



**Towarzystwo Gospodarcze
Polskie Elektrownie**

Ocena biznesowa funkcjonowania rynku mocy,
dokonana zgodnie z wytycznymi
art. 103 ustawy o rynku mocy

Warszawa, 5 sierpnia 2024 r.



Spis treści

| | |
|--|----|
| 1. Słownik..... | 5 |
| 2. Streszczenie zarządcze..... | 12 |
| 2.1. Cel i zakres Raportu | 12 |
| 2.2. Geneza wprowadzenia rynku mocy w Polsce..... | 12 |
| 2.3. Analiza, ocena i podsumowanie dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy | 13 |
| 2.4. Analiza potrzeb dalszego stosowania rynku mocy | 16 |
| 2.5. Propozycje TGPE zmian w funkcjonowaniu rynku mocy..... | 21 |
| 3. Wprowadzenie | 24 |
| 4. Kontekst historyczny wprowadzenia i funkcjonowania rynku mocy | 25 |
| 4.1. Analiza uwarunkowań systemu elektroenergetycznego w Polsce w momencie powstawania rynku mocy..... | 25 |
| 4.2. Proces tworzenia rynku mocy w Polsce | 27 |
| 4.3. Cele i główne rozwiązania rynku mocy w Polsce oraz podstawowe akty prawne warunkujące jego funkcjonowanie. | 28 |
| 4.4. Główne dokumenty regulujące polski rynek mocy | 29 |
| 5. Analiza wyników dotychczasowych aukcji rynku mocy | 31 |
| 5.1. Dotychczasowe wyniki aukcji mocy..... | 31 |
| 5.2. Rezultaty zawartych umów mocowych..... | 39 |
| 5.3. Ocena efektywności regulacji i dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy..... | 44 |
| 5.4. Podsumowanie uzyskanych efektów rynku mocy | 46 |
| 6. Analiza potrzeb dalszego stosowania rynku mocy | 48 |
| 6.1. Wstępna ocena sytuacji w KSE, stanu rynku energii i możliwości zbilansowania mocy podażą ze źródeł niezależnych od pogody | 48 |
| 6.2. Kategoryzacja poszczególnych grup technologii w scenariuszach | 53 |
| 6.3. Badanie ankietowe przeprowadzone wśród wytwórców energii elektrycznej ze źródeł węglowych będących JWCD..... | 54 |
| 6.4. Prognozy bilansu mocy i możliwości jego zrównoważenia | 54 |
| 6.5. Analizy struktury i funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w warunkach zrównoważenia bilansów mocy np. poprzez dalsze stosowanie rynku mocy | 58 |
| 6.6. Podsumowanie oraz rekomendacje w zakresie zasadności dalszego stosowania rynku mocy..... | 77 |
| 6.7. Analiza planów inwestycyjnych spółek energetycznych w źródła sterowalne..... | 78 |
| 6.8. Ocena wpływu obecnych i projektowanych regulacji unijnych – potencjalne bariery ograniczające stosowanie rynku mocy..... | 84 |



| | | |
|---------|---|------------|
| 6.9. | <i>Ocena możliwości wspierania nowych technologii za pośrednictwem rynku mocy (np. elektrownie jądrowe i elektrownie na wodór).....</i> | <i>90</i> |
| 6.10. | <i>Podsumowanie analiz dotyczących potrzeby utrzymania rynku mocy.....</i> | <i>91</i> |
| 7. | Porównanie stanu przedłużenia rynku mocy z ew. modelem/ nowymi mechanizmami wprowadzonymi w miejsce obecnie funkcjonującego rynku mocy | 93 |
| 7.1. | <i>Analiza czynników wpływających na zakres zmian w rynku mocy</i> | <i>93</i> |
| 7.2. | <i>Przegląd alternatywnych modeli wsparcia sterowalnych źródeł mocy stosowanych / rozważanych w innych krajach</i> | <i>93</i> |
| 7.3. | <i>Porównanie przeanalizowanych modeli z mechanizmem funkcjonującym w Polsce</i> | <i>100</i> |
| 8. | Propozycje niezbędnych zmian w rynku mocy w celu jego efektywniejszego działania | 105 |
| 8.1. | <i>Okres I – druga połowa 2025 r. – 2028 r.</i> | <i>106</i> |
| 8.1.1. | Wdrożenie możliwości przesunięcia terminu wejścia w życie limitu emisji 550 g CO₂/kWh z 1.07.2025 r. na 1.01.2029 r. – zmiana kluczowa | 106 |
| 8.2. | <i>Okres II – lata 2031 – 2040</i> | <i>113</i> |
| 8.2.1. | Przedłużenie rynku mocy do 2040 roku – propozycja kluczowa..... | 113 |
| 8.2.2. | Wprowadzenie możliwości zawierania umów mocowych na nie więcej niż 25 okresów dostaw - zmiana kluczowa | 118 |
| 8.2.3. | Nowy rodzaj bonusu w formie dodatku do ceny zamknięcia aukcji – zmiana kluczowa | 120 |
| 8.2.4. | Możliwość zawierania wieloletnich umów mocowych z większym niż 5 lat wyprzedzeniem okresu dostaw – zmiana kluczowa..... | 121 |
| 8.2.5. | Potwierdzenie jednakowego traktowania krajowych i zagranicznych dostawców mocy / JRM przy sprawdzaniu stopnia realizacji obowiązków mocowych – zmiana kluczowa..... | 123 |
| 8.2.6. | Urealnienie wpływu bateryjnych magazynów energii na zapewnienie wystarczalności mocy w systemie – zmiana poprawiająca efektywność..... | 125 |
| 8.2.7. | Dopuszczenie agregowania jednostek fizycznych planowanych i modernizowanych, w tym mniejszych niż 2 MW oraz zmiana limitu mocy dla JRM zagregowanych - zmiana poprawiająca efektywność | 125 |
| 8.2.8. | Wprowadzenie do polskiego prawa wolumenu emisji 350 kg/kW – zmiana poprawiająca efektywność | 126 |
| 8.2.9. | Modyfikacja rozwiązań w zakresie wyznaczania wolumenu mocy, który powinien być zakupiony w aukcjach głównych (PZM) – zmiana poprawiająca efektywność | 126 |
| 8.2.10. | Zalgorytmizowanie wyznaczania parametru aukcji X – zmiana poprawiająca efektywność .. | 128 |



| | |
|---|-----|
| 8.2.11. Zmiana terminu osiągnięcia finansowego kamienia milowego (FKM) dla JRM modernizowanych – zmiana poprawiająca efektywność | 130 |
| 8.2.12. Racjonalizacja sankcji z tytułu niepełnego wykonania obowiązku demonstracji – zmiana poprawiająca efektywność | 131 |
| 8.2.13. Umożliwienie, w uzasadnionych przypadkach, zmiany w ramach JRM utworzonej z grupy jednostek fizycznych – zmiana poprawiająca efektywność | 132 |
| 8.2.14. Jednoznaczne uregulowanie procesu zmiany dostawcy mocy – zmiana poprawiająca efektywność | 133 |
| 8.2.15. Przesunięcie rozpoczęcia certyfikacji ogólnej – zmiana poprawiająca efektywność | 133 |
| 8.2.16. Współdzielenie przyłącza przez odrębne JRM – zmiana poprawiająca efektywność | 134 |
| 8.3. <i>Tabelaryczne zestawienie proponowanych zmian</i> | 136 |
| Spis rysunków | 142 |
| Spis tabel | 144 |
| Spis załączników | 146 |
| Załączniki | 147 |
| <i>Załącznik 1: Ścieżki mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej w ramach analizowanego wariantu i scenariuszy</i> | 147 |



1. Słownik

| Skrót, nazwa | Objaśnienie |
|-----------------------|--|
| ACER | Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ang. <i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>) |
| ARE | Agencja Rynku Energii |
| BAT | Najlepsze dostępne techniki (ang. <i>Best available techniques</i>), stosowane w ustalaniu limitów emisji zanieczyszczeń |
| BGP, CCGT | Blok gazowo-parowy, jednostka wytwarzająca energię elektryczną, składająca się z turbiny gazowej, kotła odzysknicowego i turbiny parowej, zamiennie używany jest skrót CCGT angielskiej nazwy <i>Combine Cycle Gas Turbine</i> |
| CCU | Wychwytywanie i utylizacja dwutlenku węgla (ang. <i>Carbon Capture and Utilisation</i>) |
| CDS | Różnica (marża) pomiędzy osiągniętą ceną ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z węgla a kosztami zmiennymi dotyczącymi wytworzenia tej energii, w tym kosztów uprawnień do emisji CO ₂ (ang. <i>Clean Dark Spread</i>) |
| CSS | Różnica (marża) pomiędzy osiągniętą ceną ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z gazu ziemnego a kosztami zmiennymi dotyczącymi wytworzenia tej energii, w tym kosztów uprawnień do emisji CO ₂ (ang. <i>Clean Spark Spread</i>) |
| CfD | Kontrakt różnicowy (ang. <i>Contract for difference</i>), mechanizm zobowiązujący strony do wzajemnych wypłat zależnych od transakcji na rynku hurtowym, jeżeli cena transakcyjna jest inna niż wynikająca z warunków zawartego kontraktu. Zapewnia stronom umowy cenę rozliczeniową na ustalonym poziomie lub w systemach wsparcia zapewnianie takiej ceny jest dokonywane przez rozliczenia różnicowe z funduszem wsparciowym. W systemach wsparcia kontrakty różnicowe mogą być dwustronne (wytwórca rozlicza różnicę dodatnią i ujemną) lub jednostronne (rzadko spotykane, wytwórca rozlicza tylko różnicę ujemną, tj. otrzymuje dopłatę, gdy cena rynkowa jest niższa od ceny umownej). Na ogół kontrakt CfD jest traktowany jako dwustronny. |
| CO₂ | Dwutlenek węgla |



| | |
|--|---|
| CCS | Wychwytywanie i trwałe magazynowanie dwutlenku węgla (ang. <i>Carbon Capture and Storage</i>) |
| DAS | Departament Analiz Strategicznych w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów w latach 2008 - 2015 |
| DSR | Działanie strony popytowej (ang. <i>Demand Side Response</i>) na polecenie OSP (w przyszłości w wyniku transakcji na rynku), polegające na zwiększeniu lub zmniejszeniu poboru energii elektrycznej odbiorcy końcowego w stosunku do jego planowanego zużycia |
| EC | Elektrociepłownia |
| EJ | Elektrownie Jądrowe (duże reaktory jądrowe i SMR) |
| EL | Elektrownia |
| Elektrownia, elektrociepłownia zawodowa | Elektrownie i elektrociepłownie zaliczane wg PKD 2007 do grupy 35.1 „Wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja i handel energią elektryczną” lub do grupy 35.3 „Wytwarzanie i zaopatrywanie w parę wodną, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych”. Źródła zawodowe sprzedają wytwarzaną energię elektryczną, ciepło i inne produkty lub usługi do zewnętrznych odbiorców, źródła przemysłowe większość produkcji przeznaczają na potrzeby macierzystego zakładu. |
| EMD | <p>Reforma unijnego rynku energii zaproponowana przez Komisję Europejską w marcu 2023 roku jako odpowiedź na kryzys energetyczny i przyjęta w pierwszej połowie 2024 roku. Zmieniane regulacje unijne (rozporządzenia i dyrektywy) wzmacniają:</p> <ul style="list-style-type: none">- kierunek integracyjny unijnego rynku energii,- ochronę odbiorców końcowych przed gwałtownymi i wysokimi skokami cen (np. wzmocnienie kontraktów terminowych i długoterminowych, szybszy rozwój OZE i elastyczności systemów, itp.),- ochronę przed manipulacjami na hurtowym rynku energii. <p>Główne rozwiązania zawarte są w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniającym rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej.</p> |



| | |
|----------------|---|
| ENTSO-E | Europejska Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ang. <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>) |
| ESG | Zintegrowane podejście do analiz i ocen przedsiębiorstw z trzech kluczowych perspektyw: środowiskowej, społecznej i zarządczej (ang. <i>Environmental, Social, Governance</i>) wprowadzane dla pełniejszego pokazania ich wpływu na otoczenie (w tym środowisko i klimat) oraz jakie wartości kierują działaniami danej firmy. |
| ESP | Elektrownia szczytowo-pompowa |
| GHG | Gazy cieplarniane (ang. <i>Greenhouse Gases</i>) |
| GW | Gigawat |
| h/a | Liczba godzin rocznie |
| IRiESP | Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej |
| JRM | Jednostka rynku mocy |
| JWCD | Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana |
| KDT | Kontrakty długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej |
| KE | Komisja Europejska |
| KPEiK | Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu |
| KSE | Krajowy System Elektroenergetyczny |
| KSH | Kodeks spółek handlowych |
| kW | Kilowat |
| KWD | Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności |
| kWh | Kilowatogodzina |
| LCP | Duże instalacje spalania paliw (ang. <i>Large combustion plant</i>) – w energetyce są to instalacje o całkowitej mocy dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej |



| | |
|--|--|
| Graniczne wielkości emisyjne (Limity emisji zanieczyszczeń) | W Polsce ustawa POŚ ustala jako graniczne wielkości emisyjne najwyższe z określonych w konkluzjach BAT wielkości emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami. Dla poszczególnych instalacji LCP graniczne wielkości ustala się w pozwoleniu zintegrowanym. Graniczne wielkości dla LCP obowiązujące od 2021 roku są znacznie ostrzejsze od standardów emisyjnych. |
| LNR | Duży reaktor jądrowy (ang. <i>Large Nuclear Reactor</i>) |
| MAP | Ministerstwo Aktywów Państwowych |
| Merit-order | Skrótowe określenie metod optymalnego doboru jednostek wytwórczych (lub ich części – pasm mocy) do produkcji energii elektrycznej w kolejności rosnących kosztów zmiennych, lub ofert cenowych oraz ustalania cen energii na podstawie kosztów/ofert krańcowych, czyli kosztu zmiennego lub ceny ofertowej jednostki/pasma zamykającej bilans mocy/energii w danej godzinie (lub krótszym okresie) |
| MG | Ministerstwo Gospodarki |
| MKiŚ | Ministerstwo Klimatu i Środowiska |
| mld | Miliard |
| mln | Milion |
| mPLN | Milion PLN |
| MW | Megawat |
| MWh | Megawatogodzina |
| NABE | Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego |
| nJWCD | Jednostka Wytwórcza nie podlegająca centralnemu dysponowaniu przez OSP |
| NO_x | Tlenki azotu |
| TG, OCGT | Turbozespół wytwarzający energię elektryczną, w którym turbina gazowa pracuje w cyklu otwartym, tj. spaliny z turbiny kierowane są do komina, zamiennie używana jest nazwa i skrót angielski - <i>Open Cycle Gas Turbine</i> , OCGT lub GT |



| | |
|--------------------------|---|
| OKM | Operacyjny Kamień Milowy |
| OSP | Operator Systemu Przesyłowego |
| OZE | Odnawialne źródła energii |
| PEP 2040 | Polityka energetyczna Polski do 2040 roku z dnia 2 marca 2021 roku |
| PGE | Polska Grupa Energetyczna S.A. |
| PLN | Polski złoty, waluta |
| PLN_{nom} | PLN w wartościach nominalnych |
| POŚ | Prawo Ochrony Środowiska |
| PPA | Umowa PPA jest długoterminową umową dostawy energii elektrycznej między dwiema (lub więcej) stronami (ang. <i>Power Purchase Agreement</i>) |
| PPEJ | Program Polskiej Energetyki Jądrowej |
| PSE | Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. |
| PV | Elektrownia fotowoltaiczna |
| PZM | Prognozowane zapotrzebowanie na moc w aukcji mocy, wyrażone w megawatach |
| RAB | <p>Wartość regulacyjna aktywów (ang. <i>Regulatory Asset Base</i>), wartość służąca do kalkulacji uzasadnionych kosztów kapitałowych.</p> <p>Nazwa i skrót używany też jako określenie metody ustalania przychodu, cen lub stawek w przedsiębiorstwach regulowanych lub korzystających ze wsparcia środkami publicznymi. Jako metoda pomocy publicznej może umożliwiać pozyskiwanie środków finansowych na inwestycje poprzez opłatę wnoszoną przez odbiorców końcowych na kilka, kilkanaście lat przed uruchomieniem budowanej jednostki wytwórczej lub elementów sieci.</p> |



| | |
|--|--|
| Raport | Opracowania TGPE: Ocena biznesowa funkcjonowania rynku mocy, dokonana zgodnie z wytycznymi z art. 103 ustawy o rynku mocy i Analiza prawna w zakresie możliwości przeprowadzenia odrębnych uzupełniających aukcji rocznych (AU) w jednym kwartale, z wyprzedzeniem na okres od II półrocza 2025 roku do roku 2028 (załącznik w oddzielnym pliku) |
| REMIT | Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE z 1227/2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (ang. <i>Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency</i>) z późniejszymi zmianami |
| RM | Rynek mocy |
| Rozporządzenie rynkowe UE 2019/943 | Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej |
| Rozporządzenie Zmieniające | Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2024/1747 zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej |
| RRM | Regulamin Rynku Mocy |
| Scenariusz 3 PEP | Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Scenariusz 3 do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040, czerwiec 2023, Warszawa |
| SCR | Instalacja katalitycznego odazotowania spalin (ang. <i>Selective Catalytic Reduction</i>) |
| SNCR | Selektywna Redukcja Niekatalityczna (ang. <i>Selective Non-Catalytic Reduction</i>) |
| SO_x | Tlenki siarki |
| Strategia transformacji energetyki Koalicji Obywatelskiej | Koalicja Obywatelska i Instytut Obywatelski, Strategia transformacji energetyki, 21 września 2023, Warszawa |
| tCO₂ | ton CO ₂ |



| | |
|-------------|--|
| TOP | Testowy Okres Przywołania, wezwanie weryfikacyjne, niezwiązane z rzeczywistym zagrożeniem funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego |
| TWh | Terawatogodzina |
| UE | Unia Europejska |
| URE | Urząd Regulacji Energetyki |
| URM | Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, Dz.U. z 2023 r. poz. 2131 |
| WACC | Średni ważony koszt kapitału (ang. <i>weighted average cost of capital, WACC</i>) |
| WB | Węgiel brunatny |
| WDB | Warunki Dotyczące Bilansowania |
| WK | Węgiel kamienny |

2. Streszczenie zarządcze

2.1. Cel i zakres Raportu

Od 2018 roku w Polsce funkcjonuje rynek mocy wprowadzony ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (pierwszy rok dostaw mocy to 2021). W art. 103 tej ustawy zostało zawarte zobowiązanie Rady Ministrów do oceny rynku mocy na tle sytuacji w systemie elektroenergetycznym i w rynku energii, najpóźniej w 2024 roku. Wyniki tej oceny powinny zostać przedstawione Sejmowi RP wraz z propozycjami zmian rynku mocy lub jego zniesienia.

Niniejszy dokument i towarzysząca mu analiza prawna (Raport) zostały opracowane na potrzeby udziału TGPE w dyskusji na temat oceny dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy i potrzeby przedłużenia jego funkcjonowania po 2030 roku. Dokumenty powstawały w ścisłej współpracy zespołu ekspertów reprezentujących Członków Wspierających TGPE przy wsparciu analitycznym, biznesowym i prawnym konsorcjum firm: Ernst & Young sp. z o.o. i Octo Legal Korolczuk, Latkowski, Opoka, Wesołowski, Witecki sp.j. Na podstawie analiz i ocen sporządzonych w trakcie prac nad Raportem, sformułowano wnioski, co do dalszego funkcjonowania rynku mocy oraz propozycji ewentualnych korekt jego dotychczasowych zasad. Wyniki analiz i prac zawarte w Raporcie mogą być wykorzystane w opracowaniu materiałów na potrzeby raportu rządowego oceniającego rynek mocy.

W rozdziałach 4 i 5 Raportu przedstawiono wyniki analiz i ocen dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy w Polsce, w rozdziałach 6 i 7 wyniki analiz i prognoz dotyczących potrzeby dalszego wspierania rynkiem mocy jednostek niezbędnych dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a w rozdziale 8 zawarto rekomendowane propozycje zmian rynku mocy.

2.2. Geneza wprowadzenia rynku mocy w Polsce

Od wejścia Polski do Unii Europejskiej (UE) w 2004 roku, polski rynek energii elektrycznej rozwija się zgodnie z unijnymi regulacjami dotyczącymi wspólnego rynku energii. W UE rozwijany jest jednotowarowy rynek tylko energii, z kształtowaniem cen na bazie krótkoterminowych kosztów krańcowych. Model ten w powiązaniu z preferencjami dla rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE), prowadzi do zaniżania rynkowych cen energii. W konsekwencji występują zjawiska braku pieniędzy (ang. missing money) i braku mocy (ang. missing capacity) w jednostkach wytwórczych zapewniających moc i energię niezależnie od pogody (tzw. jednostki sterowalne).

Takie braki wystąpiły w wielu krajach UE, które dla uniknięcia przerw w dostawach energii elektrycznej wprowadzały różne formy mechanizmów mocowych, w tym w formie rynku mocy. W UE uznawano mechanizmy mocowe jako przejściowo dozwoloną pomoc publiczną oraz wprowadzono szereg regulacji i wytycznych dla mechanizmów mocowych. W rozporządzeniu rynkowym UE 2019/943 wprowadzono limit emisji 550g CO₂/kWh energii elektrycznej dla jednostek uczestniczących w rynku mocy, wchodzący w życie od 1 lipca 2025 roku (limit 550). W Rozporządzeniu Zmieniającym, nowelizującym rozporządzenie rynkowe, zmieniono podejście do mechanizmów mocowych, zaprzestano używania w stosunku do nich



sformułowania „tymczasowe” oraz zapowiedziano uproszczenie w 2025 roku procedur wdrożeniowych, w tym metodyki oceny wystarczalności zasobów. Ponadto, wprowadzono możliwość uzyskania czasowej derogacji od terminu wejścia w życie limitu 550 na okres od 1 lipca 2025 do 31 grudnia 2028 r.

Polska zapowiedziała wprowadzenia rynku mocy już w Polityce Energetycznej Polski z 2009 roku. Po kilkuletnich uzgodnieniach krajowych i z KE, w grudniu 2017 roku uchwalono ustawę o rynku mocy, która weszła w życie w dniu 7.02.2018 roku. Głównym celem rynku mocy w Polsce jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju.

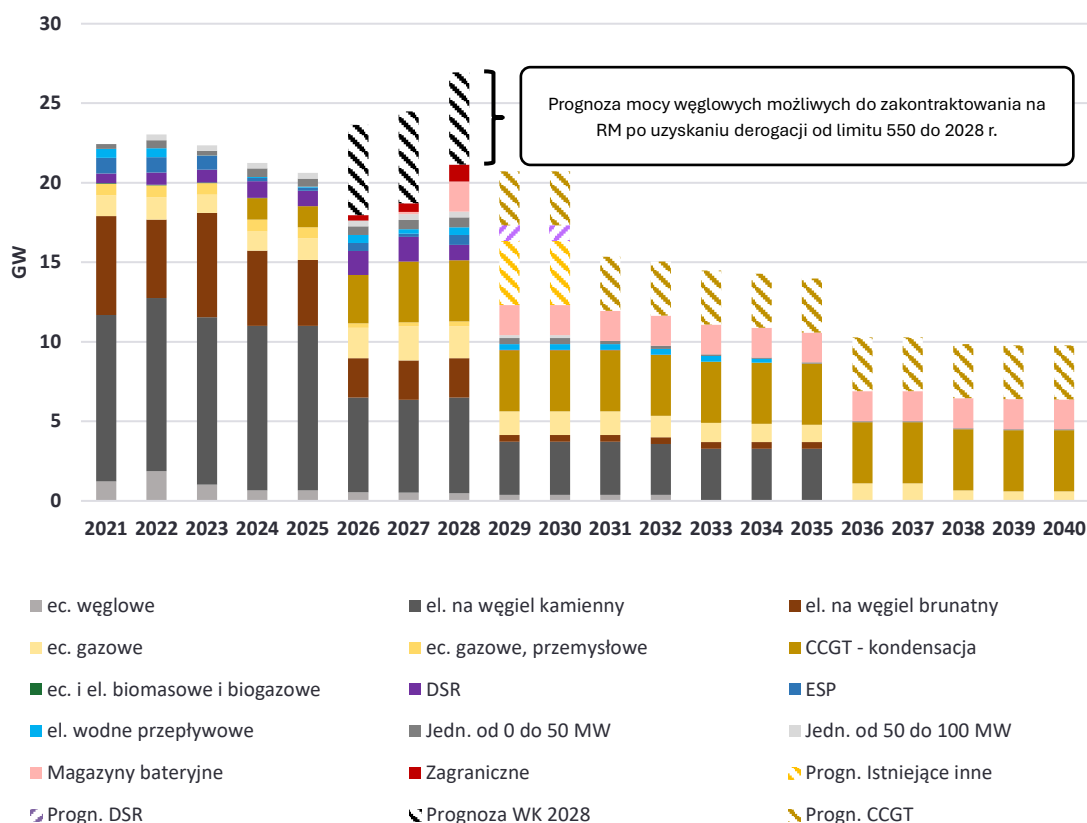
Moc niezbędna dla bezpieczeństwa dostaw energii kupowana jest na aukcjach głównych przeprowadzanych na 5 lat przed rokiem dostaw oraz w kwartalnych aukcjach dodatkowych przeprowadzonych z około rocznym wyprzedzeniem do okresu dostaw. Dotychczas aukcje mocy przeprowadzono na lata 2021-2028, przy czym udział w aukcjach na dostawy mocy od 1 lipca 2025 r. jest ograniczony do jednostek spełniających limit 550. Na rok dostaw 2026 została zawarta pierwsza umowa mocowa z JRM zagraniczną. Do tej pory kontrakty w polskim rynku mocy zostały zawarte z dostawcami mocy z Czech, Słowacji, Litwy i Szwecji. Pomimo takiej możliwości, kontraktów nie uzyskały do tej pory JRM zagraniczne z Niemiec.

2.3. Analiza, ocena i podsumowanie dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy

W wyniku dotychczas przeprowadzonych aukcji głównych rynku mocy zakontraktowano łącznie:

- 10 578 MW w kontraktach 15 i 17-letnich, tj. dotyczących jednostek wytwórczych nowych oraz nowych magazynów energii (sumaryczna moc magazynów - 1 894 MW);
- 14 020 MW w kontraktach 5–7-letnich tj. dotyczących jednostek modernizowanych i niektórych nowych;
- 48 559 MW w kontraktach jednorocznych dotyczących jednostek wytwórczych istniejących, jednostek zagranicznych oraz DSR (sumaryczna moc DSR - 8 138 MW).

Rys. 1 - Moc zakontraktowana w dotychczasowych aukcjach głównych rynku mocy wraz z prognozą zawierania umów mocowych w ramach obecnego rynku mocy



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie wyników aukcji rynku mocy publikowanych przez URE

Wolumeny zakontraktowanej mocy z aukcji dodatkowych są istotnie mniejsze, dotyczą tylko 5 lat kontraktacji. Zapotrzebowanie na moc w aukcjach kwartalnych jest zróżnicowane, najwyższe w kwartałach zimowych (IV i I kwartał). Na aukcjach dodatkowych obserwuje się spadającą podaż, pomimo że w ostatnich dwóch latach na te aukcje przeniosła się część jednostek redukcji zapotrzebowania (DSR). Mogą to być pierwsze sygnały świadczące o zbyt niskim poziomie mocy sterowalnych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

Dotychczasowe efekty mocowe potwierdzają duży wpływ rynku mocy na zrównoważenie bilansu mocy w KSE, ale rosnące wyzwania klimatyczne, wymuszają jeszcze szybszą wymianę jednostek wytwórczych.

Rynek mocy sprawdził się podczas okresów przywołania ogłoszonych w dniu 23 września 2022 r. jako narzędzie, które umożliwiło uniknięcie braków dostaw energii i blackoutu w okresie możliwego niedoboru mocy w systemie elektroenergetycznym. Skuteczność działania mechanizmu potwierdzona sukcesem okresu przywołania stwarza warunki do dalszego rozwoju OZE. Należy również podkreślić, że rynek mocy stał się fundamentalnym narzędziem do rozwoju DSR i magazynów energii.

Analizy przebiegu procesów rynku mocy i uzyskiwane efekty, potwierdzają poprawność zastosowanych rozwiązań. Dotychczas nie było istotnych zakłóceń czy błędnych działań, a wszystkie aukcje zostały

rozstrzygnięte. Niemniej szczegółowe analizy wykazują potencjał zmian poprawiających efektywność rynku mocy. Szczególnie istotne mogą być zmiany poprawiające sytuację inwestorów zainteresowanych budową nowych technologii.

Analiza efektów dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy pozwala na stwierdzenie, że osiągnęte są jego podstawowe cele:

Cel I – stworzenie warunków dla inwestorów w nowe moce w jednostkach sterowalnych

- Zakontraktowane nowe jednostki o łącznej mocy ponad 11 GW, w tym jednostki gazowe, biomasowe i magazyny energii, a także zapewniono rozwój DSR do ok. 1,5 GW.

Cel II – utrzymanie i modernizację istniejących mocy

- Rynek mocy pozwolił na modernizację jednostek o łącznej mocy ponad 14 GW oraz ustabilizowanie rocznych przychodów jednostek istniejących o łącznej mocy na poziomie ok. 9-10 GW w pierwszych trzech latach funkcjonowania rynku mocy.

Dzięki zapewnieniu wytwórcom dodatkowych przychodów z RM mogli oni zrealizować budowę nowych, wysokosprawnych jednostek wytwórczych spełniających wszystkie wymagania środowiskowe. Bazując na przyszłych przychodach z RM, zapewniono finansowanie modernizacji istniejących bloków przedłużających ich żywotność oraz dostosowujących je do wymagań emisji zanieczyszczeń zawartych w konkluzjach BAT (głównie SO₂, NO_x i pyły), wchodzących w życie w 2021 roku.

RM spełnia cele, dla których powstał. Należy mieć przy tym na uwadze, że stale zaostrzane cele zmniejszania emisji CO₂, ograniczają możliwości eksploatacji istniejących jednostek, co powoduje, że bilans mocy w KSE jest równoważony z dużym wysiłkiem. Wejście w życie limitu 550 spowoduje brak możliwości uzyskiwania przychodów z RM przez niemal wszystkie jednostki węglowe.

W takiej sytuacji Polska powinna dołożyć starań, żeby wykorzystać możliwość derogacji i uzyskać przesunięcie terminu wejścia w życie limitu 550 do końca 2028 roku. Ponadto na okres po 2028 roku powinno się uzgodnić inny niż rynek mocy mechanizm wsparcia dla rozłożenia procesu wyłączeń jednostek węglowych na wiele lat (np. rezerwy strategiczne i mechanizm stopniowego wyłączania jednostek węglowych z eksploatacji podobny do „odwróconych aukcji” w Niemczech).

Drugi wniosek to przedłużenie rynku mocy w Polsce na lata trzydzieste z wprowadzeniem zmian dostosowujących do nowych technologii, co może zwiększyć tempo budowy nowych jednostek sterowalnych w technologiach niskoemisyjnych.

Ponadto, jest kilka obszarów RM, w których można poprawić efektywność i zwiększyć zainteresowanie inwestorów, zmiany w tym zakresie mogą być wdrażane sukcesywnie, zaczynając od rozwiązań najłatwiejszych do wprowadzenia pod względem regulacyjnym.



2.4. Analiza potrzeb dalszego stosowania rynku mocy

Obecny RM w Polsce został uzgodniony na 10 lat funkcjonowania. Oznacza to, że ostatnie aukcje – główna i dodatkowe, będą przeprowadzane dla roku dostaw 2030. Jeżeli rynek mocy będzie mógł dalej funkcjonować, to aukcja główna na 2031 rok powinna zostać przeprowadzona w 2026 roku. Dla zbadania potrzeb dalszego działania RM, wykonano kilka wariantowych analiz z zastrzeżeniem ich wstępnego charakteru, ponieważ przyjęte założenia, przy braku aktualnej Polityki energetycznej Polski oraz Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu, mogą ulec zmianom po opublikowaniu tych dokumentów.

Wstępne analizy wskazują, że już od 2026 roku może wystąpić duża luka mocowa, która będzie zagrażała bezpieczeństwu dostaw energii do końca lat trzydziestych, jeżeli nie wykorzysta się możliwości stopniowego wyłączania z eksploatacji jednostek węglowych i nie przyspieszy budowy niskoemisyjnych jednostek sterowalnych.

Prognozy bilansu mocy i możliwości jego zrównoważenia

W celu oceny wystarczalności mocy w KSE opracowano prognozy zapotrzebowania na moc oraz prognozy mocy mogącej pokrywać to zapotrzebowanie. Do wykonania tych prognoz wykorzystano polityki oraz regulacje unijne i krajowe związane z energią i klimatem, a ponadto:

- Wyniki badania ankietowego przeprowadzonego przez EY wśród członków TGPE w maju 2024 r.;
- Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040 z 2023 r.¹;
- Projekt częściowej aktualizacji „Krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu do 2030 r.” (tylko w scenariuszu bazowym istniejących środków, z prognozami tylko do 2030 roku), przekazany do Komisji Europejskiej w marcu 2024 roku²;
- Główne założenia Strategii transformacji energetyki Koalicji Obywatelskiej³;
- Dodatkowe założenia eksperckie EY.

Prognozy zapotrzebowania szczytowego na moc opracowano na bazie historycznego zapotrzebowania w 10 godzinach szczytowych w kilku ostatnich latach i proporcji do rosnącego zapotrzebowania na energię.

Prognozy bilansów opracowano w kilku scenariuszach:

¹ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040*, czerwiec 2023, Warszawa, <<https://www.gov.pl/web/klimat/prekonsultacje-w-zkresie-aktualizacji-dokumentow-strategicznycch-kpeikpep2040>>.

² Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.*, marzec 2024, Warszawa, <<https://www.gov.pl/web/klimat/polska-przekazala-do-ke-wstepna-wersje-aktualizacji-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r>>.

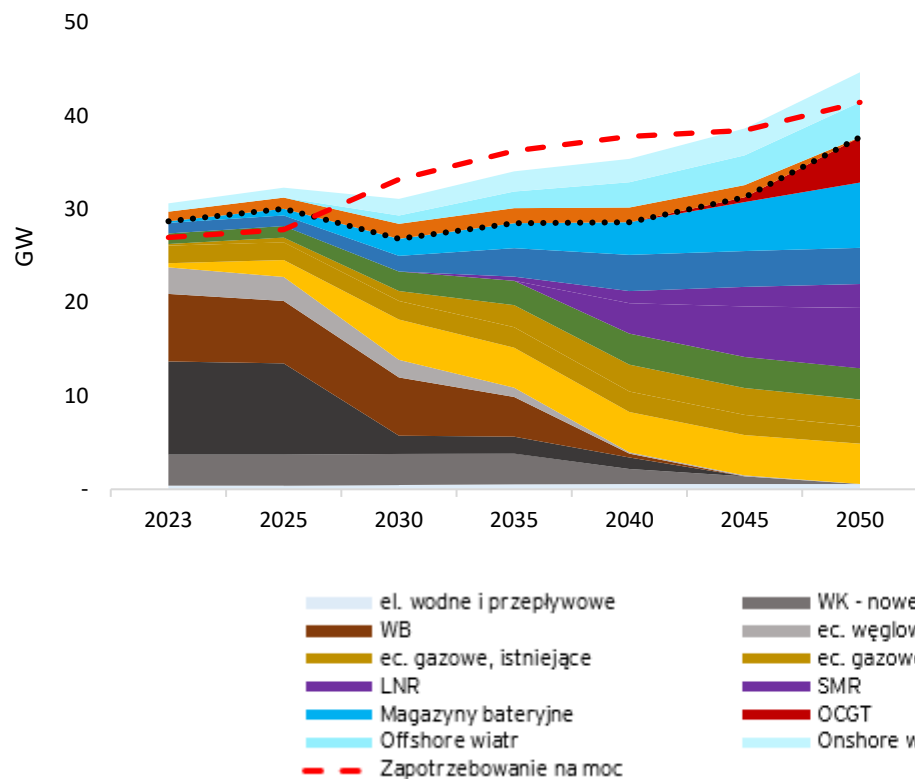
³ Koalicja Obywatelska i Instytut Obywatelski, *Prezentacja – Strategia transformacji energetyki*, 21 września 2023 r., Warszawa, [Dostęp online 27.12.2023] <<https://instytutobywatelski.pl/pliki/pdf/Koalicja-Obywatelska-Strategia-Transformacji-Energetyki-Prezentacja.pdf>>.



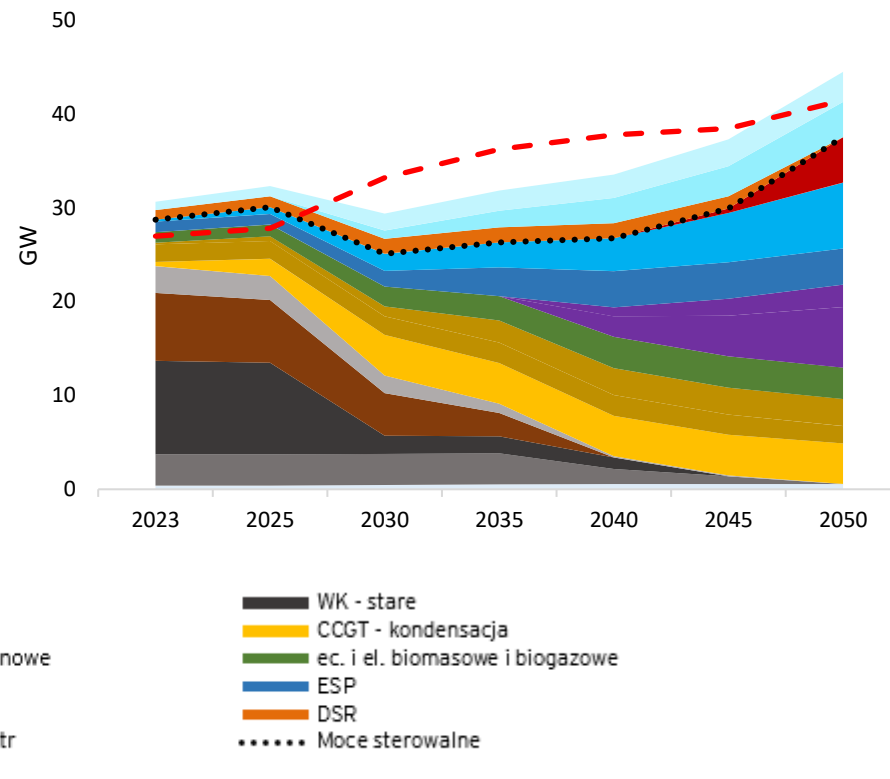
- Scenariusz „Luka mocy” w dwóch podwariantach, obydwa zakładają pesymistyczny (aczkolwiek realistyczny) scenariusz wyłączeń z eksploatacji jednostek na węgiel kamienny a podwarianty różnicują tempo wyłączania jednostek na węgiel brunatny (drugi zakłada przyspieszenie wyłączenia bloków również na węgiel brunatny) i możliwość opóźnień o 2-3 lata w budowie jednostek jądrowych);
- Dwa scenariusze ze zrównoważonym bilansem mocy tj. scenariusz węglowo-jądrowy i scenariusz gazowo-jądrowy, które są zróżnicowane tempem odchodzenia od jednostek na węgiel kamienny, zastępowanych przejściowo jednostkami gazowymi; rozwój OZE i energetyki jądrowej jest jednakowy w obydwu scenariuszach.

Prognozy zapotrzebowania na moc i podaż mocy w różnych technologiach przedstawiono na poniższych wykresach. W scenariuszach zrównoważonych bardziej opłacalny niż scenariusz gazowo-jądrowy jest scenariusz węglowo-jądrowy, głównie ze względu na mniejsze o kilkanaście mld zł nakłady do 2035 roku i mniejsze przewymiarowanie mocy w jednostkach gazowych. Ograniczenie kulminacji nakładów inwestycyjnych może mieć istotne znaczenie w kontekście realizacji ambitnych strategii dotyczących rozwoju OZE przypadających na ten okres, w tym morskiej energetyki wiatrowej.

Rys. 2 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc – luka mocy (podwariant bazowy)

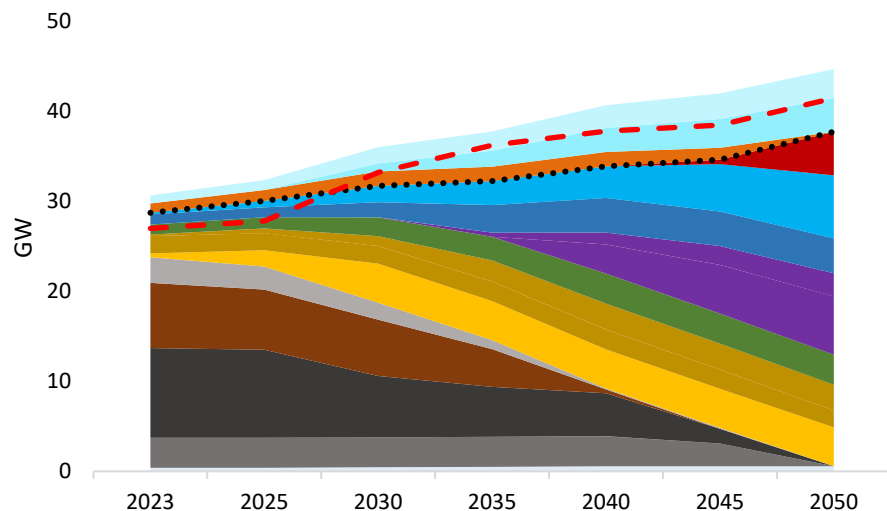


Rys. 3 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc – luka mocy (podwariant alternatywny uwzględniający dodatkowe ryzyka)

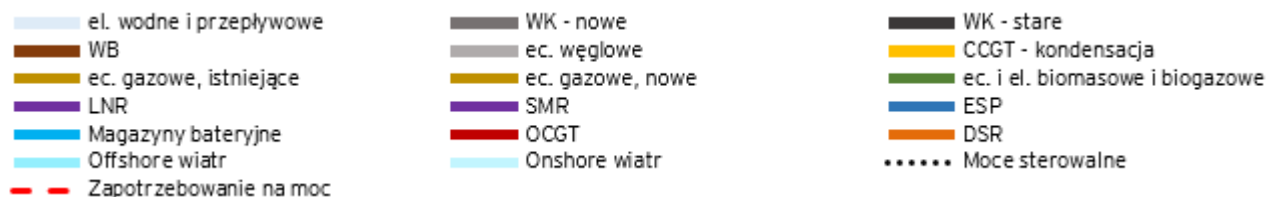
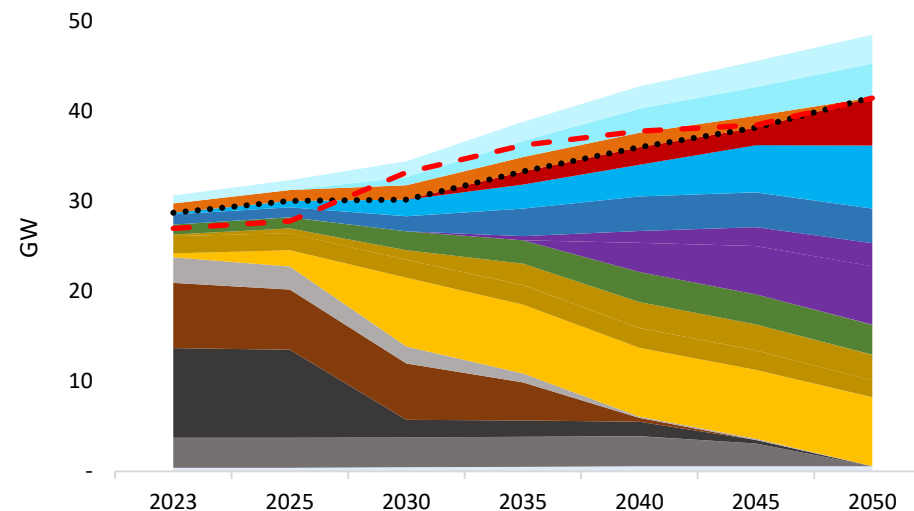


Korekty eksperckie EY dotyczyły w największym stopniu ścieżki prognozy mocy zainstalowanej OZE (przyjęto wariant pośredni pomiędzy Scenariuszem 3. PEP a Strategią transformacji KO) oraz mocy zainstalowanej w sterowalnych / pogodo-niezależnych jednostkach na węgiel i gaz (przyjęto, że brak przedłużenia rynku mocy i utworzenia alternatywnego systemu wsparcia spowoduje wyłączenie jednostek węglowych po zakończeniu zawartych kontraktów mocowych, a także brakiem budowy nowych źródeł gazowych). Sytuację tę zaprezentowano na wykresach powyżej. Od roku 2030 wyraźnie widać, że zapotrzebowanie na moc przekracza dostępną moc do pokrycia zapotrzebowania szczytowego, tj. pojawia się luka mocy, trwająca do około 2045 roku.

