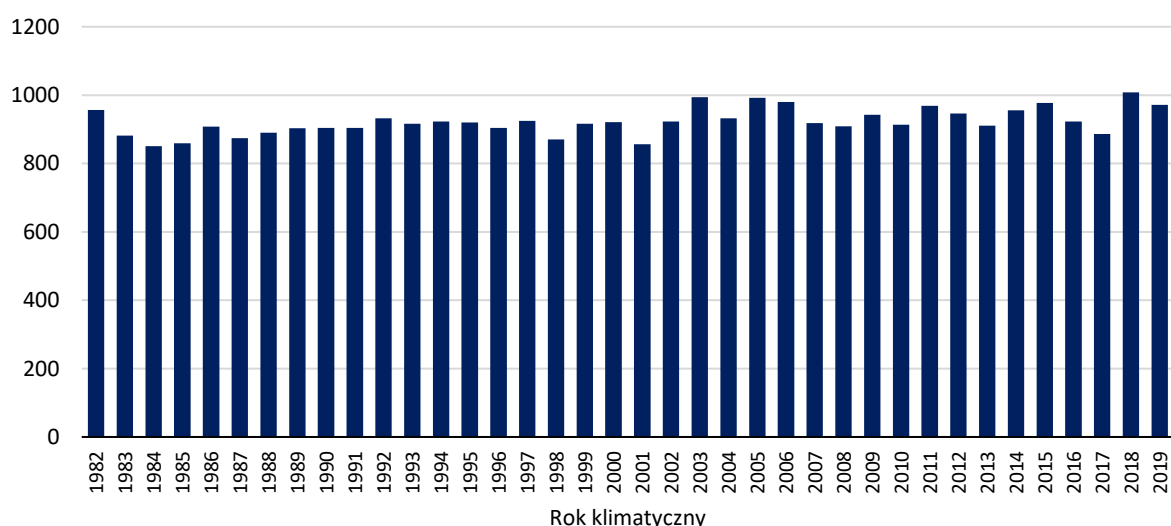
Rys. 4-7 Czas pracy z mocą maksymalną morskich elektrowni wiatrowych



Rys. 4-8 Czas pracy z mocą maksymalną lądowych elektrowni wiatrowych



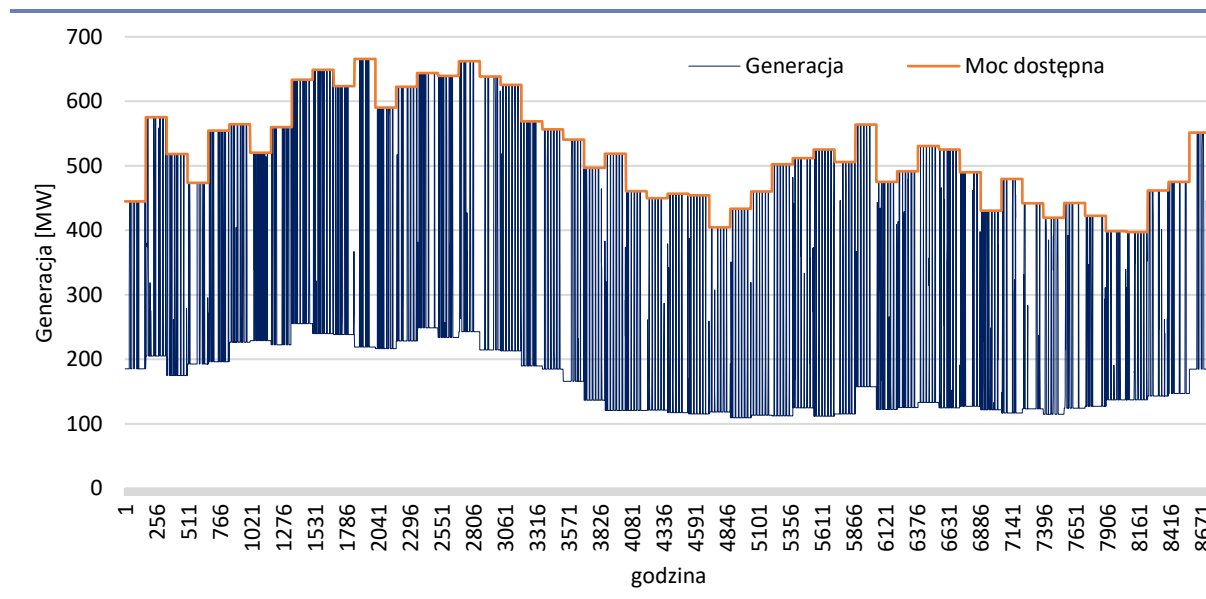
Rys. 4-9 Czas pracy z mocą maksymalną elektrowni słonecznych



4.3.3 Profile wykorzystania mocy dla elektrowni wodnych przepływowych

W celu uwzględnienia możliwości reagowania na ceny energii elektrycznej, kontrybucję do bilansu i regulowania generacji energii w wodnych elektrowniach przepływowych zastosowano optymalizację ich pracy. Na podstawie danych historycznych obejmujących lata 2019-2023 opracowano średni profil roczny mocy minimalnej, która jest generowana niezależnie od sytuacji bilansowej w KSE oraz profil mocy maksymalnej, która odzwierciedla techniczne zdolności generacji. Dodatkowo wprowadzono profil napływu zagregowany do kolejnych tygodni roku. Rys. 4-10 przedstawia wynik generacji elektrowni wodnych przepływowych uwzględnionych w modelu dla jednego z modeli pełnego rynku w roku 2025.

Rys. 4-10 Generacja elektrowni wodnych przepływowych – wynik modelu pełnego rynku



4.3.4 Współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych nJWCD

Współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych nJWCD wyznaczono na podstawie danych historycznych dotyczących ich generacji. Podejście to zastosowano dla jednostek zasilanych węglem kamiennym, biomasą, biogazem jak i instalacji typu Waste-to-Energy (przekształcanie odpadów na energię).

Dla elektrociepłowni zawodowych dodatkowo opracowano krzywe termosensytywności, które opisują zależność obciążenia od temperatury. Na każdy miesiąc roku przypisana jest oddzielna krzywa termosensytywności.

Dane są dostosowywane do godzinowej rozdzielczości przyjętej w modelu. W rezultacie uzyskano krzywe opisujące działanie jednostek, uwzględniające zarówno planowane remonty, jak i nieprzewidziane awarie. W przypadku jednostek zawodowych krzywe te są dodatkowo zróżnicowane względem scenariuszy klimatycznych.

4.4 Wymiana transgraniczna

4.4.1 Kontrybucja jednostek zagranicznych do bilansu mocy KSE

Na potrzeby określenia zdolności jednostek zagranicznych w kontrybucji w bilansie KSE przyjęto metodykę jak dla określania wolumenów mocy zagranicznej biorącej udział w mechanizmach mocowych. Przyjęto metodę zgodną z decyzją ACER⁵, która przedstawiona jest w załączniku do tej decyzji pt.: „ACER Decision on technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms: Annex I”. Podstawowo w metodzie tej kontrybucję mocy zagranicznych w bilansie strefy, w której zlokalizowany jest rynek mocy, wyznacza się w oparciu o analizę przepływów transgranicznych w godzinach, w których występuje niedostarczona energia w tej strefie tj. w okresach deficytu mocy.

⁵ Decyzja ACER nr 36/2020 z dnia 22 grudnia 2020 w sprawie zatwierdzenia metodyki określającej zasady udziału zagranicznych dostawców mocy w mechanizmach mocowych

Analizę oparto o wielkości prognozowane z uwagi na zmieniającą się strukturę mocy w europejskich systemach elektroenergetycznych, a co za tym idzie zróżnicowanie cen w poszczególnych strefach, a także strukturalne zmiany zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych. Podczas analiz wykorzystano wyniki europejskiej oceny wystarczalności generacji, tj. raportu ERAA 2023 (w wersji zatwierdzonej przez ACER w maju 2024 r.).

Tab. 4.3 zestawiono przyjęte do raportu NRAA wartości kontrybucji jednostek zagranicznych w bilansie KSE.

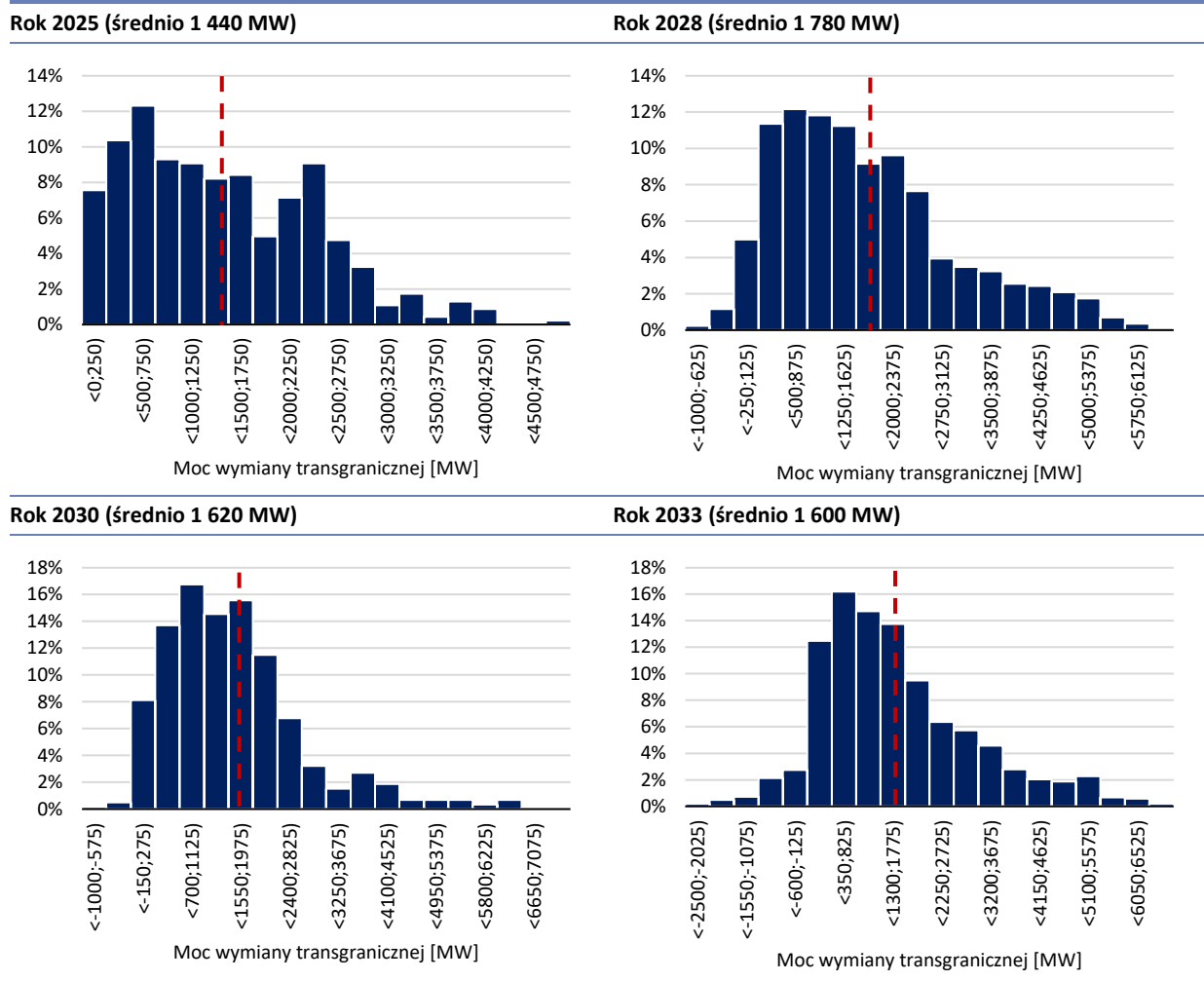
Tab. 4.3 Przyjęte do raportu NRAA wartości kontrybucji jednostek zagranicznych w bilansie KSE

		Rok analizy			
		2025 - 2027	2028 - 2030	2031 – 2033	2034 - 2040
Kontrybucja w bilansie KSE	MW	1 440	1 780	1 620	1 600

Rys. 4-11 przedstawiona rozkłady danych na podstawie, których wyznaczono wyżej wspomnianą kontrybucję jednostek zagranicznych w poszczególnych latach obliczeniowych ERAA 2023. Wynikowa wartość to wartość średnia ze wszystkich analizowanych próbek, jednakże na przedstawionych rozkładach można zauważyć, że możliwa jest kontrybucja znacznie poniżej średniej (wartości zerowe lub nawet ujemne – ujemne wartości oznaczają eksport ze względu na złą sytuację bilansową w regionie i uwzględnienie mechanizmu tzw. „curtailment sharing”) oraz znacznie powyżej średniej. Tak duże odchylenia w analizowanym zbiorze danych powodują, że kontrybucja jednostek zagranicznych jest elementem wnoszącym dużą niepewność do analiz NRAA, wymagającym odpowiedniego uwzględnienia na etapie obróbki wyników i wyciągania wniosków.

Podkreślenie przy tym wymaga fakt, że celem NRAA jest w szczególności ocena poziomu bezpieczeństwa pracy KSE, w związku z czym brak pełnego modelowania wymiany transgranicznej w okresach niecharakteryzujących się napiętą sytuacją bilansową, pozostaje bez wpływu na wynik analizy.

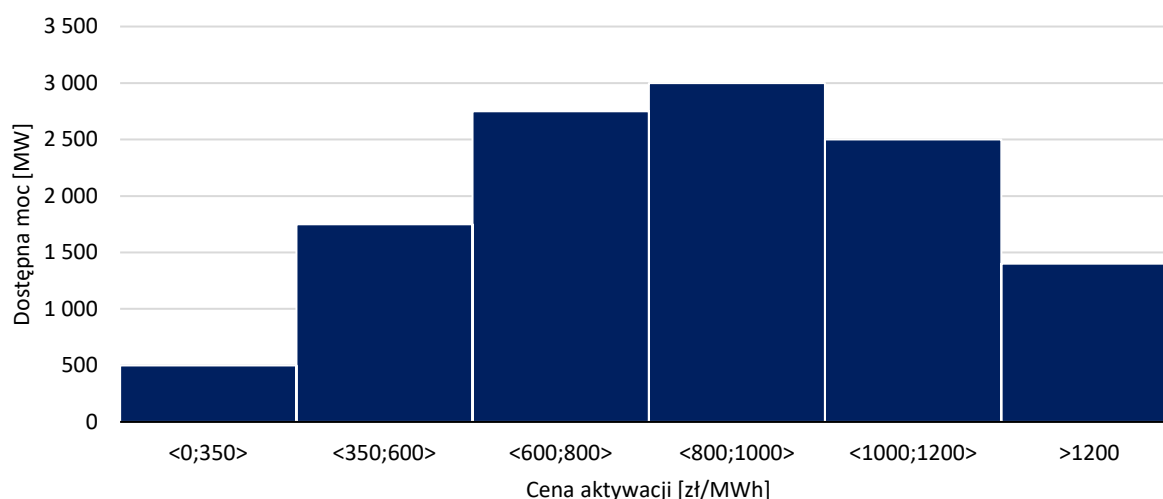
Rys. 4-11 Rozkład wymiany transgranicznej w poszczególnych latach dla analizowanego zbioru próbek



4.4.2 Wymiana transgraniczna – import i kontrybucja

W zakresie zastosowanego modelu wymiany transgranicznej tj. importu mocy i kontrybucji w bilansie mocy, uwzględniono możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię odbiorców w KSE przez jednostki zagraniczne. Jednostki te odwzorowano jako dostawcę energii o nieliniowym profilu cenowym względem oferowanej mocy. Ma to na celu zasymulowanie zmiennej podaży jednostek zagranicznych w zależności od sytuacji bilansowej w systemach, w których są zlokalizowane. Maksymalną moc określono tak jak w modelu kontrybucji opisanym w rozdziale 4.4.1. Rys. 4-12 przedstawia poziomy aktywacji jednostek zagranicznych.

Rys. 4-12 Zależność pomiędzy dostępną mocą importu, a oferowaną ceną energii elektrycznej



4.5 Założenia makroekonomiczne

Założenia makroekonomiczne obejmują czynniki takie jak ceny paliw i opłaty za emisję CO₂. Elementy te są kluczowe dla modeli rynkowych, ponieważ wpływają na koszt działania jednostek wytwórczych i ich pozycję na rynku energii, co z kolei determinuje ich optymalne wykorzystanie i generowane przychody.

W celu zapewnienia w tym zakresie spójnego podejścia z europejską oceną wystarczalności zasobów wytwórczych, ceny paliw kopalnych i opłat za emisję CO₂ przyjęto zgodnie z założeniami wykorzystanymi na potrzeby sporządzenia opracowywanej aktualnie ERAA 2024. Założenia te wyznaczono biorąc pod uwagę m.in. analizy przeprowadzone przez Bloomberg, IEA w dokumentach „World Energy Outlook 2022” i „World Energy Outlook 2023”, Booze&co w dokumencie “Understanding Lignite Generation Costs in Europe”, jak również dane zaprezentowane w Danish Technology Catalogue.

Tab. 4.4 Koszty paliw i uprawnień do emisji CO₂ (ceny realne PLN'23)

		2026	2028	2030	2035	2040
gaz	PLN/GJ	33,2	30,8	28,3	27,1	25,9
węgiel kamienny	PLN/GJ	14,4	11,8	10,7	10,1	9,5
węgiel brunatny *	PLN/GJ	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
opłaty za emisję CO ₂	PLN/kg	0,3	0,5	0,6	0,7	0,8
	PLN/t	330,2	474,9	619,6	711,4	803,2
H ₂ (zielony) **	PLN/GJ	261,4	261,4	261,4	235,2	209,1
biomasa	PLN/GJ	50,0	62,1	75,8	84,6	93,5
olej	PLN/GJ	68,7	71,5	74,2	70,7	67,2

* - Ceny węgla brunatnego zostały określone indywidualnie dla poszczególnych elektrowni na podstawie danych od właścicieli jednostek. W tabeli podano wartości uśrednione dla wszystkich źródeł.

** - Ceny wodoru przyjęto na podstawie ogólnodostępnych modeli kosztów wytwarzania wodoru

Na potrzeby NRAA posłużono się także oszacowanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki kosztem niedostarczonej energii (VoLL), który został przedstawiony w Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 10/2023 w sprawie szacowanej wartości niedostarczonej energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Następnie, celem dostosowania VoLL do cen roku 2023, uwzględniono zmiany wynikające z inflacji dla okresu 2021 – 2023. Wartość VoLL wykorzystana w NRAA została określona na poziomie 108 tys. zł/MWh. Takie

podejście pozwala na zachowanie spójności VoLL z wartościami nakładów inwestycyjnych dla nowych jednostek wytwórczych jak i pozostałymi założeniami także sprowadzonymi do cen realnych roku 2023.

4.6 Koszty jednostek istniejących

Na potrzeby opracowania założeń ekonomicznych pracy istniejących węglowych JWCD, koszty zostały przyjęte na podstawie ankietyzacji, o której mowa w pkt. 4.2.1. W modelu uwzględniono:

- koszty operacyjne stałe,
- koszty operacyjne zmienne (inne niż paliwo i emisja CO₂),
- nakłady inwestycyjne i remontowe na utrzymanie jednostek,
- koszty trwałego wycofania jednostek z eksploatacji.

W związku z tym, że powyższe informacje stanowią tajemnicę podmiotów będących właścicielami jednostek wytwórczych, wartości parametrów kosztowych nie zostały przedstawione w raporcie.

4.7 Parametry techniczno-ekonomiczne nowych jednostek wytwórczych

Tab. 4.5 przedstawia przyjęte do modelu parametry techniczno-ekonomiczne dla nowych jednostek wytwórczych w podziale na technologie referencyjne, które mogły zostać wybrane w ramach optymalizacji w modelu minimalizacji kosztu systemu. Parametry dla OCGT i CCGT określono na podstawie Informacji Prezesa Urzędu regulacji Energetyki z dnia 14 marca 2023 Nr 12/2023 w sprawie kosztu wejścia na rynek nowych mocy oraz sterowanego odbioru. Wartości indeksowano do cen realnych 2023 r. Wartości nakładów inwestycyjnych dla CCGT H₂ przyjęto na poziomie o 15% większym względem nakładów inwestycyjnych dla CCGT. Nakłady inwestycyjne dla magazynów elektrochemicznych oszacowano na podstawie publicznie dostępnej oferty dostawcy Tesla jednostek Megapack. Wartość jednostkową tych nakładów wyznaczono dla instalacji o mocy 100 MW i pojemności 400 MWh. Z uwagi na przewidywany spadek nakładów inwestycyjnych na budowę magazynów energii elektrycznej jako technologii rozwijającej się, przyjęto 5% spadek w czasie 5 lat.

Tab. 4.5 Parametry techniczno-ekonomiczne nowych jednostek w zależności od technologii (ceny realne PLN'23)

		OCGT	CCGT	CCGT H2	Magazyny elektrochemiczne
Nakłady inwestycyjne	[tys. PLN/MW]	3 349	3 638	4 184	5 035 – 4 544*
WACC	[%]	8%	10,39%	10,39%	10,39
Techniczny czas życia	lata	25	25	25	15
Jednostkowy koszt zmienny **	zł/MWh	20	20	20	-
Roczne koszty stałe	zł/kW/rok	248	315	315	96

* nakłady inwestycyjne dla okresu 2030 - 2040 wg. publicznie dostępnej oferty dostawcy Tesla magazynów Megapack

** koszt zmienny nie uwzględnia kosztów paliwa i kosztu zakupu uprawnień do emisji CO₂

4.8 Analogie i różnice pomiędzy NRAA i ERAA

Opracowania raportów NRAA i ERAA powinny być spójne z założeniami określonymi w artykule 23 Rozporządzenia 943/2019, w szczególności w punktach (b) do (m) art. 23(5) rozporządzenia 943/2019. Ze względu na wspólne wymogi prawne dotyczące metodyki, raporty te mają wiele wspólnego, jednak ze względu na regionalny charakter NRAA, między dokumentami pojawiają się różnice co do zakresu przeprowadzanej analizy, przyjmowanych założeń czy rozważanych scenariuszy.

W obu przypadkach, przeprowadzana ocena wystarczalności zasobów w raportach ERAA i NRAA:

- opiera się na odpowiednich centralnych scenariuszach referencyjnych prognozowanego popytu i podaży, w tym na ocenie ekonomicznej prawdopodobieństwa wycofania z eksploatacji aktywów wytwórczych, ich czasowego zamknięcia, wprowadzenia do eksploatacji nowych aktywów wytwórczych oraz środków służących osiągnięciu docelowych poziomów efektywności energetycznej i połączeń wzajemnych energii elektrycznej oraz odpowiednich poziomów wrażliwości dotyczących ekstremalnych zdarzeń meteorologicznych, warunków hydrologicznych, cen hurtowych oraz zmian cen emisji dwutlenku węgla,
- odpowiednio uwzględnia udział wszystkich zasobów – w tym istniejących i przyszłych możliwości wytwórczych, magazynowania energii, integracji sektorowej, odpowiedzi strony popytowej oraz importu i eksportu i ich udziału w elastycznej pracy systemu,
- opiera się na modelu rynkowym wykorzystującym podejście oparte na przepływach,
- wykorzystuje obliczenia probabilistyczne,
- stosuje jednolite narzędzie modelowania,
- obejmuje wskaźniki „oczekiwanej ilości niedostarczonej energii” (EENS), oraz „oczekiwanego czasu braku dostaw energii elektrycznej” (LOLE),
- bierze pod uwagę rzeczywisty rozwój sieci,
- zapewnia właściwe uwzględnienie krajowej specyfiki jednostek wytwarzania, elastyczności popytu i magazynowania energii elektrycznej, dostępności zasobów energii pierwotnej i poziomu wzajemnych połączeń.

Przedstawiony raport NRAA jest uzupełnieniem analiz przeprowadzonych w opublikowanym i zatwierdzonym w maju 2024 raporcie ERAA 2023. Najbardziej istotną różnicą w porównaniu do raportu ERAA jest przeprowadzenie pełnej analizy opłacalności jednostek wytwórczych w KSE. Wykorzystując terminologię tego raportu NRAA można stwierdzić, że wyniki ERAA 2023 opracowano na podstawie modelu minimalizacji kosztów systemu oraz model wystarczalności. W ramach ERAA 2023 nie przedstawiono pełnej analizy ekonomicznej dla istniejących oraz nowych jednostek wytwórczych. W NRAA na podstawie wyników modelu minimalizacji kosztów wykonano taką analizę ekonomiczną. Dodatkowo w NRAA przedstawiono wyniki dla scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych, którego nie przedstawiono w ERAA 2023. Poza różnicami w scenariuszach dodatkowo raporty ERAA 2023 i NRAA różnią się założeniami do analiz tj. w NRAA uwzględniono zaktualizowane dane techniczne i ekonomiczne o polskim sektorze wytwarzania oraz założenia makroekonomiczne.

Wyniki scenariusza bazowego przedstawiono w rozdziale 5.1 a scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych w rozdziale 5.2.

5 Scenariusze oraz wyniki

W raporcie NRAA podstawowo analizowane są wyniki dwóch scenariuszy tj.:

Scenariusz bazowy – zakłada uwzględnienie istniejących kontraktów na rynku mocy i nie bierze pod uwagę nowych mechanizmów wspierających zdolności wytwórcze. Przewiduje utrzymanie w pracy konwencjonalnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych wyłącznie wtedy, gdy generują zyski na poziomie operacyjnym.

Scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych – zakłada funkcjonowanie rozwiązań wspierających zdolności wytwórcze. Przewiduje on utrzymanie w pracy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych na poziomie niezbędnym do zapewnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

5.1 Scenariusz bazowy

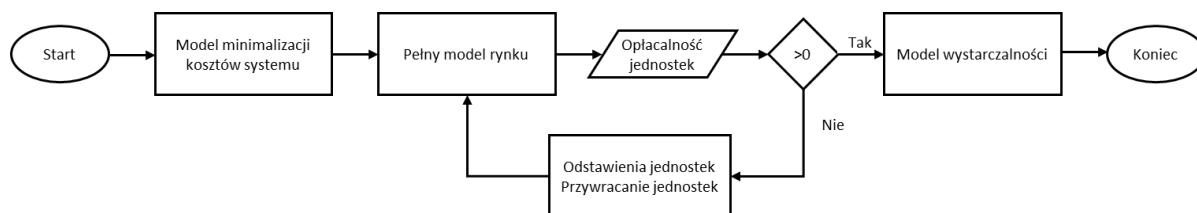
Podstawowym założeniem scenariusza bazowego było wykazanie opłacalności wszystkich dostępnych jednostek wytwórczych (istniejących jak i planowanych) centralnie dysponowanych. Jednostki te zostały poddane optymalizacji ekonomicznej. Pozostałe jednostki wytwórcze np.: OZE i jednostki kogeneracji przyjęto do analizy jako zdeterminowane, na podstawie założeń własnych oraz informacji pozyskanych od podmiotów sektora wytwórczego. W wyniku przeprowadzonych obliczeń, wykazano, że wyżej wspomnianą opłacalność ekonomiczną, jednostki poddane optymalizacji, będą w stanie uzyskać, gdy sumaryczny czas trwania deficytów mocy w roku będzie kształtować się na poziomie 10 - 20 godzin a w wybranych scenariuszach nawet większym. Wartości te znacząco przekraczają obowiązujący standard bezpieczeństwa określony na poziomie 3 godzin w roku.

Do opracowania tego scenariusza wykorzystano:

- model minimalizacji kosztów – wyniki tego modelu posłużyły jako punkt startowy do kolejnych etapów tego scenariusza. Wyniki szczegółowe tego modelu przedstawiono w załączniku Z1;
- model pełnego rynku energii – model wykorzystano do iteracyjnej analizy opłacalności jednostek wytwórczych;
- model wystarczalności – obliczenie wskaźników wystarczalności systemu na podstawie ostatecznych wyników modelu pełnego rynku energii.

Rys. 5-1 przedstawia schemat prowadzenia analiz i wykorzystanych modeli w ramach scenariusza bazowego. Zakres danych wejściowych do modeli wykorzystanych w scenariuszu przedstawiono w raporcie w rozdziale 3.