Rys. 4 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy



Rys. 5 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy

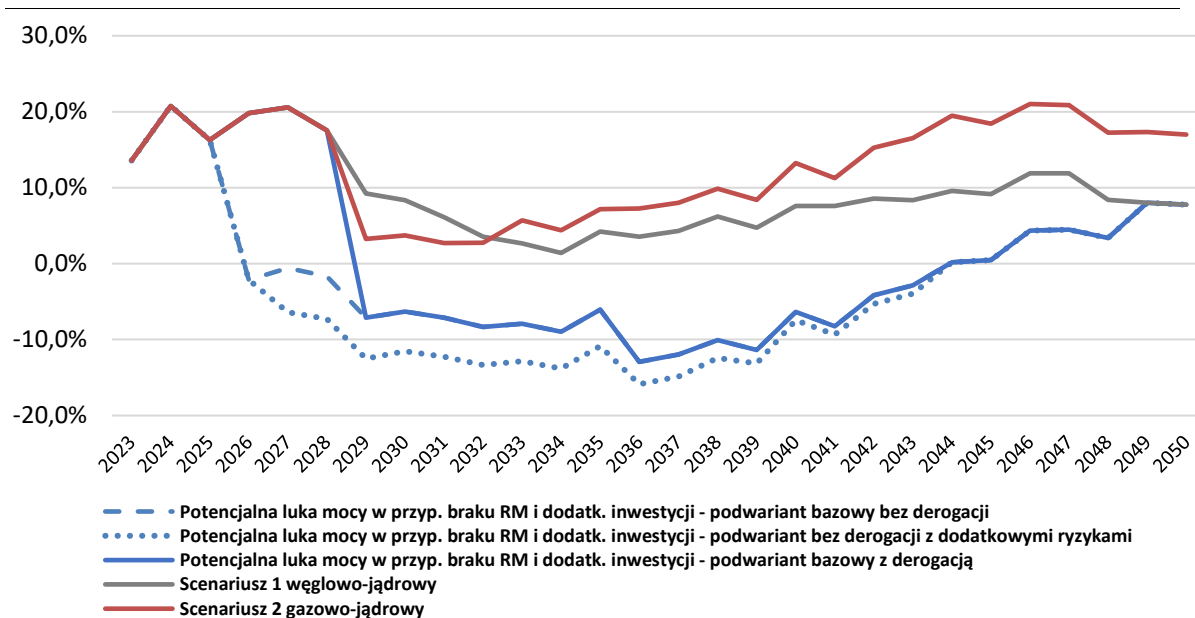


Elementem różnicującym analizowane Scenariusze 1 i 2 jest wybór technologii, która ma posłużyć do budowy źródeł i zapobiec powstaniu luki mocowej, której potencjalne wielkości zostały przedstawione na Rys. 2 i 3. W przypadku Scenariusza 1 wypełnienie luki mocowej odbywa się poprzez wydłużenie działania bloków węglowych, zaś w przypadku Scenariusza 2 poprzez budowę bloków gazowych (CCGT i OCGT). W jednostkach gazowych zakłada się stopniowe zastępowanie gazu ziemnego biogazem lub zielonym wodorem lub dobudowywanie instalacji CCS/CCU. W obu scenariuszach założono dalsze uzupełnianie mocy sterowalnych po 2035 r. przez oddawanie do eksploatacji elektrowni jądrowych LNR, a SMR nawet przed tym rokiem.



Skalę potrzeb inwestycyjnych w zakresie tych technologii ilustruje wykres poziomu operacyjnych rezerw mocy i różnica między scenariuszem „Luka Mocy” a scenariuszami ze zrównoważonym bilansem mocy. Rezerwa w wysokości 10% oznacza moc netto operacyjnie dostępną w ilości od około 3 GW obecnie, do około 5 GW w latach czterdziestych. Moc zainstalowana brutto powinna być o około 5-8% wyższa.

Rys. 6 - Rezerwa pokrycia zapotrzebowania szczytowego – porównanie scenariuszy



Źródło: Opracowanie własne EY

W scenariuszu gazowo-jądrowym konieczne jest wprowadzenie do KSE nowych jednostek CCGT o łącznej mocy 3,4 GW, taka moc jest potrzebna dla zrównoważenia bilansu mocy na przełomie lat dwudziestych i trzydziestych, oraz dodatkowych jednostek OCGT w latach 2030-2040 (łącznie 2 GW) w celu pokrycia zapotrzebowania na moc sterowalną po wyłączeniu bloków węglowych. Przy utrzymaniu tempa rozwoju OZE i energetyki jądrowej wynikającego z celów klimatycznych, jednostki na gaz ziemny będą ograniczały produkcję, a od 2040 r. czas wykorzystania mocy CCGT spada poniżej 2000 godzin w roku. Sytuację jednostek gazowych może poprawić szybsze przechodzenie na biogaz i zielony wodór, jeżeli ich koszty będą spadać.

Tabela 1 – Porównanie sumy nakładów inwestycyjnych w 5-letnich okresach w podziale na rodzaj technologii [mld PLN’2022]

| Technologia | Scenariusz 1 węglowo-jądrowy | | | | | Scenariusz 2 gazowo-jądrowy | | | | |
|--------------------|------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2026-2030 | 2031-2035 | 2036-2040 | 2041-2045 | 2046-2050 | 2026-2030 | 2031-2035 | 2036-2040 | 2041-2045 | 2046-2050 |
| Technologie gazowe | 13,6 | 7,7 | 3,0 | 1,2 | 10,4 | 26,5 | 11,2 | 4,2 | - | 8,1 |
| Energetyka jądrowa | - | 14,1 | 111,3 | 80,6 | 43,0 | - | 14,1 | 111,3 | 80,6 | 43,0 |
| OZE | 166,1 | 108,5 | 112,7 | 74,2 | 79,9 | 166,1 | 108,5 | 112,7 | 74,2 | 79,9 |
| Magazyny | 19,9 | 20,7 | 17,2 | 26,0 | 26,0 | 19,9 | 20,7 | 17,2 | 26,0 | 26,0 |
| SUMA | 199,7 | 151,0 | 244,2 | 182,0 | 159,3 | 212,6 | 154,5 | 245,3 | 180,9 | 157,0 |

Źródło: Opracowanie własne EY



Roczne emisje CO₂ z produkcji energii elektrycznej są niższe w scenariuszu gazowo-jądrowym od 8 mln t CO₂ w 2030 roku do 1 mln t CO₂ w 2045 roku. Do roku 2050 emisje spadają do zera w obydwu scenariuszach.

Koszty operacyjne wytwarzania energii elektrycznej w obydwu scenariuszach zależą głównie od relacji między cenami gazu i węgla, obecne prognozy wskazują na niższe koszty scenariusza węglowo-jądrowego o około 34 mld zł.

Podstawowym wnioskiem z analiz prognostycznych jest stałe zagrożenie niezrównoważenia bilansu mocy aż do 2040 roku w scenariuszu „Luka mocy”. Oznacza to, że konieczne jest zintensyfikowanie działań na rzecz zbilansowania mocy w KSE od zaraz aż do 2040 roku.

Działania na rzecz zrównoważenia bilansu mocy to przede wszystkim zapewnienie optymalnego wykorzystania mocy istniejących jednostek i tworzenie warunków dla inwestorów w niskoemisyjne źródła sterowalne. Prognozy wskazują na konieczność budowy dużych ilości mocy w magazynach bateryjnych, OCGT, przebudowy jednostek wykorzystujących gaz ziemny na biogaz lub wodór z ewentualnie dobudową instalacji CCS/CCU oraz co najmniej utrzymania obecnego poziomu DSR. Dla tych technologii, a w przyszłości może także dla SMR, rynek mocy może być najefektywniejszą formą pomocy publicznej, **co uzasadnia potrzebę jego funkcjonowania również w latach trzydziestych.**

Podsumowanie analiz dotyczących potrzeby utrzymania rynku mocy

Analizy bilansu mocy w KSE do 2040 roku wskazują, że bez podejmowania szybkich działań na rzecz zrównoważenia bilansu mocy wystąpią bardzo duże niedobory podaży mocy, które mogą spowodować przerwy w dostawach energii w okresach wielokrotnie przekraczające dopuszczalne 3 godziny rocznie.

W takiej sytuacji ocena rynku mocy, sytuacji w KSE i na rynku energii wskazują na konieczność kontynuacji rynku mocy jeszcze w latach trzydziestych po ewentualnym wprowadzeniu zmian w zasadach jego funkcjonowania. Analizy porównawcze z innymi formami wsparcia wskazują na przewagę rynku mocy dla projektów budowy mocy w wielu technologiach.

2.5. Propozycje TGPE zmian w funkcjonowaniu rynku mocy

Analizy dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy w Polsce potwierdzają uzyskiwanie planowanych efektów w zakresie zapewniania wymaganego poziomu mocy i wspomaganie transformacji klimatycznej. Osiągane rezultaty rynku mocy przy szybko rosnących wymaganiach klimatycznych, jednoznacznie wskazują na potrzebę funkcjonowania rynku mocy w Polsce co najmniej do 2040 roku.

Po zidentyfikowaniu potencjalnych zmian, przeprowadzono wstępne analizy ich możliwej efektywności i wykonalności oraz wybrano propozycje uznane za najistotniejsze dla wytwórców i inwestorów.

Proponuje się wprowadzać zmiany odrębnie dla dwu okresów stosowania tj. druga połowa 2025 r. - 2028 r. i lata 2031-2040, ale prace nad ich dopracowaniem i wdrażaniem powinny być prowadzone niemal równolegle.



Proponuje się następujący zakres zmian dla poszczególnych okresów:

1. **Okres I - druga połowa 2025 r. – 2028 r.** - zasadniczo tylko zmiany konieczne, niezbędne dla wdrożenia możliwości przesunięcia terminu wejścia w życie limitu emisji 550 g CO₂/kWh z 1.07.2025 r. na 1.01.2029 r.,
2. **Okres II – lata 2031 – 2040** - zmiany w rynku mocy związane z przedłużeniem jego funkcjonowania w Polsce o 10 lat oraz przy założeniu uzyskania przedłużenia - zmiany dostosowujące mechanizm do nowych celów i uwarunkowań, w tym wdrażania nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz zmiany usprawniające oraz poprawiające efektywność systemu.

Poza wnioskiem o przedłużenie rynku mocy na lata trzydzieste, są to następujące zmiany kluczowe:

- a) Wprowadzenie możliwości zawierania umów mocowych na nie więcej niż 25 okresów dostaw (obecnie 15 lub 17 okresów dostaw w przypadku źródeł o niskiej emisyjności) – rozwiązanie dostosowujące rynek mocy dla technologii o wysokich nakładach inwestycyjnych, przekraczających 9 mln zł/MW. Dla tych technologii wymagany jest dłuższy okres wsparcia;
- b) Nowy rodzaj bonusu w formie dodatku do ceny zamknięcia aukcji dla technologii spełniających wymogi taksonomii – rozwiązanie generujące impuls do budowy mocy, które z jednej strony spełniają najambitniejsze normy emisyjne CO₂, a z drugiej strony będą wspierać dalszy rozwój OZE, poprzez zabezpieczenie podaży mocy w systemie;
- c) Możliwość zawierania wieloletnich umów mocowych z większym niż 5 lat wyprzedzeniem okresu dostaw – rozwiązanie dostosowujące rynek mocy dla technologii o czasie budowy dłuższym niż 3-5 lat;
- d) Potwierdzenie jednakowego traktowania krajowych i zagranicznych dostawców mocy / JRM przy sprawdzaniu stopnia realizacji obowiązków mocowych – rozwiązanie umożliwiające odzwierciedlenie faktycznej zdolności do dostarczenia mocy do KSE.

Ponadto proponujemy następujące zmiany usprawniające oraz poprawiające efektywność systemu:

- a) Urealnienie wpływu bateryjnych magazynów energii na zapewnienie wystarczalności mocy w systemie – rozwiązanie dostosowujące płatności z RM dla bateryjnych magazynów energii do faktycznej możliwości realizacji skorygowanych obowiązków mocowych;
- b) Dopuszczenie agregowania jednostek fizycznych planowanych i modernizowanych, w tym mniejszych niż 2 MW oraz zmiana limitu mocy dla JRM zagregowanych – rozwiązanie zwiększające podaż jednostek nowych i modernizowanych oraz umożliwiające efektywne wsparcie jednostek korzystających z dużej części wspólnej (np. ESP);
- c) Wprowadzenie do polskiego prawa wolumenu emisji 350 kg/kWh – rozwiązanie umożliwiające ekonomiczne funkcjonowanie jednostek rezerwowych na wypadek niedoborów mocy w systemie;



- d) Modyfikacja rozwiązań w zakresie wyznaczania wolumenu mocy, który powinien być zakupiony w aukcjach głównych (PZM) – rozwiązanie adresujące problem potencjalnego braku mocy w miesiącach zimowych;
- e) Zalgorytmizowanie wyznaczania parametru aukcji X – rozwiązanie umożliwiające lepsze dopasowanie mocy kupowanej w aukcjach głównych do rzeczywistych potrzeb;
- f) Zmiana terminu osiągnięcia finansowego kamienia milowego (FKM) dla JRM modernizowanych – rozwiązanie zmniejszające ryzyko inwestora dot. niedotrzymania terminu realizacji FKM w przypadku opóźnień np. w procesie udzielania zamówienia publicznego;
- g) Racjonalizacja sankcji z tytułu niepełnego wykonania obowiązku demonstracji – rozwiązanie odnoszące wysokość sankcji do stopnia wykonania obowiązku demonstracji;
- h) Umożliwienie, w uzasadnionych przypadkach, zmiany w ramach JRM utworzonej z grupy jednostek fizycznych – rozwiązanie umożliwiające wywiązywanie się z obowiązku mocowego pomimo zdarzeń losowych;
- i) Jednoznaczne uregulowanie procesu zmiany dostawcy mocy – rozwiązanie umożliwiające uniknięcie potencjalnych komplikacji w przypadku zmian właścicielskich jednostek;
- j) Przesunięcie rozpoczęcia certyfikacji ogólnej – rozwiązanie pozwalające na lepsze przygotowanie do procesu certyfikacji;
- k) Współdzielenie przyłącza przez odrębne JRM – rozwiązanie umożliwiające efektywne wykorzystanie dostępnych mocy przyłączeniowych.

Proponowane zmiany powinny być dostosowywane do ewentualnych zmian w Polityce Energetycznej Polski lub KPEiK w przypadku, gdy tempo transformacji będzie znacznie wyższe niż prognozowane na podstawie obecnych dokumentów.



3. Wprowadzenie

W ustawie o rynku mocy w Art. 103 zostało zawarte zobowiązanie Rady Ministrów do oceny rynku mocy i sytuacji w systemie elektroenergetycznym, najpóźniej w 2024 roku.

„Art. 103. 1. Rada Ministrów, nie później niż w 2024 r., na podstawie analiz bilansowych krajowego systemu elektroenergetycznego i oceny stopnia rozwoju rynku energii, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłoży Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej informację o skutkach jej obowiązywania wraz z propozycjami zmian rynku mocy albo zniesienia rynku mocy. 2. W przypadku zniesienia rynku mocy lub zaprzestania organizowania aukcji mocy w przypadku, o którym mowa w ust. 1, zawarte umowy mocowe zachowują moc i podlegają wykonaniu.”

Niniejszy raport opracowany przy wsparciu analitycznym i prawnym EY i Octo Legal przedstawia ocenę funkcjonowania rynku mocy i sytuacji w KSE z perspektywy Członków Wspierających naszego stowarzyszenia. Na podstawie analiz i ocen sporządzonych w trakcie prac nad Raportem sformułowano propozycje wniosków, co do dalszego funkcjonowania rynku mocy oraz ewentualnych korekt dotychczasowych zasad.

W Raporcie przeanalizowano dotychczasowe funkcjonowanie rynku, uzyskane efekty i stopień osiągnięcia założonych celów oraz wpływ na poziom cen energii.

Ponadto analizowano podaż mocy z jednostek wytwórczych niezależnych od pogody oraz magazynów z zakończeniem wsparcia jednostek węglowych i gazowych po 2030 (czy 2028) roku dla ustalenia ewentualnej luki mocowej. Opracowano również dwa scenariusze ze zrównoważonym w przybliżeniu bilansem mocy, w którym po stronie podażowej uwzględniono moc w jednostkach wytwórczych niezależnych od pogody. W przybliżonym bilansie założono, że w godzinach szczytowego zapotrzebowania pełne zbilansowanie będzie osiągnięte z wykorzystaniem do 6,5 GW w innych źródłach mocy, m.in. DSR (ok. 1,6 GW), elektrownie wiatrowe lądowe (do 10% mocy osiągalnej), elektrownie wiatrowe morskie (do 15% mocy osiągalnej) oraz import (do około 2 GW). Analizy prowadzono w okresie do 2050 roku przy założeniu dojścia do neutralności klimatycznej na koniec tego okresu planistycznego. Analizy prowadzono modelem komputerowym umożliwiającym kolejne bilansowanie poszczególnych godzin w całym okresie planistycznym. Umożliwia to uwzględnienie warunków pogodowych oraz zapewnianie możliwości napełniania/ładowania ESP/magazynów.

Na bazie tych analiz, opracowano finalne propozycje, które będą wykorzystywane przez TGPE we współpracy z urzędami państwowymi i OSP.



4. Kontekst historyczny wprowadzenia i funkcjonowania rynku mocy

Unia Europejska rozwija wspólny rynek energii wg. modelu „rynek tylko energii”, z kształtowaniem cen na bazie krótkoterminowych kosztów krańcowych. Ze względu na uwarunkowania historyczne, nie w pełni rozwinięte formy rynku oraz stosowanie różnych form pomocy publicznej, zwłaszcza do rozwoju OZE o niemal zerowych kosztach zmiennych, okresowo ceny energii kształtują się na zbyt niskim poziomie dla pokrywania pełnych kosztów w jednostkach wytwórczych na paliwa kopalne, które są wciąż niezbędne w systemie dla zapewnienia ciągłości dostaw energii. Takie zjawiska brakujących pieniędzy (ang. *missing money*) szybko doprowadzają do zbyt niskich wydatków na remonty istniejących jednostek wytwórczych i budowę nowych mocy, a w konsekwencji do braków mocy dyspozycyjnych w systemie (ang. *missing capacity*). Takie zjawiska wystąpiły na początku obecnego wieku w wielu krajach UE, w tym Polsce. Stąd też w UE dopuszcza się stosowanie przez poszczególne kraje systemów wsparcia oraz elementów mocowych, w tym również wprowadzenie rynku mocy.

4.1. Analiza uwarunkowań systemu elektroenergetycznego w Polsce w momencie powstawania rynku mocy

W Polsce w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, nastąpiło duże rozproszenie organizacyjne, powstało ponad 30 firm wytwórczych i dystrybucyjnych.

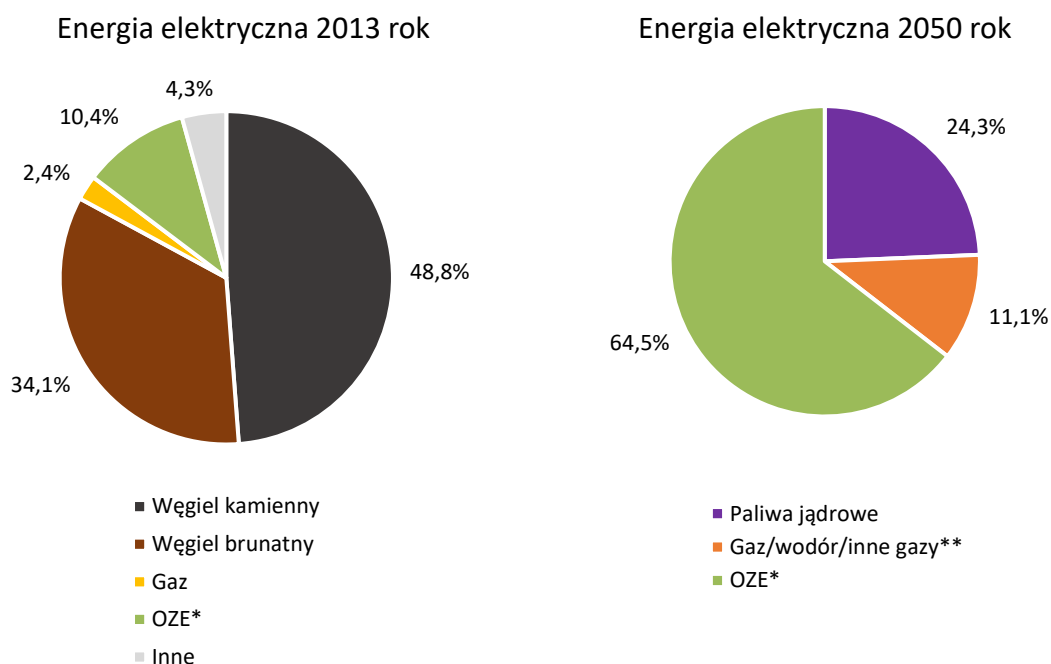
Pomimo przeprowadzenia w 2006 roku procesów integracyjnych z utworzeniem czterech, pionowo zintegrowanych grup energetycznych, procesy inwestycyjne były realizowane na zbyt niskim poziomie dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto w 2007 roku w UE przyjęto bardzo ambitne cele w polityce klimatycznej⁴, które wymuszały transformację energetyczną, a przede wszystkim szybkie odchodzenie od produkcji energii z węgla i rozwój odnawialnych źródeł energii. Dla polskiej elektroenergetyki zakres transformacji jest jednym z największych wśród krajów UE ze względu na dominujący udział węgla w produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Skalę wyzwań transformacji energetyki i potrzeb inwestycyjnych do 2050 roku ilustrują poniższe wykresy wymaganych zmian struktury paliwowo-technologicznej. Wykonanie z roku 2013 jest bazą dla polskiego rynku mocy.

⁴ W marcu 2007 roku Rada Europejska ustaliła cele polityki klimatycznej na 2020 rok – 20% spadku emisji GHG, 20% udziału energii z OZE, 20% poprawy efektywności energetycznej w stosunku do 1990 roku. W kwietniu 2009 roku zostały wydane regulacje wykonawcze zebrane w tzw. Pakiet Klimatyczny. Jako cel kierunkowy przyjęto uzyskanie neutralności klimatycznej w 2050 roku.



Rys. 7 - Struktura paliwowo-technologiczna mocy zainstalowanej instalacji wytwarzania energii elektrycznej w 2013 i 2050 roku



* OZE na tych wykresach obejmuje energię elektryczną wytworzoną również z paliw biomasowych i biogazowych

** inne gazy obejmują gazy inne niż wodór wytwarzane z wykorzystaniem energii elektrycznej, np. amoniak

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych ARE i prognozy EY w ramach Scenariusza 1 (omawianego w dalszej części raportu)

Dla umożliwienia szybkiego rozwoju OZE, głównie poprzez budowę elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, czyli źródeł pogodozależnych, przy nie w pełni opanowanych technologiach magazynowania energii, konieczne jest utrzymywanie odpowiednich ilości mocy w jednostkach na paliwa kopalne. W pierwszych latach tego wieku, rozpoczął się okres kończenia się żywotności jednostek wytwórczych budowanych głównie w latach 60- i 70-tych ubiegłego wieku. Konieczna była budowa nowych jednostek, w tym w technologiach gazowych. Jednocześnie występujące zjawisko „brakujących pieniędzy” nie pozwalało na podejmowanie decyzji inwestycyjnych i kierowanie odpowiednich środków na remonty. Ponadto, przychody rynkowe nie pozwalały na sfinansowanie nakładów na modernizację przedłużającą żywotność bloków i dostosowującą do wymogów emisji zanieczyszczeń zawartych w Konkluzjach BAT, wchodzących w życie w 2021 roku.

W takich warunkach podjęto działania dla wprowadzenia rynku mocy. Prace nad rynkiem mocy zostały znacznie przyspieszone po wystąpieniu niedoborów mocy w KSE latem 2015 r., co skutkowało ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej do odbiorców przemysłowych. Ten fakt w powiązaniu z argumentami o problemach z „brakującymi pieniędzmi” zostały przywołane w decyzji KE ws. pomocy państwa nr SA.46100 (2017/N), uzgadniającej polski rynek mocy.



Tabela 2 - Bilanse mocy w Polsce opracowywane w latach 2012-2013 na lata 2013-2030 [GW]

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|------|------|
| MG⁵ | 1,46 | 0,61 | -0,09 | -0,80 | -1,10 | 0,11 | 2,68 | 1,38 | 1,19 |
| Analizy DAS⁶ | 0 | -1,75 | -2,28 | -3,75 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ENTSO-E⁷ | -0,06 | 0 | -0,93 | -2,91 | 0 | 0 | -5,02 | 0 | 0 |

Źródło: Opracowanie EY na bazie prognoz podanych w przypisach

4.2. Proces tworzenia rynku mocy w Polsce

Działania na rzecz wprowadzenia w Polsce rynku mocy zaczęły się w 2008 roku, w 2009 roku zatwierdzono Politykę Energetyczną, w której utworzenie rynku mocy było jednym z głównych działań. Rozpoczęto prace nad projektem rynku mocy oraz uzgodnienia w ramach UE. W 2013 roku w ramach UE uzgodniono pierwszy projekt rynku mocy w Wielkiej Brytanii, a w kilku innych krajach wprowadzono mechanizmy mocowe i/lub prowadzono prace nad rynkiem mocy. Koncepcja Polski też była konsultowana z KE, a polskie władze zakomunikowały, że będą wspierać inwestycje rynkiem mocy. Stąd, w późniejszych uzgodnieniach z KE rozwiązań polskiego rynku mocy przyjęto 01.01.2014 r. jako datę zaliczania nakładów inwestycyjnych na nowe lub zmodernizowane jednostki.

Główne działania tworzenia rynku mocy w Polsce były realizowane w latach 2016 – 2017 w PSE pod nadzorem administracji rządowej i URE. W tych latach opracowano projekt rynku mocy bazujący na projekcie wdrożonym w Wielkiej Brytanii; po wstępnych uzgodnieniach z Komisją Europejską, opracowano i uchwalono projekt ustawy o rynku mocy w grudniu 2017 roku⁸. Ustawa weszła w życie w dniu 7.02.2018 roku, w dniu przyjęcia przez KE decyzji akceptującej polski rynek mocy.⁹ Regulamin Rynku Mocy został zatwierdzony przez Prezesa URE w dniu 30 marca 2018 roku.

W 2018 roku przeprowadzono certyfikacje i aukcje główne na lata 2021, 2022 i 2023. Od 2019 roku aukcje główne przeprowadza się corocznie z pięcioletnim wyprzedzeniem okresu dostaw. Od 2020 roku przeprowadzane są aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały następnego roku.

Od 2021 roku realizowane są pierwsze dostawy mocy na podstawie umów mocowych.

⁵ Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw opublikowane w lipcu 2013 roku przez Ministerstwo Gospodarki, dane dla szczytowego zapotrzebowania w okresie zimowym

⁶ Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060 opublikowany w listopadzie 2013 roku przez Kancelarię Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz Strategicznych – Model DAS

⁷ ENTSO-E Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030, 2013, Scenariusz A, dane dotyczące nadwyżki mocy w Styczniu o godz. 19

⁸ USTAWA z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. Dz. U. 2018 poz. 9

⁹ EUROPEAN COMMISSION, Brussels, 7.2.2018 C (2018) 601 final State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism



4.3. Cele i główne rozwiązania rynku mocy w Polsce oraz podstawowe akty prawne warunkujące jego funkcjonowanie.

Głównym celem rynku mocy w Polsce jest zapewnienie średnioterminowego i długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju. Cel ten powinien być osiągnięty poprzez:

- zapewnienie stabilnych przychodów nowym jednostkom wytwórczym, magazynom energii i agregatorom DSR obniżając ryzyko inwestorów do poziomu umożliwiającego podejmowanie decyzji inwestycyjnych;
- zapewnienie istniejącym jednostkom wytwórczym, niezbędnym dla zrównoważenia bilansu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE), przychodów ze sprzedaży energii i mocy na poziomie umożliwiającym utrzymywanie dyspozycyjności oraz przeprowadzenie modernizacji przedłużających żywotność, poprawiających sprawność i obniżenie emisji zanieczyszczeń do poziomu granicznych wielkości emisji wchodzących w 2021 roku.

Główne rozwiązania polskiego rynku mocy:

- zakup mocy na dany rok odbywa się na aukcji głównej przeprowadzanej z pięcioletnim wyprzedzeniem oraz w aukcjach dodatkowych na każdy kwartał danego roku z rocznym wyprzedzeniem;
- aukcje są aukcjami odwróconymi rodzaju holenderskiego, czasem nazywane również aukcjami malejącymi, składającymi się z wielu rund z malejącą ceną, których mechanizm polega na sukcesywnym obniżaniu początkowej maksymalnej ceny mocy, która ma zostać zakontraktowana, aż do momentu, gdy jej poziom spowoduje wycofanie nadmiaru oferowanych mocy ze względu na zbyt niską cenę; każda aukcja rynku mocy jest aukcją typu „pay-as-clear”, w której wszystkie zwycięskie jednostki otrzymują taką samą cenę;
- parametry aukcji są corocznie ustalane w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw energii, maksymalny poziom cen mocy ustala się na podstawie kosztu mocy w nowej jednostce wytwórczej w najtańszej technologii (obecnie jest to turbozespół gazowy w cyklu otwartym (ang. *OCGT - Open Cycle Gas Turbine*));
- w rynku mocy mogą brać udział jednostki krajowe i zagraniczne, z zastrzeżeniem, że od 01.07.2025 roku emisyjność (limit emisji) jednostek wytwórczych nie może przekraczać 550 g CO₂/kWh, z zastrzeżeniem wykonania praw nabytych wynikających z zawartych umów mocowych do 31 grudnia 2019 r. zgodnie z art. 67 URM;
- jednostką rynku mocy mogą zostać jednostki wytwórcze, magazyny energii, jednostki zagraniczne i jednostki DSR (zwane jednostkami fizycznymi), po pozytywnej certyfikacji przez OSP;
- w aukcji głównej mogą brać udział JRM składające się z jednostek fizycznych będących w budowie (jednostki planowane) lub niepotwierdzone jednostki redukcji zapotrzebowania, mają one ustalone



warunki (zabezpieczenie finansowe, raporty o zaawansowaniu inwestycji i potwierdzenie uzyskania ustalonych mocy), które powinny być spełnione przed rozpoczęciem okresu dostaw, niedotrzymanie tych warunków jest obłożone karami, a nawet rozwiązaniem umowy;

- JRM mogą oferować maksymalną moc w wysokości iloczynu mocy osiągalnej netto i współczynnika korekcyjnego dyspozycyjności dla danej technologii, ustalanego w rozporządzeniu określającym parametry aukcji;
- cenotwórcami są nowe lub modernizowane jednostki rynku mocy, jednostki zagraniczne i DSR, istniejące jednostki rynku mocy są cenobiorcami, którzy mają ustaloną maksymalną ofertową cenę mocy na bazie przeciętnych operacyjnych kosztów stałych;
- z jednostkami rynku mocy, które zwyciężyły w aukcji głównej zawierane są umowy mocowe z ceną zamknięcia aukcji, nowe JRM - przy spełnieniu wymaganego jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych, mogą zawierać umowy na maksymalnie 15 lub 17 lat, modernizowane JRM lub DSR - spełniające jednostkowe poziomy nakładów inwestycyjnych - na maksymalnie 5 lub 7 lat (dłuższy o 2 lata okres dostaw tj. 17 i 7 lat jest możliwy, jeżeli JRM wytwarza ma emisyjność nieprzekraczającą 450 g CO₂/kWh wytwarzanej energii elektrycznej lub w przypadku kogeneracji energii elektrycznej i ciepła, i w przypadku kogeneracji - jeżeli co najmniej połowę ciepła dostarcza do systemu ciepłowniczego); istniejące JRM mogą zawierać umowy tylko na rok;
- po zakończeniu aukcji dodatkowych na dany rok dostaw uruchamia się rynek wtórny, na którym obowiązki mocowe wynikające z zawartych umów mogą być przenoszone na inne JRM, w tym JRM certyfikowane tylko do udziału w rynku wtórnym;
- dotrzymanie warunków umowy mocowej w okresie dostaw wymaga pozostawania w gotowości do dostawy mocy oraz dostawy mocy w okresach przywołania i może być sprawdzane przez PSE w testowych okresach przywołania. Dodatkowo, dostawca mocy, zarówno dla JRM wytwórczych, jak i DSR, jest zobowiązany w każdym kwartale do spełnienia tzw. demonstracji tj. wykazania zdolności do wykonania obowiązku mocowego w każdym kwartale;
- niedotrzymanie warunków umowy mocowej jest obłożone karami, w skrajnych przypadkach zerwaniem umowy.

4.4. Główne dokumenty regulujące polski rynek mocy

Podstawowym dokumentem regulującym polski rynek mocy jest Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 roku o rynku mocy. Ustawa została zaakceptowana przez Komisję Europejską, która decyzją z dnia 7.02.2018 roku zaakceptowała środek pomocy państwa SA.46100 (2017/N) w postaci polskiego mechanizmu zdolności wytwórczych (rynku mocy) na okres 10 lat od daty przeprowadzenia pierwszej aukcji. Rynkiem mocy zarządza Operator Systemu Przesyłowego (PSE SA) i to on prowadzi wszystkie procesy rynku mocy, z tym



że rozliczenia finansowe prowadzi Zarządca Rozliczeń SA¹⁰. OSP prowadzi rejestr rynku mocy, który jest elektroniczną platformę do gromadzenia, przetwarzania i wymiany danych handlowych, rozliczeniowych i technicznych na rynku mocy. Jest narzędziem umożliwiającym udział w procesach certyfikacji i aukcjach mocy oraz zgłaszanie transakcji na rynku wtórnym.

Dokumentami wykonawczymi do Ustawy o rynku mocy są rozporządzenia ministra właściwego do spraw energii:

- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym;
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych;
- 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.

Rozporządzenia te uszczegóławiają wybrane zasady funkcjonowania rynku mocy. Ponadto corocznie wydawane są rozporządzenia, ustalające parametry poszczególnych aukcji mocy, głównych i dodatkowych przeprowadzanych w danym roku.

Dokumentem realizacyjnym jest Regulamin Rynku Mocy, opracowany przez PSE SA, zatwierdzony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 30 marca 2018 roku. Regulamin operacjonalizuje zasady zawarte w Ustawie o rynku mocy i ustala wzory dokumentów wykorzystywanych w rynku mocy, w tym m.in. wzór umowy mocowej.

Lista dokumentów powiązanych z polskim rynkiem mocy dostępna jest na stronie internetowej PSE¹¹. Operator Systemu Przesyłowego publikuje również informacje na temat wymogów i obowiązków związanych z rynkiem mocy, pomocne dla uczestników rynku, czego przykładem są m.in. wytyczne PSE w zakresie badania sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstwa w kontekście udziału w rynku mocy.

¹⁰ Zarządca Rozliczeń S.A., o którym mowa w rozdziale 7 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311).

¹¹ PSE, *Dokumenty powiązane dot. rynku mocy*, [Dostęp online 13.02.2024] <<https://www.pse.pl/rynek-mocy-dokumenty-powiazane>>.



5. Analiza wyników dotychczasowych aukcji rynku mocy

5.1. Dotychczasowe wyniki aukcji mocy

Aukcje Główne

Dotychczas odbyło się 8 aukcji głównych rynku mocy na okresy dostaw rozpoczynające się w latach 2021-2028. Na podstawie zebranych wyników dotychczasowych aukcji mocy publikowanych przez URE przeprowadzono analizę zawartych kontraktów mocowych. Informacje z wynikami aukcji mocy, publikowane przez Prezesa URE i PSE, nie zawsze pozwalają na pełną identyfikację jednostek fizycznych wytwórczych. Dla potrzeb Raportu przeprowadzono identyfikację wg poniższych zasad.

Większość jednostek rynku mocy zostało przyporządkowanych do pojedynczych jednostek wytwórczych znajdujących się w bazie jednostek EY. Przy przyporządkowywaniu jednostek wykorzystano informacje publikowane przez producentów energii, informacje prasowe oraz wiedzę ekspercką EY. Jednostki rynku mocy, których na podstawie ogólnodostępnych danych nie zdołano przyporządkować do pojedynczych jednostek wytwórczych, znajdowały się w zakresie mocy zakontraktowanej poniżej 100 MW. Przedstawione zostały one w dalszej części analizy jako „Jednostki od 50 do 100 MW” oraz „Jednostki do 50 MW”. Przyporządkowanie JRM pojedynczych jednostek wytwórczych pozwoliło na analizę wyników aukcji rynku mocy w rozbiciu na różne technologie wytwórcze / rodzaje paliw.

W ramach analizy przeprowadzono także uproszczoną prognozę:

- możliwych do zawarcia kontraktów dla jednostek węglowych w przypadku uruchomienia dodatkowych aukcji w ramach dopuszczenia do udziału w rynku mocy dla jednostek wysokoemisyjnych (pow. 550 g CO₂/kWh¹²) do 2028 r. Rozpatrzono w tym zakresie dwa podwarianty. W jednym z nich założono, że jednostki na węgiel, które zdobywały kontrakty jednoroczne przed ograniczeniem rynku mocy dla jednostek wysokoemisyjnych, a także jednostki którym w latach 2025-2027 wygasną kontrakty wieloletnie (jednostki modernizowane), będą mogły uzyskać kontrakty jednoroczne na rok dostaw 2026, 2027 i 2028. Jednostki te opisano w dalszej części analizy jako „Prognoza WK 2028” (podwariant z derogacją). W drugim podwariacie, rozpatrywano wpływ braku możliwości uzyskania odstępstwa dla jednostek niespełniających limitu emisyjności 550 g CO₂/kWh (podwariant bez derogacji);
- dodatkowo przyjęto, że w ostatnich zaplanowanych aukcjach głównych na lata dostaw 2029 i 2030 kontrakty uzyskają jednostki, które w aukcji na rok dostaw 2028 uzyskały kontrakty jednoroczne, założenie obejmuje również jednostki DSR, założono w dalszych analizach, że rynek mocy lub porównywalny mechanizm będzie umożliwiał funkcjonowanie DSR po 2030 roku.

¹² Należy zauważyć, że w ustawie o rynku mocy polskie władze nie wprowadziły drugiego kryterium limitu emisji z rozporządzenia (UE) 2019/943 w wysokości 350 kg CO₂/kW mocy zainstalowanej



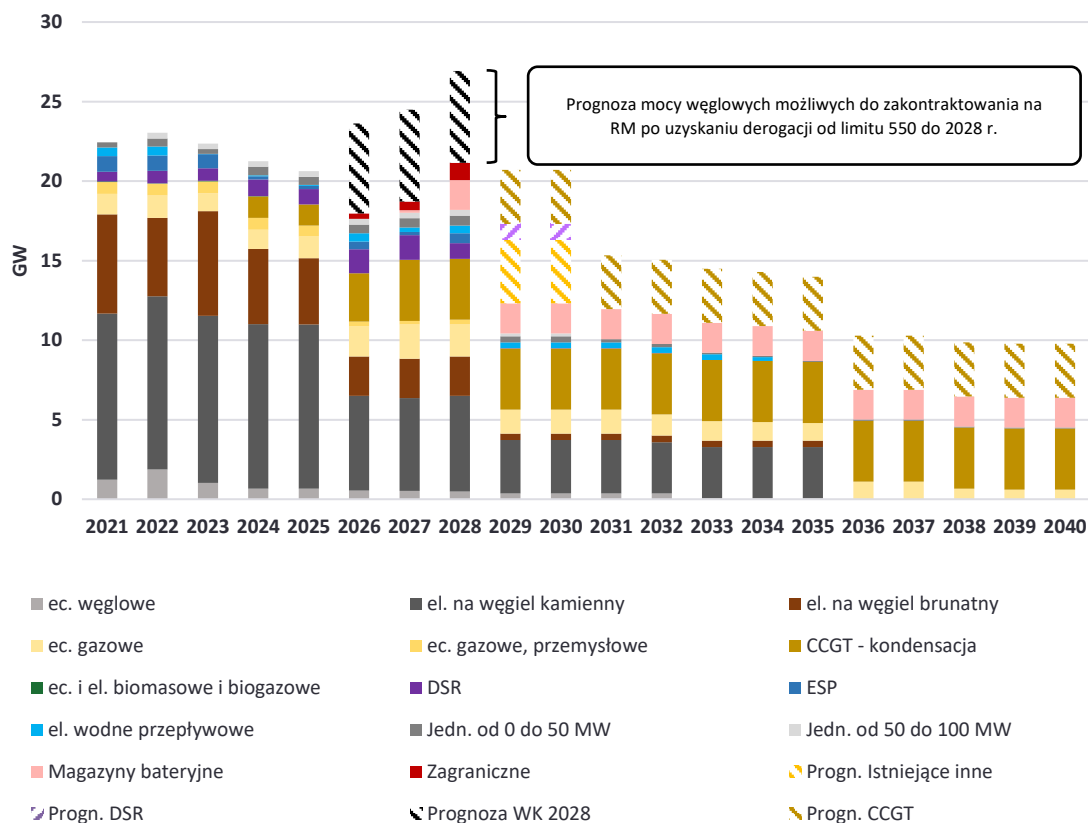
Zaznaczamy, że niniejsza prognoza nie jest pełna – nie uwzględnia prognoz potencjalnych kontraktów wieloletnich magazynów potencjalnie kontraktowanych w aukcjach, które odbędą się w latach 2024 i 2025 (tj. na lata 2029 oraz 2030). Ze względu na brak publicznie dostępnych, potwierdzonych danych nt. planów inwestycyjnych w technologii gazowe, w analizie przyjęto ekspercko dodatkowe 3,4 GW nowych mocy zainstalowanych w technologii CCGT dostępnych od 2029 r., zgodnie z przyjętym scenariuszem gazowo-jądrowym. W prognozie nie uwzględniono również potencjalnych przyszłych kontraktów dla jednostek zagranicznych. Stanowią one specyficzną kategorię, biorąc pod uwagę, że w trakcie okresów przywołania nie mają one obowiązku dostarczania mocy do KSE, a wystarczy, że będą pozostawać w gotowości lub dostarczać moc do sieci państwa bezpośrednio połączonego z KSE¹³ (aby nie zakłócać funkcjonowania rynków energii w swoich państwach). Nie zwiększają więc one bezpośrednio bilansu mocy dyspozycyjnych w polskim systemie oraz nie zapewniają bezpieczeństwa dostaw w celu pokrycia zapotrzebowania szczytowego na tym samym poziomie, co źródła krajowe. Ponadto wyniki aukcji dodatkowych przedstawiono w oddzielnym punkcie, ponieważ są zawierane z rocznym wyprzedzeniem, nie mają większego wpływu na decyzje inwestycyjne w wytwarzaniu, ale zwiększają podaż redukcji zapotrzebowania w DSR oraz stabilizują przychody części wytwórców.

Na poniższym wykresie przedstawiono wyniki przeprowadzonej analizy. Kontrakty jednoroczne zostały przyporządkowane do określonych lat dostaw, na które zostały zawarte, zaś kontrakty wieloletnie uwzględniono dla całego przedziału czasu, w trakcie którego obowiązuje umowa mocowa. Dotychczas zawarte kontrakty mocowe oznaczono pełnymi kolorami, zaś kontrakty prognozowane obszarem przerywanym.

¹³ Art. 57 ust. 1 pkt 3 ustawy o rynku mocy



Rys. 8 - Moc zakontraktowana w dotychczasowych aukcjach głównych rynku mocy wraz z prognozą



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie wyników aukcji rynku mocy publikowanych przez URE

W tabeli poniżej przedstawiono moc zakontraktowaną w rynku mocy w poszczególnych latach.

Tabela 3 – Wyniki aukcji głównych rynku mocy [MW]

| Okres trwania obowiązku mocowego w latach | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|---------------|---------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 0,5 | - | - | - | - | 276 | - | - | - |
| 1 | 9 968 | 10 455 | 9 779 | 3 002 | 1 925 | 4 511 | 3 911 | 5 008 |
| W tym DSR | 610 | 756 | 791 | 1 029 | 949 | 1 504 | 1 539 | 961 |
| W tym zagraniczne | - | - | - | - | - | 350 | 550 | 1 079 |
| 2 | - | - | - | 29 | - | - | - | - |
| 5 | 7 610 | 125 | - | 3 835 | - | - | 135 | 23 |
| W tym DSR | 5 | 5 | - | - | - | - | - | 20 |
| 7 | 722 | - | - | 365 | 162 | 536 | 202 | 306 |
| 15 | 3 690 | - | - | 65 | 5 | - | - | - |
| 17 | 438 | - | - | 1 375 | - | 2 141 | 1 130 | 1 734 |
| SUMA | 22 427 | 10 580 | 9 779* | 8 671 | 2 367 | 7 189 | 5 379 | 7 071 |

* Nie uwzględniono mocy w bloku Ostrołęka C na węgiel kamienny w związku z decyzją o wstrzymaniu budowy bloku na węgiel kamienny i rozwiązaniu kontraktu mocowego

Źródło: Opracowanie EY na podstawie informacji Prezesa URE



W wyniku dotychczas przeprowadzonych aukcji głównych mocy zakontraktowano łącznie:

- 10 578 MW w kontraktach 15 i 17-letnich, tj. dotyczących jednostek wytwórczych nowych oraz nowych magazynów energii;
- 14 020 MW w kontraktach 5–7-letnich tj. dotyczących jednostek modernizowanych i niektórych nowych: w tym DSR 30MW w kontraktach 5 letnich
- 48 559 MW w kontraktach jednorocznych dotyczących jednostek wytwórczych istniejących, jednostek zagranicznych oraz DSR, w tym:
 - 15 474 MW w kontraktach jednorocznych dotyczących wytwórczych jednostek unikatowych¹⁴;
 - 928 MW w kontraktach jednorocznych dotyczących jednostek zagranicznych w strefie profilu synchronicznego;
 - 801 MW w kontraktach jednorocznych dotyczących jednostek zagranicznych w obrębie systemu przesyłowego Królestwa Szwecji;
 - 250 MW w kontraktach jednorocznych dotyczących jednostek zagranicznych w obrębie systemu przesyłowego Republiki Litewskiej.

Podstawowym kosztem funkcjonowania rynku mocy są wynagrodzenia wypłacane jednostkom rynku mocy za świadczenie usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego na podstawie zawartych umów mocowych. W tabeli poniżej, przedstawiono wyniki analizy, w ramach której obliczono koszty funkcjonowania rynku mocy dla umów mocowych zawartych w ramach aukcji głównych. Wysokość kosztów obliczono na podstawie cen zamknięcia aukcji głównych oraz wielkości zakontraktowanego wolumenu dla umów mocowych na różne okresy dostaw. Dla zapewnienia porównywalności otrzymanych wyników, wysokość kosztów została sprowadzona na podstawie prognozy i historycznych danych inflacji NBP do cen roku 2022.

¹⁴ Obliczono jako sumę maksymalnej mocy kontraktów jednorocznych dla wszystkich JRM bez JRM DSR, które są tworzone w poszczególnych latach na bazie różnych lub tych samych jednostek fizycznych.