Rys. 5-1 Schemat analiz w scenariuszu bazowym

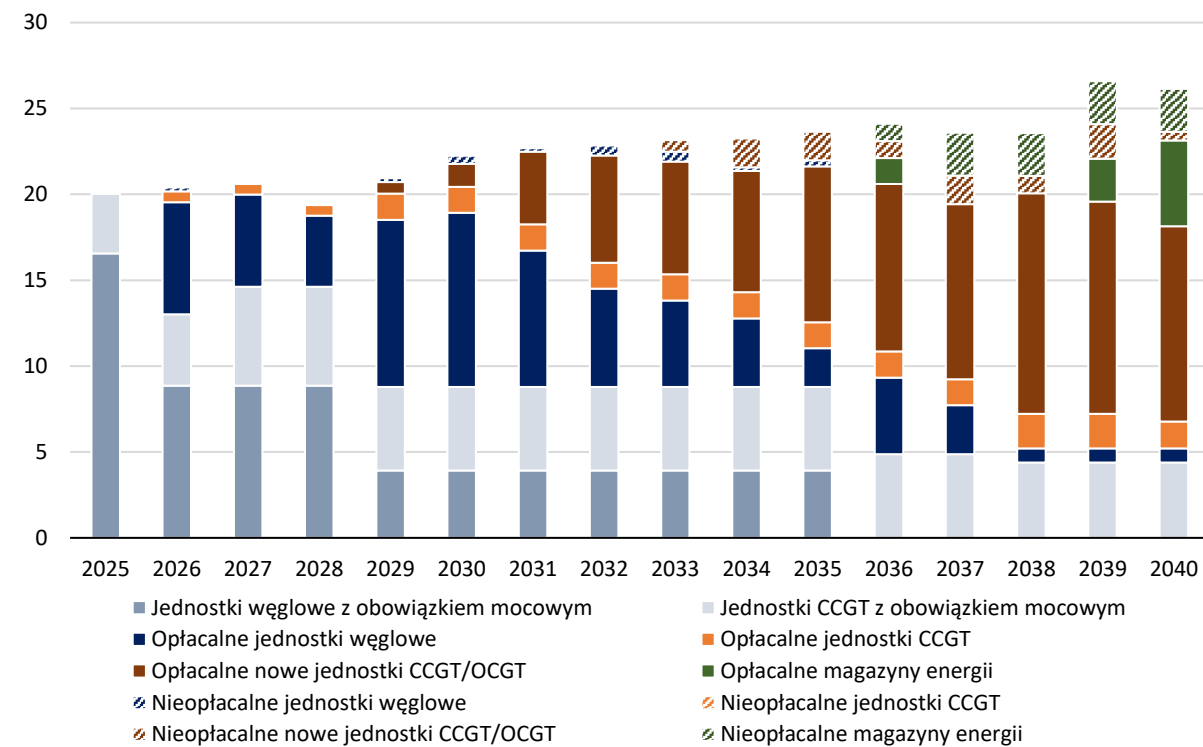


Głównym elementem tego scenariusza były iteracje wykonywane w pełnym modelu rynku. Dla każdego roku kalendarzowego, gdy na rynku obecne były jednostki nieopłacalne, w ramach iteracji ich część była odstawiana z systemu (tj. jednostki istniejące były odstawiane a rozpoczęcie eksploatacji nowych było opóźniane do momentu uzyskania opłacalności w kolejnych latach). Iteracje kończą się w momencie uzyskania opłacalności wszystkich jednostek. W szczególnych przypadkach, gdy występuje duże zróżnicowanie technologii dostępnych w systemie (głównie po roku 2035) uzyskanie wyniku, gdzie wszystkie jednostki są opłacalne wymagało wielu

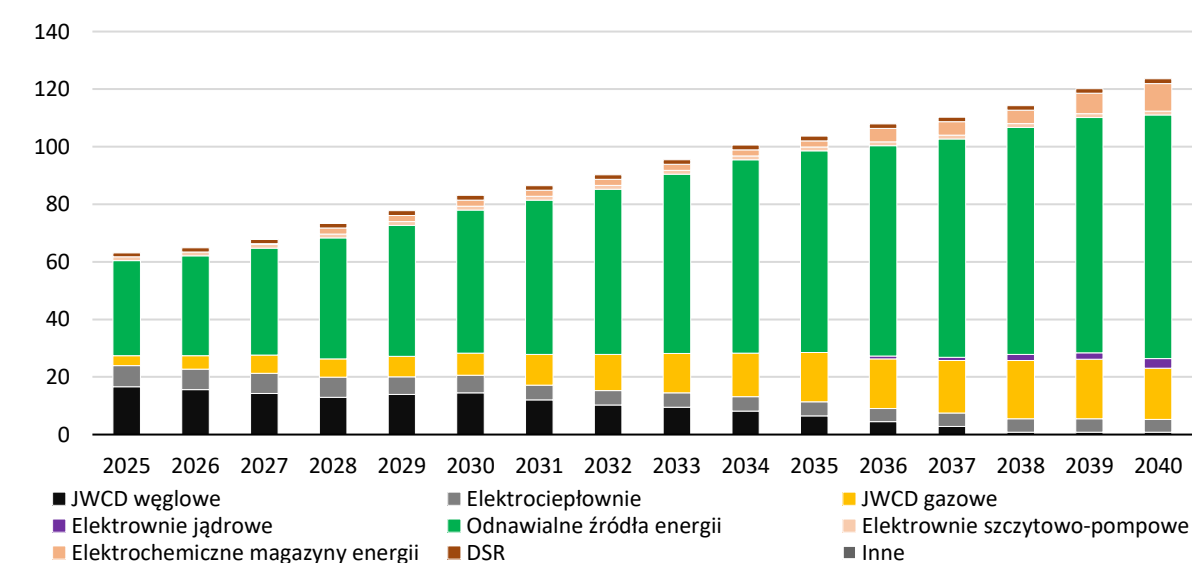
czasochłonnych iteracji. W tym przypadku przyjęto wynik, w którym kilka jednostek jest na granicy opłacalności jako wynik ostateczny dla danego roku. Wynikiem iteracji ekonomicznych jest miks mocy zainstalowanej w systemie w poszczególnych latach 2025 – 2040 (Rys. 5-2 i Rys. 5-3).

Po zakończeniu iteracji modelu pełnego rynku przeprowadzono analizę wystarczalności (zgodnie z 3.4). Tab. 5.1 przedstawia wyniki tej analizy. Oznaczenie jednostek jako „z obowiązkiem mocowym” dotyczy jednostek posiadających obowiązek mocy w ramach przeprowadzonych do tej pory aukcji istniejącego rynku mocy.

Rys. 5-2 Opłacalność jednostek wytwórczych JWCD i magazynów – scenariusz bazowy [GW]



Rys. 5-3 Moc zainstalowana jednostek wytwórczych – wszystkie jednostki – scenariusz bazowy [GW]



Tab. 5.1 Analiza wystarczalności systemu – LOLE i EENS – scenariusz bazowy

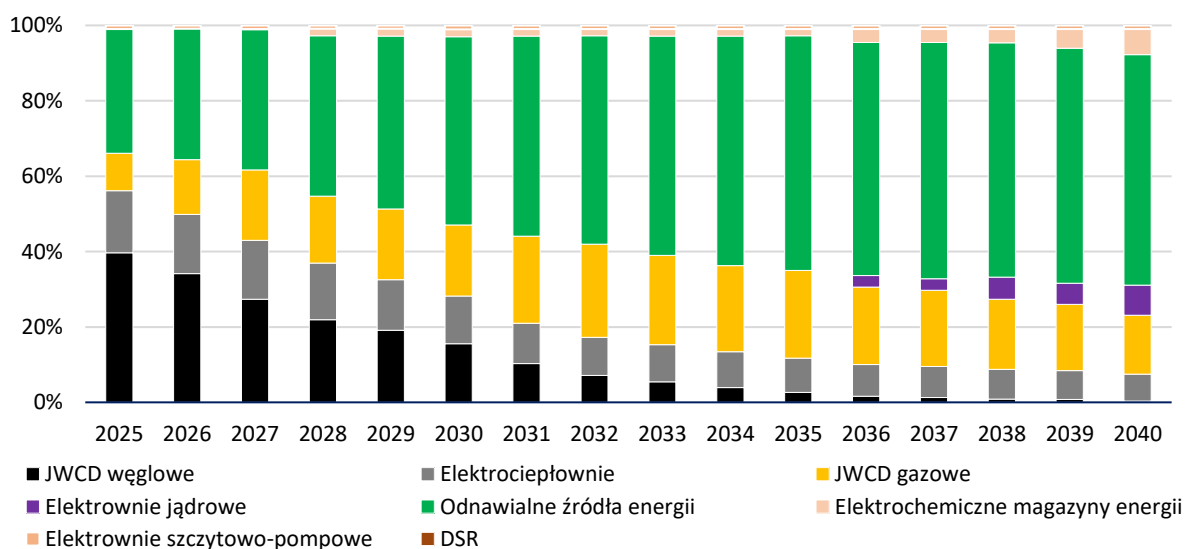
Rok		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE średnia	godz./rok	7,6	40,8	50,2	33,3	20,5	9,6	6,6	14,3	15,0	14,4	10,9	10,8	12,5	10,4	5,8	14,2
LOLE p95	godz./rok	21,0	79,8	82,8	68,7	45,8	25,2	21,6	36,0	39,3	35,0	28,4	32,1	30,8	30,6	22,1	42,6
EENS średnia	GWh/rok	5,8	40,6	54,4	52,1	31,8	13,8	9,4	22,7	24,3	23,6	18,1	23,5	25,3	23,3	13,5	33,6
EENS p95	GWh/rok	16,4	92,8	105,0	114,6	79,8	43,3	33,5	67,3	74,4	72,1	53,6	83,1	73,8	88,7	56,3	124,4

Szczegółowe wyniki modelu wystarczalności systemu przedstawiono w załączniku Z3 do raportu.

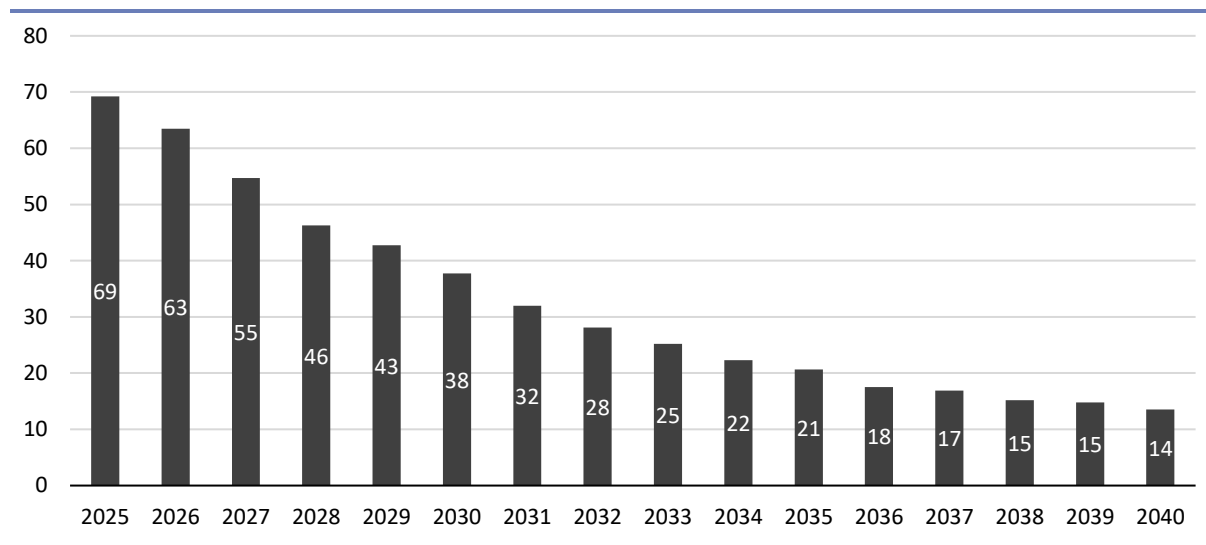
Poniżej na wykresach przedstawiono:

- udział generacji poszczególnych źródeł w poszczególnych latach analizy – rys. 5-4,
- emisje z sektora wytwarzania energii – tylko JWCD spalające paliwa kopalne – rys. 5-5.

Rys. 5-4 Udział technologii/paliw w generacji – scenariusz bazowy



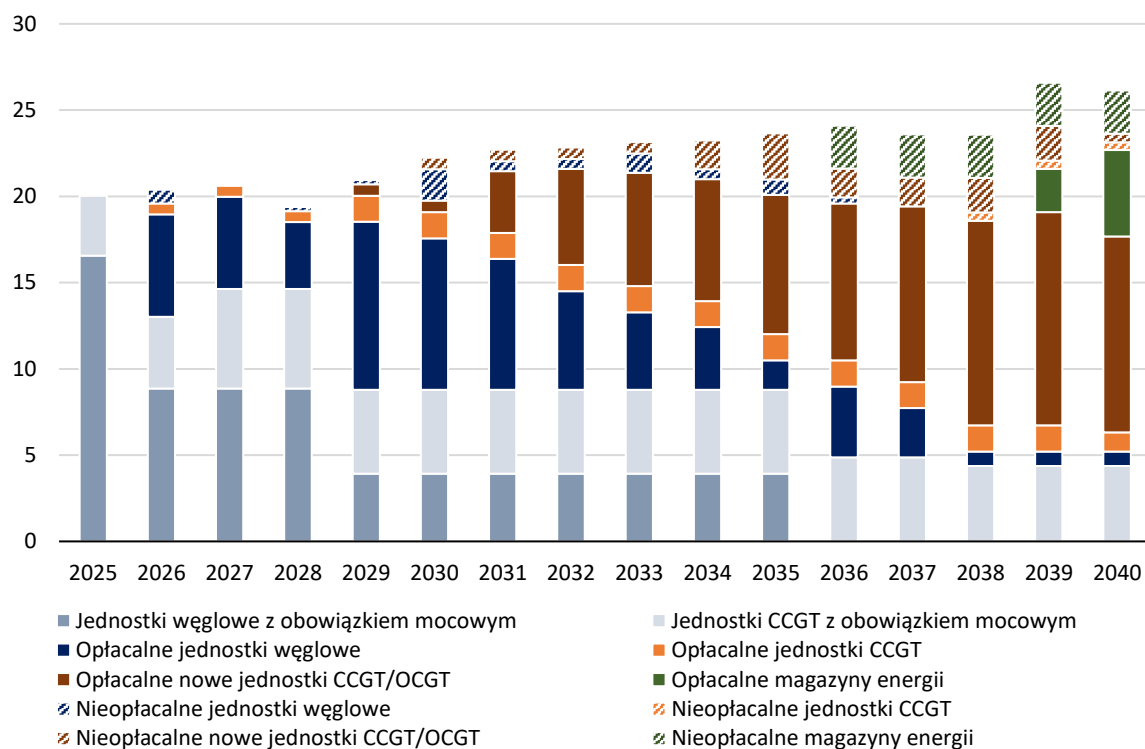
Rys. 5-5 Emisje z sektora wytwarzania energii w JWCD – scenariusz bazowy [mln t]