Tabela 4 – Koszty funkcjonowania rynku mocy dla kontraktów mocowych zawartych w ramach aukcji głównych

| Pozycja | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Cena zamknięcia Polska [tys. PLN _{Nnom} /MW] (PLN'2022/MW) | 240,32 (252,58) | 198,00 (198,00) | 202,99 (177,44) | 259,87 (203,91) | 172,85 (129,67) | 400,39 (289,64) | 406,35 (286,78) | 244,90 (168,62) |
| Cena zamknięcia Szwecja [tys. PLN _{Nnom} /MW] (PLN'2022/MW) | - | - | - | - | - | 399,00 (288,64) | - | 244,90 (168,62) |
| Cena zamknięcia Litwa [tys. PLN _{Nnom} /MW] (PLN'2022/MW) | - | - | - | - | - | - | 298,00 (210,32) | - |
| Cena zamknięcia strefa profilu synchronicznego [tys. PLN _{Nnom} /MW] (PLN'2022/MW) | - | - | - | - | - | - | 399,00 (281,60) | 207,00 (142,53) |
| Koszty funkcjonowania rynku mocy w danym roku dostaw (aukcje główne, kontrakty już zawarte) [mPLN _{Nnom}] | 5 390 | 5 191 | 5 265 | 6 005 | 6 206 | 6 339 | 6 821 | 6 834 |

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie wyników aukcji rynku mocy publikowanych przez Prezesa URE

Jednostki zagraniczne uzyskują prawo do oferowania obowiązków mocowych w aukcjach mocy na podstawie aukcji wstępnych, organizowanych oddzielnie dla strefy systemu przesyłowego Litwy, Szwecji oraz strefy profilu synchronicznego, w których zwycięzcami są jednostki, których oferty okazały się najtańsze i nie przekraczały wolumenu wyznaczonego dla danej strefy. Przyjęte oferty z aukcji wstępnych są następnie ofertami wyjścia w ramach aukcji głównej i w przypadku objęcia obowiązkiem mocowym jednostek zagranicznych, ich ceną zamknięcia jest najwyższa cena oferty dotyczącej jednostki rynku mocy objętej obowiązkiem mocowym zlokalizowanej w danej strefie. Mogą być to więc ceny inne niż dla jednostek polskich (niższe).

Należy zauważyć, że dostawy ich mocy są obciążone ryzykiem dostępności mocy przesyłowych i połączeń międzynarodowych oraz nie zwiększają bezpośrednio podaży mocy dyspozycyjnych w polskim systemie. Oznacza to, że moc z tych jednostek ma mniejszą wartość dla KSE, a tym samym ceny dla nich powinny być zdecydowanie niższe. Obecnie jednostki zagraniczne generują nadmierne koszty w stosunku do wartości, które dostarczają, co powoduje niepotrzebne obciążenia polskich odbiorców końcowych.

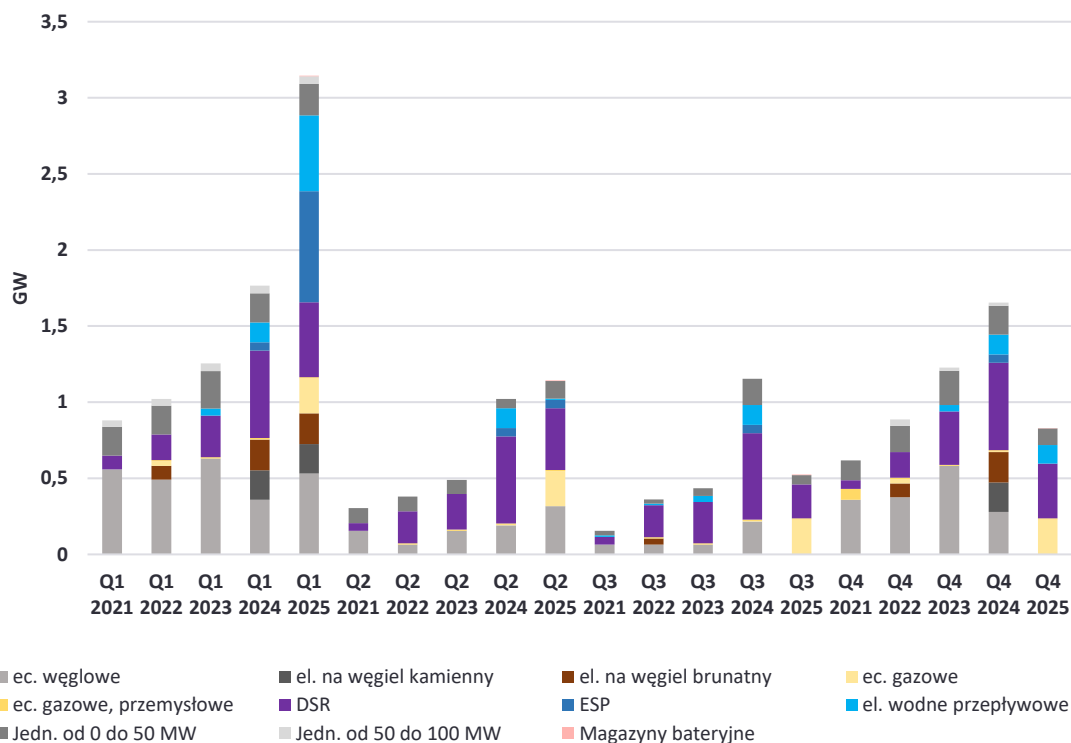
Aukcje dodatkowe

Dla aukcji dodatkowych przeprowadzono zbliżoną analizę, jak w przypadku przedstawionej w poprzedniej sekcji analizy dotyczącej kontraktów zawieranych w ramach aukcji głównych. Kontrakty zawierane w ramach aukcji dodatkowych udzielane są jedynie dla jednostek istniejących oraz jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych, w ramach kontraktów na okres obowiązku mocowego wynoszący 1 kwartał. Taka długość trwania obowiązku mocowego pozwala dodatkowo, poza udziałem w aukcjach głównych, na udział w rynku mocy elektrociepłowniom, które zazwyczaj są w stanie generować pełną moc elektryczną jedynie w okresach

wysokiego poboru ciepła sieciowego, czyli w pierwszym i ostatnim kwartale roku, jak również jednostkom DSR o zmiennej rocznej charakterystyce pracy (np. branża cementowa, branża uprawy roślin).

Aukcje dodatkowe organizowane są z rocznym wyprzedzeniem. Dotychczas odbyły się aukcje dodatkowe dla 5 lat, tj. na kolejne kwartały lat dostaw 2021-2025. Wyniki dotychczasowych aukcji dodatkowych zostały przedstawione na rysunku poniżej.

Rys. 9 - Moc zakontraktowana dotychczas w aukcjach dodatkowych rynku mocy



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie wyników aukcji rynku mocy publikowanych przez Prezesa URE

W tabeli poniżej przedstawiono łączne koszty wynikające z dotychczas przeprowadzonych dodatkowych aukcji mocy, które wyniosły około 1 159,024 mPLN'2022.



Tabela 5 – Koszty funkcjonowania rynku mocy dla kontraktów mocowych zawartych w ramach aukcji dodatkowych

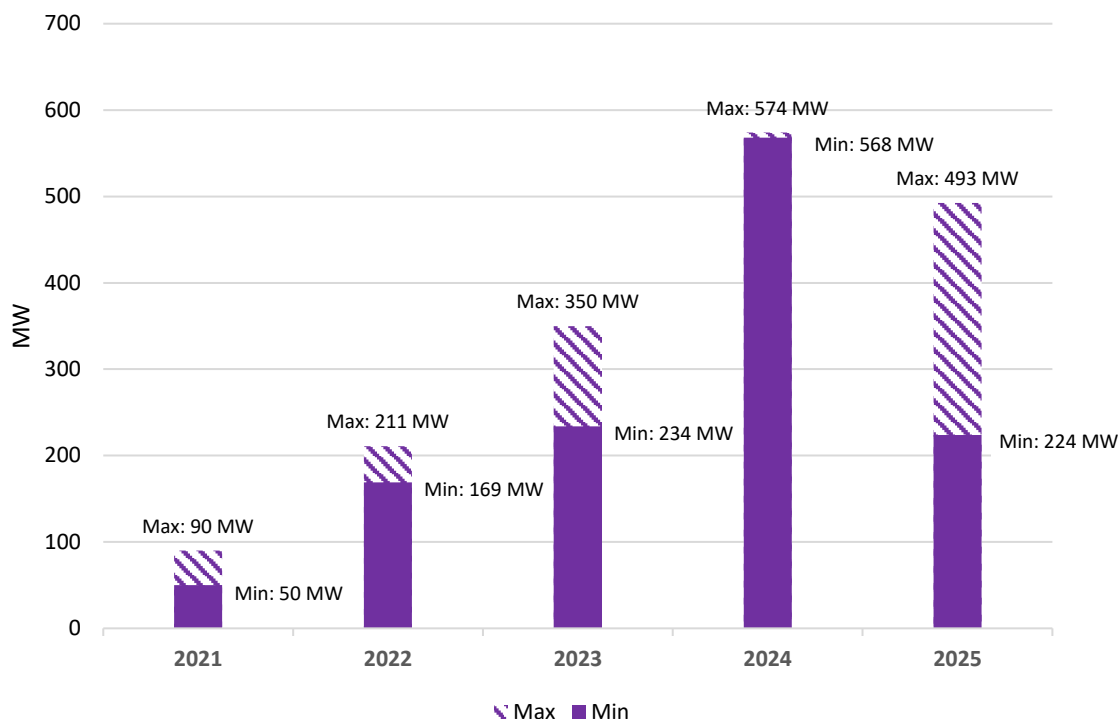
| Rok - kwartał dostaw | Cena zamknięcia Polska [tys. PLN _{nom} /MW] (tys. PLN'2022/MW) | Obowiązek mocy na dany kwartał [MW] | Koszty funkcjonowania rynku mocy (aukcje dodatkowe) [mPLN _{nom}] |
|----------------------|---|-------------------------------------|--|
| 2021 Q1 | 286,01 (300,60) | 880,931 | 61,501 |
| 2021 Q2 | 286,01 (300,60) | 303,26 | 21,172 |
| 2021 Q3 | 286,01 (300,60) | 156,01 | 11,594 |
| 2021 Q4 | 286,01 (300,60) | 616,76 | 44,447 |
| 2022 Q1 | 186,70 (186,70) | 1 020,674 | 47,640 |
| 2022 Q2 | 320,00 (320,00) | 379,771 | 29,899 |
| 2022 Q3 | 320,00 (320,00) | 360,921 | 29,790 |
| 2022 Q4 | 240,02 (240,02) | 887,804 | 52,427 |
| 2023 Q1 | 333,68 (285,63) | 1 254,185 | 106,708 |
| 2023 Q2 | 190,00 (162,64) | 488,506 | 22,557 |
| 2023 Q3 | 212,40 (181,81) | 435,256 | 23,572 |
| 2023 Q4 | 364,00 (311,58) | 1 226,563 | 110,283 |
| 2024 Q1 | 387,00 (293,51) | 1 766,317 | 173,604 |
| 2024 Q2 | 241,92 (183,48) | 1 022,195 | 59,860 |
| 2024 Q3 | 199,55 (151,34) | 1 154,167 | 59,406 |
| 2024 Q4 | 387,00 (293,51) | 1 654,317 | 157,515 |
| 2025 Q1 | 389,38 (281,73) | 3 144,65 | 301,257 |
| 2025 Q2 | 143,72 (103,99) | 1 142,56 | 40,400 |
| 2025 Q3 | 143,73 (103,99) | 524,57 | 19,447 |
| 2025 Q4 | 169,00 (122,28) | 830,87 | 35,104 |
| SUMA | | | 1 408,185 |

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie wyników aukcji rynku mocy publikowanych przez Prezesa URE



Na rysunku poniżej przedstawiono zakresy sumarycznych wielkości obowiązków mocowych zakontraktowanych na kolejne kwartały w poszczególnych latach w ramach aukcji dodatkowych dla jednostek DSR.

Rys. 10 - Moc zakontraktowana DSR w aukcjach dodatkowych rynku mocy



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie wyników aukcji rynku mocy publikowanych przez Prezesa URE

Minimalna i maksymalna suma mocy zakontraktowanych w kolejnych kwartałach danego roku dostaw jest w przypadku jednostek DSR zbliżona dla każdego roku, na który odbyły się dotychczas aukcje dodatkowe. Jednostki DSR, które nie zakontraktowały się w ramach aukcji głównych (między innymi z powodu długiego wyprzedzenia aukcji względem roku dostaw i możliwego braku gotowości obiorców przemysłowych do deklarowania potencjału redukcji zapotrzebowania z 5-cio letnim wyprzedzeniem), miały możliwość wzięcia udziału w odbywających się później aukcjach dodatkowych – kontraktując najczęściej zbliżoną moc na wszystkie kwartały roku dostaw. Z tego powodu rozkład kwartalny mocy zakontraktowanych przez jednostki DSR znacząco odbiega od rozkładu mocy zakontraktowanych przez elektrociepłownie.

Dodatkowo w ramach kolejnych aukcji dodatkowych znacząco wzrasta wielkość mocy zakontraktowanej przez jednostki DSR, chociaż moce zakontraktowane w ramach ostatnich aukcji na 2025 r. nieco spadły. Ciągłe zwiększające się zainteresowanie jednostek DSR świadczy o tym, że rynek mocy jest odpowiednim systemem wsparcia dla rozwoju DSR.



Koszty funkcjonowania Rynku Mocy

Wprowadzenie rynku mocy zmieniło rynek energii z rynku jednotowarowego na rynek dwutowarowy, na którym oprócz energii elektrycznej transakcjom podlega także moc dyspozycyjna, a wytwórcy mogą otrzymać wynagrodzenie w zamian za świadczenie gotowości do dostarczania energii do sieci (tzw. obowiązek mocowy).

Przychody z rynku mocy stanowiące impuls do budowy nowych źródeł wytwórczych oraz modernizacji tych już istniejących, wpływają na poprawę ogólnej sprawności jednostek funkcjonujących w systemie, jak również zapewnienie wysokiego poziomu rezerw mocy. Utrzymywanie wymaganych rezerw mocy w systemie zapobiega występowaniu wysokich skoków cen w okresach zbyt niskich rezerw, a w konsekwencji przyczynia się do stabilizacji cen energii elektrycznej na rynku. Zmniejszenie skoków cen potwierdzają ponad dwudziestoletnie doświadczenia z rynków PJM i Kalifornii. Rynek mocy nie zapobiega natomiast skokom cen energii w wyniku zakłóceń na rynkach paliw.

W tabeli poniżej wskazano roczne koszty rynku mocy w przeliczeniu na jednostkę zużytej energii w poszczególnych latach, przy uwzględnieniu dotychczas zawartych kontraktów.

Tabela 6 – Wpływ rynku mocy na ceny energii (dotychczas zawarte kontrakty), wartości w cenach nominalnych

| Pozycja | jedn. | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|--------------------------------|---------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Koszty Rynku Mocy | mPLN _{nom} | 5 528 | 5 351 | 5 528 | 6 456 | 6 602 | 6 339 | 6 821 | 6 834 | 4 506 | 4 619 |
| Koszty RM (AG), w tym: | mPLN _{nom} | 5 390 | 5 191 | 5 265 | 6 005 | 6 206 | 6 339 | 6 821 | 6 834 | 4 506 | 4 619 |
| <i>jednostki modernizowane</i> | <i>mPLN_{nom}</i> | <i>1 806</i> | <i>1 891</i> | <i>1 988</i> | <i>3 373</i> | <i>3 786</i> | <i>1 663</i> | <i>1 826</i> | <i>2 071</i> | <i>605</i> | <i>621</i> |
| <i>jednostki nowe</i> | <i>mPLN_{nom}</i> | <i>967</i> | <i>999</i> | <i>1 050</i> | <i>1 576</i> | <i>1 757</i> | <i>2 550</i> | <i>3 105</i> | <i>3 462</i> | <i>3 549</i> | <i>3 638</i> |
| Koszty RM (AD) | mPLN _{nom} | 139 | 160 | 263 | 450 | 396 | - | - | - | - | - |
| Zapotrzebowanie na energię* | TWh | 153 | 151 | 146 | 150 | 153 | 158 | 163 | 168 | 174 | 179 |
| Cena energii elektrycznej** | PLN _{nom} /MWh | 278 | 524 | 759 | 557 | 604 | 554 | 539 | 524 | 532 | 528 |
| Dodatek wynikający z RM | PLN _{nom} /MWh | 36,07 | 35,49 | 37,99 | 42,95 | 43,15 | 40,25 | 41,87 | 40,60 | 25,94 | 25,79 |

*Wolumen zapotrzebowania na energię elektryczną objęty opłatą mocową

**cena w latach 2021 – 2023 to średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, publikowana przez URE, w kolejnych latach prognoza EY.

Źródło: Opracowanie EY na podstawie danych ARE (dane historyczne zapotrzebowania na energię), informacji Prezesa URE, Scenariusz 3. Do prekonsultacji KPEiK/ PEP 2040 (prognoza zapotrzebowania na energię) oraz analizy własne oraz estymacje eksperckie w zakresie cen energii

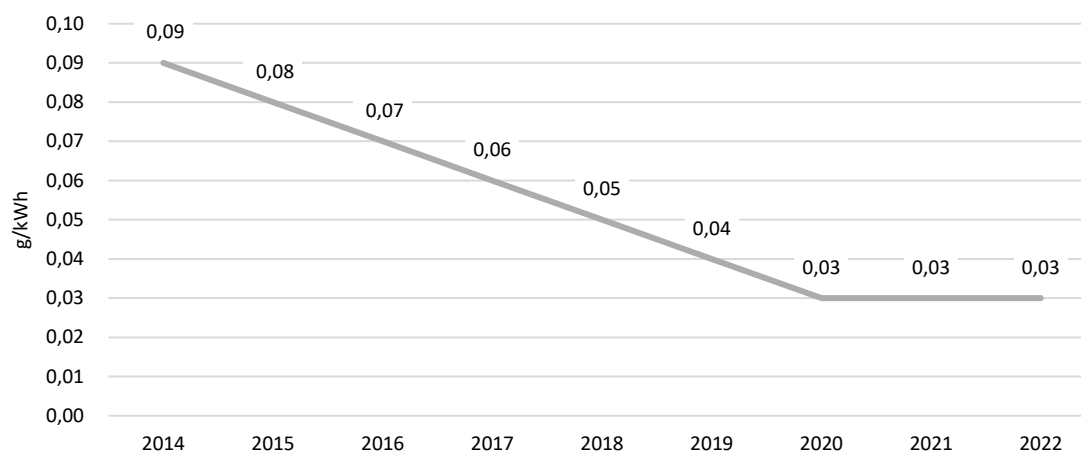
5.2. Rezultaty zawartych umów mocowych

Przychody z RM pozwoliły na budowę nowych, wysokosprawnych jednostek wytwórczych spełniających wymagania środowiskowe wynikające z limitów zawartych w konkluzjach BAT oraz na pokrycie części kosztów funkcjonowania istniejących dyspozycyjnych źródeł mocy, umożliwiając również ich modernizację i dostosowanie do zastrzanych wymogów środowiskowych.



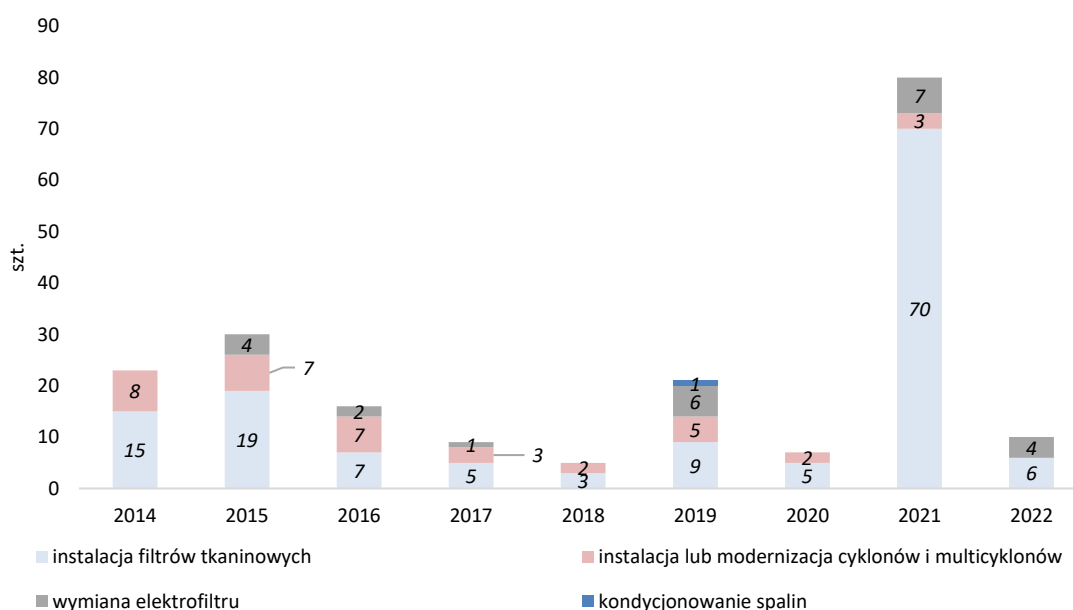
Na wykresach poniżej przedstawiono jednostkowe emisje pyłów, SO_x, NO_x, CO₂ krajowego systemu elektroenergetycznego w latach 2014 – 2022. Poziomy emisji zostały przedstawione od roku 2014, mając na uwadze art. 96, pkt 1 ustawy o rynku mocy, zgodnie z którymi na potrzeby certyfikacji do pierwszej aukcji głównej (na rok dostaw 2021), okres ponoszenia nakładów inwestycyjnych, uprawniających do uzyskania kontraktu wieloletniego, liczony jest od dnia 1 stycznia 2014 roku. Redukcje emisji osiągnięte w kolejnych latach, począwszy od roku 2014, po części były finansowane z przychodów lub projektowanych przychodów, które późniejsze JRM uzyskiwały dzięki zdobytym kontraktom mocowym.

Rys. 11 - Wskaźnik emisji pyłu w elektrowniach i elektrociepłowniach ogółem [g/kWh]



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych ARE

Rys. 12 - Liczba modernizacji urządzeń odpylających [szt.]

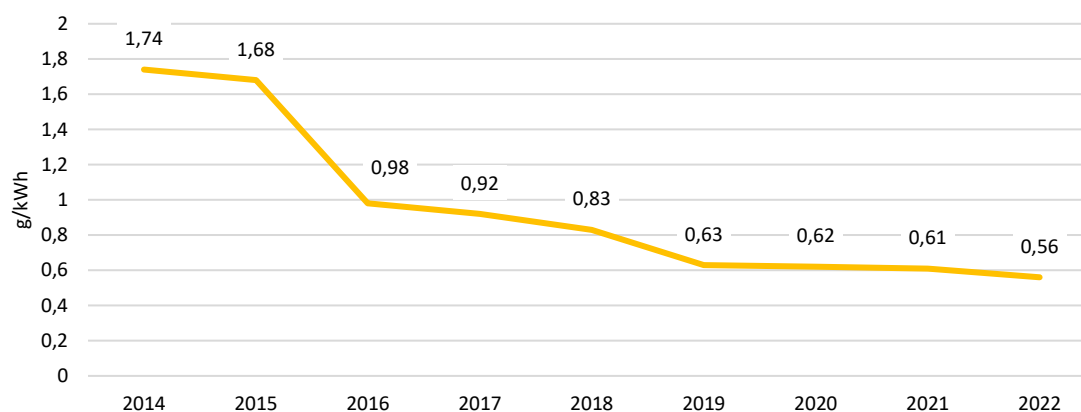


Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych ARE

Powyższe wykresy prezentują wskaźnik emisji pyłu emitowanego przez elektrownie i elektrociepłownie w polskim systemie elektroenergetycznym w latach 2014-2022 (Rys. 11) oraz liczbę przeprowadzonych w latach 2014-2022 modernizacji urządzeń odpylających (Rys. 12).

- w latach 2014-2020 średni poziom wskaźnika emisji pyłu w elektrowniach i elektrociepłowniach uległ redukcji z poziomu 0,09 g/kWh do 0,03 g/kWh (ok. trzykrotny spadek wartości);
- w okresie 2014-2015 przeprowadzono także szereg inwestycji polegających na modernizacji urządzeń odpylających. Szczególnie duża liczba modernizacji została przeprowadzona w roku 2021, czyli w roku, w którym wytwórcy posiadający kontrakty mocowe zaczęli otrzymywać wsparcie w ramach rynku mocy;
- inwestycje, które spowodowały spadek poziomu emisji pyłów przez infrastrukturę wytwórczą były powiązane z implementacją do prawa krajowego limitów wprowadzonych przez tzw. konkluzje BAT. Jednakże należy zaznaczyć, iż modernizacja infrastruktury wytwórczej w celu dostosowania do nowych limitów emisji co najmniej częściowo umożliwiona była poprzez wsparcie dla wytwórców w ramach rynku mocy.

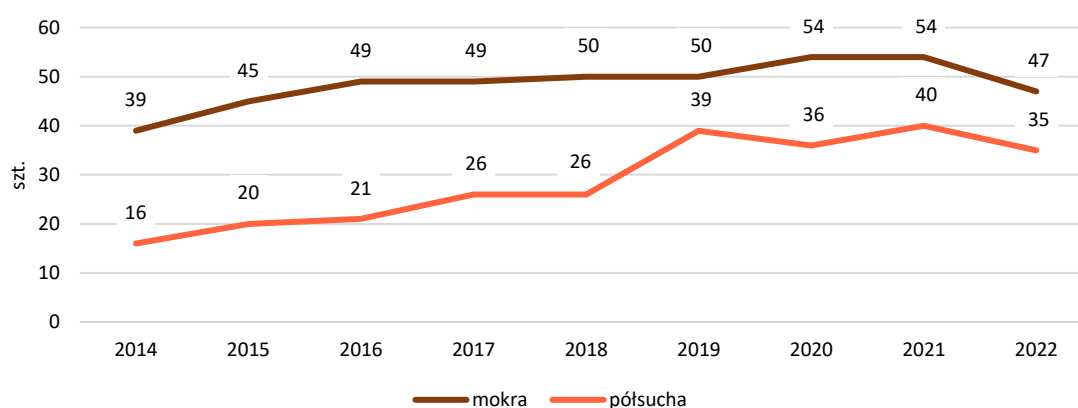
Rys. 13 – Wskaźnik emisji SO₂ w elektrowniach i elektrociepłowniach ogółem [g/kWh]



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych ARE



Rys. 14 – Liczba instalacji odsiarczania spalin [szt.]

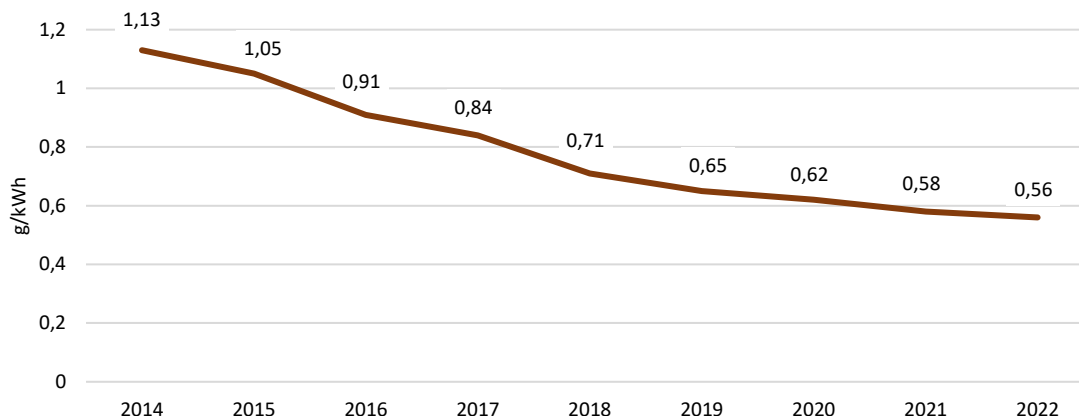


Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych ARE

Na powyższych wykresach przedstawiono kolejno wskaźnik emisji dwutlenku siarki w sektorze elektrowni i elektrociepłowni w latach 2014-2022 (Rys. 13) oraz liczbę instalacji odsiarczania spalin metodami mokrą i półsuchą w latach 2014-2022 (Rys. 14).

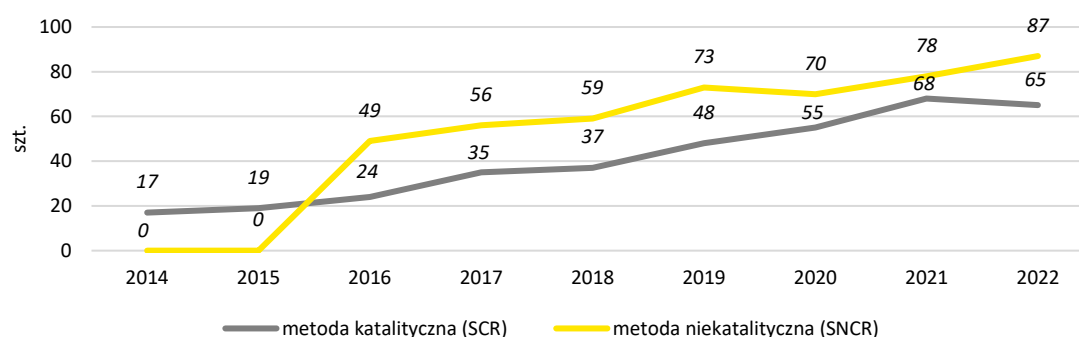
- średni wskaźnik emisji SO_2 w elektrowniach i elektrociepłowniach zmalał w latach 2014-2022 o ponad 67%. Dodatkowo od 2014 do 2021 r. liczba instalacji odsiarczania spalin, w które wyposażona jest infrastruktura wytwórcza zwiększyła się o 15 urządzeń wykorzystujących metodę mokrą odsiarczania oraz 24 urządzenia wykorzystujące metodę półsuchą odsiarczania;
- spadek liczby instalacji odsiarczania, który nastąpił w 2022 r. powiązany był z planowymi odstawieniami bloków energetycznych;
- metoda mokra i półsucha umożliwia blokom węglowym redukcję emisji dwutlenku siarki do poziomu wymaganego w ramach konkluzji BAT. Inwestycje w wysokosprawne instalacje odsiarczania stanowią znaczny koszt dla wytwórców energii;
- wsparcie w ramach rynku mocy stanowiło istotny impuls, który ułatwił wytwórcom przeprowadzenie takich inwestycji.

Rys. 15 – Wskaźnik emisji NO_x w elektrowniach i elektrociepłowniach ogółem [g/kWh]



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych ARE

Rys. 16 – Liczba instalacji redukcji NO_x opartych na metodach wtórnych

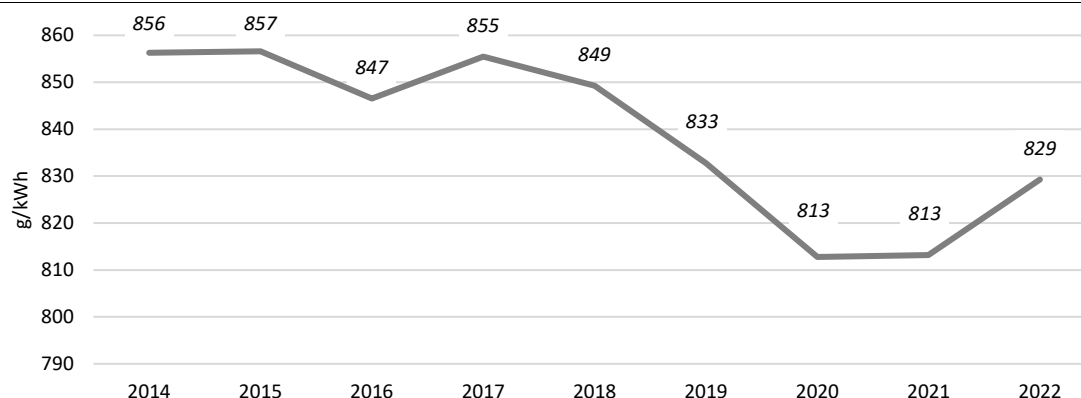


Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych ARE

Powyższe wykresy przedstawiają zmiany wskaźnika emisji tlenków azotu (Rys. 15) oraz liczbę instalacji redukcji NO_x opartych na metodach wtórnych (Rys. 16) w sektorach elektrowni i elektrociepłowni w latach 2014-2022.

- od 2014 do 2022 r. nastąpił niemal dwukrotny spadek średniego wskaźnika emisji NO_x w elektrowniach i elektrociepłowniach. Spadek ten umożliwiony był m.in. inwestycjami w wysokosprawne instalacje redukcji NO_x oparte na metodach wtórnych (katalitycznej SCR i niekatalitycznej SNCR);
- zastosowanie takich instalacji pozwala na spełnienie norm emisji NO_x wymaganych w ramach konkluzji BAT. Inwestycje w te instalacje zostały umożliwione dzięki środkom pozyskanym przez wytwórców w ramach rynku mocy.

Rys. 17 – Wskaźnik emisji CO₂ w elektrowniach i elektrociepłowniach ogółem w odniesieniu do produkcji brutto [g/kWh]



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych ARE

Wykres powyżej ilustruje spadek emisji jednostkowych w krajowym systemie elektroenergetycznym w latach 2014 – 2022:

- brak wystarczającej rezerwy mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym w roku 2017, wymusił uruchomienie jednostek wytwórczych o najniższej sprawności, co skutkowało wzrostem jednostkowej emisji;
- oddawane od 2018 bloki nadkrytyczne przyczyniły się do redukcji emisji jednostkowej;
- radykalne zmniejszenie produkcji energii z gazu w 2022, spowodowane wzrostem jego cen, jak również wdrożonymi w tym roku zmianami w zakresie funkcjonowania rynku bilansującego, skutkowało uruchomieniem jednostek węglowych o niskiej sprawności, i w efekcie wzrostem jednostkowej emisji.

5.3. Ocena efektywności regulacji i dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy

Jednostki rynku mocy, które zawarły kontrakty mocowe zobowiązują się do pozostawania w okresie dostaw w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu oraz do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach przywołania na rynku mocy¹⁵. Okres przywołania na rynku mocy jest ogłaszany przez operatora systemu przesyłowego w godzinach, w których nadwyżka mocy jest niższa od wartości wymaganej¹⁶. Dotychczas okres przywołania na rynku mocy (w ówczesnym stanie prawnym nazywany okresem zagrożenia) został ogłoszony dwukrotnie dla godzin 19:00-20:00 oraz 20:00-21:00 dnia 23 września 2022 r.¹⁷. W tym czasie z uwagi na okres przygotowania bloków konwencjonalnych na sezon zimowy, suma niedostępności z powodu planowanych remontów przekraczała 7 GW. Dodatkowo, wiele

¹⁵ Art. 2 ust. 1 pkt 23 ustawy o rynku mocy.

¹⁶ Art. 2 ust. 1 pkt 26 ustawy o rynku mocy.

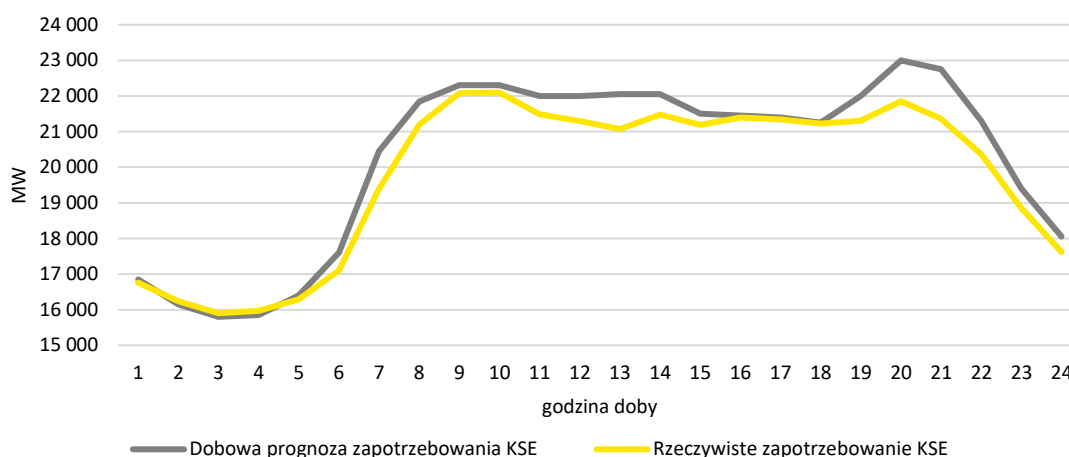
¹⁷ PSE, *Rynek Mocy okresy przywołania*, [Dostęp online 16.01.2024] <<https://www.pse.pl/rynek-mocy-okresy-przywolania>>.



bloków zgłaszało wymuszoną niedostępność z powodu braków węgla oraz awarii. Na ten czas nałożyła się niska generacja energii z elektrowni wiatrowych (generowana moc elektrowni wiatrowych w systemie wynosiła jedynie 0,1 GW wobec 7,5 GW mocy zainstalowanej). Z tego powodu po spadku mocy generowanej przez instalacje fotowoltaiczne późnym wieczorem, istniało realne ryzyko ograniczeń dostaw energii.

Ogłoszony okres przywołania i wypełnienie obowiązku mocowego przez dostawców mocy pozwoliły na uniknięcie tego ryzyka. Zadziałał mechanizm redukcji popytu, w ramach którego jednostki DSR sprawnie ograniczyły pobór energii z sieci. Uruchomione zostały także jednostki wytwórcze zakontraktowane na rynku mocy¹⁸. Dodatkowo PSE interwencyjnie zamówiło 200 MW mocy poprzez połączenia transgraniczne (z powodu braku pewności czy dostawcy mocy zastosują się do ogłoszonego po raz pierwszy w historii funkcjonowania rynku mocy w Polsce okresu przywołania). Wszystkie te podjęte działania doprowadziły do zwiększenia rezerwy mocy w wieczór 23 września 2022 r. do poziomu przekraczającego 2 GW¹⁹.

Rys. 18 – Zapotrzebowanie mocy w KSE w dniu 23 września 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych PSE

Na powyższym wykresie przedstawiono prognozę zapotrzebowania oraz rzeczywiste zapotrzebowanie na moc w dniu, w którym ogłoszony został okres przywołania na rynku mocy. W godzinach 19-22 wyraźnie widoczne jest ograniczenie rzeczywistego zapotrzebowania KSE poniżej wcześniejszej prognozy spowodowane mechanizmami redukcji popytu uruchomionymi w ramach okresu przywołania rynku mocy. Rynek mocy sprawdził się podczas opisanego przypadku jako narzędzie, które umożliwiło uniknięcie braków dostaw energii i blackoutu w okresie możliwego niedoboru mocy w systemie elektroenergetycznym.

¹⁸ *Biznes Alert, Burny: Rynek Mocy zdał egzamin wobec stanu zagrożenia ogłoszonego w Polsce, 28.09.2022, Szymon Borowski, [Dostęp online 16.01.2024] <<https://biznesalert.pl/maciej-burny-europa-polska-polskie-sieci-energetyczne-rynek-mocy/>>.*

¹⁹ *Wysokie Napięcie, Okres zagrożenia na rynku mocy, 25.09.2022. Bartłomiej Derski, [Dostęp online 16.01.2022] <https://wysokienapiecie.pl/76165-okres-zagrozenia-na-ryнку-mocy-system-ratowal-dsr-i-60-letnie-elektrownie/#DSR_ratowal_system_takze_w_czwartek>.*



Dodatkowo, PSE ogłasza także testowe okresy przywołania na rynku mocy dla wybranych JRM objętych obowiązkiem mocowym w celu weryfikacji ich zdolności do świadczenia usługi mocowej. Testowy okres przywołania w odniesieniu do jednej JRM nie może być ogłoszony częściej niż raz na kwartał (chyba, że zakończy się wynikiem negatywnym, a dostawca mocy zgłosi gotowość do przeprowadzenia kolejnego)²⁰.

Na podstawie kilku lat funkcjonowania RM można ocenić, że główne cele są osiągnięte, czyli pobudzono inwestycje w nowe źródła w technologiach niezależnych od pogody oraz zapewniano odpowiednie ilości zdolności wytwórczych w systemie. Pobudzono także powstawanie jednostek DSR.

Aukcje mocy, w ramach których przyznawane są kontrakty mocowe przebiegały w sposób sprawny i bez zakłóceń. Nie odnotowano przypadków pozwów i procesów sądowych po aukcjach (często spotykanych w przypadku innych procedur administracyjnych). Ponadto, efektywnie działał rynek wtórny.

5.4. Podsumowanie uzyskanych efektów rynku mocy

Efekty dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy pozwalają stwierdzić, że zakładane cele są osiągnięte.

Cel I – stworzenie warunków dla inwestorów w nowe moce w jednostkach niezależnych od pogody

- zbudowano lub zaplanowano budowę nowych jednostek o łącznej mocy około 11 000 MW, w tym ponad 5 300 MW gazowych i biomasowych oraz około 1 900 MW bateryjnych magazynów energii;
- zbudowano infrastrukturę do rozwoju DSR, dochodząc do kontraktacji w latach 2023 i 2024 na poziomie 1600 MW (łącznie w aukcjach głównych i dodatkowych), natomiast w latach 2026 i 2027 w ilości ok 1500 MW (tylko aukcje główne). Kontraktacja DSR na rok 2028 wyniosła około 1000 MW. Można natomiast oczekiwać, że dodatkowe kontrakty zostaną zawarte w ramach aukcji dodatkowych;
- w dwóch ostatnich aukcjach głównych prawdopodobnie zostanie zakontraktowane jeszcze około 3000 MW w nowych jednostkach i magazynach. Kontraktacja mocy DSR na rok dostaw prawdopodobnie ustabilizuje się na poziomie około 1500 MW rocznie.

Cel II – utrzymanie i modernizacje istniejących mocy

- przeprowadzono głębokie modernizacje jednostek wytwórczych o łącznej mocy ponad 14 200 MW, w tym jednostki skojarzone ok. 1 500 MW i elektrownie wodne ok. 500 MW, dzięki czemu poprawiono warunki ich funkcjonowania, jak również nie było problemów w jednostkach cieplnych z wdrożeniem granicznych wielkości emisji zanieczyszczeń ustalonych w Konkluzjach BAT w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania;

²⁰ Art. 67 ust. 5 i 7 ustawy o rynku mocy.



- ustabilizowano roczne przychody jednostek istniejących o łącznej mocy na poziomie ok. 9 000 - 10 000²¹ MW w pierwszych trzech latach funkcjonowania rynku mocy. W kolejnych (od 2024) a następnie po wejściu do eksploatacji części nowych bloków, wspierana moc spada do ok. 2000 – 3000 MW. W aukcjach na lata 2027 – 2028 kontraktacja jednoroczna, wzrosła do 4000 - 5000 MW, z czego w 2028 ponad 1 GW to moc zakontraktowana w jednostkach zagranicznych. Świadczy to o przyspieszeniu procesu wycofywania nieefektywnych jednostek wytwórczych z eksploatacji, przy jednoczesnym spadku podaży mocy dyspozycyjnych. Potwierdza to rosnąca kontraktacja mocy w aukcjach dodatkowych oraz wystąpienie okresów przywołania we wrześniu 2022 roku.

Cel dodatkowy – efektywne wdrożenie i funkcjonowanie rynku mocy

- rynek mocy wdrożono w założonym terminie; mimo napiętych terminów opracowano i wdrożono niezbędne regulacje, systemy IT, doszkolono zespoły pracowników;
- funkcjonowanie rynku przebiega bez większych zakłóceń, a dostawcy mocy wywiązują się ze swoich zobowiązań mocowych niemal w 100%;
- w okresie przywołania dostawy mocy były na wystarczającym poziomie, a efekty działania DSR były potwierdzone odpowiednimi spadkami zapotrzebowania w stosunku do wielkości planowanych;
- efektywnie działa rynek wtórny, który umożliwia wymianę handlową posiadanych obowiązków mocowych;
- rynek mocy zapewnił bezpieczeństwo dostaw energii przy rosnącej mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii, dzięki czemu została zapewniona dalsza stabilność rozwoju nowych źródeł OZE. Przyrost mocy w wybranych technologiach OZE w KSE przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 7 – Moc zainstalowana w wybranych technologiach OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym w latach 2013 – 2023 [MW]

| Technologia | 2013 | 2020 | 2023 |
|---------------|-------|-------|--------|
| Wiatr onshore | 3 390 | 6 382 | 9 428 |
| PV | 2 | 3 961 | 17 057 |
| Biomasa | 987 | 907 | 982 |

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych ARE oraz Dane Otwarte (dane.gov.pl)

Rynek mocy jako mechanizm wsparcia sprawdza się w zakresie pozyskania wymaganych bezpieczeństwem KSE nowej mocy i utrzymywania potrzebnych mocy istniejących i rekomenduje się utrzymanie go jako stałego elementu rynku energii. Prawdopodobnie obecnie projektowane nowe unijne regulacje rynkowe umożliwią takie rozwiązanie krajom członkowskim.

²¹ Suma mocy zakontraktowanej w jednostkach istniejących w latach 2021 – 2023



6. Analiza potrzeb dalszego stosowania rynku mocy

6.1. Wstępna ocena sytuacji w KSE, stanu rynku energii i możliwości zbilansowania mocy podaży ze źródeł niezależnych od pogody

Zapotrzebowanie na moc rośnie zgodnie z wcześniejszymi prognozami, a w sezonie zimowym 2023/24, szczytowe zapotrzebowanie na moc czynną (zaangażowaną w produkcję energii) sięgnęło już wartości 29 GW. W Polsce, jak w większości krajów UE, przyjmuje się, standard bezpieczeństwa dostaw energii dopuszczający prawdopodobieństwo przerw w dostawach energii do odbiorców z powodu niedostatecznych dostępności mocy (ang. Loss of Load Expectation, LOLE) tylko do 3 godzin w roku. Przy obecnej i planowanej strukturze mocy w KSE, dla uzyskania takiego poziomu bezpieczeństwa wymagane jest utrzymywanie około 9% mocy rezerwowych.