5.1.1 Wpływ importu energii na wyniki scenariusza bazowego

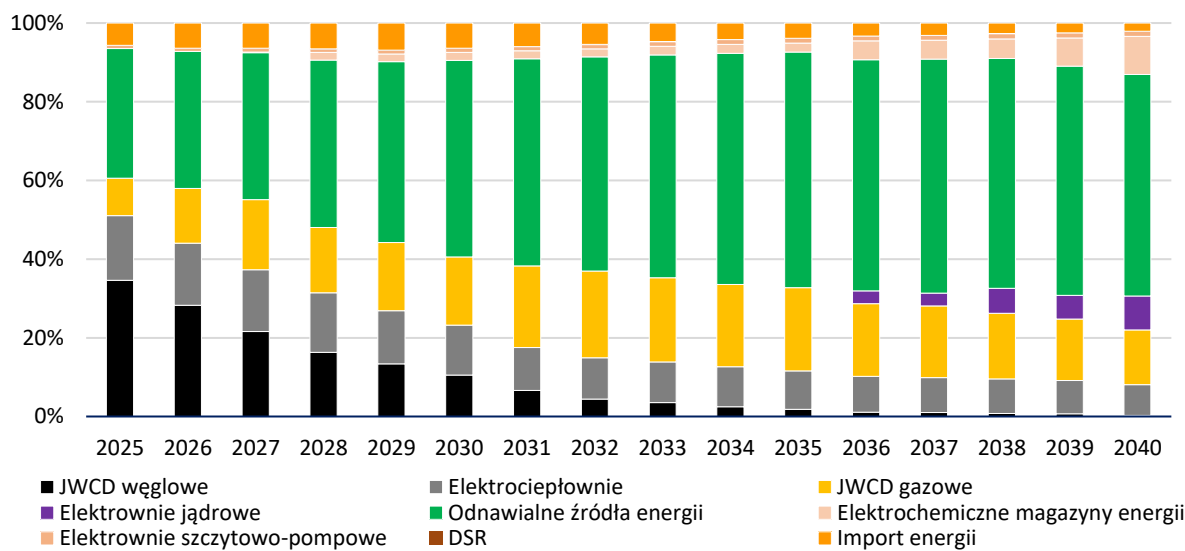
W ramach analiz wrażliwości przeprowadzono obliczenia dla wariantu bazowego z uwzględnieniem wymiany transgranicznej i importu energii do KSE (zgodnie z opisem w 4.4.2). Przedstawienie tej wrażliwości ma na celu zaprezentowanie wpływu importu energii na jednostki wytwórcze. Można stwierdzić, że z punktu widzenia analizy opłacalności jednostek wytwórczych, import energii zmienia warunki konkurencyjności na rynku energii tym samym pogarszając rentowność jednostek wytwórczych w KSE. Obliczenia zostały przeprowadzone dla wyników scenariusza bazowego i nie przeprowadzono dalszych iteracji w celu uzyskania opłacalności wszystkich jednostek. Przeprowadzenie dalszych analiz i odstawienie nieopłacalnych jednostek skutkowałoby dodatkowym wzrostem wartości LOLE i EENS w wynikach modelu wystarczalności. Oznaczenie jednostek jako „z obowiązkiem mocowym” dotyczy jednostek posiadających obowiązek mocowy w ramach przeprowadzonych do tej pory aukcji istniejącego rynku mocy.

Rys. 5-6 Opłacalność jednostek wytwórczych JWCD i magazynów – scenariusz bazowy z importem energii [GW]



Rys. 5-7 przedstawia udział generacji poszczególnych źródeł w poszczególnych latach analizy.

Rys. 5-7 Udział technologii/paliw w generacji – scenariusz bazowy – scenariusz bazowy z importem energii



5.2 Scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych

Podstawowym założeniem scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych było wykazanie jaka jest niezbędna moc dyspozycyjna zainstalowana w systemie, aby spełniony był standard bezpieczeństwa dostaw energii. W ramach analiz tego scenariusza wykonano analizę ekonomiczną JWCD niezbędnych do osiągnięcia standardu bezpieczeństwa. Wyniki tej analizy pokazują, że w systemie, który spełnia standard bezpieczeństwa, znaczna część jednostek wytwórczych jest nieopłacalna tj. marża drugiego stopnia jest ujemna. W celu

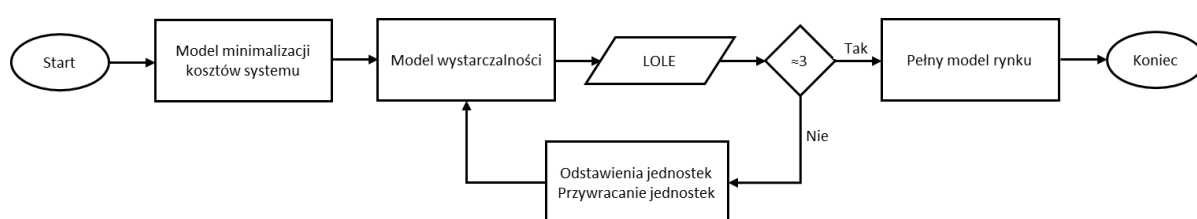
utrzymania tych jednostek w systemie niezbędne jest wdrożenie mechanizmu lub mechanizmów zdolności wytwórczych, które pozwolą na utrzymanie istniejących oraz realizację nowych źródeł.

Do opracowania tego scenariusza wykorzystano:

- model minimalizacji kosztów – wyniki tego modelu posłużyły jako punkt startowy do kolejnych etapów tego scenariusza. Wyniki szczegółowe tego modelu przedstawiono w załączniku Z1;
- model wystarczalności – model wykorzystano do iteracyjnej analizy wskaźników wystarczalności systemu;
- model pełnego rynku energii – analiza opłacalności jednostek wytwórczych na podstawie ostatecznych wyników modelu wystarczalności.

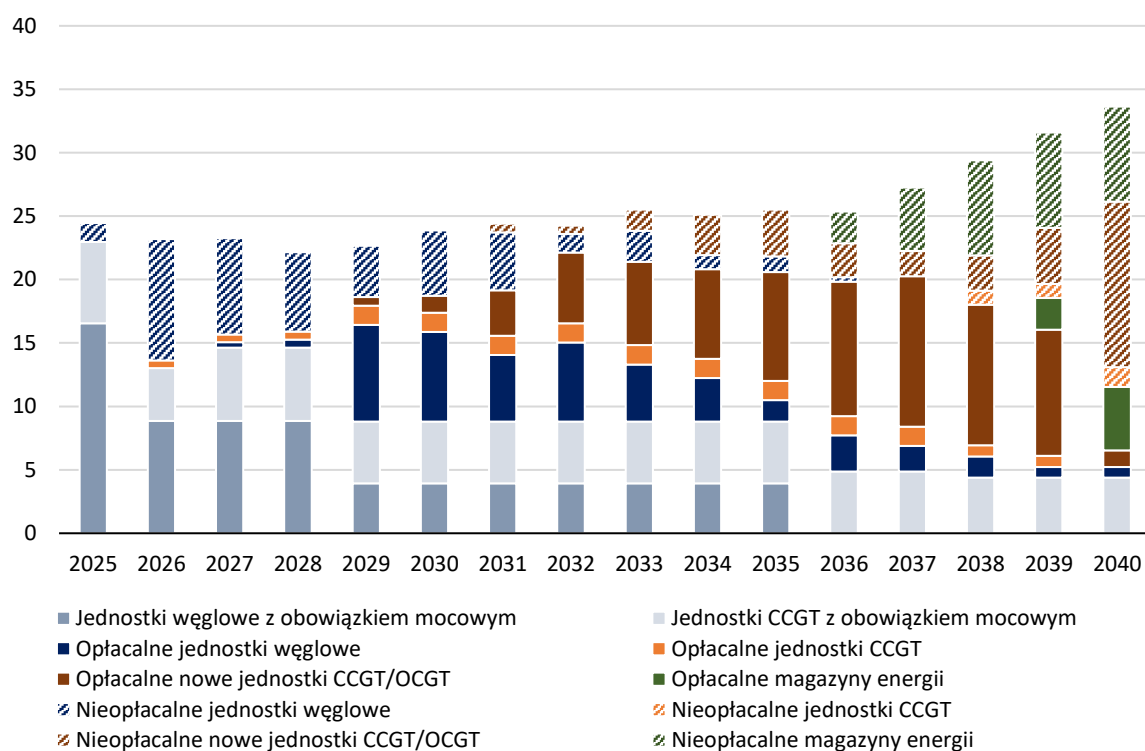
Rys. 5-8 przedstawia schemat prowadzenia analiz i wykorzystanych modeli w ramach tego scenariusza. Zakres danych wejściowych do modeli wykorzystanych w scenariuszu przedstawiono w raporcie w rozdziale 3.

Rys. 5-8 Schemat iteracji

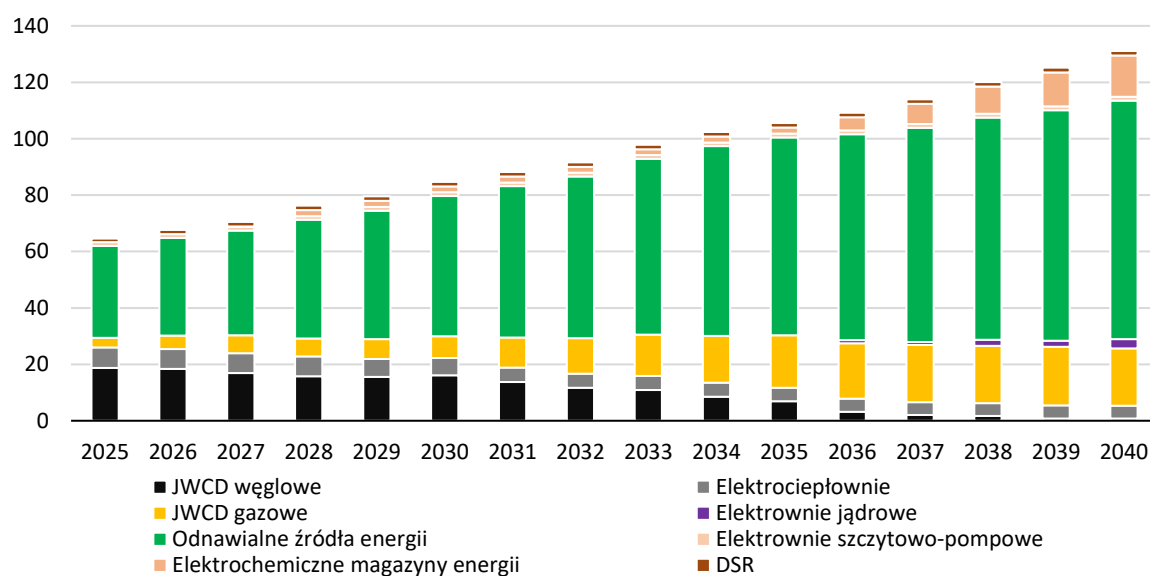


Głównym elementem tego scenariusza były iteracje wykonywane w modelu wystarczalności. Dla każdego poszczególnego roku kalendarzowego sprawdzano wynik LOLE i w ramach iteracji dodawano lub usuwano jednostki ze zbioru. Iteracje kończą się w momencie uzyskania wskaźnika LOLE około 3 godzin na rok. W szczególnych przypadkach, gdy w systemie dostępne są tylko jednostki o wysokiej mocy zainstalowanej (około 1 GW) uzyskanie wyniku, gdzie wyniki jest bliski 3 może być niemożliwe. Wpływ pojedynczej jednostki o takiej mocy na wskaźniki wystarczalności jest na tyle duży, że wyniki zawiera się w zakresie od 2 do 4 godzin na rok. Przyjęto, że wynik w takim zakresie jest ostateczny. Po zakończeniu iteracji w modelu wystarczalności przeprowadzono analizę opłacalność dla wynikowego miksu w poszczególnych latach 2025 – 2040 (rys. 5-9 i Rys. 5-10). Tab. 5.2 przedstawia wyniki analizy wystarczalności scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych. Oznaczenie jednostek jako „z obowiązkiem mocowym” dotyczy jednostek posiadających obowiązek mocy w ramach przeprowadzonych do tej pory aukcji istniejącego rynku mocy.

Rys. 5-9 Opłacalność jednostek wytwórczych JWCD i magazynów – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych [GW]



Rys. 5-10 Moc zainstalowana jednostek wytwórczych – wszystkie jednostki – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych [GW]



Tab. 5.2 Analiza wystarczalności systemu – LOLE i EENS – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych

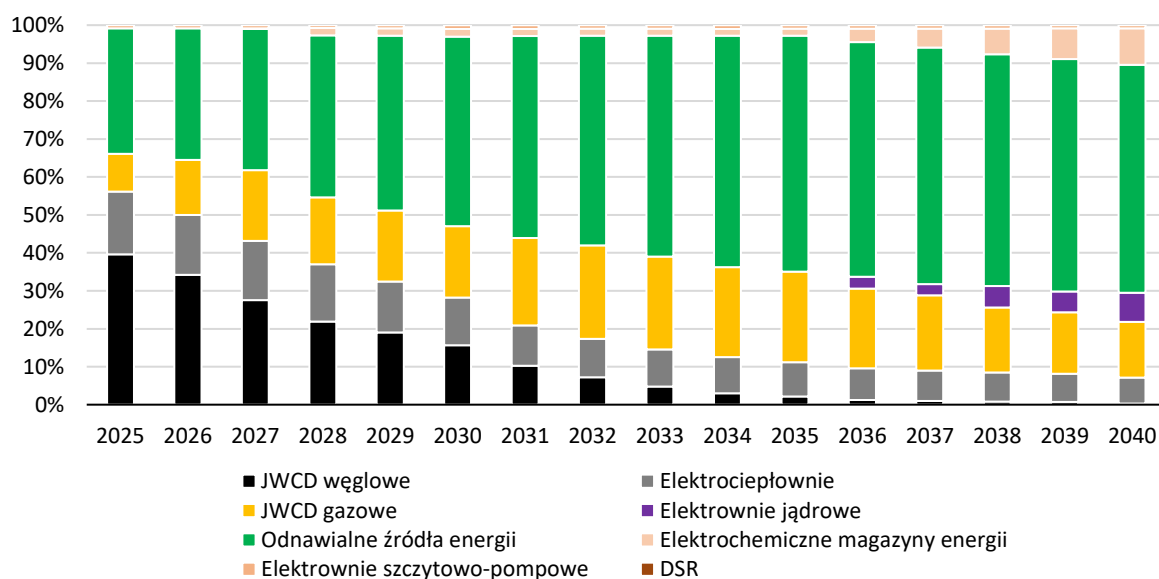
Rok		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE średnia	godz./rok	2,9	3,0	3,9	2,3	3,1	2,2	2,5	3,1	2,0	3,1	2,7	3,4	4,4	2,5	4,1	2,2
LOLE p95	godz./rok	7,3	8,7	10,6	7,4	9,2	7,5	9,6	10,7	8,7	12,4	9,8	11,8	12,8	12,0	16,9	9,5
EENS średnia	GWh/rok	1,8	2,1	3,2	2,4	3,6	2,2	2,9	3,8	2,1	4,3	3,8	6,4	10,2	5,1	8,7	4,0
EENS p95	GWh/rok	5,4	6,8	10,1	9,2	11,9	7,5	11,1	16,4	11,4	18,2	16,2	28,5	32,3	23,8	37,7	15,5

Szczegółowe wyniki modelu wystarczalności systemu przedstawiono w załączniku Z4 do raportu.

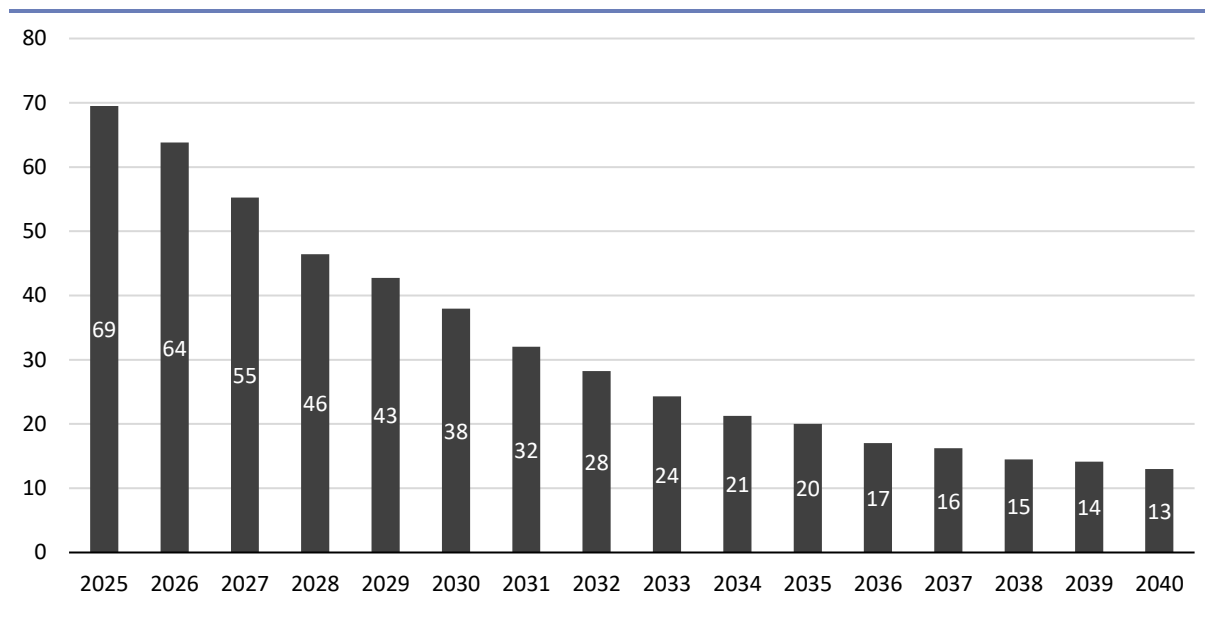
Poniżej na wykresach przedstawiono:

- udział generacji poszczególnych źródeł w poszczególnych latach analizy – rys. 5-11,
- emisje z sektora wytwarzania energii – tylko JWCD spalające paliwa kopalne – rys. 5-12.

Rys. 5-11 Udział technologii/paliw w generacji – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych



Rys. 5-12 Emisje z sektora wytwarzania energii – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych [mln t]



5.2.1 Wymagana wielkość obowiązków mocowych dla zapewnienia spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w latach 2025 – 2028

Na podstawie wyników scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych, w celu wsparcia bezpieczeństwa pracy KSE zgodnie z przepisami art. 64(2b) Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej wyznaczono wymaganą wielkość obowiązków mocowych dla zapewnienia spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w latach 2025-2028, służącą do wyznaczenia zapotrzebowania na moc w aukcjach uzupełniających. Wynik uwzględnia minimalną rezerwę zdolności wytwórczych o której mowa w §3 Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym. Równocześnie wynik ten nie uwzględnia zawartych już kontraktów w toku przeprowadzonych i planowanych aukcji. Tab. 5.3 przedstawia wymaganą wielkość obowiązków mocowych dla zapewnienia spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w latach 2025 – 2028.

Tab. 5.3 Wymagana wielkość obowiązków mocowych dla zapewnienia spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w latach 2025 – 2028

Okres dostaw		Wymagana wielkość obowiązków mocowych
II połowa 2025	MW	24 122
2026	MW	24 872
2027	MW	25 323
2028	MW	25 717

6 Podsumowanie i wnioski

Wyniki scenariusza bazowego NRAA, pokazują, że w analizowanym okresie standard bezpieczeństwa dla Polski (rozdział 2.1) może nie być dotrzymany (Tab. 6.1). W głównej mierze jest to spowodowane ryzykiem trwałego odstawienia bloków węglowych, które już od pierwszego roku analizy są nieopłacalne. Dodatkowo brak jest wystarczającej liczby nowych inwestycji w źródła wytwórcze, które mogłyby zrównoważyć ubytki mocy w wyniku odstawienia wspomnianych źródeł węglowych.

Tab. 6.1 Wyniki wskaźników LOLE i EENS dla scenariusza bazowego

Rok		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE	godz./rok	7,6	40,8	50,2	33,3	20,5	9,6	6,6	14,3	15,0	14,4	10,9	10,8	12,5	10,4	5,8	14,2
EENS	GWh/rok	5,8	40,6	54,4	52,1	31,8	13,8	9,4	22,7	24,3	23,6	18,1	23,5	25,3	23,3	13,5	33,6

Otrzymane w scenariuszu bazowym NRAA wyniki istotnie odbiegają od celu jakim jest spełnienie standardu bezpieczeństwa. Takie wyniki osiągnięto pomimo wykorzystania narzędzi takich jak import tj. kontrybucja jednostek zagranicznych do bilansu KSE oraz wykorzystanie mechanizmów redukcji zapotrzebowania poprzez aktywację dostawców usług redukcji i elastyczność odbiorców wrażliwych na sygnały cenowe.

Możliwość wykorzystania wspomnianych narzędzi tj. importu oraz redukcji zapotrzebowania również obciążona jest ryzykiem. Tak jak przedstawiono w niniejszym raporcie, kontrybucja jednostek zagranicznych do bilansu KSE może przybierać różny poziom, a do analiz, zgodnie z metodykami europejskimi przyjęto wartość średnią. Jeżeli jednak, w momentach napiętego bilansu w KSE, dostęp do mocy jednostek zagranicznych byłby ograniczony np. w wyniku równoczesnego napiętego bilansu w sąsiednich strefach cenowych spowodowany warunkami pogodowymi, wyniki wystarczalności systemu w Polsce byłyby jeszcze bardziej oddalone od zakładanego celu, czyli 3 godzin na rok.

Ponadto, powyższe wyniki przedstawiają wartości średnie ze wszystkich scenariuszy klimatycznych. W scenariuszach skrajnych wartości LOLE i EENS mogą być istotnie wyższe. W scenariuszach skrajnych wyżej wspomniane ryzyko braku dostępności importu z sąsiednich systemów również ma wyższe prawdopodobieństwo wystąpienia.

W raporcie NRAA przedstawiono dodatkowo wyniki scenariusza, w którym założono, że standard bezpieczeństwa nie będzie istotnie przekroczony (Tab. 6.2) w każdym roku analizy (rozdział 5.2).

Tab. 6.2 Wyniki wskaźników LOLE i EENS dla scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych

Rok		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE	godz./rok	2,9	3,0	3,9	2,3	3,1	2,2	2,5	3,1	2,0	3,1	2,7	3,4	4,4	2,5	4,1	2,2
EENS	GWh/rok	1,8	2,1	3,2	2,4	3,6	2,2	2,9	3,8	2,1	4,3	3,8	6,4	10,2	5,1	8,7	4,0

Tak jak w scenariuszu bazowym, wyniki modelu wystarczalności dla tego scenariusza zależą między innymi od kontrybucji importu oraz redukcji zapotrzebowania.

Powyższe wyniki pokazują, że aby było możliwe utrzymanie bezpieczeństwa pracy systemu konieczne jest zapewnienie mechanizmów finansowania zasobów mocy dyspozycyjnej, w tym: źródeł wytwórczych, magazynów czy jednostek redukcji zapotrzebowania. W przeciwnym razie dla wspomnianych zasobów występuje istotne ryzyko braku możliwości uzyskania dodatniego wyniku finansowego, a co za tym idzie zmaterializuje się ryzyko odstawień, czyli wystąpi scenariusz bazowy przedstawiony w niniejszym raporcie NRAA.

7 Załączniki

Materiały uzupełniające do raportu NRAA:

- Z1. Moc zainstalowana jednostek wytwórczych niebędących jednostkami centralnie dysponowanymi przyjęta w NRAA.
- Z2. Wyniki modelu minimalizacji kosztu systemu.
- Z3. Wyniki szczegółowe LOLE i EENS – scenariusz bazowy.
- Z4. Wyniki szczegółowe LOLE i EENS – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych.
- Z5. Wyniki szczegółowe LOLE i EENS – model minimalizacji kosztu systemu.

Z1. Moc zainstalowana jednostek wytwórczych niebędących jednostkami centralnie dysponowanymi przyjęta w NRAA

Tab. 7.1 przedstawia moc zainstalowaną jednostek wytwórczych niebędących jednostkami centralnie dysponowanymi, które przyjęto do NRAA. Dane przedstawiono dla lat charakterystycznych oraz lat obliczeniowych przedstawionych w raporcie ERAA 2023.

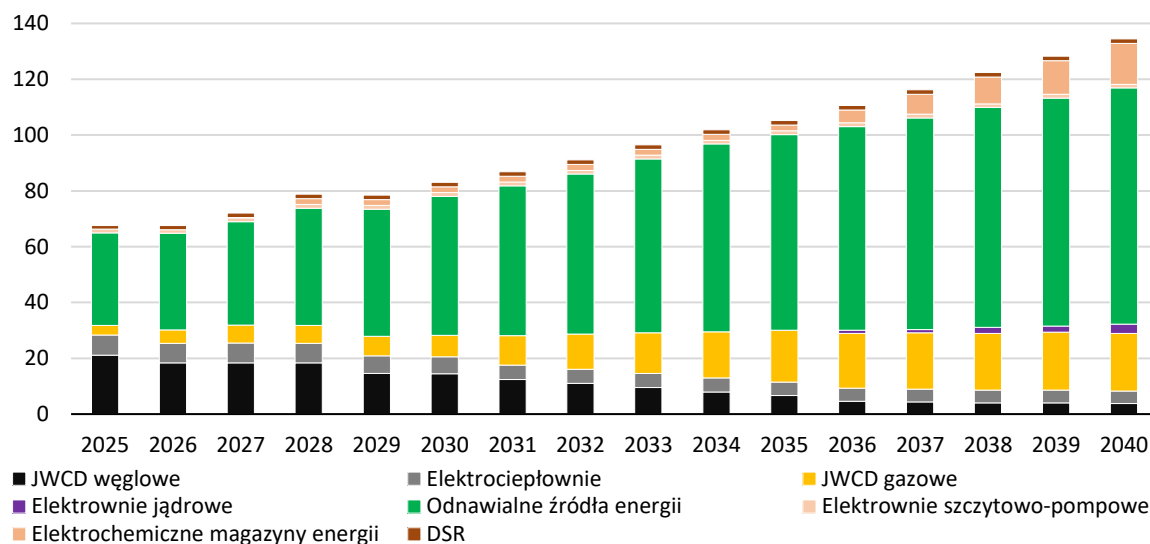
Tab. 7.1 Moc zainstalowana nJWCD przyjęta w NRAA

Paliwo/technologia		2025	2028	2030	2033	2035	2040
nJWCD ciepłe, w tym:	MW	7 060	6 922	5 931	4 894	4 721	4 357
Gaz	MW	2 123	2 191	2 155	2 147	2 129	1 974
Węgiel kamienny	MW	3 875	3 663	2 902	1 887	1 743	1 540
Inne nieodnawialne	MW	1 061	1 068	874	860	848	843
OZE, w tym:	MW	32 727	41 907	49 604	62 286	70 129	84 600
Fotowoltaika	MW	19 631	23 898	26 443	33 611	37 500	45 000
Elektrownie wiatrowe lądowe	MW	10 883	11 630	13 155	15 807	17 358	19 858
Elektrownie wiatrowe morskie	MW	0	4 138	7 594	10 376	12 779	17 250
Biomasa	MW	928	898	944	950	950	950
Biogaz	MW	277	302	367	408	408	408
Elektrownie wodne przepływowe	MW	1 008	1 041	1 101	1 134	1 134	1 134

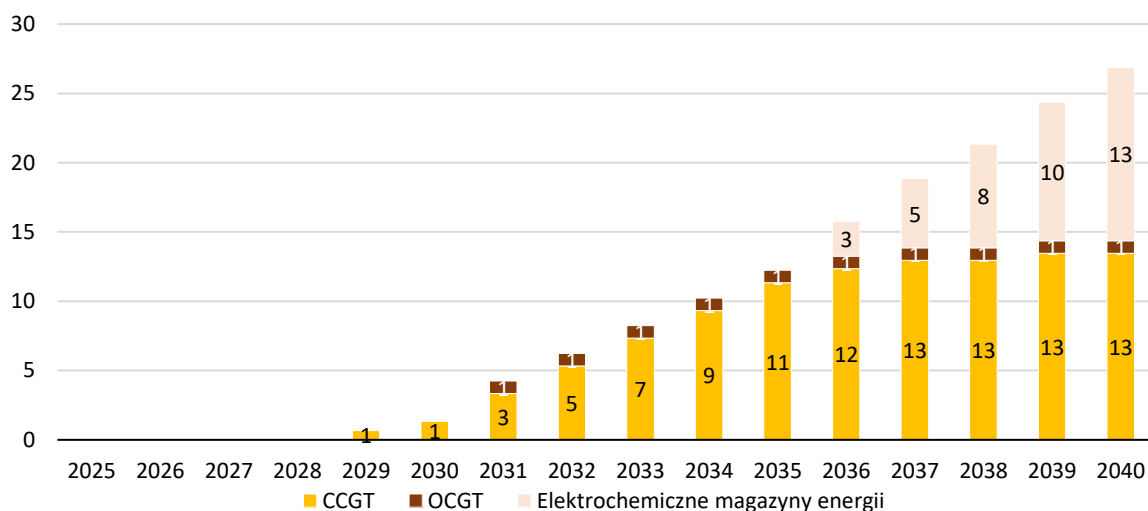
22. Wyniki modelu minimalizacji kosztu systemu

Na rys. 7-1 oraz rys. 7-2 przedstawiono wyniki modelu minimalizacji kosztu systemu. Należy jednak zaznaczyć, że wyniki te nie biorą pod uwagę efektywności ekonomicznej poszczególnych jednostek wytwórczych. Poza optymalizacją mocy zainstalowanej jednostek biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania i magazynów energii elektrycznej, pozostałe źródła (w tym źródła jądrowe) zdeterminowano na etapie założeń. Założenia i sposób modelowania przedstawiono w rozdziałach 3.2 i 4. Wyniki tego modelu posłużyły do dalszych analiz i prac nad scenariuszami analizowanymi w NRAA.