W najbliższych latach, a co najmniej do 2035 roku, zapotrzebowanie, zwłaszcza w zimowych okresach niskiej produkcji w OZE (czasem kilkunastodniowych), musi być pokrywane głównie przez istniejące jednostki ciepłne i ewentualnie nowe jednostki w technologiach niezależnych od pogody. W tych okresach tylko w pojedynczych godzinach, pokrywanie zapotrzebowania może być wspierane przez redukcję zapotrzebowania (DSR) i import. Obecnie w Polsce dostępne są tylko krótkoterminowe magazyny i to w niewystarczających ilościach, w przyszłości prawdopodobnie dostępne będą również magazyny wielodniowe, np. układy elektrownia wiatrowa – hydrolizer – magazyn wodoru – elektrownia gazowa na wodór. Ponadto, w przyszłości możliwe będzie opanowanie technologii CCS/U w stopniu umożliwiającym eksploatację jednostek na gaz ziemny. Jednak w najbliższym okresie, w technologiach pogodo-niezależnych można zbudować tylko gazowe jednostki wytwórcze i magazyny krótkoterminowe.

Wstępne analizy wskazują, że już od 2026 roku może wystąpić luka mocowa, jeżeli nie wykorzystana zostanie możliwość przedłużenia udziału w rynku mocy jednostek z przekroczonym limitem emisji 550g CO₂/kWh. Jeżeli wykorzystamy tę możliwość derogacji, a nie zostaną podjęte dalsze działania na rzecz zwiększenia podaży mocy w źródłach niezależnych od pogody, to luka mocowa wystąpi od 2029 roku.

W najbliższych 10 latach mogą być dostępne przede wszystkim moce w jednostkach węglowych i gazowych, ponieważ jednostki na biomasę i biogaz mają mały potencjał rozwojowy, a istotne moce produkcyjne w jednostkach jądrowych będą dostępne prawdopodobnie około 2035 roku. Nawet szybki rozwój SMR nie pozwoli na pozyskanie około 3 – 3,5 GW potrzebnych mocy od 2029 roku. DSR może obniżyć szczytowe zapotrzebowanie o około 1500 MW, ale w stosunkowo niewielkiej ilości godzin. Import mocy będzie miał podobne znaczenie ilościowe jak DSR, ale będzie obciążony znacznie większym ryzykiem. Deficyt mocy w latach 2029 – 2035 bez podjęcia dodatkowych działań wynika z wyłączenia większości bloków na węgiel kamienny przy niewielkich efektach z dużych programów budowy nowych mocy (np. elektrownie jądrowe SMR i LNR, morskie farmy wiatrowe, długoterminowe magazyny energii). Ponadto uzyskiwanie nowych mocy w tych technologiach jest obciążone wysokim ryzykiem opóźnień, bo są to nowe technologie nie istniejące w Polsce, a SMR i długoterminowe magazyny poza zbiornikowymi elektrowniami wodnymi, również na świecie.



W ramach analizy potrzeb dalszego stosowania rynku mocy porównano moc dostępną do zapotrzebowania szczytowego z zapotrzebowaniem na moc w danym roku.

W poniższej tabeli przedstawiono wyliczenia oparte na danych godzinowych produkcji energii elektrycznej na rynku polskim i niemieckim w 2023 r., które posłużyły do przyjęcia współczynników zmniejszających dla lądowych i morskich farm wiatrowych. Moc zainstalowana MFW i LFW zmniejszona o przyjęte współczynniki jest osiągana w ponad 6000 godzinach w roku, co pozwala stwierdzić, że skorygowana o taki poziom współczynników moc jest dostępna z bardzo dużym prawdopodobieństwem do pokrycia zapotrzebowania szczytowego.

Tabela 8 – Poziom dostępności mocy zainstalowanej w morskich i lądowych farmach wiatrowych zmniejszonej o przyjęte współczynniki zmniejszające w 2023 r.

| Pozycja | jedm. | Polska | Niemcy | |
|---|-------|-----------------------|------------------------|-----------------------|
| | | Lądowe farmy wiatrowe | Morskie farmy wiatrowe | Lądowe farmy wiatrowe |
| Moc zainstalowana (średnia z początku i końca roku) | MW | 8 876 | 8 258 | 58 753 |
| Moc zainstalowana na początku roku | MW | 8 324 | 8 129 | 57 590 |
| Moc zainstalowana na końcu roku | MW | 9 428 | 8 386 | 59 915 |
| Przyjęty współczynnik zmniejszający | % | 10% | 15% | 10% |
| Moc zainstalowana zmniejszona o współczynnik zmniejszający | MW | 888 | 1 239 | 5 875 |
| Liczba godzin w roku w których osiągnięta jest moc zainstalowana zmniejszona o współczynnik | h/a | 6 511 | 6 181 | 6 200 |

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych PSE, ARE i SMARD.DE (Bundesnetzagentur)

W poniższej tabeli przedstawiono problem ryzyka niedoboru mocy w systemie na przykładzie prognozowanej mocy dostępnej do pokrycia zapotrzebowania szczytowego w 2031 r. bez podejmowania działań. Moc dostępna do zapotrzebowania szczytowego jest liczona jako suma mocy eksploatowanych jednostek wytwórczych, magazynów i DSR, skorygowanych o ekspercko ustalone współczynniki zmniejszające opisane w tabeli.

Tabela 9 – Dostępne moce do pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w 2031 r.

| Technologia | Moc dostępna do pokrycia zapotrzebowania szczytowego [MW] | Ryzyko braku dostępności mocy | Komentarz |
|-------------|---|-------------------------------|--|
| WK - stare | 1 947 | Bardzo wysokie | Przyjęto, że po zakończeniu możliwości kontraktowania jednostek wysokoemisyjnych po 2028 r. wśród jednostek na węgiel kamienny uruchomionych przed 2017 r. (WK – stare) utrzymają się m.in.: <ul style="list-style-type: none"> • El. Łągisza blok B10 (z uwagi na wysoką sprawność i możliwości techniczne), • Elektrownia Połaniec (po modernizacji w celu zwiększenia współczynnika współspalania biomasy) • Ostrołęka B B03 |



| Technologia | Moc dostępna do pokrycia zapotrzebowania szczytowego [MW] | Ryzyko braku dostępności mocy | Komentarz |
|-----------------------|---|--|---|
| | | | <ul style="list-style-type: none">• oraz potencjalnie El. Połaniec B2 Wysokie ryzyko braku tych mocy, bo w przypadku wystąpienia niskiej dostępności biomasy utrzymanie tych bloków może stać się nierentowne bez wsparcia w ramach rynku mocy. Współczynnik zmniejszający 0,92 oszacowano na bazie przeciętnej dostępności mocy w godzinach szczytowych jako średnią ważoną współczynników awaryjności poszczególnych jednostek (też szacowanych). |
| WK - nowe | 3 322 | Do 2035 niskie, po 2035 bardzo wysokie | Bazowo przyjęto, że wysokosprawne, nadkrytyczne bloki węglowe będą mogły utrzymać się nawet bez wsparcia w ramach rynku mocy aż do lat 2040. Jednakże ewentualne wzrosty cen uprawnień CO ₂ oraz wysokie ceny węgla mogą doprowadzić do braku rentowności jednostek i ich wcześniejszego wyłączenia po zakończeniu wieloletnich umów mocowych. Współczynnik zmniejszający 0,95 oszacowano na bazie przeciętnej dostępności mocy w godzinach szczytowych jako średnią ważoną współczynników awaryjności poszczególnych jednostek. |
| WB | 5 924 | Średnie | Założono, że jednostki na węgiel brunatny będą mogły utrzymać się w systemie aż do momentu zamknięcia zaopatrujących je kopalni odkrywkowych. Jednak w przypadku wystąpienia wysokich cen uprawnień CO ₂ jednostki te mogą podlegać wcześniejszym wyłączeniom z powodu potencjalnego braku rentowności. Dodatkowo należy wskazać na potencjalne ryzyko braku koncesji dla kopalni Turów po 30 kwietnia 2026 r., co przekłada się na ryzyko zwiększenia luki mocowej w przypadku zaprzestania pracy kompleksu. Współczynnik zmniejszający 0,95 oszacowano na bazie przeciętnej dostępności mocy w godzinach szczytowych średniej ważonej współczynników awaryjności poszczególnych jednostek. |
| CCGT - kondensacja | 4 313 | Niskie | Nie zidentyfikowano znaczących ryzyk, przy założeniu stopniowego przechodzenia na wodór lub wyposażania w instalacje CCS/U/ Współczynnik zmniejszający 0,98 oszacowano na bazie przeciętnej dostępności mocy w godzinach szczytowych jako średnia ważona współczynników awaryjności podobnych jednostek. |
| Offshore wiatr | 1 065 | Niskie | Współczynnik zmniejszający oszacowano na podstawie danych ENTSO-E o produkcji morskich elektrowni wiatrowych w Niemczech w poszczególnych godzinach. Na tej podstawie określono moc dostępną co najmniej 6000h/a w wysokości 15% mocy zainstalowanej. Taki poziom dostępności tej mocy zapewnia, że jest dostępna niemal we wszystkich godzinach z potencjalnym niedoborem mocy. W tej technologii i następnym w tabeli nie szacowano awaryjności, bo bazowanie na wykonanej produkcji już ją uwzględnia. |
| Onshore wiatr | 1 865 | Niskie | Współczynnik zmniejszający oszacowano na podstawie danych PSE o produkcji lądowych elektrowni wiatrowych w Polsce w poszczególnych godzinach. Na tej podstawie określono moc dostępną co najmniej 6000h/a w wysokości 10% mocy zainstalowanej. |
| el. wodne przepływowe | 464 | Niskie | Współczynnik zmniejszający oszacowano na podstawie danych o produkcji niektórych elektrowni wodnych, przepływowych w Polsce w poszczególnych godzinach |



| Technologia | Moc dostępna do pokrycia zapotrzebowania szczytowego [MW] | Ryzyko braku dostępności mocy | Komentarz |
|---------------------------------|---|-------------------------------|--|
| | | | oraz o produkcji elektrowni wodnych w poszczególnych miesiącach. Na tej podstawie określono moc dostępną w szczycie na 40% mocy zainstalowanej. |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 2 200 | Wysokie | Dostawy biomasy mogą być ograniczane przez niestabilności wywołane konfliktem zbrojnym na Ukrainie. W przypadku dalszego braku stabilizacji sytuacji w regionie mogą występować przerwy w łańcuchach dostaw. Współczynnik zmniejszający 0,85 oszacowano na podstawie danych o awaryjności niektórych jednostek biomasowych i biogazowych. |
| ec. węglowe | 1 719 | Wysokie | Sektor elektrociepłowni węglowych utrzymuje od lat niską rentowność. Utrata wsparcia w ramach rynku mocy w połączeniu z potencjalnymi wysokimi cenami węgla i certyfikatów CO ₂ może prowadzić do zwiększania cen ciepła dla odbiorców, a w efekcie przechodzenia odbiorców na inne źródła ciepła i zamykania części elektrociepłowni. Współczynnik zmniejszający 0,64 oszacowano na podstawie danych godzinowych o produkcji z niektórych elektrociepłowni oraz relacji danych o produkcji i mocy zainstalowanej. Zakłada się, że ten współczynnik może rosnąć wraz z rozwojem magazynów ciepła, ale nie we wszystkich jednostkach. Konieczne jest także zaktywizowanie udziału EC w rynku bilansującym. Dotyczy to również EC gazowych. |
| ec. gazowe, istniejące | 2 019 | Niskie | Nie zidentyfikowano znaczących ryzyk. Współczynnik zmniejszający 0,64 oszacowano na podstawie danych godzinowych o produkcji z niektórych elektrociepłowni. |
| ec. gazowe, nowe | 1 339 | Niskie | Nie zidentyfikowano znaczących ryzyk. Współczynnik zmniejszający 0,64 oszacowano na podstawie danych godzinowych o produkcji z niektórych elektrociepłowni. |
| ESP | 1 667 | Niskie | Nie zidentyfikowano znaczących ryzyk. Współczynnik zmniejszający 0,8 oszacowano na bazie przeciętnej dostępności mocy w godzinach szczytowych jako średnią ważoną współczynników awaryjności poszczególnych jednostek (też oszacowanych), przy uwzględnieniu możliwości wystąpienia dłuższych okresów przywołań (okresów z niedoborem mocy) niż czas pracy generacyjnej przy pełnym zbiorniku górnym. |
| Magazyny bateryjne | 2 000 | Niskie | Nie zidentyfikowano znaczących ryzyk. Współczynnik zmniejszający 0,7 oszacowano na bazie przeciętnej dostępności mocy w godzinach szczytowych jako średnią ważoną współczynników awaryjności poszczególnych jednostek (też oszacowanych), przy uwzględnieniu możliwości wystąpienia dłuższych okresów przywołań (okresów z niedoborem mocy) niż czas pracy generacyjnej przy pełnym naładowaniu magazynu. |
| DSR | 1 600 | Wysokie | Wysokie ryzyko w 2031 roku dotyczy sytuacji braku podjęcia działań dla przedłużenia rynku mocy, w której DSR stanie się nieopłacalny. Współczynnika zmniejszającego nie szacowano; na ogół, obecnie tworzone jednostki DSR mają wewnętrzne rezerwy, ale w przyszłości bez formalnej zgody na możliwość podmiiany jednostek fizycznych może będzie to konieczne. |

Źródło: Opracowanie własne EY uwzględniające wyniki badania ankietowego przeprowadzonego w maju 2024 roku wśród wytwórców energii elektrycznej zrzeszonych w ramach TGPE



Suma uwzględnionych w tabeli powyżej mocy dostępnych do pokrycia zapotrzebowania szczytowego wynosi 31,4 GW wobec prognozowanego zapotrzebowania na moc na poziomie 33,9 GW, co przy założeniu dostępności wszystkich opisywanych mocy generuje deficyt zapotrzebowania na moc szczytową na poziomie 2,4 GW. Natomiast w przypadku niedostępności mocy, których ryzyko niedostępności zaklasyfikowano jako „Bardzo wysokie” (WK-stare) deficyt powiększa się do ponad 4,4 GW. W przypadku dodatkowego braku mocy o ryzyku niedostępności „Wysokim” (ec. i el. biomasowe i biogazowe, ec. węglowe i DSR) deficyt wyniesie 9,9 GW.

Deficyt mocy w latach 2029 – 2035 bez podjęcia dodatkowych działań wynika z wyłączenia większości starych bloków na węgiel kamienny przy niewielkich efektach z dużych programów budowy nowych mocy (np. elektrownie jądrowe SMR i LNR, morskie farmy wiatrowe, długoterminowe magazyny energii). Podkreślamy ponownie - uzyskiwanie nowych mocy w tych technologiach jest obarczone wysokim ryzykiem opóźnień, bo są to nowe technologie nie istniejące w Polsce, a SMR i długoterminowe magazyny, poza zbiornikowymi elektrowniami wodnymi, również na świecie.

Ze wstępnych analiz wynika, że bilans mocy w Polsce w latach 2029 – 2035 można zrównoważyć tylko przez działania w dwu kierunkach:

- budowa jednostek gazowych o mocy co najmniej 3,4 GW;
- stworzenie warunków dla eksploatacji jednostek węglowych po 2028 roku.

Dla tych kierunków działań opracowano dwa scenariusze ze zbilansowaną mocą oraz dla porównania scenariusz bez podjęcia działań (oszacowanie luki mocowej). Scenariusze zbilansowane (węglowo-jądrowy i gazowo-jądrowy) różnią się udziałami w mocy i produkcji energii jednostek węglowych i gazowych przy ustalonych udziałach innych technologii. Przy opracowaniu scenariuszy brano pod uwagę ograniczenia wynikające z regulacji unijnych, w tym z taksonomii ograniczającej możliwości wsparcia publicznego tylko do technologii przyczyniających się do łagodzenia zmian klimatu lub adaptacji do zmian klimatu i nie wyrządzających poważnych szkód względem żadnego z pozostałych celów środowiskowych.

Wytwarzanie energii elektrycznej z energii jądrowej oraz kopalnych paliw gazowych może zostać uznane za zrównoważone tylko przy spełnieniu bardzo ostrych warunków, źródła na inne paliwa kopalne nie mają szans na spełnienie wymagań taksonomii.

Zgodnie z zapisami rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r., produkcja energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych, w celu spełnienia kryteriów kwalifikacji powinna m.in. spełnić poziom emisji GHG w cyklu życia wynoszący poniżej 100 g ekwiwalentu CO₂/kWh, a w przypadku obiektów, dla których pozwolenie na budowę zostanie wydane do dnia 31 grudnia 2030 r. - spełnić łącznie kilka warunków, w tym m.in. limit bezpośrednich emisji niższy niż 270 g ekwiwalentu CO₂/kWh lub rocznych bezpośrednich emisji nieprzekraczających średnio 550 kg ekwiwalentu CO₂/kW mocy obiektu w ciągu 20 lat, zastąpienia innego źródła o wyższej emisyjności (i zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej

55 % w całym okresie eksploatacji nowej jednostki) oraz przejścia na pełne wykorzystanie odnawialnych lub niskoemisyjnych paliw gazowych do dnia 31 grudnia 2035 r.

Takie ograniczenia utrudniają opracowanie scenariuszy zrównoważonych, bo pełne dotrzymanie wymogów taksonomii, nie pozwala na wsparcie ich realizacji środkami publicznymi. Dla zapewnienia realizowalności scenariuszy zrównoważonych założono:

- dla scenariusza gazowo-jądrowego - zbudowanie około 3 400 MW w blokach gazowych z 17-letnimi umowami mocowymi na 2029 rok, z możliwością ich uruchomienia na przełomie 2028/2029 oraz uzyskanie derogacji od wymogów taksonomii;
- dla scenariusza węglowo-jądrowego – szybkie stworzenie warunków organizacyjno-własnościowych dla jednostek węglowych zapewniających ich efektywną eksploatację oraz stworzenie warunków rynkowych umożliwiających uzyskiwanie przez nie przychodów zapewniających opłacalność.

6.2. Kategoryzacja poszczególnych grup technologii w scenariuszach

W ramach analizy potrzeb stosowania rynku mocy zawartej w poniższym rozdziale wyniki przedstawiane są w podziale na przyjętą kategoryzację poszczególnych grup technologii. Poniższa tabela zawiera definicje używanych w dalszej części analizy grup technologii.

Tabela 10 – Kategoryzacja poszczególnych grup technologii

| Technologia | Opis jednostek wchodzących w skład danej technologii |
|---|--|
| el. na węgiel kamienny, istniejące | Elektrownie JWCD na węgiel kamienny z wyłączeniem jednostek: El. Kozienice (blok 11), El. Opole (bloki 5 i 6) oraz nowego bloku na parametry nadkrytyczne w Jaworznie 910 MW zgodnie z podziałem stosowanym przez PSE, |
| el. na węgiel kamienny, ostatnie i nowe | El. Kozienice (blok 11), El. Opole (bloki 5 i 6) oraz nowy blok na parametry nadkrytyczne w Jaworznie 910 MW. |
| el. na węgiel brunatny | Elektrownie JWCD na węgiel brunatny zgodnie z podziałem stosowanym przez PSE. |
| CCGT - kondensacja | Elektrownie gazowe, których generacja, ze względu na niski poziom odbioru ciepła ustalana jest według mechanizmu merit order. Kategoria ta nie zawiera jednostek wchodzących w skład kategorii ec. gazowe (istniejące i nowe). |
| LNR | Duże bloki jądrowe o mocy 1,1 GW, które mają się pojawić w systemie zgodnie z PEP2040 i Programem Polskiej Energetyki Jądrowej |
| SMR | Jednostki SMR o mocy 300 MW (jako pojedyncze reaktory albo agregaty kilku mniejszych reaktorów), planowane przez spółki energetyczne i spółki energochłonne |
| PV (el. słoneczne) | Elektrownie słoneczne (energetyka prosumencka i zawodowa) |
| Offshore wiatr (el. wiatrowe morskie) | Elektrownie wiatrowe na morzu |
| Onshore wiatr (el. wiatrowe lądowe) | Elektrownie wiatrowe na lądzie |
| el. wodne przepływowe | Elektrownie wodne zaliczane do instalacji odnawialnego źródła energii zgodnie z podziałem stosowanym w ARE. |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | Elektrownie zawodowe na biomasę/biogaz, elektrownie niezależne pozostałe biogazowe/biomasowe oraz elektrownie przemysłowe na biomasę/biogaz zgodnie z podziałem stosowanym przez ARE. |
| ec. węglowe | Elektrociepłownie na węgiel kamienny z grupy elektrownie zawodowe oraz elektrownie przemysłowe na węgiel kamienny zgodnie z podziałem ARE |



| Technologia | Opis jednostek wchodzących w skład danej technologii |
|------------------------------|---|
| ec. gazowe, istniejące | Elektrociepłownie gazowe, pracujące w skojarzeniu, których generacja ze względu na wysoki poziom odbioru ciepła jest zdeterminowana i przebiega według profilu pracy nJWCD (elektrociepłowni) oddane przed 2023 r. |
| ec. gazowe, nowe | Elektrociepłownie gazowe, pracujące w skojarzeniu, których generacja ze względu na wysoki poziom odbioru ciepła jest zdeterminowana i przebiega według profilu pracy nJWCD (elektrociepłowni) oddane w 2023 r. oraz później |
| ESP (el. szczytowo-pompowe) | Jednostki ESP zaliczane do grupy JWCD zgodnie z podziałem stosowanym przez PSE. |
| Magazyny bateryjne | Bateryjne magazyny energii |
| OCGT (el. gazowe, szczytowe) | Turbiny gazowe pracujące w cyklu prostym |
| Wymiana (interkonektory) | Elektroenergetyczne połączenia międzynarodowe najwyższych napięć w polskim KSE |
| DSR | Jednostki redukcji zapotrzebowania |

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie wyników rynku mocy URE. W ramach kategoryzacji opierano się na definicjach przyjętych przez ARE²², PSE²³, w PEP 2040²⁴ oraz w PPEJ²⁵.

6.3. Badanie ankietowe przeprowadzone wśród wytwórców energii elektrycznej ze źródeł węglowych będących JWCD

Przy tworzeniu niniejszego raportu, w maju 2024 r. przeprowadzone zostało badanie ankietowe wśród wytwórców energii elektrycznej zrzeszonych w ramach TGPE, w zakresie źródeł węglowych będących JWCD. Wytwórcy w uzupełnionych ankietach przedstawili planowane daty wyłączeń jednostek wytwórczych odzwierciedlające obecny stan analiz rentowności tych jednostek po wygaśnięciu umów mocowych.

Udostępnione przez wytwórców dane pozwoliły na oparcie analiz bilansu mocy na możliwie najbardziej aktualnych danych. Wskazane przez wytwórców lata wyłączeń posłużyły do przeprowadzenia symulacji wystarczalności mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym, opisanych w kolejnym podrozdziale.

6.4. Prognozy bilansu mocy i możliwości jego zrównoważenia

W celu oceny wystarczalności mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym przeprowadzono symulację mocy zainstalowanej systemie, w oparciu o:

- Wyniki badania ankietowego przeprowadzonego przez EY wśród członków TGPE w maju 2024 r.;
- Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040²⁶;

²² Agencja Rynku Energii S.A., *Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej 2022*, maj 2022, Biuletyn Miesięczny.

²³ Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Zasoby wytwórcze*, [Dostęp online 09.01.2024] <<https://www.pse.pl/dokumenty?safeargs=666f6c64657249643d3333393139#>>.

²⁴ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Załącznik 2 do PEP 2040, Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego*, 2021.

²⁵ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Program Polskiej Energetyki Jądrowej*, 2020.

²⁶ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040*, czerwiec 2023, Warszawa, <<https://www.gov.pl/web/klimat/prekonsultacje-w-zkresie-aktualizacji-dokumentow-strategicznych-kpeikpep2040>>.



- główne założenia Strategii transformacji energetyki Koalicji Obywatelskiej²⁷;
- dodatkowe założenia eksperckie EY.

Korekta ekspercka przede wszystkim została zastosowana w odniesieniu do mocy zainstalowanej w OZE/produkowanej energii z OZE a także mocy zainstalowanej w sterowalnych / pogodo-niezależnych jednostkach na węgiel i gaz. Przyjęto założenie, zgodnie z którym brak przedłużenia mechanizmu wsparcia w postaci rynku mocy, jak również brak utworzenia innego alternatywnego systemu wsparcia mocy będzie skutkowało wyłączeniem jednostek węglowych po zakończeniu zawartych kontraktów mocowych.

Rozpatrzono dwa bazowe podwarianty, gdzie w jednym przyjęto założenie, że istniejące jednostki węglowe będą pracować do 2028 roku włącznie, mając na uwadze planowane wdrożenie derogacji dla jednostek wysokoemisyjnych²⁸ (podwariant bazowy z derogacją) oraz drugi przewidujący brak możliwości skorzystania z derogacji (podwariant bazowy bez derogacji). W ramach podwariantów bazowych założono prawdopodobne opóźnienia budowy bloków jądrowych (w stosunku do Scenariusza 3). Z powodu wycofania mocy węglowych i uwzględnienia możliwych opóźnień w realizacji elektrowni jądrowych powstaje luka mocowa, która nie pozwala na pokrycie zapotrzebowania na moc sterowalną.

Przeanalizowano także potencjalną sytuację, w której wypełnią się dodatkowe ryzyka związane z wcześniejszym wyłączeniem niektórych bloków na węgiel brunatny i dodatkowym ponad przyjęte w podwariantach bazowych opóźnieniem realizacji inwestycji w elektrownie jądrowe SMR i LNR (podwariant alternatywny uwzględniający dodatkowe ryzyka). Założono również, że brak dodatkowego mechanizmu wsparcia mocy będzie skutkowało brakiem budowy nowych źródeł gazowych, ze względu na ryzyko braku uzyskania wystarczających przychodów z rynku energii.

Sytuację tę zaprezentowano na wykresach poniżej (w podwariancie bazowym oraz podwariancie alternatywnym uwzględniającym dodatkowe ryzyka). Od roku 2030 wyraźnie widać, że zapotrzebowanie na moc przekracza dostępną moc do pokrycia zapotrzebowania szczytowego. Wyłączenia bloków węglowych, które przestaną być rentowne z powodu utraty wsparcia w ramach rynku mocy, połączone z brakiem dodatkowych inwestycji w jednostki gazowe doprowadzą do sytuacji, w której po 2028 r. wystąpi znaczący ubytek mocy sterowalnej.

Dostępna moc do pokrycia zapotrzebowania szczytowego została policzona jako suma mocy JWCD, elektrociepłowni, magazynów energii, el. wodnych, DSR, i elektrowni wiatrowych (skorygowanych o ekspercko ustalone współczynniki zmniejszające: 92% dla WK – stare, 95% dla WK – nowe, WB i SMR, 98% dla CCGT – kondensacja i LNR, 97% dla OCGT, 85% dla ec. i el. biomasowych i biomasowych, 80% dla

²⁷ Koalicja Obywatelska i Instytut Obywatelski, *Prezentacja – Strategia transformacji energetyki*, 21 września 2023 r., Warszawa, [Dostęp online 27.12.2023] <<https://instytutobywatelski.pl/pliki/pdf/Koalicja-Obywatelska-Strategia-Transformacji-Energetyki-Prezentacja.pdf>>.

²⁸ Rada Europejska, *Materiał prasowy: Reform of electricity market design: Council reaches agreement*, 17.11.2023, [Dostęp online 05.01.2024] <<https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2023/10/17/reform-of-electricity-market-design-council-reaches-agreement/>>.



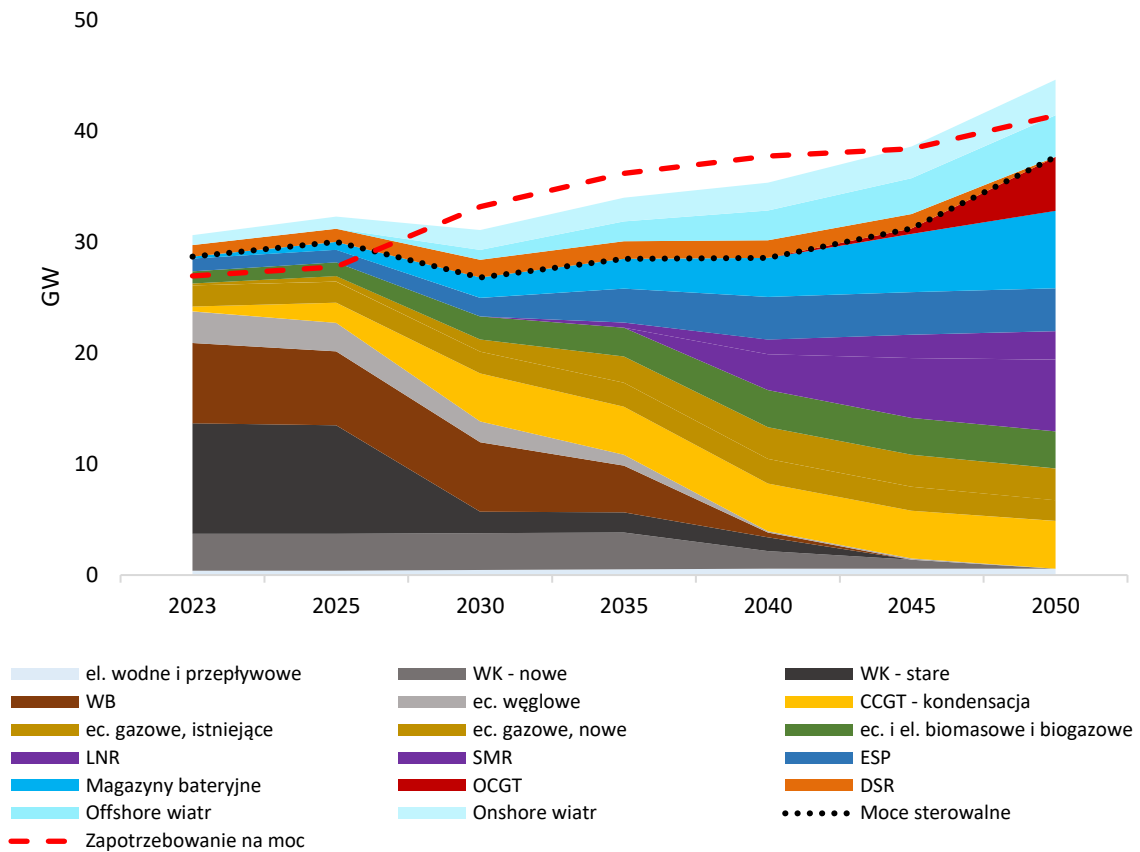
ESP, 70% dla magazynów bateryjnych, 40% dla el. wodnych, 10% dla lądowych farm wiatrowych i 15% dla morskich farm wiatrowych). W przypadku elektrociepłowni gazowych i węglowych przyjęto w latach 2023-2028 współczynnik korekcyjny na poziomie 60% z uwagi na brak możliwości wytwarzania energii elektrycznej z pełną mocą zainstalowaną w czasie braku odbioru ciepła w przypadku znacznej części jednostek kogeneracyjnych. W kolejnych latach założono liniowy wzrost współczynnika korekcyjnego do 70% w 2036 r. i później, wraz z potencjalnym wyposażeniem elektrociepłowni w magazyny ciepła, które umożliwiłyby produkcję energii elektrycznej w godzinach szczytowych, niezależnie od zapotrzebowania na ciepło systemowe.

Dostępną moc zestawiono z zapotrzebowaniem na moc (liczonym jako średnia 10 godzin w roku, w których występuje największe zużycie energii). Ścieżka zmian zapotrzebowania na moc opracowana została w ramach eksperckiej analizy EY na podstawie dynamiki zmian prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną (opisanej szerzej w sekcji Symulacja funkcjonowania systemu elektroenergetycznego). Przedstawione zapotrzebowanie na moc uwzględnia rezerwy operacyjne na poziomie 9%.

Moc sterowalna liczona jako suma mocy JWCD, elektrociepłowni, magazynów i el. wodnych (skorygowanych o ekspercko ustalone współczynniki zmniejszające) nie będzie w stanie pokryć przez szereg kolejnych lat zapotrzebowania na moc.



Rys. 19 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc – luka mocy (podwariant bazowy)*



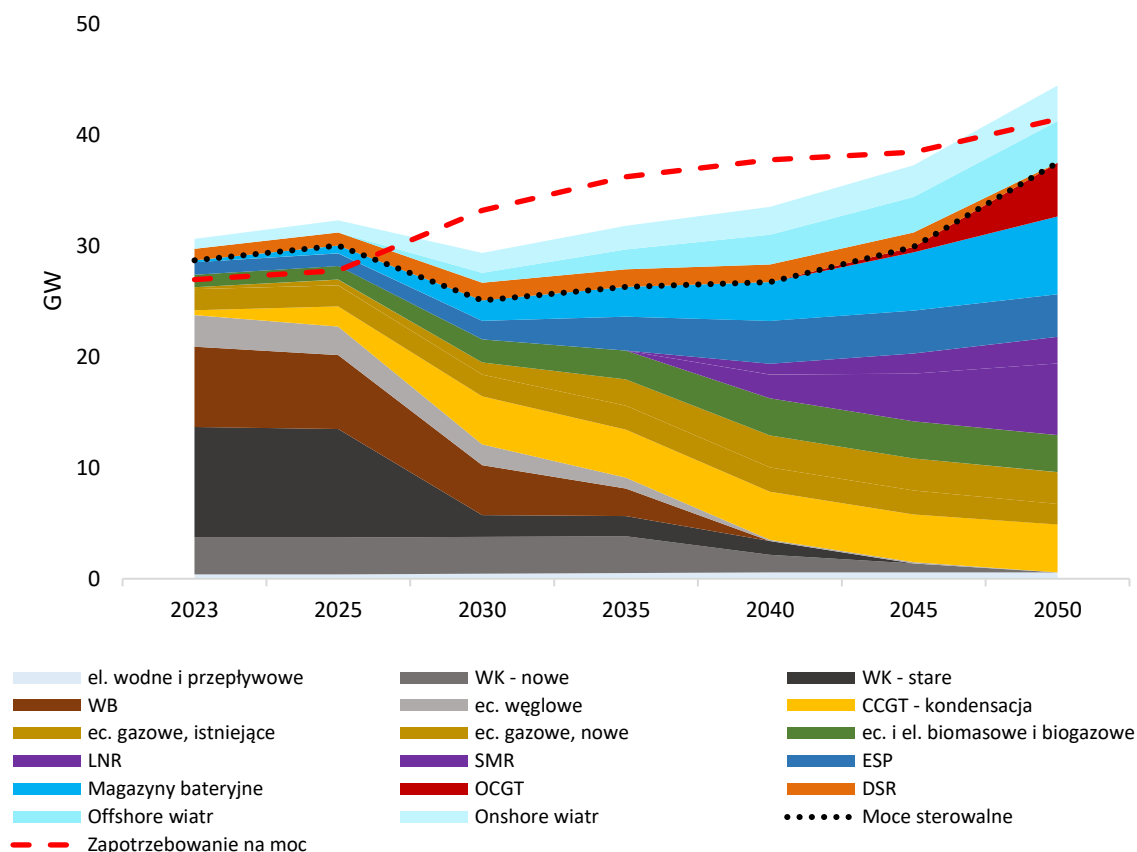
Źródło: Opracowanie własne EY uwzględniające wyniki badania ankietowego przeprowadzonego w maju 2024 roku wśród wytwórców energii elektrycznej zrzeszonych w ramach TGPE

* Ze względu na prezentację danych w kroku 5-letnim oraz różnicach pomiędzy podwariantem z derogacją oraz bez derogacji występujących jedynie w latach 2026-2028 (różnice w danych odstawiń dla kategorii WK - stare), przedstawiono wykres dla ogólnego wariantu luka mocy, tj. przedstawiającego w kroku 5-letnim dane tożsame zarówno dla podwariantu z derogacją jak i bez derogacji (pomimo różnic w latach 2026-2028, wyniki dla lat 2025 i 2030 i innych są takie same). Porównanie różnic pomiędzy podwariantami tj. w zakresie mocy zainstalowanych funkcjonujących elektrowni na węgiel kamienny oddanych do eksploatacji przed 2017 r. w kroku 1-rocznym zostało zaprezentowane w dalszej części raportu - na Rys. 29.

** moc magazynów ESP i bateryjnych oraz el. wodnych jest liczona do sumy mocy do pokrycia zapotrzebowania szczytowego po skorygowaniu o ekspercko ustalone współczynniki zmniejszające: 80% dla ESP, 70% dla magazynów bateryjnych, 40% dla el. wodnych, 15% dla morskich farm wiatrowych, 10% dla lądowych farm wiatrowych i współczynnik rosnący w kolejnych latach od 60% do 100% dla elektrociepłowni.



Rys. 20 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc – luka mocy (podwariant alternatywny uwzględniający dodatkowe ryzyka)



Źródło: Opracowanie własne EY uwzględniające wyniki badania ankietowego przeprowadzonego w maju 2024 roku wśród wytwórców energii elektrycznej zrzeszonych w ramach TGPE

* moc magazynów ESP i bateryjnych oraz el. wodnych jest liczona do sumy mocy do pokrycia zapotrzebowania szczytowego po skorygowaniu o ekspercko ustalone współczynniki zmniejszające: 80% dla ESP, 70% dla magazynów bateryjnych, 40% dla el. wodnych, 15% dla morskich farm wiatrowych, 10% dla lądowych farm wiatrowych i współczynnik rosnący w kolejnych latach od 60% do 100% dla elektrociepłowni.

W przypadku braku przedłużenia wsparcia w postaci rynku mocy lub przyjęcia podobnego systemu można oczekiwać, że będzie rosła luka pomiędzy wymaganą mocą sterowalną do pokrycia zapotrzebowania, a mocą dostępną w technologiach niezależnych od pogody. Luka mocy będzie skutkiem potencjalnych wyłączeń elektrowni, dla których przychody z rynku energii nie pokryją kosztów ich funkcjonowania. Zaznaczamy, że wskazana powyżej symulacja zakłada budowę dużej elektrowni jądrowej, której powstanie warunkowane jest wprowadzeniem odpowiedniego systemu wsparcia.

6.5. Analizy struktury i funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w warunkach zrównoważenia bilansów mocy np. poprzez dalsze stosowanie rynku mocy

W ramach analizy funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w przypadku dalszego stosowania rynku mocy (lub innych systemów wsparcia) utworzono dwa scenariusze rozwoju polskiego miksu elektroenergetycznego. Punktem wyjścia do tworzenia scenariuszy było założenie, że niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego jest pokrycie potencjalnej luki

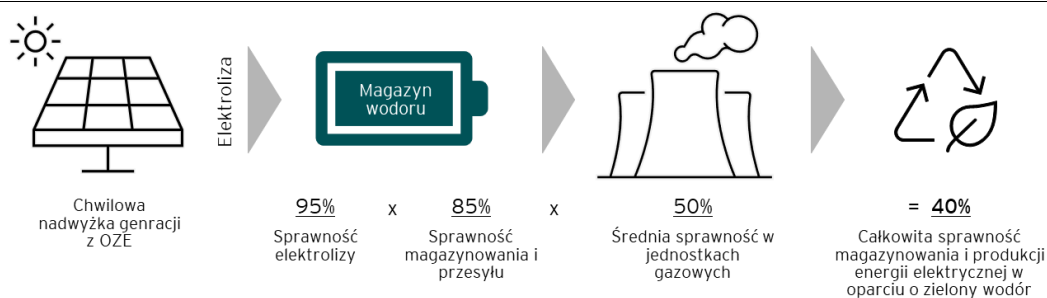
mocy (opisane szerzej w poprzedniej części rozdziału). Element różnicujący scenariusze stanowi dominująca technologia wybrana w celu pokrycia deficytu mocy sterowalnej:

- **Scenariusz 1 węglowo-jądrowy** – uzupełnienie potencjalnej luki mocowej poprzez opóźnienie wyłączania bloków węglowych ze stabilizującym udziałem gazu;
- **Scenariusz 2 gazowo-jądrowy** – uzupełnienie potencjalnej luki mocowej poprzez budowę znacznej ilości mocy w nowych blokach gazowych.

W oparciu o utworzone scenariusze przeprowadzono symulację pracy systemu elektroenergetycznego (wykorzystując autorski model prognostyczny EY, bazujący na obliczaniu krótkoterminowych godzinowych cen krańcowych).

W ramach przeprowadzanych analiz założono, iż wraz ze zwiększaniem mocy OZE w systemie elektroenergetycznym konieczne będzie sezonowe magazynowanie nadwyżek OZE w celu późniejszego ich wykorzystania w okresach niedoboru energii z OZE. Opierając się na założeniach przyjętych w Załączniku 3 do prekonsultacji PEP2040/KPEiK przyjęto, iż stopniowo rozwijane będą elektrolizery wykorzystujące okresowe nadwyżki produkcji energii z OZE do produkcji zielonego wodoru. W przyjętym modelu wodor, jako ten nośnik umożliwiający magazynowanie energii, mógłby być m.in. współspalany wraz z gazem ziemnym lub w późniejszych latach spalany samodzielnie w źródłach typu CCGT oraz OCGT. Założono, iż sprawność całego procesu magazynowania i produkcji energii z wodoru będzie wynosiła 40% (na sprawność tę składa się sprawność elektrolizy, magazynowania i przesyłu oraz średnia sprawność jednostek gazowych). Sprawności poszczególnych procesów przedstawiono na rysunku poniżej:

Rys. 21 – Sprawności poszczególnych elementów procesu magazynowania i produkcji energii z wodoru



Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie danych ARE

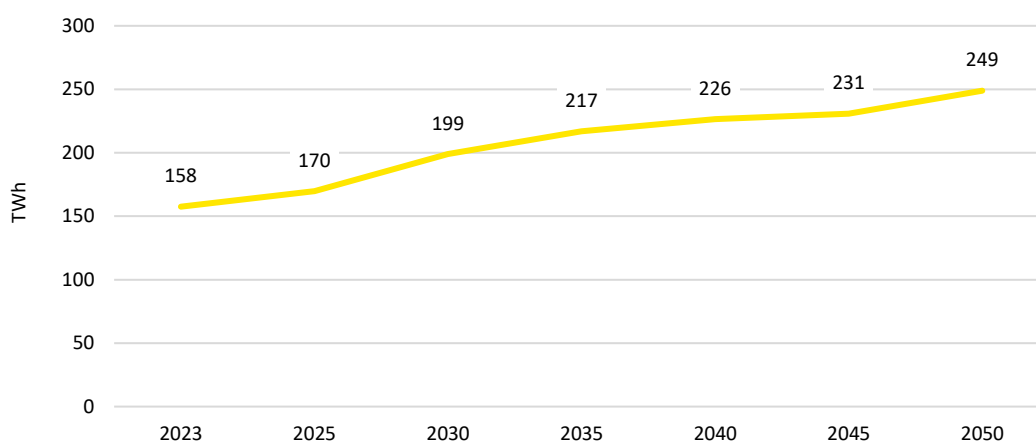
Zastępowanie gazu ziemnego zeroemisyjnym wodorem lub innymi gazami zdekarbonizowanymi wytwarzanymi na bazie energii elektrycznej z OZE (np. amoniak) jest jednym z kluczowych elementów transformacji energetycznej, pozwalających na osiągnięcie neutralności klimatycznej w sektorze elektroenergetyki do 2050 roku, przy jednoczesnym zapewnieniu wystarczającej mocy w źródłach sterowalnych. Ponadto, nie wyklucza się, że część jednostek gazowych na gaz ziemny może być dalej eksploatowana po wyposażeniu w instalacje CCS/U.



Istotnym założeniem przyjętym w ramach analiz była także przyjęta ścieżka zapotrzebowania na energię elektryczną. Bazowała ona na ścieżce zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawioną w Scenariuszu 3 PEP2040 z poprawkami przyjętymi na podstawie wiedzy eksperckiej EY:

- w latach 20-tych pozostawiono poziom zapotrzebowania na poziomie zbliżonym do prognozy PEP2040;
- w latach 30-tych założono stopniowe włączanie do systemu elektrolizerów wodorowych. W tych latach znacząco zwiększa się popyt na energię elektryczną;
- w latach 40-tych źródła gazowe przestawiane są na zielony wodór, produkowany przy wykorzystaniu energii elektrycznej z elektrowni fotowoltaicznych a także lądowych i morskich elektrowni wiatrowych;
- w latach 30- i 40-tych rośnie wpływ działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej zgodnie z PEP 2040.

Rys. 22 – Zapotrzebowanie podstawowe na energię elektryczną

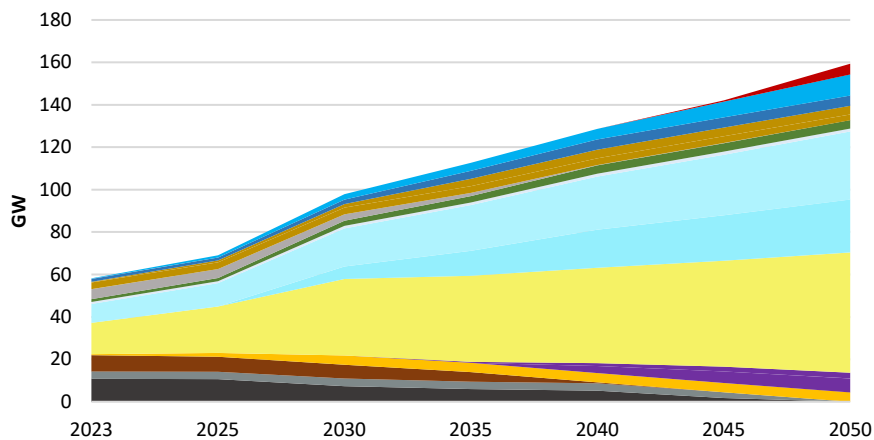


Źródło: Opracowanie własne EY

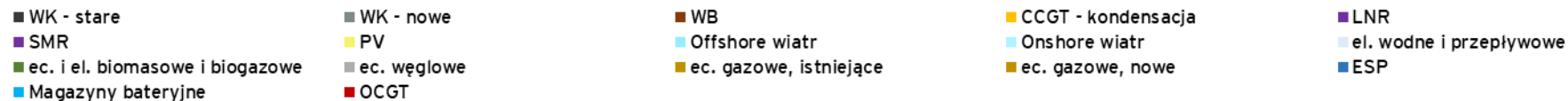
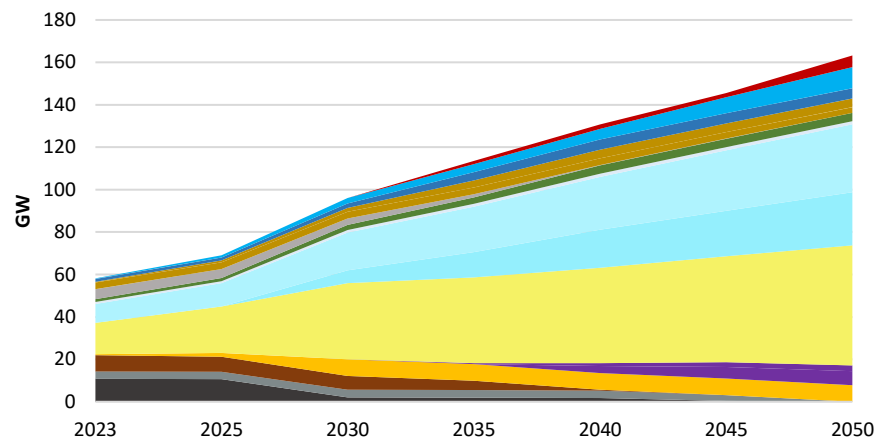
W dalszej części rozdziału opisano założenia dotyczące obu scenariuszy, wyniki przeprowadzonej symulacji wraz z porównaniem analizowanych scenariuszy.