Rys. 7-1 Moc zainstalowana jednostek wytwórczych – model minimalizacji kosztów systemu [GW]

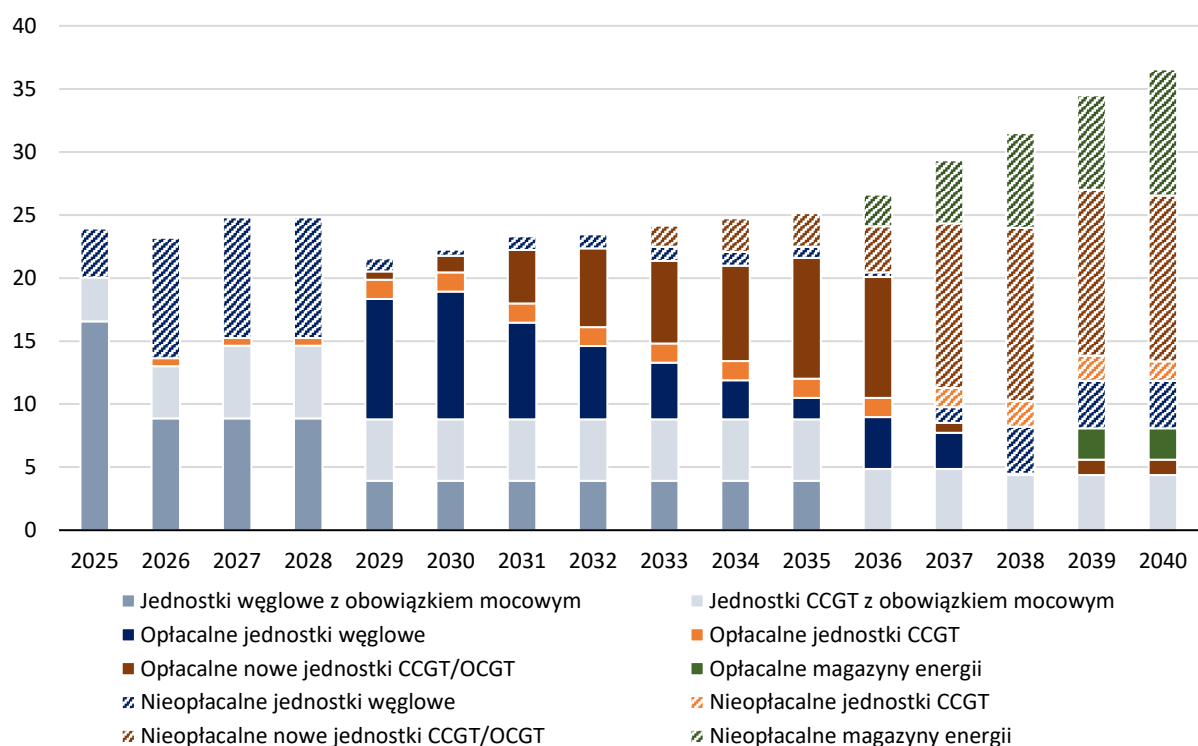


Rys. 7-2 Nowe moce wytwórcze – model minimalizacji kosztów systemu [GW]



Wyniki stanowiące zestaw uczestników rynku energii z modelu minimalizacji kosztów systemu (przedstawione powyżej) zostały następnie poddane weryfikacji w modelu ekonomicznym w celu sprawdzenia ich rentowności w warunkach rynkowych (rys. 7-3). Tab. 7.2 przedstawia wyniki analizy wystarczalności modelu minimalizacji kosztu systemu. Oznaczenie jednostek jako „z obowiązkiem mocowym” dotyczy jednostek posiadających obowiązek mocy w ramach przeprowadzonych do tej pory aukcji istniejącego rynku mocy.

Rys. 7-3 Opłacalność jednostek wytwórczych biorących udział w centralnym dysponowaniu i magazynów [GW]



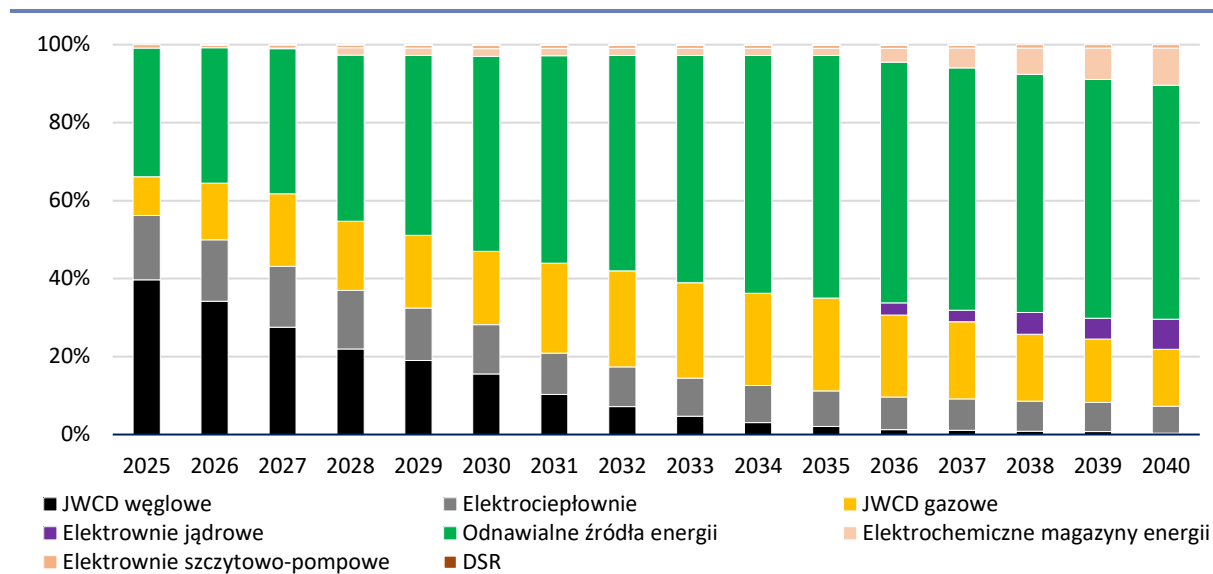
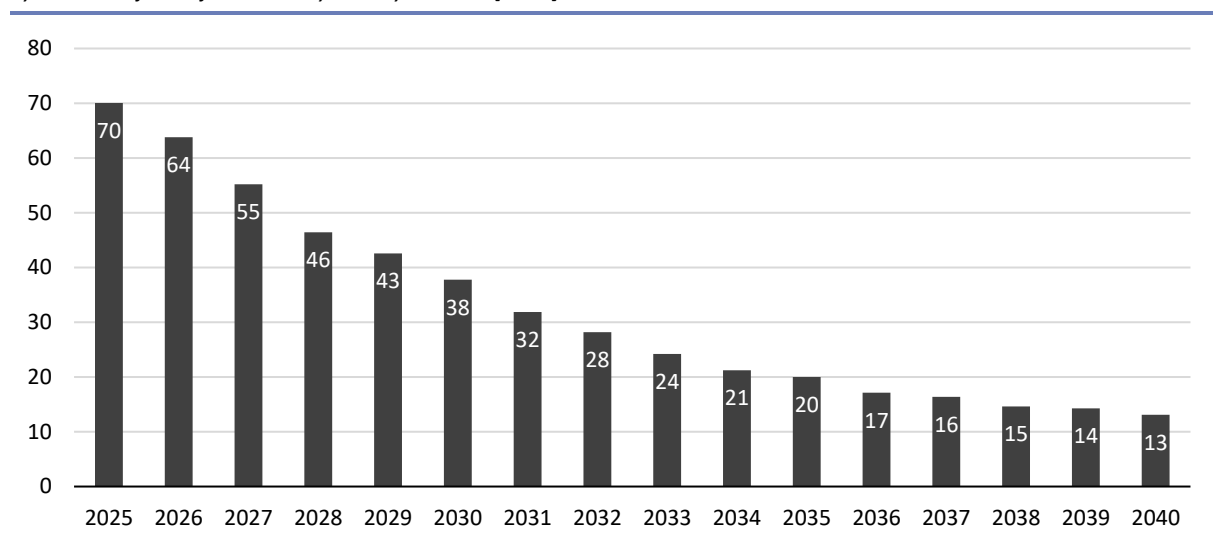
Tab. 7.2 Analiza wystarczalności systemu – LOLE i EENS – model minimalizacji kosztu systemu

Rok		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE średnia	godz./rok	0,0	3,0	0,6	0,0	9,1	9,6	6,6	6,6	7,1	4,3	3,7	1,2	0,9	0,3	0,2	0,0
	godz./rok	0,1	8,7	2,4	0,0	23,0	25,2	21,6	20,6	22,3	15,5	11,5	6,2	4,2	1,5	0,8	0,1
EENS średnia	GWh/rok	0,0	2,1	0,4	0,0	12,0	13,8	9,4	9,3	9,9	6,1	5,4	2,0	1,7	0,4	0,2	0,0
	GWh/rok	0,0	6,8	2,4	0,0	35,3	43,3	33,5	33,3	36,9	23,9	20,4	9,6	7,7	2,6	1,0	0,1

Poniżej na wykresach przedstawiono:

- udział generacji poszczególnych źródeł w poszczególnych latach analizy – rys. 7-4,
- emisje z sektora wytwarzania energii – tylko jednostki JWCD spalające paliwa kopalne – rys. 7-5.

Rys. 7-4 Udział technologii/paliw w generacji – model minimalizacji kosztów systemu

Rys. 7-5 Emisje CO₂ jednostek wytwórczych JWCD [mln t]

23. Wyniki szczegółowe LOLE i EENS – scenariusz bazowy

Poniższe tabele przedstawiają szczegółowe wyniki LOLE i EENS dla scenariusza bazowego.

Tab. 7.3 Analiza wystarczalności systemu – LOLE – scenariusz bazowy [godz./rok]

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1982	3,2	60,1	79,0	47,9	26,8	9,8	4,6	13,1	15,8	15,9	8,0	11,2	21,8	15,8	9,4	25,4
1983	0,8	12,9	18,3	8,7	3,2	0	0	0,7	0	0,3	0,4	0	1,8	0,9	0	1,3
1984	6,6	34,1	36,0	25,3	12,9	6,1	4,6	11,7	12,3	8,9	6,3	4,0	6,2	4,9	1,3	11,1
1985	16,5	66,4	79,9	51,1	41,8	23,6	22,8	28,0	35,7	33,6	28,2	31,2	29,5	29,6	27,4	52,2
1986	2,2	14,8	30,5	23,3	16,1	2,3	1,3	8,3	5,3	2,7	10,9	11,9	22,9	16,9	8,1	14,8
1987	6,2	71,0	76,7	68,5	45,7	24,2	17,8	38,8	41,9	46,2	29,2	37,2	38,1	36,3	30,1	42,0
1988	4,4	22,9	26,2	14,7	2,7	0,1	0,1	2,6	5,7	5,6	0,8	2,3	0,5	2,1	1,8	2,3
1989	5,3	28,8	25,7	12,4	7,5	3,5	1,2	7,2	7,7	4,4	3,6	0,3	0,7	0	0	0,1
1990	4,0	19,7	19,8	20,0	13,5	6,2	4,0	10,4	7,1	4,9	3,9	3,2	5,2	1,5	1,0	3,4
1991	9,6	67,4	81,3	61,7	46,2	19,7	9,6	29,1	28,3	23,8	11,4	6,9	9,2	3,6	0,8	2,6
1992	0,9	19,2	26,8	16,2	6,3	1,8	0,7	3,3	4,5	10,0	3,7	2,4	1,3	2,3	0,6	0,8
1993	17,8	37,0	53,6	32,0	24,1	16,9	11,1	19,7	20,0	13,1	7,7	2,5	3,4	0,8	0,3	2,3
1994	1,5	16,3	31,8	23,1	10,7	6,2	2,4	4,7	3,8	1,5	3,4	3,8	9,1	4,8	0	6,7
1995	9,6	46,7	45,9	32,3	30,4	14,9	8,8	26,8	29,5	25,6	14,8	7,6	8,5	4,6	1,2	4,6
1996	9,4	59,7	75,9	58,1	40,9	18,3	12,6	32,0	25,8	31,7	21,0	29,1	22,9	26,4	19,1	29,8
1997	23,5	82,3	91,3	71,0	42,7	18,9	12,9	22,9	26,1	17,8	14,0	7,3	17,3	9,0	7,0	19,3
1998	23,0	79,3	76,1	57,4	43,7	32,2	22,9	35,3	39,1	27,8	24,2	11,5	4,1	3,5	0,5	8,8
1999	4,5	33,7	38,1	22,4	6,5	0,9	0,9	2,3	2,8	1,4	1,0	0,5	0,6	0,2	0,1	0,4
2000	1,6	19,6	22,4	14,9	9,1	2,9	1,1	2,0	1,5	3,5	1,1	0,8	4,1	7,5	0,4	8,1
2001	8,0	53,6	62,0	60,0	52,6	24,8	17,2	35,7	37,1	34,8	25,8	22,3	28,4	15,8	2,9	13,7
2002	15,6	47,1	57,8	49,1	36,2	21,2	11,7	29,1	30,2	23,7	19,8	20,4	23,0	25,1	10,1	23,3
2003	10,0	28,1	51,9	27,6	11,9	1,1	0,8	1,8	5,1	5,7	4,7	1,7	9,6	5,9	2,0	10,7
2004	5,5	25,4	38,9	24,5	14,8	6,4	2,1	20,0	17,0	19,8	10,6	16,4	15,7	13,1	7,8	17,1
2005	6,5	43,3	45,3	32,8	21,4	12,1	9,9	12,0	13,6	11,8	7,8	6,4	3,9	4,0	1,7	9,4
2006	8,0	51,2	65,8	32,1	18,7	9,2	9,2	17,0	21,5	28,4	19,5	25,0	25,3	24,4	21,1	24,8
2007	2,1	8,0	10,5	6,9	5,7	1,4	0,6	2,0	4,6	3,1	3,0	3,1	4,6	2,1	0,4	13,1
2008	1,3	5,7	13,6	3,1	1,4	0,7	0,6	0,8	0,8	1,3	1,0	0	0,4	0	0,3	0
2009	7,9	34,5	52,2	27,5	13,4	4,1	2,1	7,8	5,5	9,7	7,9	10,5	13,5	11,7	7,6	17,2
2010	20,7	87,2	97,1	70,0	43,8	27,6	21,4	37,5	34,2	36,2	40,6	44,9	48,1	40,9	21,2	45,8
2011	11,5	37,3	39,2	19,1	4,9	1,2	0,8	3,3	3,2	3,2	5,6	5,2	7,4	3,3	1,5	7,0
2012	6,9	54,3	73,8	37,4	25,0	12,2	8,9	16,6	16,4	13,8	19,6	13,9	19,4	12,6	6,9	25,1
2013	8,0	60,4	72,6	41,7	14,2	2,6	2,4	11,3	8,8	11,1	8,9	9,2	11,0	23,0	16,4	26,1
2014	11,5	73,8	71,3	57,9	35,0	20,2	17,7	30,5	40,7	27,5	27,3	19,2	24,3	13,3	1,4	23,5
2015	3,9	29,0	38,5	20,1	12,8	4,1	2,0	0,4	2,4	1,7	0	1,4	1,4	0,7	0	4,4
2016	1,3	36,3	45,5	16,9	5,6	1,0	0,7	4,0	2,6	5,9	3,1	1,9	8,6	6,3	3,2	4,8
2017	6,1	33,7	51,4	26,3	7,5	1,5	0,2	4,6	4,8	11,0	3,3	14,7	7,6	11,8	5,6	18,0
2018	4,0	33,1	60,0	39,0	19,6	4,5	1,8	7,3	8,0	5,3	8,5	9,4	14,1	4,3	0,4	12,5
2019	0,8	14,7	24,0	13,7	4,3	1,3	1,2	2,5	2,3	13,5	3,5	9,8	1,5	5,4	1,9	5,3