Rys. 23 – Scenariusz 1 węglowo-jądrowy – struktura mocy zainstalowanej



Rys. 24 – Scenariusz 2 gazowo-jądrowy – struktura mocy zainstalowanej



Ścieżki rozwoju struktury mocy zainstalowanej oparte są na prognozie przedstawionej w Scenariuszu 3 do prekonsultacji PEP2040 oraz korektach przeprowadzonych w oparciu o wiedzę ekspercką EY. Elementami różnicującymi analizowane scenariusze są zmiany mocy zainstalowanej w elektrowniach na węgiel kamienny, gazowych CCGT oraz OCGT. Ścieżki rozwoju mocy zainstalowanej dla el. wodnych i przepływowych oraz ESP zostały przeniesione bez zmian ze Scenariusza 3 (przy założeniu utrzymania stałego poziomu mocy od 2040 do 2050 r.). Ścieżka rozwoju magazynów bateryjnych uwzględnia wyniki aukcji głównej RM na rok dostaw 2028, a po 2040 r. przyjęto liniowy wzrost mocy magazynów. Pozostałe technologie wytwarzania zostały zmodyfikowane zgodnie z ekspercką wiedzą EY. Opis pozostałych założeń i modyfikacji przyjętych przy tworzeniu scenariuszy został przedstawiony w dalszej części rozdziału.



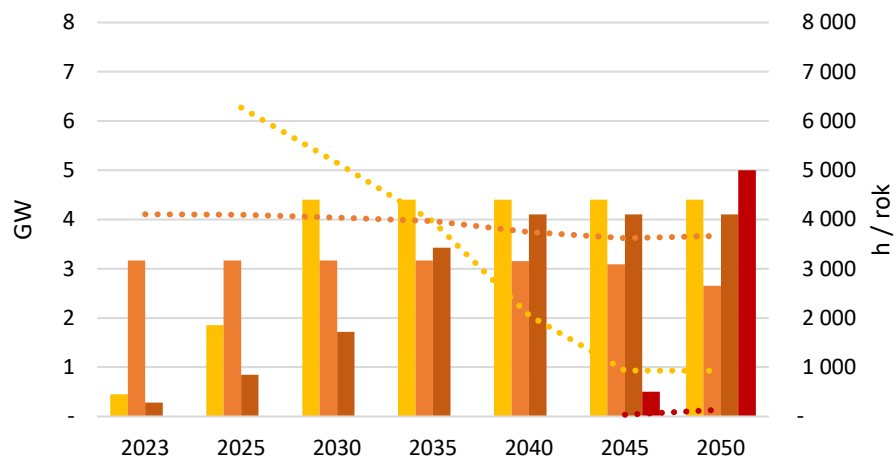
Tabela 11 – Struktura mocy zainstalowanej – porównanie scenariuszy [MW]

| Technologia | Scenariusz 1 węglowo-jądrowy | | | | | | | Scenariusz 2 gazowo-jądrowy | | | | | | |
|---------------------------------|------------------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2023 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 | 2023 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| WK - stare | 10 833 | 10 625 | 7 412 | 6 010 | 5 189 | 1 765 | - | 10 833 | 10 625 | 2 116 | 1 970 | 1 765 | 430 | - |
| WK - nowe | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 2 655 | - | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 2 655 | - |
| WB | 7 620 | 7 031 | 6 581 | 4 444 | 446 | - | - | 7 620 | 7 031 | 6 581 | 4 444 | 446 | - | - |
| CCGT - kondensacja | 453 | 1 853 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 453 | 1 853 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 |
| LNR | - | - | - | - | 3 300 | 5 500 | 6 600 | - | - | - | - | 3 300 | 5 500 | 6 600 |
| SMR | - | - | - | 480 | 1 380 | 2 200 | 2 700 | - | - | - | 480 | 1 380 | 2 200 | 2 700 |
| PV | 14 783 | 21 901 | 36 000 | 40 500 | 45 000 | 50 000 | 56 667 | 14 783 | 21 901 | 36 000 | 40 500 | 45 000 | 50 000 | 56 667 |
| Offshore wiatr | - | - | 5 900 | 11 885 | 17 885 | 21 442 | 25 000 | - | - | 5 900 | 11 885 | 17 885 | 21 442 | 25 000 |
| Onshore wiatr | 8 876 | 10 940 | 17 940 | 21 470 | 25 000 | 28 530 | 32 060 | 8 876 | 10 940 | 17 940 | 21 470 | 25 000 | 28 530 | 32 060 |
| el. wodne przepływowe | 980 | 980 | 1 130 | 1 280 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 980 | 980 | 1 130 | 1 280 | 1 430 | 1 430 | 1 430 |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 1 316 | 1 455 | 2 470 | 3 063 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 1 316 | 1 455 | 2 470 | 3 063 | 3 929 | 3 929 | 3 929 |
| ec. węglowe | 4 732 | 4 270 | 3 011 | 1 442 | 170 | 170 | - | 4 732 | 4 270 | 3 011 | 1 442 | 170 | 170 | - |
| ec. gazowe, istniejące | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 155 | 3 087 | 2 651 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 155 | 3 087 | 2 651 |
| ec. gazowe, nowe | 283 | 849 | 1 721 | 3 430 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 283 | 849 | 1 721 | 3 430 | 4 103 | 4 103 | 4 103 |
| ESP | 1 413 | 1 413 | 2 084 | 3 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 1 413 | 1 413 | 2 084 | 3 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 |
| Magazyny bateryjne | 260 | 1 013 | 2 618 | 3 809 | 5 000 | 7 500 | 10 000 | 260 | 1 013 | 2 618 | 3 809 | 5 000 | 7 500 | 10 000 |
| OCGT | - | - | - | - | - | 500 | 5 000 | - | - | - | 1 500 | 2 000 | 2 000 | 5 500 |
| Wymiana | 3 000 | 3 000 | 4 400 | 6 000 | 7 200 | 7 200 | 9 000 | 3 000 | 3 000 | 4 400 | 6 000 | 7 200 | 7 200 | 9 000 |
| DSR | 1 035 | 1 183 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 300 | 1 000 | 1 035 | 1 183 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 300 | 1 000 |
| SUMA | 62 248 | 73 176 | 103 931 | 120 301 | 137 509 | 150 536 | 169 365 | 62 248 | 73 176 | 102 036 | 121 162 | 139 485 | 154 101 | 173 265 |

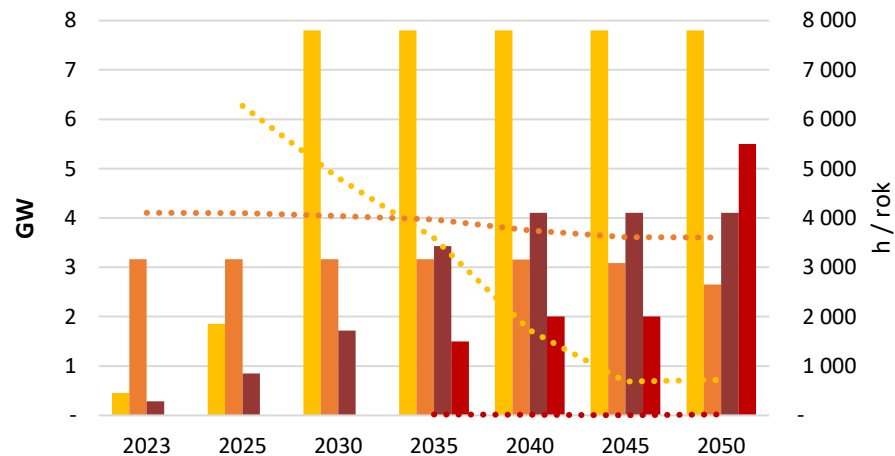
Źródło: Opracowanie własne EY



Rys. 25 – Prognoza mocy zainstalowanej jednostek gazowych - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy



Rys. 26 – Prognoza mocy zainstalowanej jednostek gazowych - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy



CCGT - kondensacja ec. gazowe, istniejące ec. gazowe, nowe OCGT CCGT - czas wykorzystania OCGT czas wykorzystania ec. gazowe czas wykorzystania

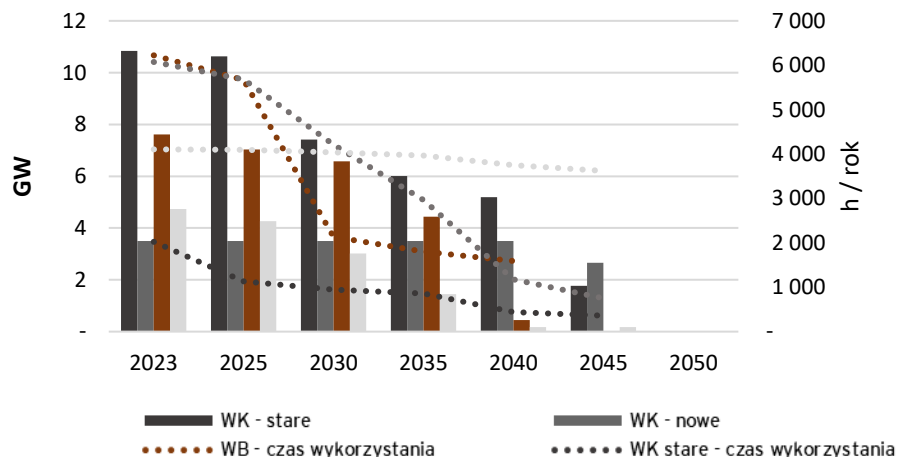
*Harmonogramy rozwoju w ramach scenariuszy przedstawiono w zestawieniu z czasami wykorzystania dla technologii obliczonymi przy użyciu modelu EY

W obydwu scenariuszach wprowadzono ograniczoną względem Scenariusza 3 PEP2040 ścieżkę rozwoju CCGT (do jednostek zakontraktowanych na rynku mocy). Korekta wynika ze spadku czasu wykorzystania dla CCGT po 2030 roku, kiedy w systemie pojawiają się nowe inwestycje offshore i EJ. W przypadku Scenariusza 1 moc bloków CCGT przyrasta do 2027 r. i pozostaje na stałym poziomie w kolejnych latach. W scenariuszu 2 oprócz budowy jednostek CCGT już zakontraktowanych na rynku mocy założono budowę dodatkowych jednostek CCGT (3,4 GW) w 2029 r. (poprzez udział w zaplanowanych głównych aukcjach mocy w latach 2024 lub 2025) oraz dodatkowych jednostek OCGT w latach 2030-2040 (łącznie 2 GW) w celu pokrycia zapotrzebowania na moc sterowalną po wyłączeniu bloków węglowych, których kontrakty mocowe wygasają.

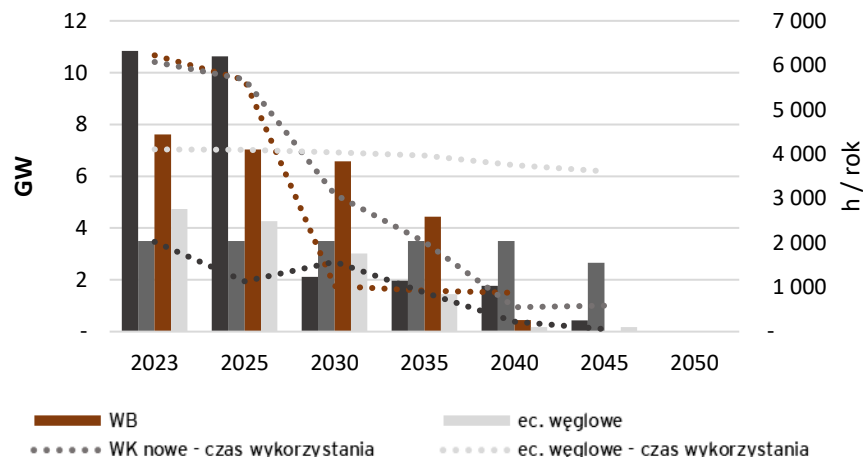
W obydwu scenariuszach po 2045 r. planowane jest włączenie dodatkowych bloków OCGT (dodatkowe 5 GW dla scenariusza 1 i 3,5 GW dla scenariusza 2) w celu uzupełnienia mocy po wyłączanych ostatnich emisyjnych blokach węglowych.



Rys. 27 – Prognoza mocy zainstalowanej bloków węglowych - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy



Rys. 28 – Prognoza mocy zainstalowanej bloków węglowych - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy

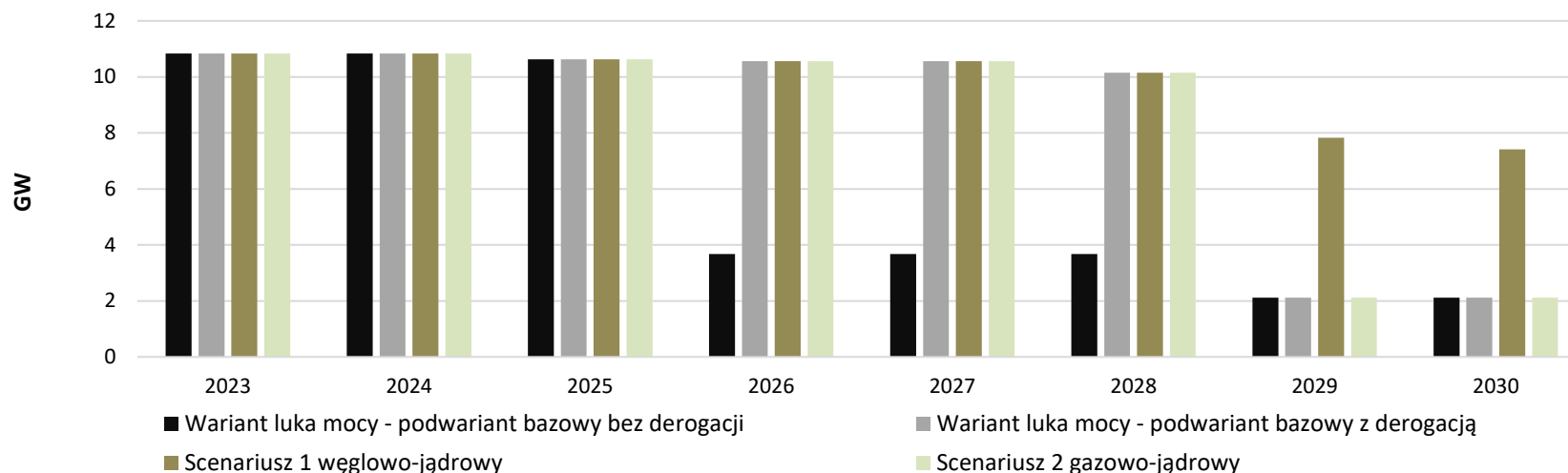


Przeprowadzono prognozę kontraktów mocowych dla jednostek węglowych przy założeniu przedłużenia wsparcia dla jednostek wysokoemisyjnych do 2028 r. Przyjęto, że JRM, którym będą kończyły się kontrakty 5-letnie oraz JRM, które w poprzednich latach uzyskiwały kontrakty jednoroczne będą mogły uzyskać kontrakty jednoroczne w latach 2026-2028 z uwzględnieniem planowanych odstawień. W przypadku braku możliwości kontraktacji jednostek węglowych w latach 2026 – 2028 znacząca utrata mocy mogłaby powstać już w 2026 r.). Jednostki na węgiel kamienny oddane przed 2017 r. (oznaczone jako „WK – stare”), które otrzymywały dotąd wsparcie w ramach rynku mocy zostają wyłączone po wygaśnięciu już zawartych i prognozowanych kontraktów. Przyjęto, iż jednostki na węgiel kamienny oddane w 2017 r. i później (oznaczone na wykresie „WK – nowe” będą mogły utrzymać się bez wsparcia w postaci rynku mocy i prowadzić wytwarzanie aż do lat 2045-2048.

Dla jednostek na węgiel brunatny przyjęto, iż ich data wyłączenia będzie zależna od zakończenia wydobywania w zaopatrujących je kopalniach odkrywkowych.

Czasy wykorzystania elektrowni węglowych spadają wraz ze wzrostem mocy zainstalowanych OZE w systemie, natomiast elektrociepłownie węglowe utrzymują wysoki czas wykorzystania (w dużej mierze jednostki nJWCD, produkujące stałą ilość ciepła w ciągu roku).

Rys. 29 – Prognoza mocy zainstalowanej elektrycznej bloków na węgiel kamienny oddanych przed 2017 r. (WK – stare) – wszystkie scenariusze



Powyższe prognozy są opracowane przy założeniu braku innych mechanizmów wsparcia (np. tzw. odwrócone aukcje) zapewniających stopniowe wycofywanie jednostek na węgiel (w innych scenariuszach niż Scenariusz 1 węglowo-jądrowy).

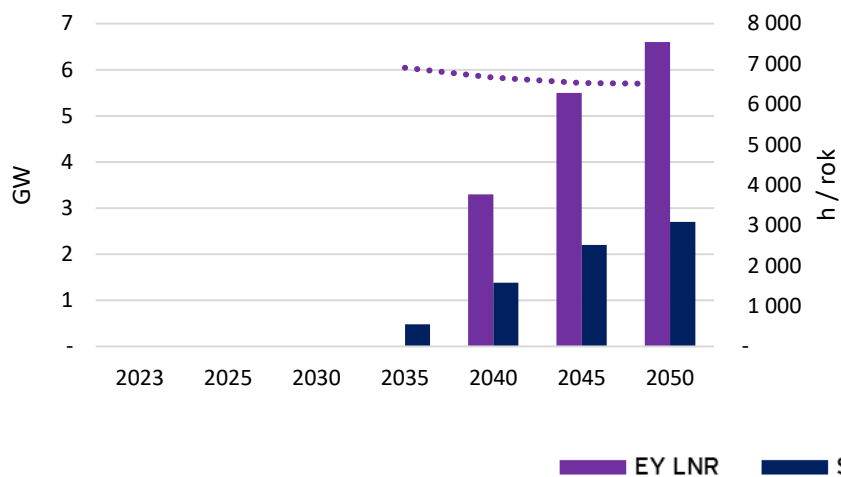
W celu lepszego zobrazowania sytuacji istniejących jednostek węglowych, dla których możliwość udziału w rynku mocy będzie najbardziej istotna w kontekście najbliższych lat, na powyższym wykresie przedstawiono założenia dotyczące elektrowni na węgiel kamienny oddanych przed 2017 r. w obu analizowanych scenariuszach i dwóch podwariantach wariantu luki mocy w okresie do 2030 r.

Prognoza mocy zainstalowanej elektrowni w kategorii „WK – stare” została przyjęta jako jednakowa w latach 2023-2025. W latach 2026-2029 przedstawiony został natomiast wpływ możliwego wyłączenia starych elektrowni węglowych nieposiadających kontraktów mocowych w przypadku braku możliwości skorzystania przez nie z derogacji od limitu emisyjności, w efekcie czego widoczny jest istotny spadek mocy zainstalowanej w tej grupie już od 2026 r.

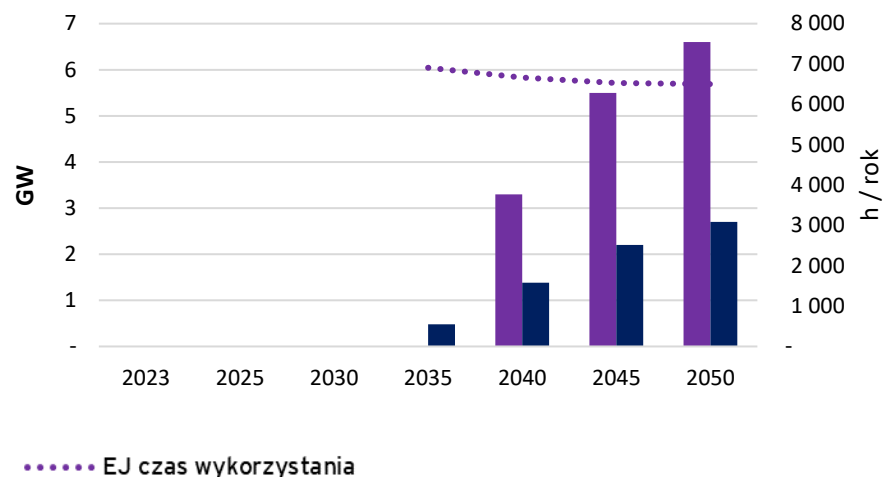
Po 2028 r. Scenariusz 1 węglowo-jądrowy jako jedyny zakłada wydłużenie pracy i utrzymanie większej ilości bloków na węgiel kamienny w celu pokrycia deficytu mocy sterowalnej w systemie.



Rys. 30 – Prognoza mocy zainstalowanej elektrowni jądrowych - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy



Rys. 31 – Prognoza mocy zainstalowanej elektrowni jądrowych - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy

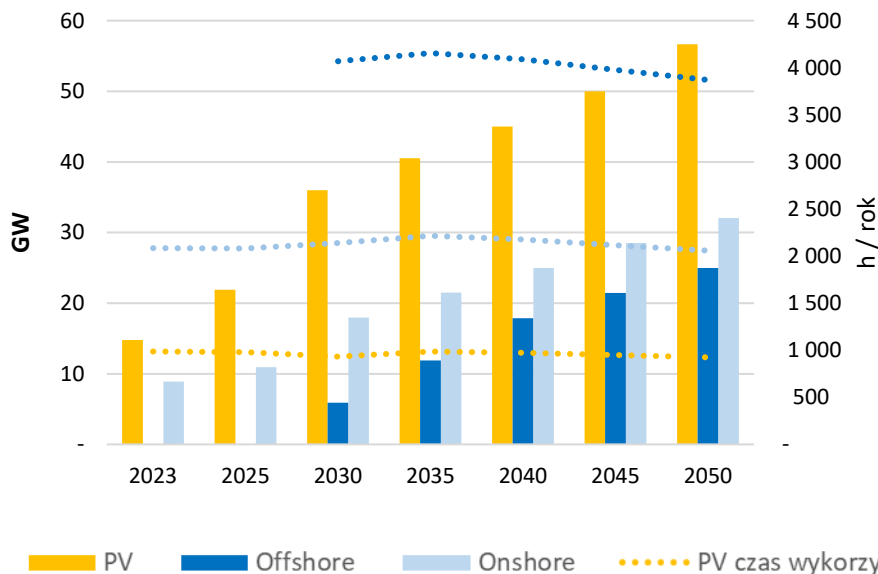


W obydwu scenariuszach założono jednakowy harmonogram rozwoju elektrowni jądrowych:

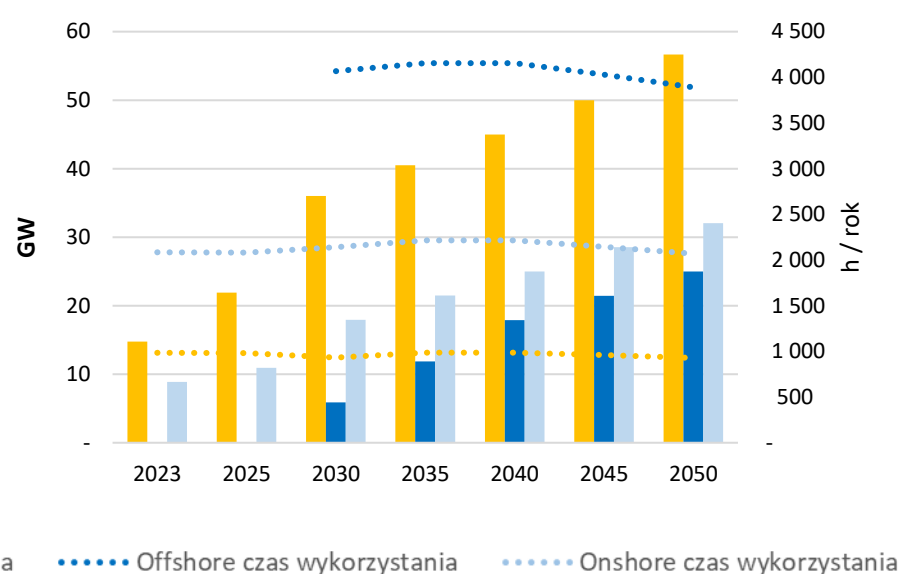
- przyjęto budowę bloków jądrowych przewidzianych w Programie polskiej energetyki jądrowej z założeniem, iż potencjalnie może wystąpić opóźnienie i pierwsze LNR uruchomione zostaną po 2035 r.;
- uwzględniono budowę małych modułowych elektrowni jądrowych (SMR) przewidzianych w Scenariuszu 3 do prekonsultacji PEP2040/KPEiK z założeniem, iż potencjalnie może wystąpić opóźnienie w budowie bloków i pierwsze SMR zostaną oddane przed 2035 r.;
- z uwagi na wczesne stadium przygotowania projektu, w niniejszej analizie nie uwzględniano realizacji programu jądrowego LNR ZE PAK;
- spadek czasu wykorzystania dla CCGT pracujących w kondensacji (wskazany we wcześniej części rozdziału) wynika ze wzrostu mocy zainstalowanych w technologiach OZE i EJ. Przyjęto, (ze względów technicznych i ekonomicznych), że produkcja elektrowni jądrowych w godzinach występowania nadwyżki mocy OZE może być ograniczana o maksymalnie 10%.



Rys. 32 – Prognoza mocy zainstalowanej OZE - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy



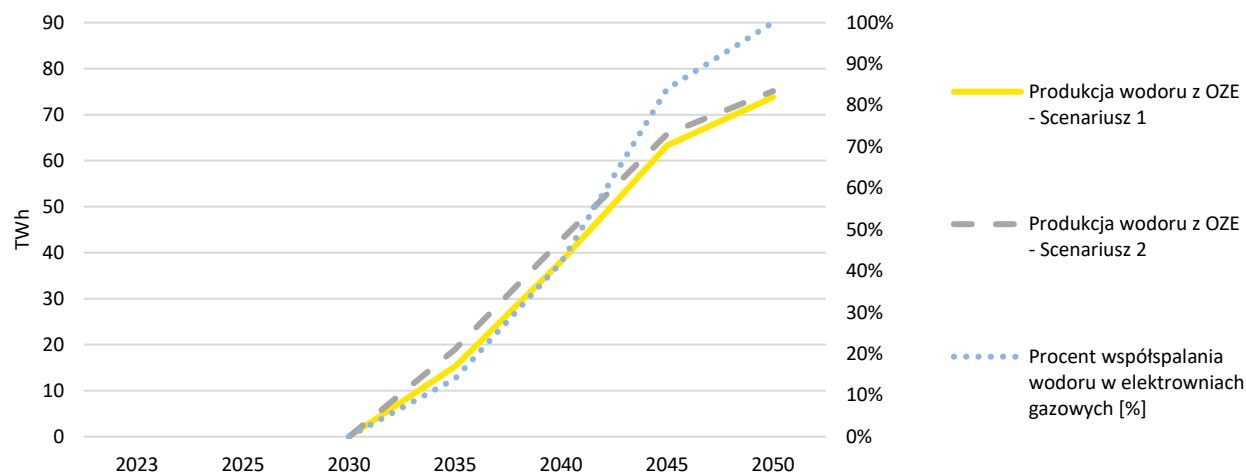
Rys. 33 – Prognoza mocy zainstalowanej OZE - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy



Dla obydwu analizowanych scenariuszy przyjęto jednakowy harmonogram rozwoju OZE.

Założono bardziej ambitną, względem Scenariusza 3 PEP2040, ścieżkę rozwoju źródeł fotowoltaicznych i lądowych farm wiatrowych. Nowa ścieżka rozwoju źródeł OZE pozwoli na osiągnięcie ok. 55% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w 2030 r. - Przyjęty udział OZE w 2030 r. zawiera się pomiędzy wartością założoną w Scenariuszu 3 PEP2040 (ok. 47%) oraz celem ze Strategii transformacji energetyki Koalicji Obywatelskiej (68%). W związku z brakiem aktualnego strategicznego dokumentu określającego cele OZE Polski w perspektywie 2030 roku, przyjęto, że cel zostanie określony na poziomie wyższym niż wynika to z Scenariusza 3 PEP2040, bardziej odpowiadającym założeniom polityki UE. Ostrożnościowo przyjęto jednak, że uzyskanie prawie 70% w roku 2030 jest celem ambitnym, trudnym do osiągnięcia w tak krótkim czasie.

Rys. 34 – Prognoza rozwoju sektora wodoru: ścieżka współspalania wodoru w elektrowniach gazowych – Porównanie scenariuszy

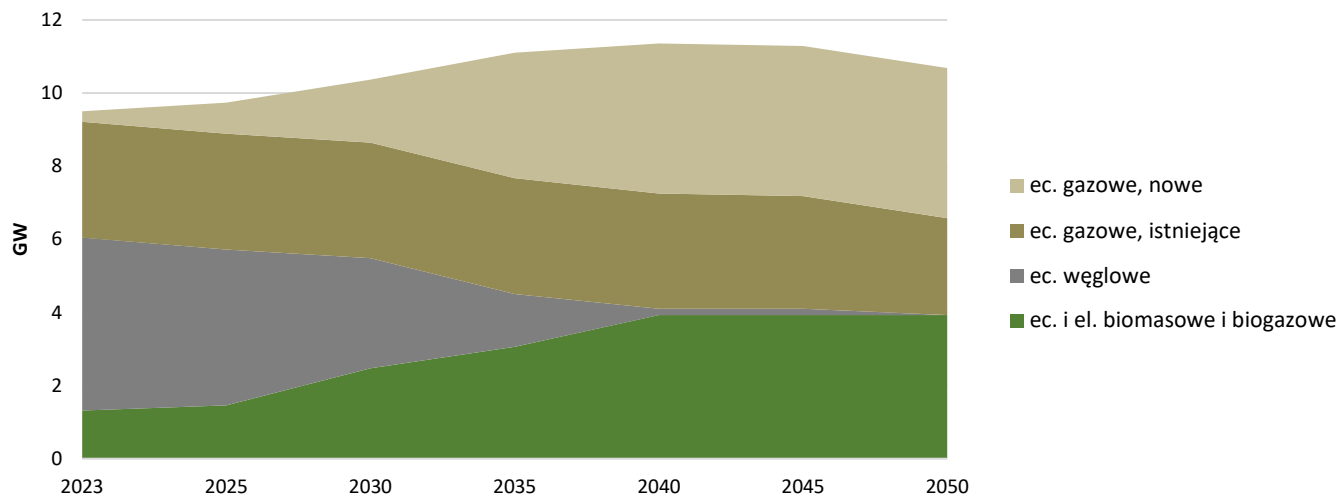


Dla obydwu analizowanych scenariuszy przyjęto jednakową ścieżkę zwiększania poziomu współspalania wodoru w elektrowniach gazowych. Ścieżka ta osiąga w 2050 r. 100% (spalanie w el. gazowych czystego wodoru), dzięki czemu sektor elektrowni gazowych osiąga zerową emisyjność do 2050 r. W ramach scenariusza 2 założono większy przyrost mocy zainstalowanej w źródłach gazowych niż w scenariuszu 1, stąd przy takiej samej ścieżce zwiększania poziomu współspalania wodoru w scenariuszu 2 przewiduje się wytwarzanie większej ilości wodoru, niż w scenariuszu 1.

Na powyższym wykresie przedstawiono ścieżki produkcji wodoru na potrzeby energetyczne. Określono ją jako: produkcja szczytowa źródeł OZE przeznaczana na produkcję zielonego wodoru (z uwzględnieniem ogólnej sprawności procesu).



Rys. 35 – Prognoza mocy zainstalowanej elektrycznej elektrociepłowni – Obydwa analizowane scenariusze



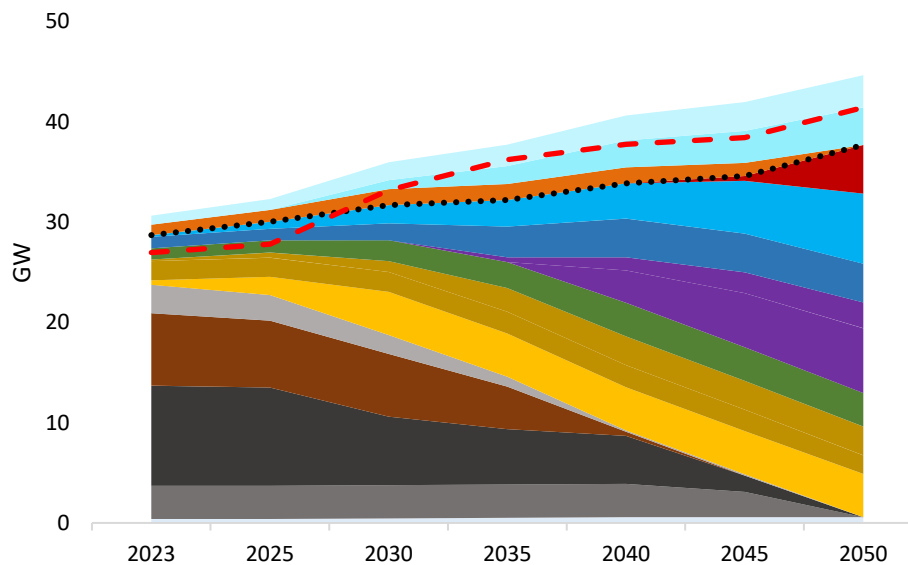
Na powyższym wykresie przedstawiono założenia dotyczące rozwoju dotyczące sektora elektrociepłowni. Prognoza mocy zainstalowanej elektrociepłowni została przyjęta jako jednakowa dla obu scenariuszy.

Do 2030 r. utrzymano ścieżkę rozwoju mocy zainstalowanych elektrycznych w elektrociepłowniach na poziomach zbliżonych do prognoz przedstawionych w ramach Scenariusza 3 PEP2040 (dokonano drobnych modyfikacji tak, aby poziom dostępnej mocy do generacji ciepła w elektrociepłowniach spadał równomiernie w kolejnych latach). Po 2030 r. założono stopniowe wycofywanie mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach węglowych tak, aby po 2040 r. pozostawić w eksploatacji jedynie elektrociepłownie zlokalizowane przy kopalniach węgla kamiennego. W 2048 r. przewidziano wyłączenie ostatnich elektrociepłowni węglowych wraz z planami zakończenia wydobycia węgla w Polsce.

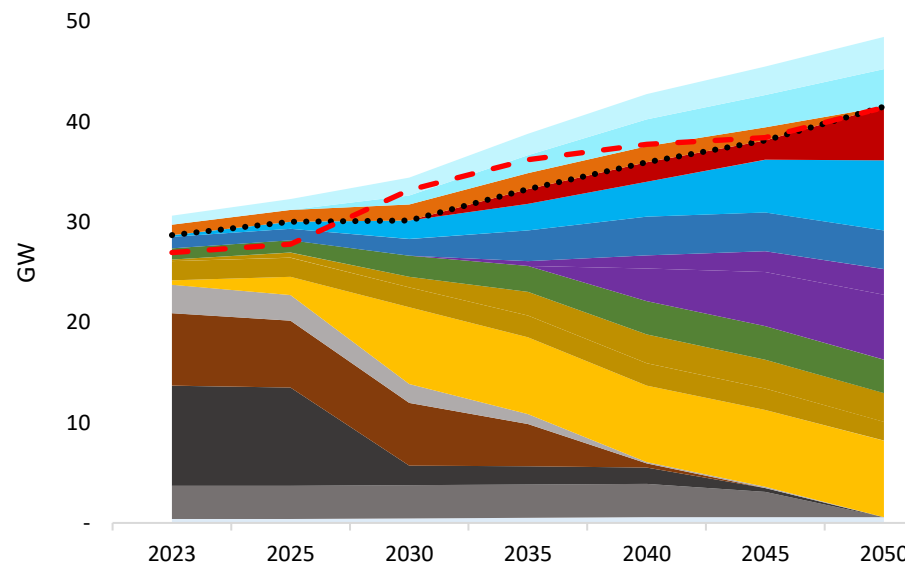
Przyjęto, iż moc cieplna redukowana poprzez wyłączanie elektrociepłowni węglowych będzie odtwarzana dzięki budowie nowych elektrociepłowni gazowych (choćby wymogi taksonomii utrudniają ten kierunek), biomasowych i biogazowych, a także wielkoskalowych pomp ciepła i kotłów elektrodowych.



Rys. 36 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy



Rys. 37 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy

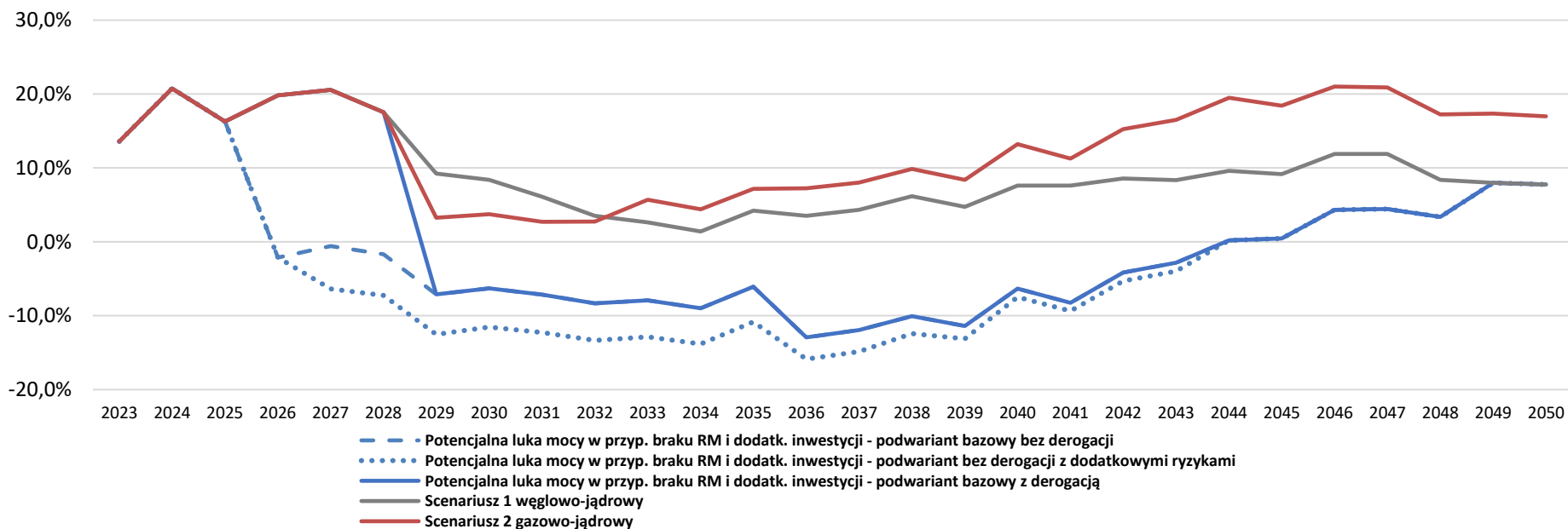


- | | | |
|-------------------------|------------------|---------------------------------|
| el. wodne i przepływowe | WK - nowe | WK - stare |
| WB | ec. węglowe | CCGT - kondensacja |
| ec. gazowe, istniejące | ec. gazowe, nowe | ec. i el. biomasowe i biogazowe |
| LNR | SMR | ESP |
| Magazyny bateryjne | OCGT | DSR |
| Offshore wiatr | Onshore wiatr | Moce sterowalne |
| Zapotrzebowanie na moc | | |

Główną różnicą pomiędzy analizowanymi Scenariuszami 1 i 2 jest wybór technologii, która ma posłużyć do budowy źródeł, które mogą wypełnić potencjalną lukę mocową. W przypadku Scenariusza 1 wypełnienie luki mocowej odbywa się poprzez wydłużenie działania bloków węglowych, zaś w przypadku Scenariusza 2 poprzez budowę bloków gazowych (CCGT i OCGT). W obu scenariuszach założono dalsze uzupełnianie mocy sterowalnych po 2035 r. przez oddawanie do eksploatacji elektrowni jądrowych LNR, a SMR nawet przed tym rokiem.

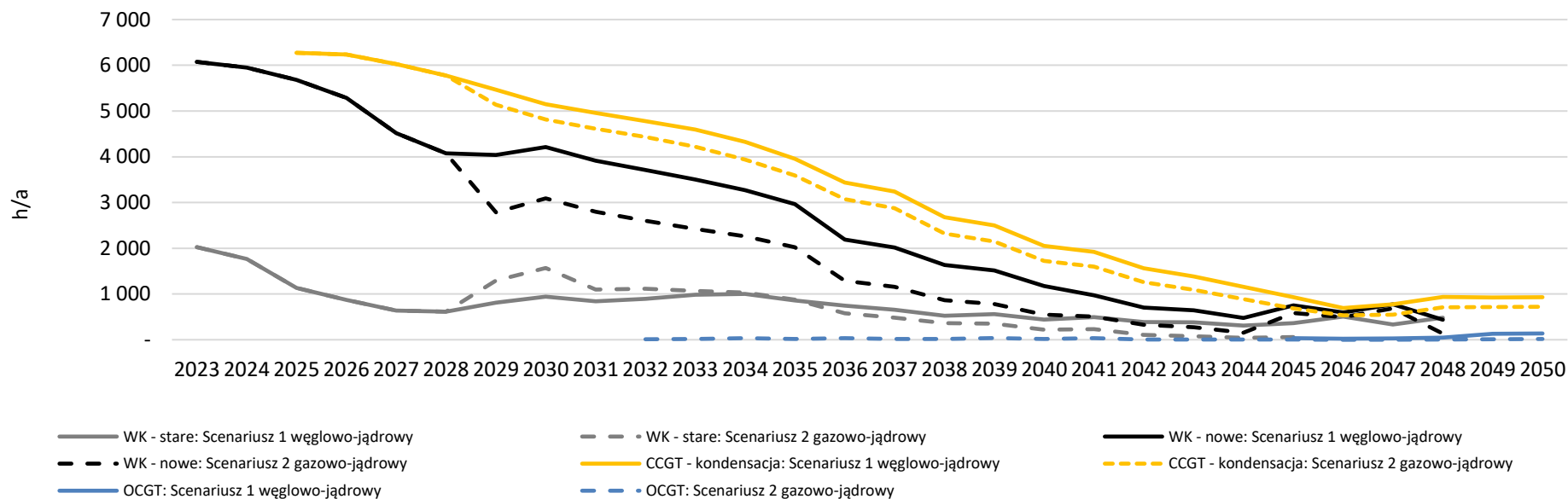


Rys. 38 – Rezerwa pokrycia zapotrzebowania szczytowego – porównanie scenariuszy



Na powyższym wykresie zestawiono poziom dostępnych mocy do pokrycia zapotrzebowania szczytowego z zapotrzebowaniem na moc (wyznaczanym jako średnia z 10 godzin w roku z najwyższym zapotrzebowaniem, uwzględniając rezerwy operacyjne na poziomie 9%). Moc dostępna liczona jest jako suma mocy JWCD, elektrociepłowni, magazynów, el. wodnych, DSR i elektrowni wiatrowych. Moce do pokrycia zapotrzebowania szczytowego liczone są po skorygowaniu o ekspercko ustalone współczynniki zmniejszające: 92% dla WK – stare, 95% dla WK – nowe, WB i SMR, 98% dla CCGT – kondensacja i LNR, 97% dla OCGT, 85% dla ec. i el. biomasowych i biomasowych, 80% dla ESP, 70% dla magazynów bateryjnych, 40% dla el. wodnych, 10% dla lądowych farm wiatrowych, 15% dla morskich farm wiatrowych i rosnący w latach w od 60% do 70% dla elektrociepłowni gazowych i węglowych. Przy tworzeniu scenariuszy 1 i 2 wyznaczono moc źródeł zdolnych do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na poziomie umożliwiającym bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego. W przypadku scenariusza 2 gazowo-jądrowego pozostawienie przejściowego okresu niższej nadwyżki ponad moc wystarczającą do pokrycia zapotrzebowania na moc w 2029 roku pozwala na uniknięcie wysokich kosztów infrastruktury osieroconej po 2040 r. (zostało to szerzej opisane w dalszej części rozdziału).

Rys. 39 – Porównanie czasów wykorzystania pomiędzy scenariuszami – jednostki na paliwa kopalne



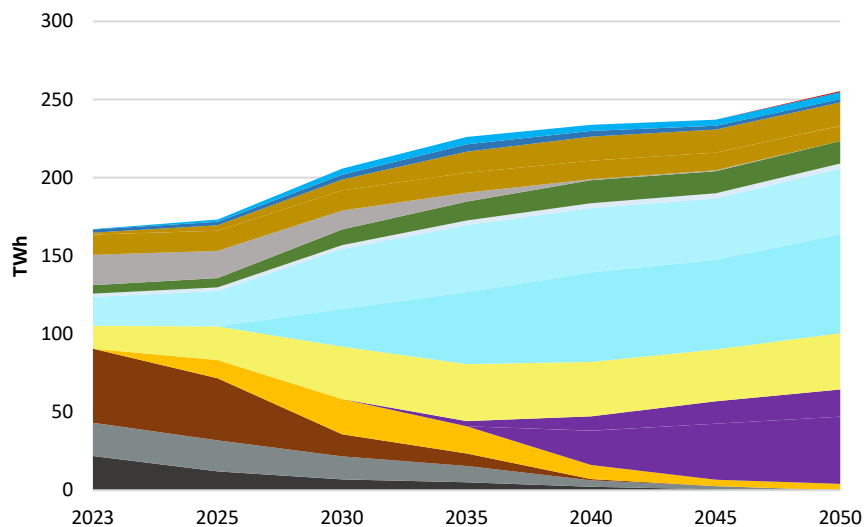
Czas wykorzystania reprezentuje teoretyczną liczbę godzin w roku, podczas których jednostka produkowała energię z mocą znamionową. Czasy wykorzystania w ramach analizowanych scenariuszy zostały obliczone na podstawie symulacji systemu elektroenergetycznego przeprowadzonej z wykorzystaniem autorskiego modelu EY.

Spadek czasu wykorzystania dla CCGT pracujących w kondensacji wynika ze wzrostu mocy zainstalowanych w technologiach OZE i EJ. Wyższy czas wykorzystania dla CCGT w scenariuszu 1 wynika z mniejszej mocy jednostek gazowych o niższych kosztach krańcowych niż bloki węglowe.

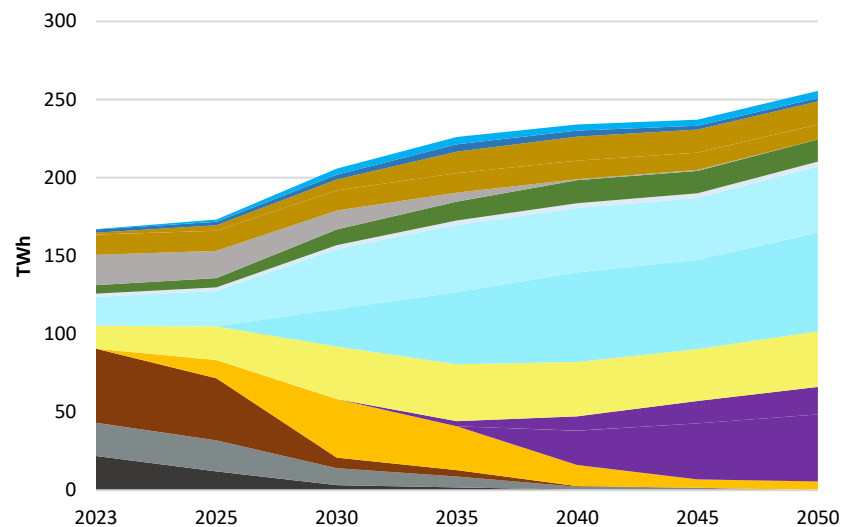
Wyższe czasy wykorzystania dla jednostek na węgiel kamienny oddanych po 2017 r. (WK – nowe) w scenariuszu 1 wynikają z małej ilości mocy jednostek gazowych w systemie. Natomiast wyższe czasy wykorzystania dla jednostek na węgiel kamienny oddanych przed 2017 r. w scenariuszu 2 wynikają ze znacznego ubytku mocy w latach 2028-2035 i odnoszą się do nielicznych pozostawionych starych jednostek na węgiel kamienny.



Rys. 40 – Produkcja energii elektrycznej - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy



Rys. 41 – Produkcja energii elektrycznej - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy



- | | | | | |
|-----------------------------------|---------------|--------------------------|----------------------|---------------------------|
| ■ WK - stare | ■ WK - nowe | ■ WB | ■ CCGT - kondensacja | ■ LNR |
| ■ SMR | ■ PV | ■ Offshore wiatr | ■ Onshore wiatr | ■ el. wodne i przepływowe |
| ■ ec. i el. biomasowe i biogazowe | ■ ec. węglowe | ■ ec. gazowe, istniejące | ■ ec. gazowe, nowe | ■ ESP |
| ■ Magazyny bateryjne | ■ OCGT | | | |

Dane o produkcji energii elektrycznej zostały uzyskane dzięki przeprowadzeniu symulacji przy wykorzystaniu autorskiego modelu EY. Model EY opiera się na obliczaniu krótkoterminowych (godzinowych) cen krańcowych. Wśród danych wejściowych do modelu są prognozy mixu energetycznego, zapotrzebowania na energię elektryczną w rozdzielczości godzinowej, cen paliw i EUA, parametry techniczne i ekonomiczne dla jednostek wytwórczych w poszczególnych grupach technologii i godzinowa prognoza generacji jednostek zdeterminowanych (nJWCD i OZE).

Podczas symulacji wyznaczane są godzinowe bilanse energii wraz z technologią zamykającą wg. mechanizmu tzw. „merit order”, a następnie na ich podstawie prognozowane są ceny energii, emisje CO₂, zużycie paliw, bilans mocy, bilans ekonomiczny, CSS/CDS oraz inne wyniki modelowania.



Tabela 12 – Produkcja energii elektrycznej – porównanie scenariuszy [GWh]

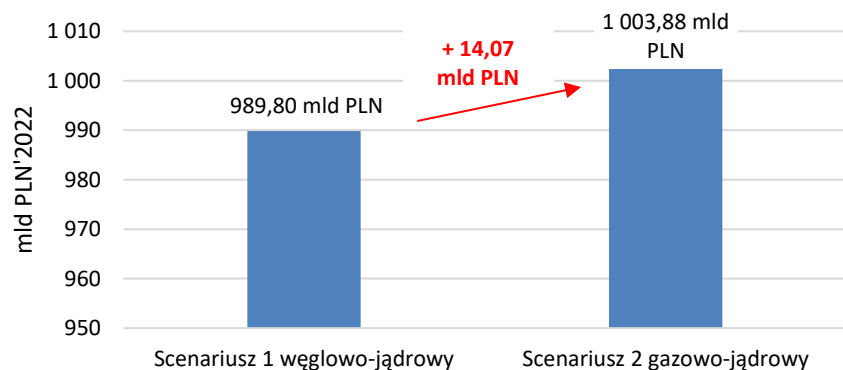
| Technologia | Scenariusz 1 węglowo-jądrowy | | | | | | | Scenariusz 2 gazowo-jądrowy | | | | | | |
|---|------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 2023 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 | 2023 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
| WK - stare | 21 922 | 12 018 | 6 985 | 5 168 | 2 293 | 635 | - | 21 922 | 12 018 | 3 324 | 1 729 | 391 | 25 | - |
| WK - nowe | 21 238 | 19 866 | 14 720 | 10 361 | 4 105 | 1 992 | - | 21 238 | 19 866 | 10 810 | 7 063 | 1 922 | 1 554 | - |
| WB | 47 423 | 39 820 | 14 042 | 8 008 | 710 | - | - | 47 423 | 39 820 | 6 755 | 4 088 | 390 | - | - |
| CCGT - kondensacja | - | 11 623 | 22 656 | 17 420 | 9 035 | 4 088 | 4 081 | - | 11 623 | 37 547 | 28 005 | 13 465 | 5 345 | 5 621 |
| LNR | - | - | - | - | 21 991 | 35 920 | 42 932 | - | - | - | - | 21 991 | 35 914 | 42 912 |
| SMR | - | - | - | 3 315 | 9 196 | 14 368 | 17 563 | - | - | - | 3 315 | 9 196 | 14 366 | 17 555 |
| PV | 14 569 | 21 476 | 33 584 | 36 431 | 34 742 | 33 160 | 35 884 | 14 569 | 21 476 | 33 574 | 36 435 | 34 742 | 33 120 | 35 751 |
| Offshore wiatr | - | - | 24 003 | 46 025 | 57 374 | 57 200 | 63 212 | - | - | 24 001 | 46 022 | 57 374 | 57 182 | 63 130 |
| Onshore wiatr | 18 507 | 22 764 | 38 376 | 43 093 | 41 130 | 39 419 | 42 212 | 18 507 | 22 764 | 38 374 | 43 092 | 41 130 | 39 412 | 42 192 |
| el. wodne przepływowe | 2 155 | 2 155 | 2 485 | 2 815 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 2 155 | 2 155 | 2 485 | 2 815 | 3 145 | 3 145 | 3 145 |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 5 402 | 5 959 | 9 979 | 12 145 | 14 724 | 14 225 | 14 400 | 5 402 | 5 959 | 9 980 | 12 157 | 14 724 | 14 191 | 14 161 |
| ec. węglowe | 19 425 | 17 489 | 12 164 | 5 716 | 637 | 615 | - | 19 425 | 17 489 | 12 166 | 5 721 | 637 | 614 | - |
| ec. gazowe, istniejące | 13 000 | 12 970 | 12 793 | 12 555 | 11 823 | 11 177 | 9 714 | 13 000 | 12 970 | 12 795 | 12 567 | 11 823 | 11 150 | 9 553 |
| ec. gazowe, nowe | 1 162 | 3 477 | 6 953 | 13 599 | 15 374 | 14 854 | 15 036 | 1 162 | 3 477 | 6 954 | 13 613 | 15 375 | 14 818 | 14 787 |
| ESP* | 1 975 | 2 137 | 3 092 | 4 718 | 3 751 | 2 444 | 2 130 | 1 975 | 2 137 | 3 095 | 4 696 | 3 749 | 2 485 | 2 176 |
| Magazyny bateryjne* | 364 | 1 532 | 3 885 | 4 700 | 3 887 | 3 799 | 4 415 | 364 | 1 532 | 3 888 | 4 678 | 3 886 | 3 864 | 4 510 |
| OCGT | - | - | - | - | - | 18 | 683 | - | - | - | 27 | 28 | 4 | 86 |
| Wymiana | - | - | - | 13 | 23 | 43 | 82 | - | - | 4 | 6 | - | - | 1 |
| Suma produkcji (zapotrzebowanie systemowe na energię) | 164 803 | 169 617 | 198 740 | 216 664 | 226 302 | 230 859 | 248 944 | 164 803 | 169 617 | 198 769 | 216 655 | 226 333 | 230 840 | 248 894 |

Źródło: Opracowanie własne EY

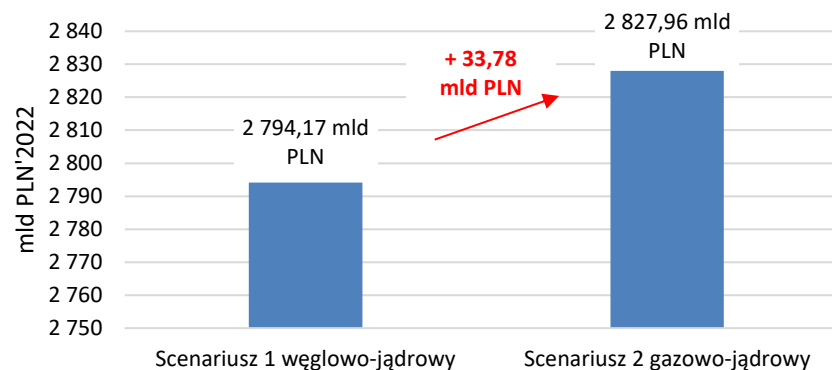
*Produkcja e.e. z ESP i Magazynów bateryjnych nie jest włączona do sumy produkowanej energii elektrycznej



Rys. 42 – Porównanie sumy nakładów inwestycyjnych w latach 2023-2050 w ramach analizowanych scenariuszy



Rys. 43 – Porównanie całkowitych kosztów* przy założeniu braku dodatkowej marży ponad WACC ponoszonych przez wytwórców w latach 2023-2050 w ramach analizowanych scenariuszy



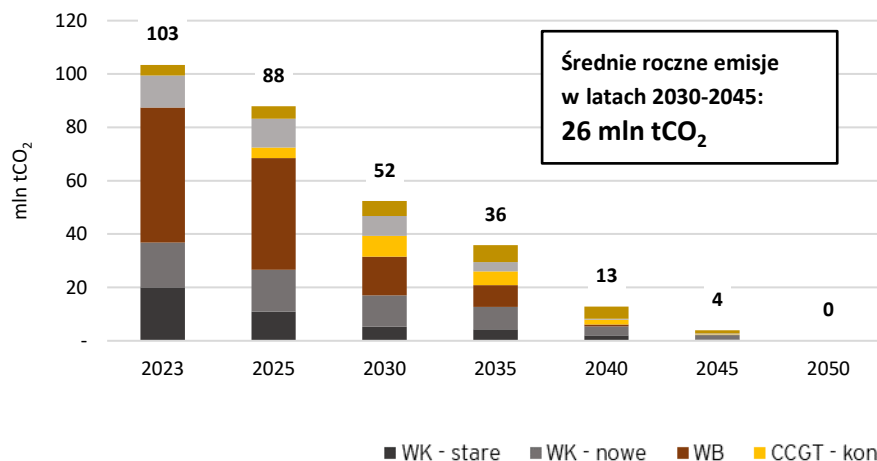
*Całkowite koszty ponoszone przez wytwórców energii elektrycznej uwzględniają całkowite koszty zmienne, koszty stałe i koszty kapitałowe.

Punktem wyjścia do analizy kosztów w ramach scenariuszy były założone poziomy nakładów inwestycyjnych, kosztów stałych oraz ścieżek cen surowców i uprawnień do emisji zebrane na podstawie danych rynkowych oraz wiedzy eksperckiej EY.

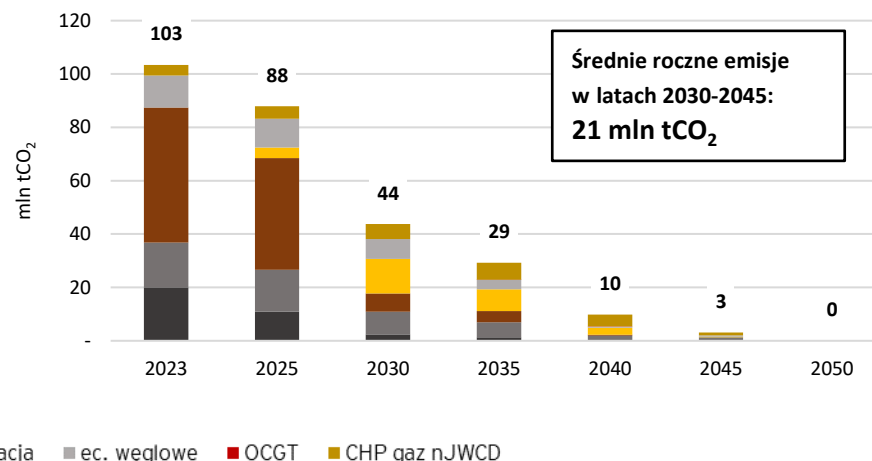
- Scenariusz 1 węglowo-jądrowy wykazuje niższy poziom nakładów inwestycyjnych w latach 2023-2050 od Scenariusza 2 gazowo-jądrowego. Różnica ta spowodowana jest dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi na źródła gazowe w latach 2023-2050. Należy zauważyć, że dodatkowe nakłady przewidziane na przejściowe źródła gazowe mogą ograniczać możliwości inwestycyjne w innych obszarach energetyki, np. w odnawialnych źródłach energii;
- różnica w nakładach inwestycyjnych pomiędzy scenariuszem 2 gazowo-jądrowym, a Scenariuszem 1 węglowo-jądrowym (ok. 14 mld PLN) mogłaby pozwolić na budowę dodatkowo ponad 1 300 MW mocy w morskich farmach wiatrowych, ponad 2 500 MW w lądowych farmach wiatrowych lub ponad 4 100 MW w farmach fotowoltaicznych;
- Scenariusz 1 węglowo-jądrowy wykazuje niższy o ok. 34 mld PLN od Scenariusza 2 gazowo-jądrowego poziom całkowitych kosztów przy założeniu braku dodatkowej marży ponad WACC. Z uwagi na fakt, iż wśród całkowitych kosztów uwzględniono koszty zmienne (koszty paliwa), wartości te są istotnie zależne od przyjętych ścieżek cen paliw energetycznych.



Rys. 44 – Emisje CO₂ w podziale na technologie - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy



Rys. 45 – Emisje CO₂ w podziale na technologie - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy



Na powyższych wykresach przedstawiono prognozowane emisje dwutlenku węgla wynikające bezpośrednio z produkcji energii elektrycznej pochodzącej z paliw kopalnych.

- w przypadku jednostek kogeneracyjnych (elektrociepłowni) nie uwzględniane są emisje dwutlenku węgla wynikające z produkcji ciepła;
- dla jednostek gazowych na poziom emisyjności dodatkowo wpływ ma prognozowana trajektoria współspalania wodoru;
- całkowite emisje generowane przez system utrzymują się na niższym poziomie w przypadku Scenariusza 2 z uwagi na większe wykorzystanie technologii gazowych, które charakteryzuje niższa emisyjność niż bloki na węgiel kamienny. Średnie roczne emisje CO₂ w latach 2030-2045 (okres największych różnic pomiędzy scenariuszami) kształtują się na poziomie średnio 23% wyższym w przypadku Scenariusza 1 węglowo-jądrowego względem Scenariusza 2 gazowo-jądrowego;
- różnica w rocznych emisjach pomiędzy scenariuszami zmniejsza się w kolejnych latach analizy. Oba analizowane scenariusze pozwalają na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.

6.6. Podsumowanie oraz rekomendacje w zakresie zasadności dalszego stosowania rynku mocy

Dodatkowe nakłady związane z energetyką gazową oraz koszty całkowite

W poniższej tabeli przedstawiono sumy nakładów inwestycyjnych w 5-letnich okresach od 2026 do 2050 r. w podziale na technologie w obydwu analizowanych scenariuszach.

Tabela 13 – Porównanie sumy nakładów inwestycyjnych w 5-letnich okresach w podziale na rodzaj technologii [mld PLN’2022]

| Technologia | Scenariusz 1 węglowo-jądrowy | | | | | Scenariusz 2 gazowo-jądrowy | | | | |
|---------------------------|------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2026-2030 | 2031-2035 | 2036-2040 | 2041-2045 | 2046-2050 | 2026-2030 | 2031-2035 | 2036-2040 | 2041-2045 | 2046-2050 |
| Technologie gazowe | 13,6 | 7,7 | 3,0 | 1,2 | 10,4 | 26,5 | 11,2 | 4,2 | - | 8,1 |
| Energetyka jądrowa | - | 14,1 | 111,3 | 80,6 | 43,0 | - | 14,1 | 111,3 | 80,6 | 43,0 |
| OZE | 166,1 | 108,5 | 112,7 | 74,2 | 79,9 | 166,1 | 108,5 | 112,7 | 74,2 | 79,9 |
| Magazyny | 19,9 | 20,7 | 17,2 | 26,0 | 26,0 | 19,9 | 20,7 | 17,2 | 26,0 | 26,0 |
| SUMA | 199,7 | 151,0 | 244,2 | 182,0 | 159,3 | 212,6 | 154,5 | 245,3 | 180,9 | 157,0 |

Źródło: Opracowanie własne EY

Porównanie danych dla obu analizowanych scenariuszy wykazuje, że realizacja Scenariusza 2 gazowo-jądrowego wiąże się z poniesieniem dodatkowych nakładów na budowę jednostek gazowych w stosunku do Scenariusza 1.

- największa część tych dodatkowych nakładów ponoszona jest w okresach 2026-2040, czyli w czasie, kiedy najbardziej intensywnie rozwijane są nowe źródła OZE oraz kapitałochłonne elektrownie jądrowe. Najwyższe dodatkowe nakłady na źródła gazowe ponoszone są w latach 2026 – 2030, wynoszą 12,9 mld PLN oraz w latach 2031 – 2035 na poziomie 3,5 mld PLN;
- może to oznaczać, że spółki energetyczne przy ograniczonych zasobach na prowadzenie inwestycji mogą mieć trudności z rozwijaniem nowych mocy OZE i elektrowni jądrowych w przypadku, gdy będą w tym samym okresie prowadziły także budowę dużej ilości nowych bloków gazowych.

Realizacja Scenariusza 2 powoduje łączny wzrost kosztów o 33,78 mld PLN’2022 w porównaniu do Scenariusza 1.

Czasy wykorzystania elektrowni gazowych

Wprowadzenie do systemu nowych jednostek CCGT, o łącznej mocy 3,4 GW, których budowa zakładana jest w Scenariuszu 2, powoduje, że już od 2040 czas wykorzystania jednostek CCGT spada poniżej 2000 godzin w roku, natomiast bloków OCGT, wprowadzanych do systemu już od 2032 nie przekracza 100 godzin w roku od momentu ich wprowadzenia.

Scenariusz 1 węglowo-jądrowy, w którym zakładane jest przedłużenie pracy bloków węglowych, w celu utrzymania wystarczającej mocy w systemie pozwala na efektywniejsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury.

Emisje CO₂

Całkowite emisje generowane przez system utrzymują się na niższym poziomie w przypadku Scenariusza 2 z uwagi na większe wykorzystanie technologii gazowych, które charakteryzuje niższa emisyjność niż bloki na węgiel kamienny. Średnie roczne emisje CO₂ w latach 2030-2045 (okres największych różnic pomiędzy scenariuszami) kształtują się na poziomie średnio 23% wyższym w przypadku Scenariusza 1 węglowo-jądrowego względem Scenariusza 2 gazowo-jądrowego (łącznie, bezpośrednio w wyniku produkcji energii elektrycznej w Scenariuszu 1 wyprodukowane zostaje więcej o 88 mln ton CO₂ (tj. więcej o ok. 10,0%) w latach 2023 – 2050). Różnica w rocznych emisjach pomiędzy scenariuszami zmniejsza się w kolejnych latach analizy. Szacowane koszty zakupu uprawnień do emisji w latach 2023-2050 wynoszą 457 mld PLN dla Scenariusza 1 węglowo-jądrowego oraz 414 mld PLN dla Scenariusza 2 gazowo-jądrowego.

Oba analizowane scenariusze pozwalają na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Udział OZE i EJ w produkcji energii elektrycznej

Rozważane scenariusze w zasadzie nie różnią się udziałem generacji OZE i EJ w analizowanych latach (prognoza mocy zainstalowanych OZE i EJ została przyjęta jako jednakowa w ramach rozważanych scenariuszy).

6.7. Analiza planów inwestycyjnych spółek energetycznych w źródła sterowalne

W poniższym podrozdziale opisano plany inwestycyjne największych polskich spółek energetycznych dotyczące budowy nowych źródeł sterowalnych.

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Obecny portfel wytwórczy PGE jest w ponad 80% oparty na węglu kamiennym i brunatnym. Strategia Grupy PGE zakłada osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 r., jednak już w horyzoncie 2030 roku spółka zamierza osiągnąć znaczący postęp w dekarbonizacji portfela aktywów wytwórczych, w szczególności w konwersji paliwa węglowego na gazowe w sektorze ciepłowniczym. Spółka planuje wdrożenie programu budowy magazynów energii o mocy co najmniej 0,8 GW, które będą współpracowały z planowanymi wielkoskalowymi projektami OZE²⁹.

W perspektywie po 2030 roku strategia Grupy PGE zakłada wykorzystywanie nowych, zeroemisyjnych technologii produkcji energii, jak SMR i produkcja wodoru z nadwyżek energii z OZE. W tabeli poniżej przedstawiono wybrane planowane inwestycje Grupy PGE w źródła sterowalne.

²⁹ GK PGE, Strategia Grupy PGE, [Dostęp online 27.12.2023] <<https://www.gkpge.pl/grupa-pge/o-grupie/poznaj-strategie>>.

Tabela 14 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne PGE

| Inwestycja | Planowana moc elektryczna zainstalowana | Kontrakt mocy | Planowany rok oddania | Status inwestycji |
|---|---|-----------------------------------|----------------------------|---|
| Budowa reaktorów jądrowych APR1400 | 2x 1 400 MW | Brak kontraktu mocowego | 2035 r. (pierwszy blok) | Otrzymanie decyzji zasadniczej MKiŚ umożliwiającej rozpoczęcie prac |
| Budowa dwóch bloków gazowo-parowych przy Elektrowni Dolna Odra | 2x 700 MW | 17-letni kontrakt mocy od 2024 r. | 2024 r. | Prace budowlane na ukończeniu |
| Magazyn energii elektrycznej w Żarnowcu | ≥200 MW | Brak kontraktu mocowego | 2027 r. | Przygotowanie inwestycji, przed decyzją inwestycyjną |
| Budowa elektrowni szczytowo-pompowej Młoty | 1 050 MW | Brak kontraktu mocowego | 2030 r. | Rozważane wznowienie inwestycji |
| Budowa nowych kogeneracyjnych źródeł gazowych w ramach programu dekarbonizacji ciepłownictwa | Siechnice (EC Czechnica-2): 179 MW | 17-letni kontrakt mocy od 2026 r. | 2025 r. | Prace budowlane na ukończeniu |
| | EC Bydgoszcz: 52,6 MW | Brak kontraktu mocowego | 2025 r. | Projekt otrzymał pozwolenie na budowę |
| Budowa bloku gazowo – parowego w Rybniku | 882 MW | 17-letni kontrakt mocy od 2027 r. | 2026 r. | Podpisana umowa na budowę z konsorcjum |

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie Strategii Grupy PGE³⁰, materiałów medialnych PGE i materiałów prasowych³¹

³⁰ PGE, PGE PAK Energia Jądrowa otrzymała decyzję zasadniczą w sprawie budowy elektrowni jądrowej, 24.11.2023, [Dostęp online 11.01.2024] <<https://www.gkpge.pl/grupa-pge/dla-mediow/komunikaty-prasowe/korporacyjne/pge-pak-energia-jadrowa-otrzymala-decyzje-zasadnicza-w-sprawie-budowy-elektrowni-jadrowej>>, PGE, W Siechnicach dobiega końca budowa nowej ekologicznej elektrociepłowni, 25.08.2023, [Dostęp online 11.01.2024] <<https://pgeenergiasiechnice.pl/aktualnosci/w-siechnicach-dobiega-konca-budowa-nowej-ekologicznej-elektrociepowni.-obiekty-starej-ciepowni-beda-rewitalizowane-na-potrzeby-mieszkancow>>, PGE, PGE Energia Ciepła z pozwoleniem na nową inwestycję w Bydgoszczy, 31.03.2023, [Dostęp online 11.01.2024] <<https://pgeenergiasiechnice.pl/aktualnosci/pge-energia-ciepła-z-uzwaznieniem-na-nowa-inwestycje-w-bydgoszczy>>, PGE, PGE podpisała umowę na budowę bloku gazowo-parowego w Rybniku, 09.02.2023, [Dostęp online 11.01.2024] <<https://elrybnik.pgegiek.pl/aktualnosci/pge-podpisala-umowe-na-budowe-bloku-gazowo-parowego-w-rybniku>>

³¹ WNP – Adrian Ołdak, Na południu Polski powstanie elektrownia za 5 mld zł 09.10.2023, [Dostęp online 11.01.2024], <<https://www.wnp.pl/energetyka/na-poludniu-polski-powstanie-elektrownia-za-5-mld-zl,761070.html>>, Gramwielone – Piotr Pająk, Warunki przyłączenia dla ogromnego magazynu energii PGE, 08.01.2024, [Dostęp online 11.01.2024], <<https://www.gramwielone.pl/magazynowanie-energii/20177517/warunki-przylaczenia-dla-ogromnego-magazynu-energii-pge>>

TAURON Polska Energia S.A.

Strategia Grupy TAURON na lata 2022-2030 z perspektywą do 2050 roku³² zakłada zdecydowaną dekarbonizację miks wytwórczego. Do 2050 r. spółka ma osiągnąć neutralność klimatyczną. W obszarze energetyki zawodowej do 2030 r. ma nastąpić redukcja mocy zainstalowanych w aktywach węglowych z 88% w 2021 r. do 1% w 2030 r. – przy założeniu wydzielenia bloków węglowych do Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE), której powstanie nie jest przesądzone (według stanu na moment powstania raportu prace nad finalną koncepcją wydzielenia aktywów węglowych prowadzone są przez Zespół do spraw wydzielenia aktywów węglowych ze spółek energetycznych Skarbu Państwa pracujący przy Ministerstwie Aktywów Państwowych³³). Jednocześnie w 2030 r. 21% mocy zainstalowanej portfela wytwórczego Tauron mają stanowić moce gazowe. W obszarze ciepłownictwa udział węgla w mocy zainstalowanej z 2021 r. (64%) ma zostać zmniejszony do 10% w 2030 r. Udział mocy zainstalowanej w aktywach gazowych ma wzrosnąć w analogicznym okresie z 20% do 79%. Aby wypełnić te cele Tauron planuje inwestycje w moce wytwórcze – zastąpienie elektrociepłowni i ciepłowni węglowych nowymi niskoemisyjnymi jednostkami.

Tabela 15 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne Grupy Tauron

| Inwestycja | Planowana moc elektryczna zainstalowana | Kontrakt mocy | Planowana data oddania | Status inwestycji |
|--|---|-------------------------|------------------------|---|
| Budowa bloku gazowo-parowego w El. Łagisza | 400-500 MW | Brak kontraktu mocowego | Brak informacji | Przygotowanie rozszerzonej analizy wykonalności projektu o kryteria utrzymania przez system ciepłowniczy statusu systemu efektywnego. Brak ostatecznej decyzji inwestycyjnej. |
| Elektrownia szczytowo-pompowa Rożnów II | 700MW | Brak kontraktu mocowego | 2030 r. | Trwają analizy techniczne i ekonomiczne. Brak ostatecznej decyzji inwestycyjnej |
| Budowa źródła kogeneracyjnego w Zakładzie Wytwarzania Katowice na potrzeby rynku ciepła | 200 MW | Brak kontraktu mocowego | Do 2030 r. | Trwają analizy techniczne i ekonomiczne. Brak ostatecznej decyzji inwestycyjnej. |

³² Tauron, *Strategia Grupy TAURON na lata 2022-2030 z perspektywą do 2050 roku*, [Dostęp online 27.12.2023] <<https://e-puls.tauron.pl/informacje/751973/strategia-grupy-tauron-na-lata-2022-2030-z-perspektywa-do-2050-roku>>.

³³ Zarządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 9 maja 2024 roku w sprawie powołania Zespołu do spraw wydzielenia aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego Dz. U. z 2024 poz. 17. Zarządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 29 maja 2024 r. zmieniające zarządzenie w sprawie powołania Zespołu do spraw wydzielenia aktywów węglowych ze spółek z udziałem Skarbu Państwa sektora energetycznego Dz. U. z 2024 poz. 21.

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie materiałów medialnych TAURON³⁴ i materiałów prasowych³⁵

ENE A S.A.

Ogłoszona w grudniu 2021 r. Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA³⁶ zakłada osiągnięcie zeroemisyjności w 2050 r. oraz transformację struktury wytwarzania energii w stronę niskoemisyjnych technologii. W elektrowni Kozienice planowane jest stopniowe wyłączenie z eksploatacji kolejnych bloków węglowych (bloki klasy 230 MW w latach 2025 i 2027, 2 bloki 560 MW i blok 1112 MW po 2041 roku), które mają być zastępowane blokami gazowo-parowymi. Elektrownia Połaniec realizuje projekt dostosowania bloków do wymagań rynku mocy po 1 lipca 2025 r. (dostosowanie kotłów do znaczącego zwiększenia stopnia współspalania biomasy, aby spełnić limit emisji 550 g CO₂/kWh).

Uzupełnieniem Strategii Rozwoju GK ENEA jest opublikowana w grudniu 2023 r. Polityka Klimatyczna Grupy Kapitałowej ENEA³⁷. Wśród priorytetów działań podejmowanych przez GK ENEA wyróżnione zostało rozwijanie magazynów energii.

Tabela 16 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne Grupy ENEA

| Inwestycja | Planowana moc elektryczna zainstalowana | Kontrakt mocy | Planowana data oddania | Status inwestycji |
|---|--|---|--|---|
| Budowa bloków gazowo-parowych w miejsce wyłączanych bloków węglowych el. Kozienice | 2 BGP klasy 1100 MW lub 3 BGP klasy 700 MW | Brak kontraktu mocowego | Pierwszy z bloków ma rozpocząć pracę w 2027 r. | Inwestycja jest na etapie przetargu. Budowa bloków gazowych ma zacząć się w 2024 r. |
| Dostosowanie bloków el. Połaniec do wymagań rynku mocy | Brak informacji | Kontrakty jednoroczne (najnowsze na AG2028) | 2034 r. | Planowanie modernizacji. |

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie materiałów medialnych GRUPY ENEA

Grupa ORLEN

³⁴ Tauron, *Wspólnie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski*, 20 kwietnia 2022, [Dostęp online 27.12.2023] <<https://media.tauron.pl/pr/738700/wspolnie-dla-bezpieczenstwa-energetycznego-polski>>.

³⁵ WNP – Dariusz Ciepela, *Tauron rozważa budowę bloku gazowego w Elektrowni Łagisza*, 22.03.2022, WNP, [Dostęp online 27.12.2023] <<https://www.wnp.pl/energetyka/tauron-rozwaza-budowe-bloku-gazowego-w-elektrowni-lagisza,558522.html>>.

WysokieNapięcie.pl – Tomasz Elźbieciak/Bartłomiej Derski, *PGE Tauron i Orlen zbudują elektrownie szczytowo-pompowe?*, 13.02.2023, [Dostęp online 03.01.2024], <<https://wysokienapiecie.pl/82421-pge-tauron-i-ornel-zbuduja-elektrownie-szczytowo-pompowe/>>

³⁶ ENEA, *Strategia Rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA do 2030 r. z perspektywą 2040 r.*, [Dostęp online 03.01.2024] <<https://raport2022.esg.enea.pl/o-firmie/strategia-rozwoju-do-2030-r/strategia-rozwoju-do-2030-r-wstep/>>.

³⁷ ENEA, *Polityka Klimatyczna Grupy Kapitałowej ENEA*, 22 grudnia 2023 r., <<https://media.enea.pl/pr/826308/polityka-klimatyczna-grupy-enea-wspiera-transformacje-energetyki>>.

Cele Grupy ORLEN związane z transformacją energetyki opisuje Strategia Grupy ORLEN do 2030 r.³⁸ Do 2050 r. Grupa Kapitałowa zadeklarowała ambicję osiągnięcia neutralności emisyjnej, natomiast do 2030 r. ORLEN zamierza ograniczyć o 40% intensywność emisji w segmencie energetyki (mierzoną jako kgCO_{2e}/MWh dla zakresu emisji 1).

Tabela 17 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne Grupy ORLEN

| Inwestycja | Planowana moc elektryczna zainstalowana | Kontrakt mocy | Planowana data oddania | Status inwestycji |
|--|---|-----------------------------------|--|---|
| CCGT Grudziądz | 560 MW | 17-letni kontrakt mocy od 2026 r. | 2025 r. | W trakcie budowy. |
| CCGT Gdańsk | 456-600 MW | Brak kontraktu mocy | Brak informacji | Postępowanie dot. wyboru generalnego wykonawcy. |
| CCGT Ostrołęka | Ok. 750 MW | 17-letni kontrakt mocy od 2026 r. | 2025 r. | W trakcie budowy |
| ORLEN Synthos Green Energy – program budowy bloków jądrowych SMR | Program budowy bloków klasy ok. 300 MW (bloki BWRX-300) | Brak kontraktu mocy | Co najmniej jeden blok do 2030 r., w następnych latach kolejne | Rozważanie lokalizacji przyszłych inwestycji. |
| Elektrownia szczytowo-pompowa w Tolkmicku | 1 040 MW | Brak kontraktu mocy | 2030 r. | Brak ostatecznej decyzji inwestycyjnej |

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie materiałów medialnych ORLEN³⁹ i materiałów prasowych⁴⁰

ZE PAK SA

Zgodnie ze strategią transformacji Grupy i przekształceniem jej modelu biznesowego w model zrównoważony, będąc dotychczas wytwórcą konwencjonalnej energii z wysokoemisyjnych źródeł, jeszcze

³⁸ ORLEN, *Strategia Grupy ORLEN do 2030 r.*, [Dostęp online 03.01.2024] <<https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/strategia-2030>>.

³⁹ ORLEN, *Grupa ORLEN inwestuje w nowoczesną i stabilną energetykę*, 18.05.2023, [Dostęp online 03.01.2024] <<https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2023/Maj-2023/Grupa-ORLEN-inwestuje-w-nowoczesna-i-stabilna-energetyke>>.

ORLEN, *Nowe części turbosprężarki dla CCGT Ostrołęka dostarczone ze Szwajcarii*, 06.12.2023, [Dostęp online 03.01.2024] <<https://media.energa.pl/pr/825215/nowe-czesci-turbosprężarki-dla-ccgt-ostroleka-dostarczone-ze-szwajcarii>>.

ORLEN, *Grupa ORLEN stawia na tanią, bezpieczną i czystą energię*, 17.04.2023, [Dostęp online 03.01.2024] <<https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2023/kwiecien-2023/Grupa-ORLEN-stawia-na-tania-bezpieczna-i-czysta-energie>>.

Energa, *Energa wspiera rozwój i budżet Gdańska*, 02.10.2023, [Dostęp online 03.01.2024] <<https://media.energa.pl/pr/820938/energa-wspiera-rozwoj-i-budzet-gdanska>>.

⁴⁰ WysokieNapięcie.pl – Tomasz Elźbieciak, *Czy w Polsce powstanie prywatna elektrownia szczytowo-pompowa?*, 25.02.2023, [Dostęp online 04.01.2024] <<https://wysokienapiecie.pl/83311-prywatna-elektrownia-szczytowo-pompowa/>>

WysokieNapięcie.pl, *CCGT Grudziądz rozpocznie komercyjną eksploatację w III kw. 2025 r.*, 18.05.2023, [Dostęp online 04.01.2024] <<https://wysokienapiecie.pl/krotkie-spicie/ccgt-grudzi-dz-rozpocznie-komercyjny-eksploatacj-w-iii-kw-2025-r/>>

w 2020 roku Grupa zainicjowała strategię przejścia od węgla do zielonej energii - ogłosiła m.in. całkowite odejście od węgla najpóźniej do 2030 roku⁴¹. Aktualny scenariusz zakłada eksploatację dwóch bloków 222 MW w elektrowni Pątnów do końca 2024 roku. Dla bloku o parametrach nadkrytycznych i mocy 474 MW (dawna Elektrownia Pątnów II) przyjęto scenariusz pracy poza 2024 rok. Spółka jest obecnie w fazie realizacji budowy niskoemisyjnego bloku gazowo-parowego (CCGT) na terenie byłej elektrowni Adamów, który jest obecnie największą inwestycją Grupy ZEPAK SA, oraz farmy fotowoltaicznej Przykona.

Spółka we współpracy z państwową spółką energetyczną PGE SA planuje również wykorzystanie aktywów w Elektrowni Pątnów dla potrzeb potencjalnej budowy elektrowni jądrowej. W tym celu utworzona została spółka celowa PAK PGE Energia Jądrowa SA, która będzie brała udział w realizacji budowy elektrowni jądrowej w Pątnowie wspólnie z zewnętrznym partnerem.

Tabela 18 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne ZE PAK

| Inwestycja | Planowana moc elektryczna zainstalowana | Kontrakt mocy | Planowana data oddania | Status inwestycji |
|---|---|-----------------------------------|---|--|
| PGE PAK Energia Jądrowa S.A. – Budowa elektrowni jądrowej | 2x 1400 MW | Brak kontraktu mocowego | 2035 r. (oddanie pierwszego bloku 1400 MW) | Otrzymanie decyzji zasadniczej MKiŚ umożliwiającą rozpoczęcie prac |
| PAK CCGT sp. z o.o. – Budowa bloku CCGT na terenie elektrowni Adamów | 600 MW | 17-letni kontrakt mocy od 2026 r. | 2027 r. | Podpisanie umowy dotyczącej budowy |

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie materiałów medialnych ZE PAK⁴²

Greenvolt Power Poland Sp. z o.o.

Spółka Greenvolt Power (dawniej V-Ridium) należąca do portugalskiej grupy Greenvolt uzyskała w 2023 r. 1,2 GW mocy w kontraktach dla projektów magazynowania energii w aukcji głównej na rok dostaw 2028. Kontrakty Greenvolt stanowiły w ramach aukcji na 2028 rok znaczącą większość wśród ok. 1,7 GW całkowitej zakontraktowanej mocy dla magazynów energii.

⁴¹ ZE PAK, *Zielone kierunki strategii ZE PAK SA zaakceptowane - koniec z energią z węgla najpóźniej w 2030 roku*, [Dostęp online 04.01.2024] <<https://ri.zepak.com.pl/pl/aktualnosci/1469-zielone-kierunki-strategii-ze-pak-sa-zaakceptowane-koniec-z-energia-z-węgla-najpóźniej-w-2030-roku.html>>.

⁴² ZE PAK, *PGE PAK Energia Jądrowa otrzymała decyzję zasadniczą w sprawie budowy elektrowni jądrowej*, 24.11.2023, [Dostęp online 04.01.2024] <<https://www.zepak.com.pl/pl/o-firmie/biuro-prasowe/aktualnosci/15212-pge-pak-energia-jadrowa-otrzymala-decyzje-zasadnicza-w-sprawie-budowy-elektrowni-jadrowej.html>>.

ZE PAK, *Na terenie elektrowni Adamów powstanie blok gazowo-parowy*, 20.11.2023, [Dostęp online 03.01.2024], <<https://ri.zepak.com.pl/pl/aktualnosci/1904-na-terenie-elektrowni-adamow-powstanie-blok-gazowo-parowy.html>>.

Grupa Veolia

Tabela 19 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne Veolia

| Inwestycja | Planowana moc elektryczna zainstalowana | Kontrakt mocy | Planowana data oddania | Status inwestycji |
|--|---|------------------------------|------------------------|-------------------------------|
| Veolia Energia Poznań SA – Budowa bloku gazowego na terenie elektrociepłowni na Karolinie | 114 MW | 17-letni kontrakt od 2026 r. | 2025 r. | Zawarta umowa na budowę |
| Blok gazowo-parowy w EC4 Łódź | Ok. 250 MW | 17-letni kontrakt od 2027 r. | 2026 r. | Uzyskane pozwolenie na budowę |

Źródło: Opracowanie własne EY na podstawie materiałów prasowych⁴³

Wnioski

W obecnych planach inwestycyjnych spółek energetycznych w źródła sterowalne bardzo często ostateczna decyzja inwestycyjna uzależniona jest od uzyskania wieloletniego kontraktu mocowego. Potencjalna możliwość uzyskania kontraktu mocowego stanowi także zachętę dla inwestorów do przygotowywania inwestycji. W horyzoncie po 2030 r., tzn. po zakończeniu możliwości otrzymywania wsparcia w ramach obecnie funkcjonującego rynku mocy, wyraźnie zmniejsza się ilość planów inwestycyjnych na dojrzałym etapie przygotowań, co oprócz dalekiego horyzontu czasowego jest spowodowane także niepewnością względem rentowności planowanej inwestycji.

6.8. Ocena wpływu obecnych i projektowanych regulacji unijnych – potencjalne bariery ograniczające stosowanie rynku mocy

Dążeniem Unii Europejskiej jest budowa zapewniającego bezpieczeństwo energetyczne konkurencyjnego, elastycznego, zorientowanego na odbiorcę rynku energii.

Szczególne znaczenie w tym kontekście ma przyjęta w pierwszej połowie 2024 r. reforma struktury unijnego rynku energii elektrycznej, obejmująca nowelizację wybranych aktów prawnych UE:

- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego (UE) i Rady 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER);
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej;

⁴³ WNP, *Poznań: Veolia wybuduje dwa bloki gazowe*, 25.09.2023, [Dostęp online 04.01.2024] <<https://www.wnp.pl/finanse/poznan-veolia-wybuduje-dwa-bloki-gazowe,755626.html>>.



- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (REMIT).

W ramach reformy przyjęto Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1106 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011 i (UE) 2019/942 w odniesieniu do poprawy ochrony Unii przed manipulacjami na hurtowym rynku energii⁴⁴, jak również akty w sprawie udoskonalenia struktury unijnego rynku energii elektrycznej procedowane wcześniej łącznie jako tzw. rozporządzenie EMD (z ang. *Electricity Market Design* – EMD) tj. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniająca dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej⁴⁵.

Celem reformy EMD było przede wszystkim zapewnienie ochrony konsumentów, zwiększenie stabilności i przewidywalności kosztów energii a tym samym przyczynianie się do wzrostu konkurencyjności gospodarki UE oraz pobudzenie nowych inwestycji w energetyce.

Kontrakt różnicowy w reformie EMD

Szczególne znaczenie w reformie EMD otrzymały długoterminowe kontrakty różnicowe (CfD) stosowane w rządowych mechanizmach wsparcia oraz długoterminowe umowy na zakup energii elektrycznej (PPA). Mają one mieć w szczególności zastosowanie do inwestycji w nowe źródła odnawialne oraz elektrownie jądrowe. Mechanizmy te gwarantują zarówno stałą cenę jak i przewidywalny wolumen sprzedaży, promując produkcję energii w źródłach bez emisyjnych i maksymalizację wykorzystania ich potencjału na drodze do dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego.

Wedle przepisów reformy EMD, w przypadku systemów bezpośredniego wsparcia cen dla nowych projektów odnawialnych źródeł energii (opartych na energii wiatrowej, słonecznej, geotermalnej oraz energii wodnej z elektrowni bez zbiorników) oraz energetyki jądrowej, będzie musiało mieć ono formę dwukierunkowych kontraktów różnicowych lub odpowiadających im systemów wywołujących te same skutki.