Tab. 7.4 Analiza wystarczalności systemu – EENS – scenariusz bazowy [GWh/rok]

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1982	1,7	59,9	78,2	74,9	34,8	12,1	5,3	15,8	19,5	26,0	11,5	25,7	0	33,2	19,3	0
1983	0,3	9,0	17,5	9,5	1,9	0	0	0,2	0	0,0	0,2	0	2,0	1,4	0	2,3
1984	7,4	38,8	44,9	39,9	16,1	7,4	6,7	17,2	18,7	11,4	11,2	6,8	10,0	10,4	2,5	28,8
1985	12,3	80,5	107,3	114,4	72,5	36,0	36,5	57,8	74,1	75,4	57,4	81,5	70,9	87,7	84,4	154,3
1986	0,9	12,2	32,3	32,3	17,3	1,8	0,8	9,4	5,0	2,0	11,0	20,4	44,3	28,5	12,0	34,4
1987	4,3	84,4	100,8	115,8	77,9	35,6	23,1	56,5	65,7	96,3	44,6	92,4	83,5	94,4	83,0	125,5
1988	4,0	18,6	25,6	16,3	1,8	0,1	0,1	3,1	4,9	5,4	0,5	3,1	0,4	3,4	2,6	2,9
1989	4,6	25,2	24,3	12,9	10,6	3,8	1,6	9,0	11,0	4,1	4,0	0,4	1,9	0	0	0,1
1990	2,0	16,0	17,4	27,2	18,3	8,2	5,3	17,5	9,3	7,1	4,1	3,8	13,7	1,8	3,0	7,7
1991	5,4	69,1	85,5	84,8	60,6	22,2	11,2	35,1	35,1	25,1	13,8	8,1	14,1	3,6	0,7	3,2
1992	0,3	14,6	25,5	18,3	4,5	1,0	0,6	2,1	3,0	10,2	3,8	4,7	1,6	3,0	0,7	1,3
1993	14,1	52,8	65,9	64,6	54,0	27,8	17,0	35,2	32,8	17,8	11,1	4,3	6,7	1,1	0,4	4,8
1994	0,9	12,0	28,2	31,9	14,9	5,5	1,5	5,0	4,4	1,1	2,9	8,3	19,7	7,8	0	12,4
1995	6,5	38,9	39,5	51,4	49,5	24,2	13,0	45,2	48,0	33,3	22,4	14,8	15,6	7,7	1,9	7,5
1996	6,4	65,2	103,9	109,7	69,3	26,3	16,7	55,1	38,0	55,3	46,0	81,3	47,4	61,9	44,6	79,1
1997	21,1	92,7	103,6	111,2	62,1	21,1	15,1	31,9	35,4	22,0	17,2	11,7	33,6	15,4	13,4	42,0
1998	21,2	97,2	94,2	110,5	100,3	66,2	45,1	75,8	78,0	49,2	40,7	23,4	4,7	5,0	0,6	12,4
1999	5,3	33,2	42,0	30,4	6,6	0,7	0,3	1,9	2,7	0,8	0,7	0,6	0,4	0,1	0,2	0,2
2000	1,1	14,5	20,6	17,2	8,7	1,9	0,5	1,1	1,2	3,7	1,2	0,9	7,0	15,6	0,5	19,2
2001	4,3	63,8	73,0	92,1	90,7	43,2	27,0	72,3	76,3	71,5	52,9	43,3	72,0	38,1	5,9	39,8
2002	10,8	41,6	58,9	85,7	71,0	25,8	15,5	60,1	63,2	44,2	36,1	60,8	70,8	79,5	25,1	69,9
2003	7,3	23,8	50,4	27,7	10,1	1,3	0,3	1,0	3,2	3,6	4,2	1,6	11,6	5,9	1,0	14,7
2004	3,5	19,4	33,3	30,2	17,0	5,9	1,8	22,3	22,0	28,4	14,1	29,6	27,7	27,5	18,2	33,1
2005	6,3	47,2	52,6	53,9	41,3	19,8	19,0	19,5	30,6	19,9	19,5	14,2	7,2	9,6	3,6	30,2
2006	4,8	56,3	75,9	55,2	26,5	16,2	14,9	29,5	35,5	56,5	41,2	57,5	50,6	58,8	49,3	70,9
2007	1,5	5,2	5,9	10,0	5,3	0,6	0,3	2,6	5,6	3,5	3,9	7,1	10,9	3,9	0,6	34,0
2008	0,5	3,5	10,1	1,6	1,4	0,6	0,3	0,9	0,6	0,5	1,3	0	0,2	0	0,5	0
2009	6,2	29,3	46,2	37,5	17,4	5,2	3,1	10,3	7,3	12,9	12,2	17,8	39,2	27,7	16,4	42,9
2010	15,6	93,9	118,2	127,6	77,5	43,9	32,9	66,4	60,8	67,0	80,5	115,0	125,5	98,4	51,6	124,3
2011	9,2	29,8	36,3	20,7	3,9	1,3	0,7	2,7	2,8	2,3	4,5	5,3	9,9	4,2	0,9	8,3
2012	5,1	54,5	104,6	79,2	44,7	18,8	14,6	27,7	28,2	29,9	39,1	37,2	46,6	28,8	13,1	62,9
2013	4,1	53,4	67,7	60,4	14,8	2,9	1,8	11,4	10,4	16,3	9,8	15,8	14,4	46,3	36,2	64,2
2014	12,1	80,4	75,9	82,0	54,4	27,1	20,2	44,3	68,9	48,2	44,6	39,4	44,5	28,8	1,7	54,8
2015	2,2	20,4	31,9	23,0	13,2	2,6	0,9	0,0	1,5	1,0	0	2,1	2,2	1,3	0	8,9
2016	0,6	21,9	36,2	16,8	4,9	0,7	0,5	3,6	1,7	5,2	3,5	1,5	14,2	7,0	2,7	7,7
2017	4,9	25,3	48,6	33,1	5,7	1,1	0,3	4,1	5,0	15,3	3,0	21,4	9,4	19,0	11,8	39,0
2018	1,6	30,7	65,4	56,3	22,5	3,4	2,3	6,7	9,7	5,8	10,1	13,4	27,2	7,8	0,9	23,7
2019	0,4	8,2	19,4	13,7	3,1	0,8	0,8	2,1	1,4	17,1	3,1	18,1	0,8	11,9	5,3	9,0

24. Wyniki szczegółowe LOLE i EENS – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych

Poniższe tabele przedstawiają szczegółowe wyniki LOLE i EENS dla scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych.

Tab. 7.5 Analiza wystarczalności systemu – LOLE – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych [godz./rok]

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1982	1,9	0,2	1,4	3,2	3,9	1,3	1,3	0,8	0,8	0,5	0,9	5,0	6,6	2,1	6,1	2,7
1983	0,3	0	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1984	4,1	8,0	4,0	2,9	2,0	1,3	1,9	2,6	4,7	3,7	1,5	1,3	0,1	0,6	1,1	1,7
1985	9,6	7,1	10,5	7,9	8,7	3,6	9,5	9,0	5,9	12,1	9,2	10,5	9,1	6,7	14,1	9,1
1986	0,5	0,3	2,3	1,1	1,1	0	0	0,7	0	0,3	4,7	8,2	12,0	6,3	8,8	5,3
1987	2	6,3	8,8	10,6	9,1	5,2	6,4	10,3	5,8	17,8	8,0	13,3	11,4	12,5	17,1	12,9
1988	0,1	2,7	0,4	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0
1989	1,9	1,5	0,6	0	0,6	0,7	0,3	0,3	0,3	0	0	0,1	0	0	0	0
1990	0,7	0,8	0,9	0,5	2,4	1,8	1,3	1,5	0	0	0	0	0,4	0	0	0
1991	3,8	3,4	5,0	2,9	5,0	3,8	2,8	2,9	1,0	1,2	0,7	2,1	1,3	0,2	0,1	0,2
1992	0,1	0	1,8	0	0	0	0	0	0	0,6	0,7	0,6	1,2	0,1	0,4	0
1993	7,1	7,0	5,9	3,0	5,7	5,4	4,0	4,2	0,6	0,2	0,6	0,9	0	0	0	0
1994	0,8	0	1,2	1,4	0	0	0	0	0	0	0,2	3,1	5,2	1,1	0	0
1995	1,5	1,9	2,5	0,8	4,1	4,9	3,2	5,0	0,4	0,3	0,6	1,6	0	0,8	1,3	0
1996	3	4,2	9,9	6,1	6,9	5,5	5,4	4,9	1,5	7,9	5,4	4,1	8,8	3,7	11,7	6,2
1997	8,4	12,6	11,3	3,3	5,1	1,7	3,3	3,0	1,1	1,9	0,5	0,8	1,8	0,1	1,5	0
1998	11,9	11,5	9,4	6,6	12,5	14,9	13,9	13,2	3,7	4,0	2,9	0,8	0,3	0	1,1	0,4
1999	1,9	4,7	4,9	0	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0,4	0,3	0,3	0	0	0	0	0	0	0,5	1,4	1,1	0,3	1,0
2001	3,5	5,4	5,6	5,5	9,7	7,4	7,2	8,3	8,6	12,2	9,8	4,3	3,9	2,2	3,4	2,2
2002	3,1	0,9	1,3	1,2	4,2	1,6	2,7	7,9	3,8	7,5	5,6	3,3	10,0	7,9	11,9	2,9
2003	1,4	1,0	2,2	0	0,3	0	0	0	0	0	0,9	0,8	1,5	0	0,8	0,3
2004	0,8	0,3	0,4	0	0,5	0,5	0,5	0,7	0	1,3	0,6	6,8	4,0	4,3	5,7	0,9
2005	6,6	5,6	7,6	5,4	7,2	2,3	5,2	4,0	4,1	2,1	1,8	0,7	1,0	0,7	0,6	2,0
2006	2,2	2,3	4,7	5,5	4,4	3,5	5,4	7,9	4,1	9,9	9,8	11,5	17,0	11,9	16,9	11,8
2007	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9	1,5	0	0	0,9
2008	0,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	1,1	0,4	1,4	1,0	2,3	1,1	0,9	0,7	0	1,4	1,7	1,9	7,3	1,6	3,9	3,1
2010	5,5	5,6	9,7	7,3	8,1	7,8	10,3	15,0	9,1	13,7	18,1	22,7	32,7	15,7	18,4	8,5
2011	3,3	1,8	2,1	0,7	0,8	0,2	0	0	0	0	0	0,3	0,7	0,4	1,7	0,9
2012	3,4	2,4	11,8	5,2	5,6	4,1	4,1	6,4	4,9	6,0	8,0	5,2	7,5	1,5	3,6	1,7
2013	1,2	1,1	2,4	0,6	1,6	0,5	0,2	1,6	0	1,8	2,9	2,6	3,9	7,6	15,2	6,3
2014	7,7	8,2	5,7	3,7	3,7	3,5	5,1	4,6	12,7	11,1	7,1	6,1	5,4	1,3	0,8	3,9
2015	2,8	0,7	0,7	0	1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	2,2	0	0,6	0,6	0	0	0	0	0,3	0	0	0,7	1,9	0	0,6	0
2017	1,1	3,3	1,1	0	0	0	0	0	0,3	0,5	0	1,8	2,8	2,4	3,8	0
2018	3,5	2,5	7,2	0,7	1,9	0,7	0,3	0,4	0,3	0	0	3,0	4,2	0,6	0,1	0
2019	0	0	1,0	0	0	0	0	0	0,2	1,4	0,5	2,2	2,0	1,2	3,0	0

Tab. 7.6 Analiza wystarczalności systemu – EENS – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych [GWh/rok]

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1982	1,2	0,1	0,2	2,6	3,7	1,2	1,2	0,3	0,7	0,2	0,6	8,2	14,6	3,3	12,3	4,8
1983	0,1	0	0,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1984	2,0	6,3	2,7	1,7	1,2	0,8	1,2	2,7	5,2	3,7	1,2	0,9	0,0	1,2	1,6	3,7
1985	6,2	6,5	10,6	10,6	11,7	3,1	11,0	16,4	5,4	17,5	8,5	24,7	20,1	17,2	33,3	14,5
1986	0,3	0,1	2,0	1,1	0,5	0	0	0,3	0	0,2	4,7	11,2	23,7	10,9	13,3	6,6
1987	1,8	2,8	5,5	11,2	12,9	6,7	6,9	9,9	4,8	23,6	9,2	31,9	30,6	24,9	43,0	28,3
1988	0,0	1,0	0,2	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0
1989	1,4	0,4	0,2	0	0,1	0,4	0,3	0,2	0,1	0	0	0,0	0	0	0	0
1990	0,2	0,9	0,8	1,0	2,4	1,5	1,7	2,0	0	0	0	0	0,9	0	0	0
1991	2,3	2,3	3,2	2,1	4,9	2,6	2,6	2,4	1,2	0,6	0,9	1,8	1,1	0,2	0,0	0,0
1992	0,1	0	1,5	0	0	0	0	0	0	0,5	0,5	1,2	0,9	0,0	0,6	0
1993	5,7	6,5	5,8	3,0	7,3	6,2	5,0	6,0	0,3	0,0	0,5	1,0	0	0	0	0
1994	0,2	0	0,7	1,1	0	0	0	0	0	0	0,0	4,7	10,4	2,0	0	0
1995	0,6	1,2	1,3	0,6	4,1	4,7	3,6	5,4	0,3	0,1	0,4	2,7	0	0,9	3,2	0
1996	2,5	4,1	10,0	7,8	8,7	5,1	5,6	6,5	2,5	7,9	6,8	7,1	20,5	6,3	23,4	13,0
1997	4,9	9,0	8,7	2,9	4,9	1,1	3,7	2,7	0,8	1,0	0,3	1,0	3,5	0,1	3,2	0
1998	8,4	9,9	7,1	7,2	16,1	18,8	19,6	17,5	3,0	3,8	2,4	0,5	0,5	0	1,5	0,1
1999	1,0	2,3	3,1	0	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	0,0	0	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	0,4	3,2	3,4	0,4	1,7
2001	2,8	4,5	5,7	5,9	11,8	11,0	10,2	13,7	12,5	17,3	14,7	8,1	8,4	6,5	6,0	4,9
2002	1,3	0,4	0,4	0,5	3,6	1,4	3,1	9,3	3,1	10,4	6,2	7,2	30,5	23,6	37,9	8,0
2003	0,9	0,7	2,0	0	0,4	0	0	0	0	0	0,8	0,6	1,8	0	0,4	0,1
2004	0,3	0,1	0,0	0	0,3	0,4	0,2	0,6	0	1,5	0,5	5,5	5,9	8,5	12,6	0,7
2005	5,8	6,0	8,9	5,9	10,4	2,9	6,9	5,3	4,3	3,1	1,6	1,5	3,2	2,3	1,0	3,2
2006	1,5	1,7	4,2	4,9	4,8	3,1	6,2	10,0	6,3	18,0	20,4	28,0	41,6	21,8	34,9	21,2
2007	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	1,5	0	0	1,0
2008	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0,7	0,2	0,8	1,0	1,5	0,7	0,9	0,8	0	1,9	1,7	2,6	17,1	2,8	6,9	2,8
2010	3,0	3,3	8,5	8,9	8,3	6,9	11,3	16,6	11,2	19,6	32,7	57,7	85,1	30,7	37,6	13,0
2011	1,3	0,4	2,6	0,6	0,6	0,0	0	0	0	0	0	0,1	0,6	0,2	1,6	0,7
2012	2,1	1,5	13,1	7,8	7,7	3,1	5,5	10,7	4,4	13,5	15,5	15,0	26,6	1,9	6,8	4,3
2013	0,5	0,5	0,8	0,2	1,4	0,3	0,0	1,1	0	1,1	2,6	3,0	7,5	14,4	31,7	11,3
2014	5,2	4,4	2,0	2,3	3,1	2,8	4,4	4,6	13,6	15,9	9,7	6,2	9,5	0,7	2,6	9,2
2015	1,9	0,5	0,4	0	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0,8	0	0,2	0,3	0	0	0	0	0,1	0	0	0,4	2,3	0	0,2	0
2017	0,2	1,2	0,6	0	0	0	0	0	0,1	0,3	0	2,3	4,3	5,1	8,0	0
2018	2,4	1,7	5,3	0,7	2,1	0,6	0,4	0,5	0,2	0	0	4,3	8,7	0,7	0,0	0
2019	0,0	0	0,7	0	0	0	0	0	0,0	0,9	0,5	3,1	2,6	3,5	7,1	0

25. Wyniki szczegółowe LOLE i EENS – model minimalizacji kosztu systemu.

Poniższe tabele przedstawiają szczegółowe wyniki LOLE i EENS dla modelu minimalizacji kosztu systemu.

Tab. 7.7 Analiza wystarczalności systemu – LOLE – model minimalizacji kosztu systemu [godz./rok]

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1982	0	0,2	0	0	10,8	9,8	4,6	4,1	7,6	3,4	1,9	0,2	0,4	0	0	0
1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0	0	0	0	0
1984	0	8,0	0,6	0	5,5	6,1	4,6	7,0	10,1	4,9	2,4	0,7	0	0	0	0
1985	0,6	7,1	2,3	0	22,0	23,6	22,8	16,5	21,5	14,6	12,9	2,2	1,2	0,6	0,2	0
1986	0	0,3	0,5	0	3,5	2,3	1,3	1,8	2,8	0,8	5,9	2,7	4,0	1,4	0,6	0,2
1987	0	6,3	0,1	0	24,8	24,2	17,8	20,3	18,0	24,4	11,0	6,0	3,3	1,4	2,5	0,1
1988	0	2,7	0	0	0,3	0,1	0,1	0,3	2,5	0,2	0,3	0	0	0	0	0
1989	0	1,5	0	0	2,1	3,5	1,2	1,6	1,7	0,4	0	0	0	0	0	0
1990	0	0,8	0	0	6,2	6,2	4,0	4,7	1,0	0,1	0,3	0	0	0	0	0
1991	0	3,4	0,7	0	14,9	19,7	9,6	8,1	6,0	2,0	2,1	0,4	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	2,9	1,8	0,7	1,3	1,3	0,8	1,5	0,4	0	0	0	0
1993	0	7,0	1,4	0	14,9	16,9	11,1	9,4	4,3	0,9	1,5	0,6	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	4,9	6,2	2,4	0,9	2,9	0	0,7	0,1	0,5	0	0	0
1995	0	1,9	0	0	10,8	14,9	8,8	10,7	6,9	1,4	0,7	0,8	0	0	0	0
1996	0	4,2	2,2	0	15,8	18,3	12,6	12,7	8,7	9,8	7,7	0,6	1,5	0	0,3	0
1997	0	12,6	1,1	0	20,9	18,9	12,9	8,7	10,5	3,8	1,3	0	0,2	0	0	0
1998	0	11,5	0,6	0	26,9	32,2	22,9	22,5	18,1	6,9	4,4	0	0	0	0	0
1999	0	4,7	0,2	0	3,0	0,9	0,9	0,4	2,8	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	2,4	2,9	1,1	0,7	0,4	0,1	0	0	0	0	0	0
2001	0	5,4	1,2	0	21,8	24,8	17,2	18,6	20,1	15,5	11,2	1,3	0	0,4	0	0
2002	0	0,9	0	0	15,7	21,2	11,7	14,6	12,8	10,1	7,9	1,4	1,1	1,0	0,8	0
2003	0	1,0	0,6	0	1,7	1,1	0,8	0,3	1,4	0	2,5	0	0	0	0	0
2004	0	0,3	0	0	3,8	6,4	2,1	5,9	2,6	2,3	1,0	0,3	0	0,7	0	0
2005	0,8	5,6	2,9	0,2	15,2	12,1	9,9	6,8	9,3	3,4	2,8	0,6	0,5	0	0	0
2006	0	2,3	0,7	0	9,4	9,2	9,2	12,2	9,1	10,8	10,8	7,3	5,4	2,9	0,7	1,0
2007	0	0	0	0	1,2	1,4	0,6	0,8	0,8	0,5	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0,7	0,6	0	0,8	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0,4	0	0	5,9	4,1	2,1	1,9	2,7	1,6	2,0	0,2	2,3	0,3	0	0
2010	0	5,6	1,8	0,1	22,7	27,6	21,4	22,2	26,6	15,1	20,7	11,8	8,7	2,3	0,9	0
2011	0	1,8	0,8	0	1,8	1,2	0,8	1,1	1,9	0,2	0,3	0	0	0	0	0
2012	0	2,4	3,5	0	11,9	12,2	8,9	9,0	10,3	7,1	10,7	4,9	3,8	0	0	0
2013	0	1,1	0	0	5,3	2,6	2,4	5,1	2,9	2,0	3,9	0	0	0,1	0,1	0
2014	0	8,2	0	0	19,4	20,2	17,7	15,6	31,7	15,7	10,5	1,3	0,4	0	0	0
2015	0	0,7	0	0	4,5	4,1	2,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0,4	1,0	0,7	0,3	0,8	0,5	0,4	0	0	0	0	0
2017	0	3,3	0	0	1,9	1,5	0,2	0,7	3,5	1,7	0	0	0	0,3	0	0
2018	0	2,5	1,0	0	9,5	4,5	1,8	2,2	2,8	0,1	1,0	0,8	0,2	0	0	0
2019	0	0	0,1	0	1,3	1,3	1,2	1,0	1,3	1,6	0,9	0,4	0	0	0	0

Tab. 7.8 Analiza wystarczalności systemu – EENS – model minimalizacji kosztu systemu [GWh/rok]

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1982	0	0,1	0	0	12,9	12,1	5,3	4,4	7,7	2,1	1,4	0,1	0,8	0	0	0
1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0	0	0	0	0
1984	0	6,3	0,2	0	6,2	7,4	6,7	8,4	17,4	6,0	2,7	0,4	0	0	0	0
1985	0,2	6,5	2,4	0	36,3	36,0	36,5	33,0	28,9	23,4	13,4	4,5	2,3	1,1	0,2	0
1986	0	0,1	0,3	0	4,2	1,8	0,8	1,9	2,6	0,4	7,5	3,2	4,9	1,5	0,4	0,1
1987	0	2,8	0,0	0	35,1	35,6	23,1	26,8	25,6	34,1	14,1	8,1	7,4	2,5	4,3	0,1
1988	0	1,0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,3	2,0	0,2	0,1	0	0	0	0	0
1989	0	0,4	0	0	1,8	3,8	1,6	1,7	1,9	0,2	0	0	0	0	0	0
1990	0	0,9	0	0	7,1	8,2	5,3	5,7	1,1	0,0	0,1	0	0	0	0	0
1991	0	2,3	0,2	0	16,8	22,2	11,2	8,3	6,8	1,2	1,8	0,3	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	1,6	1,0	0,6	0,5	1,2	0,9	1,1	0,5	0	0	0	0
1993	0	6,5	0,9	0	20,8	27,8	17,0	14,1	5,2	0,5	1,1	0,4	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	4,2	5,5	1,5	0,7	1,8	0	0,7	0,2	1,0	0	0	0
1995	0	1,2	0	0	13,8	24,2	13,0	13,6	7,9	0,8	0,7	0,9	0	0	0	0
1996	0	4,1	2,3	0	24,2	26,3	16,7	18,0	12,4	12,0	9,8	0,3	2,7	0	0,6	0
1997	0	9,0	1,1	0	23,5	21,1	15,1	8,5	11,6	3,2	0,7	0	0,2	0	0	0
1998	0	9,9	0,4	0	43,2	66,2	45,1	37,8	23,2	6,9	4,4	0	0	0	0	0
1999	0	2,3	0,0	0	3,4	0,7	0,3	0,3	2,3	0	0	0	0	0	0	0
2000	0	0	0	0	1,7	1,9	0,5	0,3	0,4	0,1	0	0	0	0	0	0
2001	0	4,5	0,3	0	30,8	43,2	27,0	29,3	36,3	23,6	19,0	1,9	0	0,6	0	0
2002	0	0,4	0	0	20,5	25,8	15,5	22,8	17,6	14,9	9,4	0,8	0,8	2,4	1,6	0
2003	0	0,7	0,2	0	2,1	1,3	0,3	0,1	1,1	0	2,1	0	0	0	0	0
2004	0	0,1	0	0	3,2	5,9	1,8	4,5	2,5	2,6	1,1	0,0	0	0,7	0	0
2005	0,3	6,0	2,7	0,0	26,1	19,8	19,0	11,6	15,7	5,1	3,3	1,0	1,5	0	0	0
2006	0	1,7	0,5	0	13,9	16,2	14,9	18,8	17,2	21,5	24,0	14,3	9,9	3,2	0,5	1,0
2007	0	0	0	0	0,6	0,6	0,3	0,3	0,4	0,3	0	0	0	0	0	0
2008	0	0	0	0	0	0,6	0,3	0	1,0	0	0	0	0	0	0	0
2009	0	0,2	0	0	5,8	5,2	3,1	2,4	2,3	2,3	2,3	0,1	4,0	0,4	0	0
2010	0	3,3	1,6	0,1	31,6	43,9	32,9	34,8	40,4	25,6	41,9	26,7	19,9	3,3	1,0	0
2011	0	0,4	0,4	0	1,7	1,3	0,7	0,5	1,7	0,1	0,1	0	0	0	0	0
2012	0	1,5	2,6	0	20,6	18,8	14,6	18,4	16,3	16,4	19,8	8,7	6,5	0	0	0
2013	0	0,5	0	0	5,2	2,9	1,8	5,0	2,3	2,3	4,2	0	0	0,3	0,1	0
2014	0	4,4	0	0	20,2	27,1	20,2	16,9	50,8	23,2	14,5	1,7	0,9	0	0	0
2015	0	0,5	0	0	3,5	2,6	0,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0,1	0,7	0,5	0,3	1,1	0,3	0,1	0	0	0	0	0
2017	0	1,2	0	0	1,2	1,1	0,3	0,6	4,5	1,4	0	0	0	0,1	0	0
2018	0	1,7	0,3	0	10,9	3,4	2,3	2,1	3,1	0,1	0,7	0,6	0,4	0	0	0
2019	0	0	0,0	0	0,5	0,8	0,8	0,5	1,5	1,8	1,0	0,6	0	0	0	0