Jako rozwiązania wspierające produkcję energii elektrycznej, kontrakty różnicowe i umowy PPA premiują w szczególności źródła pracujące z relatywnie wysokimi (w stosunku do osiągalnych dla danych technologii) współczynnikami wykorzystania mocy zainstalowanej – jak np. źródła odnawialne posiadające pierwszeństwo dostępu do sieci i bliskie zero koszty zmienne. Mechanizmy te nie zapewnią jednak wystarczającej zachęty do budowy, czy utrzymania jednostek pracujących z niskim czasem wykorzystania

⁴⁴ Dz.Urz. UE L, 2024/1106, 17.04.2024, [Dostęp online 18.06.2024], <<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1106/oj>>

⁴⁵ Według stanu na dzień 20 czerwca 2024 r. rozporządzenie i dyrektywa w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej podpisane 13 czerwca 2024 r. nie zostały jeszcze opublikowane w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej



mocy (takich jak np. budowane w przyszłości źródła typu OCGT zasilane zielonym wodorem), dla których największe znaczenie mają mechanizmy mocowe wynagradzające gotowość do pracy i premiujące źródła charakteryzujące się wysoką dyspozycyjnością. Z założenia kontrakty CfD oraz umowy PPA, abstrahując od tego, że dedykowane są źródłom bezemisyjnym w postaci OZE i energetyki jądrowej, w niewielkim stopniu mogłyby więc realnie wspierać źródła przejściowe, które są potrzebne z punktu widzenia stabilności systemu (w tym dla zapewnienia mocy szczytowych i rezerwowych), lecz mając na uwadze ich emisyjność powinny pracować jak najmniej. Ograniczenia w zakresie wykorzystania tych instrumentów dla wsparcia jednostek dyspozycyjnych wykorzystujących paliwa kopalne są istotnym argumentem, uzasadniającym potrzebę przedłużenia funkcjonowania rynku mocy w Polsce wobec identyfikowanej luki mocowej i potencjału mocy dyspozycyjnych w systemie.

Mechanizmy mocowe oraz źródła wytwórcze emisyjne w reformie EMD

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej Rozporządzenie UE 2019/943) w art. 22 ust. 4 przewiduje, że:

Mechanizmy zdolności wytwórczych obejmują następujące wymogi dotyczące limitów emisji CO₂:

- a) *najpóźniej od dnia 4 lipca 2019 r. zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną w tym dniu lub po tym dniu, emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej, nie będą posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych;*
- b) *najpóźniej od dnia 1 lipca 2025 r., zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh mocy zainstalowanej, nie będą posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych.*

Limit emisji wynoszący 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz limit 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh mocy zainstalowanej, o których mowa w lit. a) i b), oblicza się na podstawie projektowej efektywności jednostki wytwórczej, to znaczy efektywności netto przy mocy znamionowej zgodnej z odpowiednimi normami określonymi przez Międzynarodową Organizację Normalizacyjną ISO.

Do dnia 5 stycznia 2020 r. ACER opublikuje opinię zawierającą techniczne wytyczne w sprawie obliczania wartości, o których mowa w akapicie pierwszym.

W ramach reformy EMD wprowadzono zmianę dotyczącą odstępstwa od zasad określonych w art. 22 ust. 4 lit. b) Rozporządzenia UE 2019/943 i przedłużenia mechanizmów wsparcia dla jednostek niespełniających limitów emisyjnych przy zachowaniu określonych tam warunków.

Zgodnie z pkt. 16 nowelizacji rozporządzenia UE 2019/943 w ramach reformy EMD :



16) w art. 64 dodaje się ustępy w brzmieniu:

[...]

2b. *W drodze odstępstwa od art. 22 ust. 4 lit. b) państwa członkowskie mogą wystąpić z wnioskiem o to, aby zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej i ponad 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWh mocy zainstalowanej, mogły – z zastrzeżeniem zgodności z art. 107 i 108 TFUE – w drodze wyjątku posiadać zobowiązania lub otrzymywać płatności lub zobowiązania dotyczące przyszłych płatności po dniu 1 lipca 2025 r. w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych zatwierdzonego przez Komisję przed dniem 4 lipca 2019 r.*

2c. *Komisja ocenia skutki wniosku, o którym mowa w ust. 2b, pod względem emisji gazów cieplarnianych. Komisja może przyznać odstępstwo po dokonaniu oceny sprawozdania, o którym mowa w ust. 2d, jeżeli spełnione są następujące warunki:*

- a) *w dniu 4 lipca 2019 r. lub po tym dniu państwo członkowskie przeprowadziło konkurencyjny proces przetargowy zgodnie z art. 22 i na okres dostawy po dniu 1 lipca 2025 r., którego celem jest maksymalizacja udziału dostawców zdolności wytwórczych spełniających wymogi określone w art. 22 ust. 4;*
- b) *ilość zdolności wytwórczych oferowanych w konkurencyjnym procesie przetargowym, o którym mowa w lit. a) niniejszego ustępu, nie jest wystarczająca, aby rozwiązać problem związany z wystarczalnością stwierdzony na podstawie art. 20 ust. 1 w okresie dostaw, którego dotyczy ten proces przetargowy;*
- c) *zdolności wytwórcze emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej posiadają zobowiązania lub otrzymują płatności lub zobowiązania dotyczące przyszłych płatności przez okres nieprzekraczający jednego roku i na okres dostawy, który nie przekracza okresu obowiązywania odstępstwa, a także zostają zamówione poprzez dodatkowy proces udzielania zamówień, który spełnia wszystkie wymogi przewidziane w art. 22, z wyjątkiem wymogów określonych w ust. 4 lit. b) tego artykułu i wyłącznie na ilość zdolności niezbędną do zaradzenia problemowi związanemu z wystarczalnością, o którym mowa w lit. b) tego ustępu.*

Odstępstwo przewidziane w niniejszym ustępie może być stosowane do dnia 31 grudnia 2028 r., jeżeli przez cały okres obowiązywania odstępstwa spełnione są warunki w nim określone.

2d. *Do wniosku o odstępstwo, o którym mowa w ust. 2b, dołącza się sprawozdanie państwa członkowskiego, które zawiera:*

- a) *ocenę wpływu odstępstwa pod względem emisji gazów cieplarnianych oraz na przejście w kierunku energii ze źródeł odnawialnych, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności oraz odpowiedzi odbioru;*
- b) *plan z celami pośrednimi dotyczący odchodzenia od udziału zdolności wytwórczych, o których mowa w ust. 2b, w mechanizmach zdolności wytwórczych do dnia wygaśnięcia odstępstwa, w tym plan pozyskania niezbędnych zdolności zastępczych zgodnie z orientacyjną krajową trajektorią ogólnego udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz ocenę barier inwestycyjnych powodujących brak wystarczających ofert w konkurencyjnym procesie przetargowym, o którym mowa w ust. 2c lit. a).*



Zbadanie możliwości przeprowadzenia odrębnych uzupełniających aukcji rocznych (AU) w jednym kwartale, z wyprzedzeniem na okres od II półrocza 2025 roku do roku 2028.

Sposób implementacji zapisów art. 64 ust. 2b-2d Rozporządzenia UE 2019/943 w brzmieniu nadanym w Rozporządzeniu Zmieniającym⁴⁶, tj. sposób organizacji aukcji uzupełniających, jest kwestią kluczową z perspektywy bezpieczeństwa systemu oraz ciągłości i stabilności funkcjonowania jednostek, które wezmą w nich udział. Przeprowadzenie aukcji uzupełniających rocznych w jednym kwartale, z wyprzedzeniem na okres od II półrocza 2025 roku do roku 2028 umożliwi bowiem wytwórcom podjęcie decyzji o przeprowadzeniu odpowiednich remontów tych jednostek oraz zaplanowanie terminu wyłączenia jednostek wytwórczych z eksploatacji. Na zlecenie TGPE, kancelaria Octo Legal sporządziła analizę prawną, stanowiącą załącznik do niniejszego raportu, dedykowaną możliwości przeprowadzenia odrębnych uzupełniających aukcji rocznych (AU) w jednym kwartale, z wyprzedzeniem na okres od II półrocza 2025 roku do roku 2028 analiz.

Na podstawie przeprowadzonego wywodu kancelaria Octo Legal ustaliła, że badany model aukcji uzupełniającej spełnia wymogi wynikające z Rozporządzenia UE 2019/943 (po zmianach) wskazując przy tym, że istnieje ryzyko braku akceptacji niektórych przytoczonych w opinii argumentów przez organy administracji publicznej oraz przedstawicieli Komisji Europejskiej.

Inne zapisy reformy EMD

Reforma EMD odnosi się również do elastyczności, w tym elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi (z ang. *non-fossil flexibility*) takiej jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii, co obejmuje m.in.:

- nie później niż rok po zatwierdzeniu odpowiedniej metodyki przez ACER (która ma być zatwierdzona w ciągu 12 miesięcy od wejścia w życie rozporządzenia EMD), organ regulacyjny lub inny organ lub podmiot wyznaczony przez państwo ma sporządzić sprawozdanie na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności przez okres co najmniej kolejnych 5 do 10 lat, na poziomie krajowym. W ciągu kolejnych 6 miesięcy państwa powinny na jego podstawie określić orientacyjny cel krajowy w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, w tym wkłady w realizację tego celu zarówno odpowiedzi odbioru, jak i magazynowania energii;
- w przypadkach, w których inwestycje w elastyczność niezwiązaną z paliwami kopalnymi nie są wystarczające do osiągnięcia orientacyjnego krajowego celu, państwa członkowskie mogą stosować systemy wsparcia w tym zakresie. Państwa, które stosują mechanizmy wsparcia zdolności wytwórczych, powinny również rozważyć dokonanie w nich niezbędnych zmian w celu promowania udziału elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi (bez uszczerbku dla możliwości korzystania z systemów wsparcia elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi).

⁴⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej



Reforma EMD prezentuje podejście do mechanizmów zdolności wytwórczych jako strukturalnego elementu rynku energii elektrycznej (z rozporządzenia UE 2019/943 usuwa m.in. zapisy, że mechanizmy zdolności wytwórczych wprowadzane są w ostateczności oraz że są tymczasowe – w mocy pozostają jednak zapisy, że Komisja zatwierdza je na okres nie dłuższy niż 10 lat). Wprowadza również potencjalne, wyjątkowe i dopuszczalne jedynie w należyście uzasadnionych sytuacjach odstępstwo od stosowania limitu emisji CO₂ w przypadku mechanizmów już zatwierdzonych.

Wprowadzone rozwiązania nie nakładają istotnych nowych ograniczeń w zakresie stosowania rynku mocy. Zgodnie z opisanymi przepisami, w przypadku korzystania z derogacji dla jednostek niespełniających limitu emisyjności 550 g CO₂/kWh, konieczne byłoby jednak zorganizowanie dodatkowego procesu zakupowego. Zakres koniecznych do wprowadzenia zmian, w celu skorzystania z derogacji, został opisany w dalszych rozdziałach.

Promowane przez EMD zdolności w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, są w pewnym zakresie uwzględnione w polskim Rynku Mocy (rosnący udział DSR kontraktowanych w Rynku Mocy oraz magazynów energii). Może jednak się okazać, że potencjalne próby przedłużenia funkcjonującego mechanizmu mocowego dla technologii wytwórczych opartych o paliwa kopalne, będą wymagały stosownego uzasadnienia.

W ramach reformy EMD brak jest zapisów dotyczących dalszej derogacji dla źródeł niespełniających limitu emisyjności 550 g CO₂/kWh po 2028 roku i wydaje się, że KE traktuje ją jako nieprzedłużalną.

Dalszy przegląd rozporządzenia 2019/943

Rozporządzenie EMD zmienia termin, w jakim Komisja Europejska powinna przedłożyć Parlamentowi Europejskiemu i Radzie przegląd rozporządzenia UE 2019/943, któremu w stosownych przypadkach może towarzyszyć wniosek ustawodawczy, z 31 grudnia 2030 r. na 30 czerwca 2026 r.

Zawiera również zapisy, które mówią, że:

- w ciągu 6 miesięcy od wejścia w życie rozporządzenia EMD Komisja Europejska przedłoży Parlamentowi Europejskiemu i Radzie szczegółowe sprawozdanie oceniające możliwości usprawnienia i uproszczenia procesu stosowania mechanizmu zdolności wytwórczych na mocy rozdziału IV rozporządzenia 2019/943, aby zapewnić państwom członkowskim możliwość terminowego rozwiązania problemów z wystarczalnością. W tym kontekście Komisja w stosownych przypadkach zwróci się do ACER o zmianę metodyki oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, o której mowa w art. 23, zgodnie z procedurą określoną w art. 23 i 27;
- w ciągu 9 miesięcy od wejścia w życie rozporządzenia EMD Komisja Europejska, po konsultacjach z państwami członkowskimi, przedstawi w stosownych przypadkach wnioski mające na celu usprawnienie i uproszczenie procesu oceny mechanizmów zdolności wytwórczych.



Regulacje unijne odnoszące się do mechanizmów zdolności wytwórczych, takich jak polski rynek mocy, mogą w przyszłości podlegać więc dalszym zmianom. W stosunkowo krótkiej perspektywie czasowej Komisja Europejska powinna również przeanalizować możliwości w zakresie uproszczenia ich stosowania.

6.9. Ocena możliwości wspierania nowych technologii za pośrednictwem rynku mocy (np. elektrownie jądrowe i elektrownie na wodór)

Rynek mocy funkcjonujący w Polsce co do zasady jest neutralny technologicznie (poza wprowadzonymi ograniczeniami dotyczącymi emisji CO₂). Technicznie rzecz biorąc nie występują ograniczenia dotyczące udziału w nim technologii nowych, które spełniają wymagania dotyczące emisji dwutlenku węgla. Wskazać należy jednak na jego specyficzne założenia, takie jak:

- wybór JRM dokonywany jest w wyniku aukcji typu holenderskiego, czyli składających się z wielu rund z ceną malejącą;
- cenę zamknięcia stanowić będzie cena równowagi popytu i podaży na moc wyznaczona w wyniku zakończenia kolejnych rund aukcji – będzie jednolita dla wszystkich JRM wygrywających aukcję (Pay-as-Clear) niezależnie od typu jednostki;
- aukcja organizowana jest w roku n-5 z dostawą w roku n;
- maksymalna długość kontraktu, jaki mogą uzyskać jednostki nowe wynosi 17 lat;
- ostatnia aukcja mocy zaplanowana jest na rok 2025, tj. z dostawą na rok 2030;
- co roku ogłaszana jest maksymalna cena aukcji rynku mocy, której poziom odzwierciedla nakłady związane z budową nowej jednostki typu CCGT.

Ocena możliwości wykorzystania rynku mocy na potrzeby wsparcia elektrowni jądrowych:

Realizacja projektów budowy elektrowni jądrowych jest przedsięwzięciem złożonym, czasochłonnym i kapitałochłonnym, obciążonym wieloma ryzykami co ma bezpośrednie przełożenie na wysoki poziom oczekiwanego zwrotu z inwestycji odpowiedniego do ponoszonego ryzyka. W efekcie konieczne jest zapewnienie mechanizmów umożliwiających ograniczanie ryzyk i ich wpływu na rentowność projektu jądrowego. Poniżej wskazano główne niedopasowania obowiązującego w Polsce rynku mocy w kontekście możliwości wsparcia elektrowni jądrowych:

- konieczność przedłużenia mechanizmu po 2030 roku;
- w obecnym kształcie niepełne dopasowanie regulacji rynku mocy do specyfiki elektrowni jądrowej (max 17-letni okres wsparcia);
- konieczność zmian zasad rynku mocy dla źródeł jądrowych z okresem budowy do 12 lat, przedłużające termin pierwszych dostaw mocy dłużej niż 5 lat od wygrania aukcji dla spadku ryzyka przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnej przed wygraną aukcji mocy (tj. uzyskanie wsparcia);



- ekspozycja na ryzyko spadku rentowności w przypadku istotnego spadku cen energii (brak zabezpieczenia minimalnych cen sprzedaży energii w ramach samej umowy mocowej);
- istotne ryzyko związane z opóźnieniami i procesem wydawania decyzji administracyjnych nieodzwierciedlone w obecnych przepisach rynku mocy oraz ryzyko istotnych opóźnień w procesie inwestycyjnym/budowlanym grozi utratą kontraktu i zabezpieczeń oraz dodatkową karą finansową;
- konieczność konkurowania z innymi znanymi technologiami o istotnie niższych nakładach inwestycyjnych na MW;
- dla inwestorów nieposiadających w portfelu wytwórczym innych źródeł wytwórczych / DSR – dodatkowe ryzyko kar przy postojach planowych i nieplanowanych (np. w czasie wymiany paliwa);
- w obecnym kształcie regulacji – brak możliwości rozliczenia wsparcia w obcej walucie.

Ocena możliwości wykorzystania rynku mocy na potrzeby wsparcia elektrowni wodorowych

Obecnie powstają pierwsze elektrownie wodorowe na świecie. Główną barierą w rozwoju tego typu elektrowni jest brak infrastruktury, w tym odpowiedniej ilości zielonego wodoru. Złożoność oraz nakłady związane z budową elektrowni typu CCGT / OCGT spalających lub współspalających wodorów w niewielkim stopniu odbiegają od tych zasilanych gazem ziemnym. Zważywszy na to, wydaje się, że rynek mocy funkcjonujący w Polsce z powodzeniem mógłby służyć wspieraniu elektrowni wodorowych. Należy mieć przy tym na uwadze, że warunkiem powstania elektrowni wodorowych jest stworzenie odpowiedniej infrastruktury, otoczenia regulacyjnego oraz systemu wsparcia samej produkcji zielonego wodoru.

6.10. Podsumowanie analiz dotyczących potrzeby utrzymania rynku mocy

Analizy bilansu mocy w KSE w najbliższych 10 latach wskazują, że bez podejmowania szybkich działań na rzecz zrównoważenia bilansu mocy, wystąpią bardzo duże niedobory podaży mocy. Mogą wystąpić przerwy w dostawach energii z tytułu niedoborów mocy w okresach wielokrotnie przekraczające dopuszczalne 3 godziny rocznie.

Analizy funkcjonowania rynku energii nie wskazują na możliwość generowania przez jednostki wytwórcze niezależne od pogody marży, która pokryje pełne koszty utrzymania przy niewielkiej produkcji energii lub będzie odpowiednią zachętą dla inwestorów w nowe, sterowalne jednostki wytwórcze. Sytuację pogarszają wysokie wahania cen węgla, gazu i biomasy. Wdrażanie rynku mocy w 2021 roku miało być powiązane z uruchomieniem płatności za regulacyjne usługi systemowe (FCR, FRR, RR) zgodnie z unijnymi kodeksami sieciowymi oraz z wyceną operacyjnych rezerw mocy z uwzględnieniem prawdopodobieństwa wystąpienia niedostarczenia energii oraz kosztów odbiorców z powodu niedostarczenia energii. Niestety płatności za usługi regulacyjne a także wycena rezerwy operacyjnej są wdrażane z opóźnieniem od połowy czerwca br.

W takiej sytuacji ocena rynku mocy, sytuacji w KSE i na rynku energii zdecydowanie nie pozwala na sformułowanie wniosku o zniesienie rynku mocy. Rynek mocy powinien być kontynuowany, najlepiej jeszcze w latach trzydziestych po ewentualnym wprowadzeniu zmian jego funkcjonowania.



Analizy sposobu likwidacji luki mocowej w najbliższych 10 latach wskazują na, to, iż korzystniejszy jest Scenariusz 1 węglowo-jądrowy. Przede wszystkim w ramach tego scenariusza występują znacznie niższe nakłady inwestycyjne w najbliższych latach niż w scenariuszu gazowo-jądrowym. Zaoszczędzone środki mogą być skierowane na zwiększenie inwestycji w OZE (i ewentualnie gospodarkę wodorową), wtedy efekty klimatyczne względem Scenariusza 2 gazowo-jądrowego są bardzo zbliżone. W ramach Scenariusza 1 unika się zwiększania importu gazu ziemnego, którego podaż i ceny są i będą obarczone wysokim ryzykiem. Ponadto w latach czterdziestych w wariantcie gazowo-jądrowym będzie za dużo mocy gazowych i wystąpią koszty osierococone. Niestety obecne i projektowane regulacje unijne mogą nie pozwolić na wdrożenie scenariusza węglowo-jądrowego przy wykorzystaniu rynku mocy, a inne mechanizmy wsparcia będą też bardzo trudne do wprowadzenia. Istotne jest, aby dokładnie przeanalizować możliwości zmian w rynku mocy. Może okazać się możliwe znalezienie takiego wariantu, który pozwoli wykorzystać istniejący potencjał w jednostkach węglowych i kopalniach węgla.



7. Porównanie stanu przedłużenia rynku mocy z ew. modelem/nowymi mechanizmami wprowadzonymi w miejsce obecnie funkcjonującego rynku mocy

7.1. Analiza czynników wpływających na zakres zmian w rynku mocy

Analizy zawarte w rozdziale 6 jednoznacznie wskazują na potrzebę dalszego funkcjonowania w Polsce rynku mocy, ze względu na ryzyko wystąpienia niedoborów podaży mocy w systemie w ciągu najbliższych 10 lat, a także konieczność wprowadzenia zmian w polskim mechanizmie mocowym, służących dalszej poprawie efektywności jego funkcjonowania oraz dostosowaniu do nowych warunków rynkowych. Procedowane regulacje unijne ewoluują w kierunku zastosowania nowego podejścia do mechanizmów zdolności wytwórczych, które nie są już traktowane jako rozwiązania ostateczne i tymczasowe, lecz jako strukturalny element rynku energii elektrycznej. Rozważenia wymaga również podejście do wsparcia nowych technologii wdrażanych do krajowego systemu, takich jak energetyka jądrowa (w tym SMR) czy technologie wodorowe. W takiej sytuacji warto przeanalizować inne systemy wsparcia, które w całości lub w części mogą zastąpić rynek mocy w zapewnianiu podaży wymaganych ilości mocy niezależnych od pogody

7.2. Przegląd alternatywnych modeli wsparcia sterowalnych źródeł mocy stosowanych / rozważanych w innych krajach

Aby sterowalne źródła wytwórcze energii elektrycznej mogły ekonomicznie funkcjonować na rynku w warunkach rosnącej konkurencji innych technologii (w szczególności źródeł odnawialnych), istotne znaczenie ma zapewnienie dodatkowych mechanizmów wsparcia:

- zapewniających pokrycie kosztów funkcjonowania jednostek spalających paliwa kopalne, pracujących niską ilość godzin w roku;
- zapewniających odpowiedni impuls inwestycyjny dla powstawania jednostek nisko emisyjnych.

Stosowane w innych państwach modele wsparcia sterowalnych źródeł mocy mogą zostać podzielone według sposobu wpływania na bilans finansowy na dwie podstawowe kategorie – mechanizmy zwiększające poziom przychodów oraz mechanizmy obniżające poziom kosztów funkcjonowania źródeł wytwórczych. Wśród mechanizmów oddziałujących na poziom przychodów można wyróżnić przede wszystkim: (i) zabezpieczenie poziomu przychodów/ceny energii elektrycznej, (ii) zabezpieczenie wolumenu sprzedawanej energii elektrycznej oraz (iii) dodatkowe strumienie przychodowe. W ramach mechanizmów umożliwiających obniżenie kosztów sprzedaży energii elektrycznej są to natomiast w szczególności zwolnienia podatkowe oraz mechanizmy obniżające koszty kapitału takie jak gwarancje Skarbu Państwa oraz preferencyjne finansowanie dłużne.

Kontrakty różnicowe

Mechanizmem pośrednio zapewniającym długoterminowy przychód jest zastosowanie kontraktu różnicowego (z ang. *Contract for Difference – CfD*) gwarantującego stały poziom ceny sprzedaży energii elektrycznej. Model stosowany jest głównie w UE, gdzie Państwo gwarantuje stałą cenę sprzedaży energii



(cena wykonania z ang. *strike price*) dla wytwórcy energii elektrycznej. Energia elektryczna sprzedawana jest na rynku, bez lub z gwarancją odbioru wyprodukowanej energii i po cenie rynkowej. Jeżeli uzyskana przez elektrownię (cena efektywna, z ang – *captured price*) cena rynkowa jest niższa niż cena wykonania, to specjalnie wyznaczony do tego podmiot (w Polsce funkcje taką pełni Zarządca Rozliczeń⁴⁷) dopłaca wytwórcy różnicę (ujemne saldo). Jeżeli jest wyższa, wytwórca musi zwrócić nadwyżkę do Zarządcy Rozliczeń (dodatnie saldo). Bilans stanowi różnicę w wartości energii elektrycznej obliczoną na podstawie wielkości produkcji i różnicy pomiędzy dwoma poziomami ceny energii elektrycznej (efektywnej ceny rynkowej i ceny wykonania).

Mimo że cena wykonania może być niższa niż cena rynkowa, za pomocą kontraktu różnicowego inwestorzy zapewniają sobie przewidywalny strumień przychodów, umożliwiając również pozyskanie finansowania dłużnego na korzystniejszych warunkach niż w przypadku sprzedaży energii elektrycznej po cenie rynkowej, charakteryzującej się nieprzewidywalnością. Dwukierunkowe kontrakty różnicowe (CfD) jako wsparcie źródeł niskoemisyjnych, promowane są w ramach reformy rynku energii (EMD), dla instalacji OZE oraz energetyki jądrowej.

W Polsce sektor energetyczny ma doświadczenia w zakresie stosowania CfD dla inwestycji w OZE, mechanizm ten będzie również stosowany w ramach wsparcia dla morskich farm wiatrowych. W innych krajach (np. projekt Hinkley Point C w Wielkiej Brytanii), kontrakty CfD wykorzystywane są również do wsparcia energetyki jądrowej.

Szczególnym przykładem mechanizmu wsparcia wykorzystującego zmodyfikowaną formę kontraktu różnicowego, jest model biznesowy zaproponowany do realizacji projektu jądrowego Dukovany-5 w Czechach⁴⁸. W ramach funkcjonowania systemu dodano kontrolowaną przez państwo spółkę obrotu, która po określonej cenie (zapewniającej opłacalność inwestycji) ma kupować całą energię wyprodukowaną w bloku Dukovany-5, a następnie odsprzedawać ją na rynku. Jeżeli w roku budżetowym spółka obrotu wygeneruje straty, będzie mogła otrzymać rekompensatę od podmiotu odpowiedzialnego za dokonywanie rozliczeń (na podstawie dodatkowej opłaty nałożonej na odbiorców końcowych) i/lub dotację z budżetu państwa (to nowość w stosunku do „standardowego” CfD). Natomiast jeżeli spółka osiągnie zysk, zostanie on alokowany na konsumentów poprzez obniżenie regulowanego składnika ceny (służącego w szczególności finansowaniu systemów wsparcia OZE) lub przeznaczony na finansowanie środków wspierających

⁴⁷ Zarządca Rozliczeń stanowi element systemu CfD jako pośrednik pomiędzy wytwórcą (wykonuje płatności na jego rzecz) i odbiorcami końcowymi (pobiera opłaty w celu realizacji opłat dla wytwórców, np. od dystrybutorów energii elektrycznej, którzy przerzucają następnie koszty na odbiorców końcowych w postaci dedykowanej pozycji na rachunku za energię elektryczną).

⁴⁸ Jest to w zasadzie system wsparcia składający się równolegle z 3 różnych instrumentów wsparcia: niskooprocentowanej pożyczki od państwa, kontraktu PPA z dedykowaną spółką gwarantującą odbiór energii wraz z mechanizmem CfD zabezpieczającym jej funkcjonowanie oraz mechanizm zabezpieczający spółkę CEZ, która realizuje inwestycję, w przypadku niepowodzenia projektu).

promowane źródła energii (inne niż źródła jądrowe). Nadwyżka dochodów mogłaby być również przekazywana z powrotem do budżetu państwa.

Model ten ogranicza ryzyka inwestora, zabezpiecza ekonomikę pracy elektrowni w długim okresie, jak również minimalizuje wpływ na rynek energii oraz umożliwia zwrot potencjalnych nadmiarowych zysków do budżetu państwa. Został on zgłoszony przez inwestora i rząd Czech do KE, która obecnie bada jego legalność i zgodność z regulami pomocy publicznej oraz zasad konkurencyjności rynku. Niemniej Komisja Europejska zainicjowała dogłębną analizę zaproponowanego modelu z uwagi na wątpliwości co do spójności z przepisami dot. pomocy publicznej, w szczególności w zakresie proporcjonalności i racjonalności ze względu na stosowanie równoległe 3 elementów systemu wsparcia, które równocześnie będą ograniczać ryzyka dla inwestora.

Co do zasady kontrakty różnicowe znajdują zastosowanie przede wszystkim do źródeł bezemisyjnych, pracujących ilość godzin w roku zbliżoną do współczynnika wykorzystania mocy charakterystycznego dla danej technologii (w szczególności w przypadku OZE).

Model oparty o Wartość Regulacyjną Aktywów (z ang. *Regulated Asset Base* - RAB)

Mechanizm RAB oparty jest o Wartość Regulacyjną Aktywów (z ang. *Regulated Asset Base* - RAB). Polega on na okresowym ustalaniu przez regulatora rynku energii stałej opłaty, jaką odbiorcy energii ponoszą na rzecz podmiotu (np. inwestora elektrowni czy OSD) w formie np. osobnej pozycji na rachunku za energię. Opłata jest wyliczana przez regulatora na podstawie uzasadnionych kosztów oraz uzasadnionego zwrotu z kapitału. Regulator posiada dostęp do danych kosztowych i może nałożyć na nie ograniczenia (tzn. nie uwzględnić ich w taryfie).

W Polsce model RAB jest wykorzystywany głównie w zakresie działalności o charakterze monopolistycznym, takich jak dystrybucja energii elektrycznej czy produkcja ciepła systemowego, gdzie taryfy wyznaczane są na podstawie kosztów uzasadnionych, akceptowanych przez Prezesa URE. Planowany poziom zwrotu z zainwestowanego kapitału opiera się na wartości księgowej netto aktywów oraz na stopie zwrotu równej poziomowi WACC regulacyjnego ustalonego przez Prezesa URE.

Regulacje w zakresie RAB podstawowo pozwalają na przeniesienie na odbiorców końcowych opłat eksploatacyjnych oraz w przypadku dystrybucji energii elektrycznej na sfinansowanie nakładów na infrastrukturę, akceptowanych przez Prezesa URE w ramach tzw. Planu Rozwoju.

W Wielkiej Brytanii w 2022 roku został wprowadzony system wsparcia oparty o RAB dla nowych projektów budowy elektrowni jądrowych.

W ramach brytyjskiego mechanizmu, inwestor może otrzymywać środki na spłatę odsetek od zainwestowanego kapitału w okresie budowy, a nawet na sfinansowanie części nakładów, pochodzące z opłaty RAB, płaconej przez obecnych odbiorców energii. Pozwala to na uniknięcie kapitalizowania odsetek w okresie budowy, co w przypadku budowy elektrowni jądrowej pozwala istotnie zmniejszyć koszty kapitałowe, a tym samym wydatki odbiorców energii. Brytyjskie analizy szacują, że wydatki odbiorców

mogą spaść o 30-50%. W czasie eksploatacji opłata RAB będzie weryfikowana i dostosowywana do przychodów z rynku energii elektrycznej – w przypadku, gdy przychody z rynku nie pokrywają uzasadnionego przychodu wtedy wytwórca otrzymuje skorygowaną opłatę pokrywającą tę różnicę. W przypadku gdy przychody z rynku przekraczają uzasadniony przychód wtedy wytwórca zwraca tę różnicę. Opłata RAB dla wytwórców energii będzie przekazywana przez specjalnie do tego dedykowany podmiot, który obecnie pełni już taką funkcję w zakresie rozliczania CfD. Środki na pokrycie opłaty RAB będą pozyskiwane od dystrybutorów energii elektrycznej, którzy to będą uprawnieni do przeniesienia tych kosztów na odbiorców końcowych. W przypadku opóźnień w budowie oraz rosnących kosztów mechanizm gwarantuje maksymalny poziom do jakiego koszty te będą mogły być inkorporowane do RAB. Ma to na celu generowanie odpowiednich sygnałów do inwestora do realizacji projektu w założonym budżecie i harmonogramie.

Wykorzystanie modelu RAB do wsparcia realizacji projektu jądrowego jest nowym rozwiązaniem planowanym w Wielkiej Brytanii - mechanizm został zaprojektowany w sposób właściwy dla inwestycji kapitałochłonnych, obarczonych dużym ryzykiem inwestycyjnym (do których należy energetyka jądrowa). Mechanizm nie jest wskazywany w projektowanych reformach rynku energii UE jako mechanizm preferowany.

Zastosowanie mechanizmu RAB w Polsce wymagałoby notyfikacji Komisji Europejskiej i zmian w regulacjach, natomiast w zależności od sposobu funkcjonowania mechanizmu może on służyć zarówno źródłom nowym (mechanizm funkcjonujący w UK) oraz istniejącym (poprzez ustalenie przychodu istniejących elektrowni np. węglowych, na poziomie kosztów uzasadnionych z WACC regulacyjnie ustalonym przez prezesa URE – proces zbliżony do taryfikacji w dystrybucji).

Długoterminowe umowy zakupu energii elektrycznej (PPA)

Umowy PPA (ang. *Power Purchase Agreements*) stanowią rynkowy mechanizm finansowania inwestycji. W ramach PPA strony: wytwórca i odbiorca, umawiają się na sprzedaż i kupno energii po stałej cenie w okresie wielu lat. Mechanizm ten pozwala przedsiębiorstwom zaopatrywać się w energię na stabilnych warunkach (często z uwzględnieniem upustów w stosunku do ceny hurtowej), a wytwórca ma zagwarantowany poziom ceny i wolumenu energii elektrycznej. Pomimo, że cena gwarantowana jest często w takich przypadkach poniżej ceny rynkowej, taki kontrakt długoterminowy jest pozytywnie odbierany przez instytucje finansujące inwestycje, jako przychód gwarantowany. Mechanizm ten jest również rozwiązaniem elastycznym ze względu na swoją wolnorynkową konstrukcję. Umowy PPA powszechnie stosowane są do projektów OZE w UE i krajach zachodnich.

Wyróżnia się dwa modele realizacji inwestycji w ramach umów PPA:

- model *on-site* - Nowe źródła powstające w ramach tego modelu przyłączone są bezpośrednio do obiektu odbiorcy;



- model *off-site* - odbiorca i instalacja wytwórcza nie posiadają bezpośredniego połączenia. Występują następujące warianty modelu off-site:
 - fizyczna umowa PPA - długoterminowy kontrakt na kupno-sprzedaż energii po ustalonej cenie. Wymaga to zawarcia dodatkowych umów na bilansowanie i przesył energii;
 - finansowa (wirtualna) umowa PPA - kontrakt różnicowy na kupno/sprzedaż energii indeksowany ceną rynkową, typowo z giełdy energii. Gwarantuje on długoterminową stałą cenę kupna-sprzedaży energii dla obu stron i nie wymaga dodatkowych umów wynikających z zasad funkcjonowania systemu energetycznego.

Wyróżnić można także modele komercyjne (gdzie drugą stroną umowy jest podmiot prywatny) jak i rządowe (gdzie drugą stroną umowy jest spółka kontrolowana przez skarż Państwa – rozwiązanie stosowane na rynkach regulowanych).

W ramach reformy EMD przyjęto podejście, aby nowe inwestycje w źródła niskoemisyjne były wspierane m.in. z wykorzystaniem długoterminowych umów PPA oraz CfD.

Umowy PPA są zawierane najczęściej na początkowym etapie rozwoju projektu, odbiorcom energii podpisującym umowę PPA często zależy na zapewnieniu tzw. dodatkowości, tj. wsparciu budowy nowego źródła OZE, które by nie powstało, gdyby nie pośrednie wsparcie podmiotu odbierającego energię. Kontrakty PPA stanowią zabezpieczenie strumienia przychodów pod finansowanie dłużne, będąc często wymaganym warunkiem banków udzielających kapitału dla inwestycji w OZE. Zawierane na różne okresy, najczęściej: krótkoterminowe (1-3 lata), średnioterminowe (5 lat), długoterminowe (10-15 lat). Najczęściej spotykanymi umowami PPA są kontrakty 5-10 letnie.

Do ich zalet należy długoterminowa stabilność cen, ograniczenie ryzyka związanego ze sprzedażą i zakupem energii elektrycznej oraz swoboda w konstruowaniu umów. Z drugiej strony charakteryzują się złożonością i wymagają długiego okresu konsultacji.

Kontrakty długoterminowe były w przeszłości w Europie stosowane w Polsce (tzw. KDT) jak również w Anglii, Irlandii, Portugalii i Hiszpanii dla aktywów konwencjonalnych. Następnie w wyniku reform liberalizacyjnych zostały rozwiązane w celu animacji rynków hurtowych obrotu energią elektryczną. Niemniej wydarzenia związane z wojną na Ukrainie spowodowały, że nastąpiła modyfikacja tego podejścia (odzwierciedlona w reformie EMD) w kierunku dywersyfikowania dostaw energii elektrycznej w oparciu o zarówno rynki krótkoterminowe oraz długoterminowe.

Należy zwrócić uwagę, że jednym z głównych czynników popytu na energię kontraktowaną w ramach PPA ze źródeł OZE (poza zabezpieczeniem przed wzrostem cen energii elektrycznej przez odbiorców końcowych) jest wdrażanie polityki ESG i redukcja śladu węglowego przedsiębiorstw. Umowy te najczęściej są związane również ze sprzedażą gwarancji pochodzenia – potwierdzających produkcję energii elektrycznej z OZE, która pozwala wykazać zmniejszenie śladu węglowego w energii elektrycznej. Z tego powodu, mogą one nie być postrzegane jako atrakcyjne przez odbiorców w przypadku źródeł innych niż zeroemisyjne.



Usługi systemowe

Dodatkowe strumienie przychodów dla sterowalnych źródeł mocy mogą zostać również zapewnione za sprawą świadczenia usług systemowych wspierających funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Jednym z zadań operatora systemu przesyłowego (PSE) jest bilansowanie energii elektrycznej w systemie tzn., równoważenie jej generacji oraz zapotrzebowania w każdym momencie pracy. PSE, odpowiadająca za bilansowanie systemu, dysponuje szeregiem możliwości by zapewnić równowagę sieci za pomocą mechanizmów rynkowych, które są nazywane Usługami Systemowymi i zostały szczegółowo opisane w dokumentach PSE: „Warunki Dotyczące Bilansowania” („WDB”) oraz „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej” („IRiESP”). Moce bilansujące mogą być pozyskiwane na Rynku Mocy Bilansujących oraz w Zintegrowanym Procesie Grafikowania zgodnie z mechanizmem cen krańcowych. Energia bilansująca jest rozliczana zgodnie z produkcją zakupionych mocy bilansujących oraz cen zakupu.

27 września 2023 r. Prezes URE wydał decyzję częściowo zatwierdzającą nowe Warunki Dotyczące Bilansowania (WDB), opracowane przez PSE. Decyzja weszła w życie 14 czerwca 2024 r. Zatwierdzenie WDB to kontynuacja reformy rynku bilansującego, przewidzianej w Planie Wdrażania, który Polska została zobligowana przygotować, jako państwo stosujące mechanizm zapewnienia wystarczalności mocy w postaci rynku mocy. Rozdział dotyczący wyceny rezerwy operacyjnej został zatwierdzony decyzją Prezesa URE z dnia 26 stycznia 2024 r.

WDB wprowadzają zmiany obejmujące m.in. nowy katalog usług bilansujących zgodny z unijnymi kodeksami sieciowymi oraz rynkowe zasady pozyskiwania energii i mocy bilansujących.

Należy zaznaczyć, że w kontekście Polski dodatkowy przychód jaki jednostki wytwórcze mogą osiągnąć w ramach usług systemowych i mechanizmu rezerwy operacyjnej jest na stosunkowo niskim poziomie. Nie byłby on więc w stanie pokryć kosztów operacyjnych jednostek pracujących przez niską liczbę godzin w roku i z tego powodu – jako rozwiązanie, które miałyby być stosowane bez innych równoległych mechanizmów – nie mogłyby zapewnić przychodów porównywalnych ze wsparciem generowanym przez obecny rynek mocy.

Dedykowane mechanizmy mające na celu utrzymanie w systemie istniejących źródeł

Mechanizmy tego typu mają za zadanie zwiększenie efektywności ekonomicznej istniejących sterowalnych źródeł mocy, które z powodu spadającej konkurencyjności względem innych technologii wytwarzania energii elektrycznej zagrożone są wyłączeniem. Polegają na dopłacie dla wytwórcy energii (dla konkretnej elektrowni) do różnicy między przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym, a kosztami produkcji, jeżeli są one wyższe niż przychody.

Przykładem mechanizmu jest tzw. *Civil Nuclear Credit* w USA, w ramach którego ogłaszane są aukcje, w trakcie których wytwórcy składają swoje oferty z wyliczeniem różnic między uzyskiwanymi przychodami i ponoszonymi kosztami wytwarzania a następnie przyznawane są dopłaty, zaczynając od ofert najtańszych.



W przypadku systemu *Civil Nuclear Credit*, w aukcji mogą wziąć udział jedynie te elektrownie, które wykażą, że z powodów ekonomicznych konieczne będzie zakończenie eksploatacji danej jednostki, oraz to że wyłączenie będzie wiązało się ze wzrostem zanieczyszczeń powietrza z uwagi na produkcję energii elektrycznej w jednostkach konwencjonalnych.

Rozpatrując wskazany mechanizm w kontekście Polski, tj. utrzymanie w systemie istniejących jednostek węglowych należałoby rozważyć możliwość stosowania podobnego mechanizmu, warunkując przyznanie wsparcia, uzasadnieniem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

Mechanizm w założeniach jest podobny do funkcjonującego w Polsce rynku mocy, natomiast gwarantuje pokrycie kosztów jednostki wytwórczej jedynie na wymaganym poziomie. W funkcjonującym rynku mocy, opartym o aukcje holenderskie, w przypadku zamknięcia aukcji w jednej z pierwszych rund, jednostki istniejące (tzw. cenobiorcy) otrzymują płatność mocową, przekraczającą ich faktyczny poziom kosztów.

Mechanizmy umożliwiające obniżenie kosztów

Wśród środków umożliwiających obniżenie kosztów funkcjonowania źródeł wytwórczych, wyróżnić można w szczególności zwolnienia i ulgi podatkowe oraz mechanizmy obniżające koszty kapitału, takie jak gwarancje Skarbu Państwa czy preferencyjne finansowanie dłużne.

Jako przykład funkcjonujących w tym zakresie rozwiązań można wskazać m.in. wprowadzony w USA *Production Tax Credit*, czy będący jego kontynuacją mechanizm wynikający z *Inflation Reduction Act*. Przewidują one ulgi podatkowe w poszczególnych okresach dla istniejących lub nowo powstających źródeł wytwórczych energii elektrycznej, które spełniają odpowiednie wyznaczone wcześniej warunki. Ulgi te mogą być wyrażone jako kwota zwolnienia przypadająca na jednostkę produkowanej energii, lub też odnosić się do części poniesionych nakładów inwestycyjnych. Mechanizm ten może być wykorzystany do zmniejszenia zobowiązań podatkowych i potencjalnie otrzymania zwrotu, gdy zobowiązania będą niższe niż zapłacone podatki oraz podlegać indeksacji inflacją. Możliwość wykorzystania systemu zwolnień podatkowych w Polsce wymagałoby jednak wykonania dedykowanej analizy podatkowej.

Potencjalne mechanizmy wsparcia mogą obejmować również działania związane z obniżeniem kosztu finansowania, wydłużeniem okresu spłaty i zwiększeniem dostępnego kapitału. Preferencyjne finansowanie dłużne może pochodzić m.in. z agencji kredytów eksportowych z kraju dostawcy technologii, który może być silnie zainteresowany wspieraniem swojego eksportu, jak również z instytucji finansowych powiązanych z dostawcami. Zapewnia to większą dostępność kapitału, a dzięki gwarancjom rządowym udzielanym na kredyty eksportowe są one zwykle obciążone mniejszym ryzykiem, a zatem mają niższe oprocentowanie. Jako przykład w tym kontekście, na koniec 2022 r. koreański koncern energetyczny KEPCO, należący do niego dostawca i operator elektrowni jądrowych KHNP oraz szereg instytucji finansowych z Korei Południowej podpisali memorandum o współpracy przy finansowaniu zagranicznych projektów jądrowych.

Udzielenie gwarancji Skarbu Państwa było również rozważane w ramach wersji z lipca 2023 r. projektu utworzenia Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE)⁴⁹, mającej za zadanie przejęcie aktywów węglowych z największych spółek energetycznych w Polsce w celu umożliwienia tym spółkom pozyskania finansowania na projekty nisko- i zeroemisyjne.

Mechanizmy te co do zasady mogą zapewniać wsparcie w szczególności dla nowych i kapitałochłonnych źródeł, dla których koszty kapitału stanowią istotny element wpływający na cenę produkowanej energii elektrycznej (jak np. w przypadku elektrowni jądrowych wymagających szczególnie wysokich nakładów finansowych na etapie budowy). Rozwiązania te stosowane samodzielnie nie zapewniają również wystarczających impulsów finansowych (samo obniżenie kosztów nie stanowi wystarczającej zachęty w przypadku niepewności inwestora co do możliwości zbytu produkowanej energii lub jej ceny) i wymagają w tym kontekście równoległego wsparcia w postaci innych mechanizmów. Mogą więc funkcjonować przede wszystkim jako wsparcie dodatkowe, a nie główny element wpływający na osiągnięcie pozytywnego bilansu ekonomicznego przez sterowalne źródła mocy.

7.3. Porównanie przeanalizowanych modeli z mechanizmem funkcjonującym w Polsce

Wsparcie sterowalnych źródeł mocy może być realizowane za pomocą różnych modeli i mechanizmów, które wpływają na ekonomikę ich funkcjonowania. Co do zasady, realizacji celu jakim jest zapewnienie wystarczalności mocy w systemie, może służyć również wykorzystanie mechanizmów / narzędzi innych niż rynek mocy. Należy mieć przy tym na uwadze, że w specyficznej sytuacji, w jakiej jest Polska:

- mechanizmy te powinny z jednej strony zapewnić utrzymanie w systemie istniejącej mocy sterowalnej, ze względu na lukę mocy, która pojawia się już w 2030 roku;
- mechanizmy powinny umożliwić budowę nowych źródeł bezemisyjnych lub prawie bezemisyjnych w latach późniejszych (budowa jednostek OCGT zasilanych wodorem);
- mechanizmy powinny umożliwić budowę energetyki jądrowej – kapitałochłonnej i obciążonej dużym ryzykiem inwestycyjnym.

Zgodnie z aktualnie prezentowanym podejściem przez Komisję Europejską, kontrakty różnicowe (CfD) oraz długoterminowe umowy zakupu energii elektrycznej (PPA) są preferowanym mechanizmem wsparcia przede wszystkim nowych źródeł niskoemisyjnych. W reformie EMD istotną rolę odgrywa również rynek mocy, w szczególności uwzględniający elastyczność opartą na źródłach niekopalnych (DSR oraz magazyny energii). EMD nie wyklucza przy tym możliwości dalszego wspierania źródeł kopalnych, w przypadku, gdy inwestycje w zakresie elastyczności opartej na źródłach niekopalnych są niewystarczające do osiągnięcia celów.

⁴⁹ Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, Rządowy projekt ustawy o zasadach udzielania przez Skarb Państwa gwarancji za zobowiązania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego, druk nr 3522.



W tabeli poniżej przedstawiono zestawienie głównych analizowanych mechanizmów, w podziale na kryteria takie jak m.in. wymiar, w którym zapewniane jest wsparcie i możliwość jego wdrożenia, jak również potencjał w zakresie zapewnienia wystarczającego impulsu inwestycyjnego dla powstawania nowych źródeł oraz możliwość wsparcia technologii wykorzystujących paliwa przejściowe (takie jak gaz ziemny czy węgiel).



Tabela 20 - Porównanie mechanizmów wsparcia sterowalnych źródeł mocy

| Mechanizm wsparcia | Zabezpieczenie stałej ceny ze sprzedaży energii / pokrycia kosztów | Zabezpieczenie odbioru wyprodukowanej energii | Zapewnienie pokrycia kosztów uzasadnionych bez nadmiarowej marży | Dodatkowe źródło przychodu dla jednostek pracujących z niskim czasem wykorzystania mocy | Obniżenie kosztów operacyjnych | Zapewnienie impulsu inwestycyjnego | Wsparcie jednostek wykorzystujących paliwa emisyjne (gaz, węgiel) | Umożliwienie opóźnienia wyłączenia źródeł istniejących | Komentarz |
|---------------------|--|---|--|---|--------------------------------|------------------------------------|---|--|---|
| Rynek mocy | - | - | - | ✓ | - | ✓ | +/- | ✓ | (i) Mechanizm dostosowany do potrzeb Polski (zarówno impuls inwestycyjny, jak i utrzymanie w systemie istniejących źródeł). |
| Kontrakty różnicowe | ✓ | ✓ | - | - | - | ✓ | - | - | (i) Mechanizm adekwatny przede wszystkim dla źródeł niskoemisyjnych; (ii) Rekomendowany w ramach reformy EMD. |
| Model RAB | - | - | ✓ | - | - | ✓ | ✓ | ✓ | (i) Mechanizm zwyczajowo stosowany w sektorach regulowanych (np. taryfy dystrybucyjne); (ii) Technicznie może znaleźć zastosowanie jako zapewnienie pokrycia kosztów operacyjnych jednostkom na paliwa konwencjonalne; (iii) W Wielkiej Brytanii zastosowany jako mechanizm wsparcia dla energetyki jądrowej. |
| Umowy PPA | ✓ | ✓ | - | - | - | ✓ | - | - | (i) Mechanizm adekwatny przede wszystkim dla źródeł niskoemisyjnych o umiarkowanym ryzyku rynkowym (kontrakty na odbiór energii z podmiotami prywatnymi); (ii) Rekomendowany w ramach reformy EMD. |



Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

| | | | | | | | | | |
|--|---|---|---|---|---|---|-----|---|--|
| Usługi systemowe (zakup mocy i energii bilansujących) | - | - | - | v | - | - | v | - | (i) Wprowadzane na rynek Polski, w związku z koniecznością implementacji kodeksów sieciowych; (ii) Oczekiwany dodatkowy przychód dla jednostek wytwórczych na stosunkowo niskim poziomie, nie zapewniającym pokrycia kosztów operacyjnych jednostek pracujących niską liczbę godzin w roku. |
| Dedykowane mechanizmy mające na celu utrzymanie w systemie istniejących źródeł | - | - | v | v | - | - | +/- | v | (i) Mechanizm w założeniu mający na celu przedłużenie życia jednostek istniejących, których wyłączenie miałyby negatywne skutki dla systemu; (ii) Przy odpowiednim zaprojektowaniu pozwala na pokrycie rzeczywistych kosztów wybranych jednostek wytwórczych. |
| Mechanizmy umożliwiające obniżenie kosztów operacyjnych | - | - | - | - | v | v | v | - | (i) Mechanizmy dodatkowe, stosowane samodzielnie nie zapewniają wystarczających impulsów finansowych. |

Źródło: Opracowanie własne EY

Legenda: - niedostosowanie mechanizmu do wskazanej funkcji; - mechanizm dostosowany do wskazanej funkcji;
 - mechanizm dostosowany do wskazanej funkcji pod warunkiem spełnienia dodatkowych wymogów



Analizy różnych systemów wsparcia nie pozwalają na wybór jednego mechanizmu, jednakowego dla wszystkich technologii. Najlepiej byłoby, żeby można było stosować różne systemy, czasem łącząc je dla wsparcia jednej inwestycji, tak jak postąpili Czesi dla elektrowni jądrowej. Obecne regulacje krajowe i unijne dotyczące pomocy publicznej pozwalają na łączenie różnych systemów wsparcia, ale jest to obwarowane skomplikowanymi procedurami. Dobrze byłoby, żeby Polska zainicjowała działania w UE i szukała sojuszników na rzecz racjonalizacji unijnych wymogów.

Rynek mocy można zaliczyć do jednego z najbardziej efektywnych systemów wsparcia. Jest on najbardziej przydatny w okresach przejściowych, kiedy na rynku energii zderza się energia ze źródeł o zerowych kosztach zmiennych ze źródłami o bardzo wysokich, ale koniecznych w systemie elektroenergetycznym dla zapewnienia ciągłości i jakości dostaw energii.

Analizując pierwsze lata funkcjonowania rynku mocy w Polsce i rynków mocy w innych krajach, można sformułować ogólny wniosek, że regulacje unijne nie powinny zbyt sztywno określać zasad funkcjonowania rynku mocy i innych systemów wsparcia. Ponadto nie powinno być istotnych różnic w podejściu do różnych systemów wsparcia. Przykładem może być dopuszczenie do wprowadzenia koszyków technologicznych w systemach dla OZE, a w rynku mocy już nie. Nie ma uzasadnienia dla jednakowych stawek za moc nową, zmodernizowaną i istniejącą, czy mocy dostępnych przez 7-8 tys. godzin w roku i mocy dostępnych kilkaset godzin w ciągu roku.



8. Propozycje niezbędnych zmian w rynku mocy w celu jego efektywniejszego działania

Analizy dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy w Polsce potwierdzają uzyskiwanie planowanych efektów w zakresie zapewniania wymaganego poziomu mocy i wspomagania transformacji klimatycznej. Uzyskiwane efekty rynku mocy przy szybko rosnących wymaganiach klimatycznych, jednoznacznie wskazują na potrzebę funkcjonowania rynku mocy w Polsce do oddania do eksploatacji bloków jądrowych, z uwzględnieniem wczesnego etapu ich eksploatacji, a więc co najmniej do 2040 roku. W tym okresie niezbędne jest niemal całkowite zastąpienie jednostek węglowych i częściowo gazowych przez OZE i jednostki z produkcją niezależną od pogody, tj. elektrownie jądrowe, jednostki gazowe z CCS/CCU lub na niskoemisyjne paliwa (biogaz, zielony wodór itp.). Część jednostek gazowych będzie współpalać gaz ziemny z zielonym wodorem i/lub biogazem. Ponadto istotną rolę w efektywnym wykorzystaniu mocy elektrowni wiatrowych i PV będą odgrywać bateryjne magazyny energii, elektrownie szczytowo-pompowe oraz elektrolizery oraz magazyny zielonego wodoru (lub innych zielonych gazów, np. amoniaku). Część z tych technologii będzie mogła korzystać z innych dostępnych form wsparcia, jednak dla części rynek mocy może okazać się najlepszym lub niezbędnym rozwiązaniem. Stąd też regulacje rynku mocy na kolejne lata powinny być zmodyfikowane dla zapewnienia uzyskiwania założonych celów.

W krótkiej perspektywie, biorąc pod uwagę termin prac, najpilniejsze jest wprowadzenie zmian dla wdrożenia możliwości przesunięcia rozpoczęcia obowiązywania limitu emisji 550 g CO₂/kWh (dalej: limit 550) z 1.07.2025 roku na 1.01.2029 roku (odstępstwo może być stosowane do 31.12.2028 roku), ze względu na możliwość wystąpienia niedoborów mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). W długiej perspektywie najważniejsze jest natomiast przedłużenie rynku mocy na lata 2031-2040, zapobiegające występowaniu potencjalnej luki mocy w przyszłości.

Ponadto analizy dotychczasowego funkcjonowania rynku mocy wskazują na obszary, w których zmiany mogą poprawić efektywność mechanizmu oraz zrationalizować ryzyko dostawców mocy.

Po zidentyfikowaniu potencjalnych zmian, w tym propozycji Zespołu TGPE, przeprowadzono wstępne analizy ich możliwej efektywności i wykonalności oraz wybrano najistotniejsze. Proponuje się wprowadzać zmiany odrębnie dla dwóch okresów stosowania, ale prace nad ich dopracowaniem i wdrażaniem powinny być prowadzone niemal równolegle.

Proponuje się następujący zakres zmian dla poszczególnych okresów:

1. **Okres I - druga połowa 2025 r. – 2028 r.:** tylko zmiany konieczne, niezbędne dla wdrożenia możliwości przesunięcia terminu wejścia w życie limitu emisji 550 g CO₂/kWh z 1.07.2025 r. na 1.01.2029 r.;
2. **Okres II – lata 2031 - 2040** - zmiany w rynku mocy związane z przedłużeniem jego funkcjonowania w Polsce o 10 lat, dostosowujące mechanizm do nowych celów i uwarunkowań, w tym wdrażania nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej oraz zmiany usprawniające oraz poprawiające efektywność systemu.

Rekomendowane propozycje zmian zostały szerzej omówione, w tym od strony prawnej i regulacyjnej, w dalszej części tego rozdziału.

8.1. Okres I – druga połowa 2025 r. – 2028 r.

W tym okresie proponuje się tylko jedną zmianę kluczową związaną z przesunięciem terminu wejścia w życie limitu emisji 550, która jest priorytetem ze względu na możliwość wystąpienia potencjalnej luki mocy i potrzebę jak najszybszego wdrożenia tego rozwiązania. Zmiany usprawniające mogą być procedowane później, tak aby nie wprowadzać ryzyka niekorzystnego oddziaływania na termin wdrożenia derogacji.

8.1.1. Wdrożenie możliwości przesunięcia terminu wejścia w życie limitu emisji 550 g CO₂/kWh z 1.07.2025 r. na 1.01.2029 r. – zmiana kluczowa

Rozporządzenie rynkowe UE 2019/943 wprowadza od 1 lipca 2025 roku limit emisji jednostek wytwórczych, które mogą otrzymywać pomoc publiczną w formie wynagrodzenia z rynku mocy lub innych mechanizmów mocowych (mechanizmów zdolności wytwórczych). Limit ten został ustanowiony na poziomie 550 g CO₂/kWh wytwarzanej energii elektrycznej, co przekłada się na brak możliwości udziału jednostek węglowych w rynku mocy poza wyjątkami dotyczącymi zawartych umów mocowych i rezerwowania umów wieloletnich.

Rozporządzenie rynkowe UE 2019/943 zostało znowelizowane Rozporządzeniem Zmieniającym, w którym zawarto możliwość przesunięcia terminu wejścia w życie limitu emisji do 1 stycznia 2029 roku. W naszym rozumieniu wskazane odstępstwo dotyczy zarówno rynku pierwotnego jak i wtórnego. Po uzyskaniu zgody Komisji Europejskiej na takie przesunięcie konieczne byłoby wprowadzenie stosownych zmian w URM i w RRM. Poza kwestią wprowadzenia do tych aktów zmienionej daty, należałoby także uregulować sposób przeprowadzania uzupełniających certyfikacji do aukcji i rynku wtórnego oraz aukcji mocy na okresy dostaw od 1 lipca 2025 roku do 31 grudnia 2028 roku, ponieważ aukcje główne i część aukcji dodatkowych na ten okres już się odbyły. Z punktu widzenia efektywności wykorzystania derogacji, niezwykle istotne jest przeprowadzenie aukcji uzupełniających jak najszybciej, w układzie pakietowym (podobnym do pakietu aukcji głównych na lata dostaw 2021, 2022 i 2023), zasadniczo w jednym kwartale 2025 r. najlepiej w I połowie 2025 r. Przeprowadzenie aukcji w takim układzie ma bardzo istotne znaczenie i uzasadnienie z perspektywy bezpieczeństwa systemu oraz ciągłości i stabilności funkcjonowania jednostek, które wezmą w nich udział. Umożliwi to wytwórcom podjęcie decyzji o przeprowadzeniu odpowiednich remontów tych jednostek oraz zaplanowanie terminu wyłączenia jednostek wytwórczych z eksploatacji. Dzięki przeprowadzeniu aukcji uzupełniających w niewielkim odstępie w jednym kwartale 2025 r. na kilka okresów dostaw, sytuacja finansowa jednostek niespełniających limitu emisji CO₂ zostanie ustabilizowana do 2028 roku, co pozwoli na opracowanie i wdrożenie systemu wyłączania poszczególnych bloków. Jednocześnie powinno to istotnie zmniejszyć konieczność budowy nowych bloków gazowych, które w przeciwnym razie będą potrzebne tylko na okres około 10 lat, kiedy zastąpione zostaną przez bloki jądrowe. Powyższe działania pozwolą na znaczące zmniejszenie kosztów związanych z remontami jednostek niespełniających limitu emisji CO₂ oraz budową nowych jednostek gazowych (można szacować, że będzie to co najmniej kilkanaście

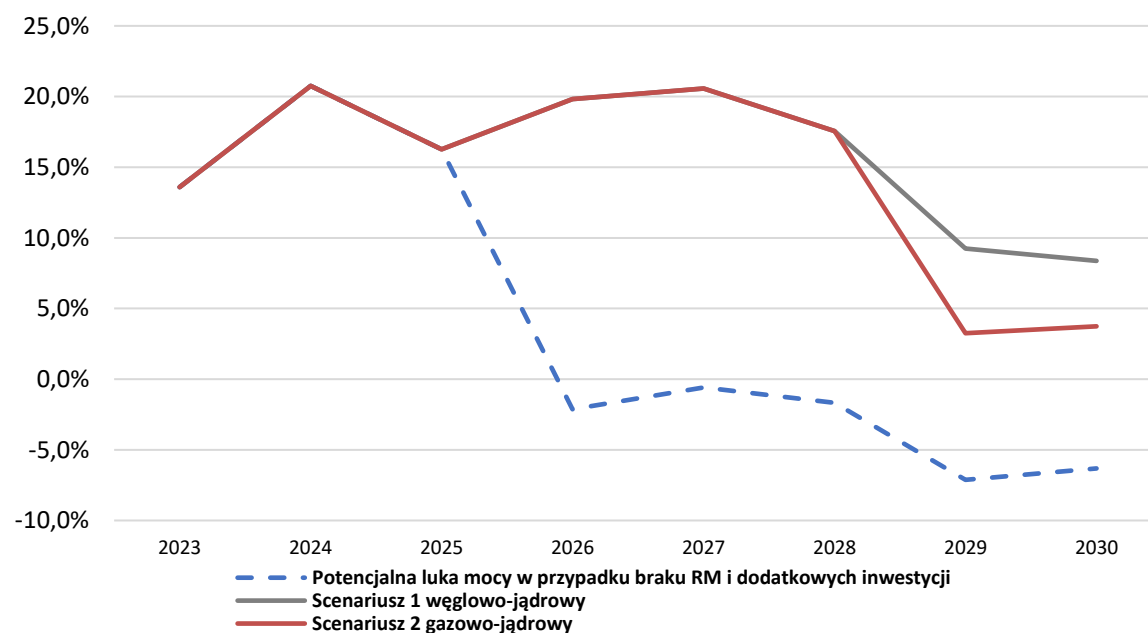
miliardów złotych). Może się to pozytywnie przełożyć na przyspieszenie budowy jednostek jądrowych, OZE i magazynów oraz ewentualnie na ograniczenie wydatków konsumentów energii elektrycznej.

Uzasadnienie

Przy wdrażaniu limitu 550 do rynku mocy w Polsce założono, że dla jednostek węglowych zostanie wprowadzony inny mechanizm wsparcia, umożliwiający utrzymanie mocy węglowych w ilości niezbędnej dla zrównoważenia bilansu mocy. Brak nowego systemu wsparcia dla jednostek węglowych może spowodować niemal jednoczesne wyłączenie 5-7 GW mocy węglowych na przełomie lat 2025/2026, przy jednoczesnych przyrostach nowych mocy na poziomie około 2 GW.

Problem ze zbilansowaniem mocy w KSE szerzej opisano w ramach analizy bilansów mocy przy różnych wariantach prognoz w rozdziałach 1-7 Raportu. W celu oceny skutków braku korzystania z derogacji od limitu 550, opracowano wariant „luka mocowa”. Wariant ten zakłada, że jednostki węglowe, które zawarły wieloletnie (jako jednostki modernizowane) umowy mocowe, zakończą działalność wytwórczą po ich zakończeniu. Przy uwzględnieniu tych uwarunkowań już w 2026 roku może pojawić się problem brakującej mocy do pokrycia zapotrzebowania. Na poniższym wykresie przedstawiono poziom rezerw mocy w KSE przy braku podjęcia działań, zestawiony z poziomem rezerw w ramach dwóch scenariuszy ze zbilansowanym poziomem mocy.

Rys. 46 – Rezerwa pokrycia zapotrzebowania szczytowego – porównanie scenariuszy



Źródło: Opracowanie własne EY

* Poziom rezerw na wykresie wynika ze stanu rezerw pod koniec roku kalendarzowego

Potencjalne wyłączenia bloków z eksploatacji ze względów ekonomicznych dotyczą głównie bloków klasy 200 MW na węgiel kamienny, uruchamianych w latach 1970 - 1982. W KSE jest 36 takich bloków, o łącznej mocy brutto około 8 200 MW (około 7 600 MW netto).



Utrzymanie części istniejących jednostek węglowych w systemie pozwoliłoby na ograniczenie nakładów inwestycyjnych w nowe jednostki gazowe, które po kilkunastu latach staną się w systemie zbędne (bardzo niskie czasy wykorzystania mocy), m.in. ze względu na planowaną budowę bloków jądrowych.

Konieczne jest wobec tego wykorzystanie różnych metod uzyskania racjonalnego tempa odchodzenia od węgla, w pierwszej kolejności poprzez wykorzystanie możliwości derogacji od terminu wejścia w życie limitu 550.

Dla okresu po 1 stycznia 2029 roku będzie konieczne opracowanie i wdrożenie innych mechanizmów wsparcia, prawdopodobnie w formie rezerwy strategicznej i/lub tzw. odwróconych aukcji – mechanizmu powiązanego z datami wyłączania poszczególnych jednostek z eksploatacji. Potencjalnym polem do inspiracji przy tworzeniu takiego mechanizmu mogą być rozwiązania wdrożone w Niemczech.

Aspekty prawne

W Rozporządzeniu Zmieniającym, które weszło w życie 16 lipca 2024 roku zaproponowano zmianę dotyczącą odstępstwa od zasad określonych w art. 22 ust. 4 lit. b) rozporządzenia 2019/943 i przedłużenia do 31 grudnia 2028 r. mechanizmów zdolności wytwórczych dla jednostek niespełniających limitów emisyjnych przy zachowaniu określonych tam warunków. Zgodnie z art. 2 pkt. 16 Rozporządzenia Zmieniającego, w art. 64 rozporządzenia 2019/943 dodano ustęp 2b w brzmieniu:

W drodze odstępstwa od art. 22 ust. 4 lit. b) państwa członkowskie mogą wystąpić z wnioskiem o to, aby zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej i ponad 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWe mocy zainstalowanej, mogły – z zastrzeżeniem zgodności z art. 107 i 108 TFUE – w drodze wyjątku posiadać zobowiązania lub otrzymywać płatności lub zobowiązania dotyczące przyszłych płatności po dniu 1 lipca 2025 r. w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych zatwierdzonego przez Komisję przed dniem 4 lipca 2019 r.

Zgodnie z dodanymi regulacjami do rozporządzenia 2019/943, aby możliwe było skorzystanie z odstępstwa konieczne jest spełnienie następujących warunków:

- a) Warunki dotyczące dopuszczalności zastosowania przez państwo członkowskie odstępstwa:
 - wdrożone rozwiązanie ma mieć charakter wyjątkowy;
 - zobowiązania lub płatności lub zobowiązania dotyczące przyszłych płatności muszą być udzielane w ramach mechanizmu zatwierdzonego przez Komisję Europejską przed wejściem w życie Rozporządzenia 2019/943;
 - zapewnione są warunki zgodności z ogólnymi wymogami dotyczącymi pomocy publicznej;
 - wymagane jest uprzednie przeprowadzenie konkurencyjnych procesów przetargowych w mechanizmie zdolności wytwórczych, które mają zmaksymalizować udział jednostek



spełniających limit emisji w przypadku umów zawieranych na okres do 31 grudnia 2028 r. – zgodnie z regulacjami konkurencyjny proces przetargowy na okres dostaw po 1 lipca 2025 r. zostanie przeprowadzony najwcześniej w dniu 4 lipca 2019 r.;

- wskazane powyżej konkurencyjne procesy przetargowe nakierowane na pozyskanie zdolności wytwórczych nie dały w pełni pozytywnego rezultatu w rozumieniu, że są niewystarczające do rozwiązania problemu wystarczalności mocy w okresie, którego dotyczy ten przetarg;
- b) warunki dotyczące pozyskania dodatkowych zdolności wytwórczych niespełniających limitu emisji po spełnieniu warunków opisanych pod lit. a powyżej:
 - zobowiązania lub płatności lub zobowiązania dotyczące przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych są przyznawane na okres nie dłuższy niż 1 rok;
 - zobowiązania lub płatności określone powyżej są przydzielane w ramach odrębnego procesu udzielania zamówień, który spełnia wszystkie wymogi przewidziane w art. 22 Rozporządzenia 2019/943, z wyjątkiem wymogów określonych w ust. 4 lit. b) tego artykułu (limit emisji CO₂);
 - zdolności wytwórcze zakupione w tym dodatkowym procesie udzielania zamówień mogą odnosić się wyłącznie do luki w zakresie zdolności powstałej na skutek braku w pełni pozytywnego rezultatu procesów przetargowych.

Rozporządzenie Zmieniające stanowi podstawę do uprawnienia do wystąpienia przez państwo członkowskie do Komisji Europejskiej z wnioskiem o zgodę na wprowadzenie w danym państwie członkowskim odstępstwa od limitu emisji CO₂ przy założeniu, że w danym państwie członkowskim spełnione zostaną powyżej wskazane warunki. Komisja Europejska będzie oceniać, czy zaprojektowane przez państwo członkowskie rozwiązanie spełnia te wymogi, ale wniosek będzie oceniany przez Komisję Europejską także pod kątem emisji gazów cieplarnianych spowodowanej jego akceptacją.

Do wniosku o odstępstwo dołącza się sprawozdanie państwa członkowskiego, które zawiera:

- a) ocenę wpływu odstępstwa pod względem emisji gazów cieplarnianych oraz na przejście w kierunku energii ze źródeł odnawialnych, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru;
- b) plan z celami pośrednimi dotyczący odchodzenia od udziału zdolności wytwórczych, o których mowa w ust. 2b, w mechanizmach zdolności wytwórczych do dnia wygaśnięcia odstępstwa, w tym plan pozyskania niezbędnych zdolności zastępczych zgodnie z orientacyjną krajową trajektorią ogólnego udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz ocenę barier inwestycyjnych powodujących brak wystarczających ofert w konkurencyjnym procesie przetargowym, o którym mowa w ust. 2c lit. a).

Analizy bilansów mocy, opisane w Rozdziale 6, przeprowadzonych przy założeniu, że Polska nie skorzysta z możliwości derogacji od limitu emisji, jednoznacznie wskazują, że w systemie brakuje mocy, co prowadzi



do wniosku, że odstępstwo powinno zostać wdrożone. Uzasadnienie techniczne zostało szerzej opisane w następnym punkcie a).

W celu wskazania preferowanej formy aukcji uzupełniających przeanalizowano trzy warianty ich przeprowadzenia, wprowadzanych nowelizacją URM:

- a) zakup mocy niespełniających limitu 550 w aukcjach dodatkowych, przeprowadzonych na poszczególne kwartały dostaw lat 2026, 2027 i 2028. Zapotrzebowanie na moc w tych aukcjach powinno być ustalone z uwzględnieniem pokrywania części zapotrzebowania przez jednostki nie spełniające limitu emisji. Jednostki spełniające limit emisji powinny być traktowane preferencyjnie;
- b) zakup mocy w aukcji (-ach) specjalnej (-ych) dostępnych tylko dla jednostek niespełniających limitu 550;
- c) zakup mocy w aukcji (-ach) specjalnej (-ych) dostępnych dla wszystkich JRM, nie posiadających umów mocowych na te lata.

Na podstawie przeprowadzonych analiz, oceniono, że warianty a i b nie będą mogły być realizowane. Warianty a i b nie spełniają bowiem wymogów zawartych w Rozporządzeniu Zmieniającym, w którym zakłada się przeprowadzenie aukcji uzupełniających na takich samych zasadach jak obecnie, ale z odstępstwem w zakresie limitu emisji. Oznacza to aukcje otwarte dla wszystkich jednostek nie posiadających umów mocowych na dany okres dostaw. Realizacja aukcji tylko dla jednostek nie spełniających wymogów Rozporządzenia UE 2019/943 stwarza wysokie ryzyko braku możliwości uzgodnienia odstępstwa z Komisją Europejską (KE).

Po przeprowadzonych analizach rekomendujemy prowadzenie aukcji uzupełniających w formie aukcji specjalnej (-ych) dostępnych dla wszystkich jednostek nie mających umów mocowych na te okresy dostaw, których dotyczyć będą aukcje – wariant c. Zakłada się przeprowadzenie aukcji uzupełniających i poprzedzających ich certyfikacji na takich samych zasadach jak obecnie, ale z odstępstwem w zakresie limitu emisji CO₂. Zakłada się również, że aukcje na lata dostaw 2026, 2027 i 2028 zostaną przeprowadzone w jednym kwartale – przed przeprowadzeniem na ten okres aukcji dodatkowych, natomiast na II połowę 2025 zostanie przeprowadzone po przeprowadzeniu aukcji dodatkowych na ten okres (aukcje odbyły się już w marcu 2024 r.).

Główny problem związany z analizą wariantu c sprowadzał się do pytania, czy po zmianie Rozporządzenia 2019/943 Rozporządzeniem Zmieniającym będzie prawnie dopuszczalne przeprowadzenie aukcji uzupełniającej na okres od 2026 r. do końca roku 2028 przed przeprowadzeniem na ten okres aukcji dodatkowych przewidzianych URM. Zagadnienie to wiązało się z ustaleniem czy:

- a) rozważany model nie jest sprzeczny z postanowieniem art. 64 ust. 2b Rozporządzenia 2019/943 po zmianach wprowadzonych Rozporządzeniem Zmieniającym, zgodnie z którym kontraktowanie mocy w aukcjach uzupełniających winno być udzielane w ramach mechanizmu zatwierdzonego przez Komisję Europejską przed wejściem w życie Rozporządzenia 2019/943;



- b) rozważany model kontraktowania mocy w aukcjach uzupełniających spełnia wymóg uprzedniego przeprowadzenia konkurencyjnych procesów przetargowych w mechanizmie zdolności wytwórczych, które mają zmaksymalizować udział jednostek spełniających limit emisji CO₂ w przypadku umów zawieranych na okres do 31 grudnia 2028 r, o którym mowa w art. 64 ust. 2c lit. a Rozporządzenia 2019/943 po zmianach wprowadzanych Rozporządzeniem Zmieniającym;
- c) rozważany model nie jest sprzeczny z art. 64 ust. 2c lit. b Rozporządzenia 2019/943 po zmianach wprowadzanych Rozporządzeniem Zmieniającym, który przewiduje, że kontraktowanie mocy w aukcjach uzupełniających następuje dopiero wtedy, gdy konkurencyjne procesy przetargowe są niewystarczające do rozwiązania problemu wystarczalności mocy w okresie, którego dotyczy proces przetargowy;
- d) rozważany model aukcji uzupełniających spełnia wymóg kontraktowania mocy na okres nie dłuższy niż 1 rok (art. 64 ust. 2c lit. c Rozporządzenia 2019/943 po zmianach wprowadzanych Rozporządzeniem Zmieniającym).

Analiza zagadnień opisanych wyżej doprowadziła do konkluzji, że w opisanym wyżej systemie kontraktacji mocy w aukcjach uzupełniających zostaną spełnione wymagania kontraktowania mocy określone w Rozporządzenia 2019/943 po zmianach wprowadzanych Rozporządzeniem Zmieniającym. Analiza oraz argumenty za powyższą tezę zostały przedstawione w opinii z dnia 4 czerwca przygotowanej przez doradcę prawnego w zakresie możliwości przeprowadzenia odrębnych uzupełniających aukcji rocznych (AU) w jednym kwartale, z wyprzedzeniem na okres dostaw od 2026 roku do roku dostaw 2028 włącznie, która stanowi załącznik do niniejszego raportu. Opinia była opracowana przed publikacją Rozporządzenia Zmieniającego, jednak konkluzje w niej zawarte pozostają aktualne. Opinia stanowi załącznik do niniejszego opracowania

Nie możemy jednak wykluczyć, że argumenty przedstawione w tej Opinii mogą nie znaleźć akceptacji organów administracji publicznej oraz przedstawicieli Komisji Europejskiej. Tezy przedstawione powyżej mogą zostać uznane za niezgodne z celem regulacji europejskich. W naszej ocenie, biorąc pod uwagę specyfikę prawa UE, a także polskich rozwiązań rynku mocy, stanowią dopuszczalną interpretację tych regulacji.

Ponadto nie widzimy przeszkód, aby odstępstwo dotyczyło również rynku wtórnego. Cytowany wyżej przepis Rozporządzenia UE 2019/943 odnoszący się do derogacji stanowi *o możliwości posiadania zobowiązań lub otrzymywania płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności po dniu 1 lipca 2025 r. w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych zatwierdzonego przez Komisję przed dniem 4 lipca 2019 r.* nie determinując mechanizmu, na podstawie którego te płatności lub zobowiązania zostaną uzyskane przez uczestników rynku mocy. Tym samym bezpośrednia treść przepisu nie zawęża tego mechanizmu do rynku pierwotnego.



Z perspektywy projektowanych przepisów wymaga to zmian w URM, która nie przewiduje w systemie aukcji mocy przeprowadzenia aukcji uzupełniającej. Z uwagi na wymagania aby aukcje te zostały przeprowadzone w sposób analogiczny jak aukcje główne i dodatkowe, to zmiany w zakresie URM będą niewielkie, niemniej wymagające analizy tej ustawy, aby dokonać właściwych odniesień do przepisów regulujących zasady i tryb przeprowadzenia aukcji. Zmiany dostosowujące wprowadzone do RRM mogą (o ile zostanie to przewidziane w zmianach do URM) wymagać wydania stosownego rozporządzenia. Podjęcie prac legislacyjnych oraz prac na poziomie RRM jest rekomendowane dopiero po uzyskaniu zgody na powyższe działanie ze strony Komisji Europejskiej.

W sytuacji braku zgody na ten wariant, rekomendujemy rozważenie przeprowadzenia aukcji uzupełniających w formie aukcji specjalnej (-ych) dostępnej dla wszystkich jednostek nie mających umów mocowych na te okresy dostaw, których dotyczyć będą aukcje (wariant c), na takich samych zasadach jak obecnie, ale z odstępstwem w zakresie limitu emisji CO₂ przy założeniu, że aukcje na lata 2026, 2027 i 2028 zostaną przeprowadzone po przeprowadzeniu na ten okres aukcji dodatkowych przewidzianych URM.

Z perspektywy harmonogramu wprowadzania powyższych zmian należy uwzględnić trzy czynniki mające wpływ na efektywne wdrożenie każdego rozwiązania przewidzianego w raporcie, przy czym tak jak wskazaliśmy powyżej, sugerujemy skupić się w pierwszej kolejności na zmianach pozwalających skorzystać z derogacji. Warunkiem przeprowadzenia aukcji uzupełniających jest bowiem zaistnienie następujących etapów, przy czym poza pracami koncepcyjnymi w ich opracowaniu, które mogą toczyć się jednocześnie, warunkiem przejścia do kolejnego jest zakończenie poprzedniego:

- a) wejście w życie Rozporządzenia Zmieniającego (etap zakończony – Rozporządzenie Zmieniające weszło w życie 16 lipca 2024 r.);
- b) przyjęcie ustawy zmieniającej URM przez polskie organy ustawodawcze;
- c) notyfikacja ustawy zmieniającej URM do Komisji Europejskiej i jej akceptacja przyjętego mechanizmu.

W zakresie prac objętych legislacją w Polsce proces może podlegać opóźnieniom, co może mieć wpływ na harmonogram prac nad wdrożeniem derogacji.

8.2. Okres II – lata 2031 – 2040

8.2.1. Przedłużenie rynku mocy do 2040 roku – propozycja kluczowa

Proponuje się przedłużenie funkcjonowania rynku mocy po roku 2030, zapewniając możliwość udziału w nim instalacji wytwórczych o różnych technologiach produkcji energii elektrycznej i jednostek redukcji mocy, pod warunkiem spełnienia przez nie limitu 550. Proponuje się utrzymanie funkcjonujących dotychczas zasad mechanizmu, z uwzględnieniem proponowanych zmian dostosowujących rynek mocy do nowych technologii oraz szeregu zmian poprawiających jego efektywność. Zmiany te zostały opisane w dalszej części rozdziału.

Uzasadnienie

Zamierzenia UE w zakresie realizacji polityki energetyczno-klimatycznej sformułowane w Europejskim Zielonym Ładzie i programach wdrożeniowych mają doprowadzić do uzyskania neutralnej klimatycznie elektroenergetyki w perspektywie końcówki lat 30-tych. Dla Polski tak ambitne plany stanowią ogromne wyzwanie, mając na uwadze obecną strukturę wytwarzania. W rozdziale 6 niniejszego raportu przedstawiono analizę dwóch scenariuszy rozwojowych dla wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. W kontekście funkcjonowania systemu po 2030 roku istotnym jest, że potrzeby inwestycyjne będą szczególnie duże, ze względu na wysokonakładowe moce, zapewniające stabilność dostaw energii elektrycznej, takie jak elektrownie jądrowe, źródła z CCS/CCU, układy OZE – elektrolizery – magazyny wodoru – elektrownie gazowe na wodór. Przy tak wysokich wydatkach w latach trzydziestych, konieczne będzie pozyskiwanie ogromnych ilości kapitału zewnętrznego po jak najniższych kosztach. Ponadto spłata i obsługa tego kapitału powinna być rozłożona na wiele lat, tak by koszty kapitałowe nie powodowały nadmiernych wzrostów cen energii, obciążających pośrednio konsumentów energii. Rynek mocy, jako mechanizm zapewniający stałe przychody w dłuższej perspektywie czasowej, pozwala na pozyskanie i obsługę kapitału dłużnego.

Aspekty prawne

Rozporządzenie Zmieniające w ramach reformy EMD ułatwia wprowadzanie rynków mocy w krajach członkowskich, wobec czego uzgodnienia dotyczące jego przedłużenia w Polsce, zakładając dobre przygotowanie projektu, nie powinny stanowić większego problemu w uzgodnieniach z KE. Jak wskazano w rozdziale 6, projekt Rozporządzenia Zmieniającego prezentuje podejście do mechanizmów zdolności wytwórczych jako strukturalnego elementu rynku energii elektrycznej (z rozporządzenia UE 2019/943 usuwa m.in. zapisy, że mechanizmy zdolności wytwórczych wprowadzane są w ostateczności oraz że są tymczasowe – w mocy pozostają jednak zapisy, że Komisja zatwierdza je na okres nie dłuższy niż 10 lat). Wprowadza również potencjalne, wyjątkowe i dopuszczalne jedynie w należycie uzasadnionych sytuacjach odstępstwo od stosowania limitu emisji CO₂ w przypadku mechanizmów już zatwierdzonych.

Zgodnie z rozporządzeniem 2019/943, przedłużenie obowiązywania rynku mocy będzie musiało być poprzedzone odpowiednimi analizami bilansowymi Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, oceny stopnia rozwoju rynku energii oraz oceną funkcjonowania rynku mocy (podobnie jak w bieżącym roku). Ponadto przedłużenie obowiązywania rynku mocy będzie wymagało spełnienia innych wymogów prawnych,

w tym przewidzianych w Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (Komunikat KE 2022/C 80/01). Analizy takie będą musiały zostać rozpoczęte odpowiednio wcześniej, tak żeby zapewnić czas na notyfikację Komisji Europejskiej oraz wprowadzenie odpowiednich regulacji krajowych, przede wszystkim zmian w URM.

Brak sprzeczności z Rozporządzeniem Zmieniającym

Rozporządzenie Zmieniające w bezpośredni sposób nawiązuje do regulacji dotyczących mechanizmu zdolności wytwórczych znajdujących się w Rozporządzeniu 2019/943, które ustanawiają kryteria akceptacji przez Komisję programów pomocowych takich jak rynek mocy.

Zasadniczo, żadne z postanowień Rozporządzenia UE 2019/943, po zmianach wprowadzonych po wejściu w życie Rozporządzenia Zmieniającego nie uniemożliwia funkcjonowania rynku mocy w latach 2030 – 2040. Przyjęte zmiany dokonują jednak istotnych modyfikacji w podejściu do mechanizmów zdolności wytwórczych.

Zgodnie z motywem 49 Rozporządzenia Zmieniającego:

*(...) Niezależnie od potrzeby ograniczenia zakłóceń konkurencji i rynku wewnętrznego mechanizmy zdolności wytwórczych wraz z odpowiednimi ramami regulacyjnymi mogą odgrywać ważną rolę w zapewnianiu wystarczalności zasobów, w szczególności w trakcie przechodzenia na system bezemisyjny i w odniesieniu do systemów energetycznych bez wystarczających połączeń międzysystemowych. Dlatego też, **choć mechanizmów zdolności wytwórczych nie należy już uznawać za środki stosowane w ostateczności**, potrzebę ich stosowania i ich projektowanie należy okresowo poddawać ocenie w świetle zmieniających się ram regulacyjnych i warunków rynkowych. Procedura przyjmowania mechanizmów zdolności wytwórczych okazała się jednak złożona. Aby uwzględnić potencjalne możliwości usprawnienia i uproszczenia procesu ubiegania się o mechanizm zdolności wytwórczych, oraz aby zapewnić państwom członkowskim możliwość terminowego rozwiązania problemów z wystarczalnością, przy jednoczesnym zapewnieniu kontroli, niezbędnej by zapobiec szkodom dla rynku wewnętrznego, Komisja powinna do dnia 17 stycznia 2025 r. przedstawić szczegółowe sprawozdanie oceniające takie możliwości. (...)*

Ponadto zgodnie z motywem 55 Rozporządzenia Zmieniającego:

Mechanizmy zdolności wytwórczych powinny być otwarte na udział wszystkich zasobów, które są w stanie zapewnić wymagane parametry techniczne, co może obejmować elektrownie gazowe, pod warunkiem, że spełniają one limit emisji określony w art. 22 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2019/943, a także wszelkie krajowe progi emisji lub inne obiektywne kryteria środowiskowe, które państwa członkowskie mogą chcieć stosować w celu przyspieszenia odejścia od paliw kopalnych.

Powyższe wskazuje, że mechanizmy zdolności wytwórczych przestały funkcjonować jako rozwiązania wprowadzane w ostateczności (zmiana w art. 21 ust. 1 Rozporządzenia UE 2019/943). Ponadto zmiany w art. 21 ust. 8 oraz 22 ust. 1 lit. a Rozporządzenia UE 2019/943 powodują, że mechanizm zdolności przestanie być mechanizmem tymczasowym (choć Komisja zatwierdza go na nie dłużej niż 10 lat).



De facto stają się one normalnym systemem wsparcia w sytuacji deficytów w zakresie zdolności wytwórczych. Fakt, że przestają być tymczasowe powoduje, że mogą być zatwierdzone wielokrotnie przez Komisję, a to wręcz potwierdza, że mechanizmy te mogą funkcjonować (o ile służą do rozwiązania problemów z wystarczalnością art. 22 ust.1 lit. c Rozporządzenia 2019/943) bez jasno określonych ram czasowych. Motyw 55, art. 22 ust. 1 lit. h oraz ust. 4 i 5 zapewniają możliwość udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych instalacji wytwórczych o różnych technologiach produkcji energii elektrycznej i jednostek redukcji mocy, pod warunkiem spełnienia przez nie limitu emisji CO₂ na poziomie 550g/kWh.

Brak sprzeczności z Taksonomią

Zasadniczo w aktualnym stanie prawnym proponowane rozwiązanie (przedłużenie funkcjonowania rynku mocy na lata 2031 – 2040) nie jest sprzeczne z Taksonomią.

Taksonomia (Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088) przewiduje, że dana działalność gospodarcza jest zgodna z tym rozporządzeniem, jeżeli łącznie spełnia cztery warunki, tj.:

- wnosi istotny wkład w realizację co najmniej jednego z celów środowiskowych;
- nie wyrządza poważnych szkód dla żadnego z celów środowiskowych;
- jest prowadzona zgodnie z minimalnymi gwarancjami dotyczącymi, np. praw człowieka czy praw pracowniczych;
- spełnia techniczne kryteria kwalifikacji, które zostały ustanowione przez Komisję w aktach delegowanych⁵⁰.

Sześć celów środowiskowych Taksonomii to

1. łagodzenie zmian klimatu;
2. adaptacja do zmian klimatu;
3. zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich;
4. przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym;
5. zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola;
6. ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów⁵¹.

Produkcja energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych, aby była zgodna z Taksonomią musi spełnić szczegółowe techniczne kryteria kwalifikacji. Między innymi musi osiągać wyznaczone progi emisyjne, tj.

⁵⁰ Taksonomia, art. 3.

⁵¹ Taksonomia, art. 9.



poniżej 100 g ekwiwalentu CO₂/kWh w cyklu życia lub wskaźnik bezpośrednich emisji poniżej 270 g ekwiwalentu CO₂/kWh lub średnioroczny wolumen bezpośrednich emisji poniżej 550 kg ekwiwalentu CO₂/kW na przestrzeni 20 lat.

Wskazać jednak należy, że Taksonomia **nie zakazuje** prowadzenia niezgodnych z nią działalności gospodarczych. Można jednak zakładać, że **inne akty prawa UE dot. publicznego wsparcia będą odsyłały do Taksonomii** i kryteria zgodności z Taksonomią będą miały wpływ na wykonywanie wynikających z tych aktów uprawnień i obowiązków.

Zasadniczo wskazać jednak należy, że Rozporządzenie UE 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii zostało przyjęte przed Taksonomią i nie zawiera odniesień do tego rozporządzenia.

Celem Rozporządzenia UE 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, zgodnie z art. 1 lit. a jest m.in. „określenie podstaw efektywnego osiągnięcia celów unii energetycznej, a w szczególności ram dotyczących klimatu i energii na rok 2030, przez umożliwienie wysyłania sygnałów rynkowych z myślą o zwiększonej efektywności, większym udziale odnawialnych źródeł energii, bezpieczeństwie dostaw, elastyczności, **zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju, obniżaniu emisyjności** oraz innowacyjności”.

Ponadto Rozporządzenie UE 2019/943 zostało zmienione m.in. przez Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869 z dnia 30 maja 2022 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, zmiany rozporządzeń (WE) nr 715/2009, (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 oraz dyrektyw 2009/73/WE i (UE) 2019/944 oraz uchylecia rozporządzenia (UE) nr 347/2013, które już odsyła do Taksonomii stwierdzając w motywie 27 m.in.:

„Ważne jest zapewnienie, aby status projektu będącego przedmiotem wspólnego zainteresowania mogły otrzymywać wyłącznie projekty infrastrukturalne, w odniesieniu do których nie istnieją żadne uzasadnione alternatywne rozwiązania. W tym celu należy uwzględnić zasadę „efektywność energetyczna przede wszystkim” w sprawozdaniu w sprawie identyfikacji luk w infrastrukturze opracowanym zgodnie z niniejszym rozporządzeniem oraz w pracach grup regionalnych w zakresie sporządzania regionalnych list projektów proponowanych do listy unijnej. Zgodnie z zasadą „efektywność energetyczna przede wszystkim” należy rozważyć wszystkie istotne alternatywy dla nowej infrastruktury w celu zapewnienia przyszłych potrzeb w zakresie infrastruktury, które mogłyby przyczynić się do wyeliminowania luk w infrastrukturze.

Grupy regionalne, wspierane przez krajowe organy regulacyjne, powinny rozważyć założenia i wyniki analizy braków w infrastrukturze opracowanej zgodnie z niniejszym rozporządzeniem oraz zapewnić pełne odzwierciedlenie zasady „efektywność energetyczna przede wszystkim” w procesie wyboru projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania. Ponadto podczas realizacji projektu projektodawcy powinni zgłaszać kwestie dotyczące zgodności z przepisami w zakresie ochrony środowiska, aby wykazać, że projekty są realizowane z poszanowaniem zasady „nie czyni poważnych szkód” w rozumieniu art. 17 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 (16). W przypadku istniejących projektów



będących przedmiotem wspólnego zainteresowania, które osiągnęły odpowiedni stopień zaawansowania, kwestie te będą brane pod uwagę podczas selekcji projektów do uwzględnienia na liście unijnej przez grupy regionalne.”

Tak więc prawodawca unijny w ramach jednego z najnowszych aktów prawa energetycznego UE dot. wsparcia publicznego posłużył się konstrukcją prawną odesłania do Taksonomii. Wskazać jednak należy, że nie odsyłał do Taksonomii w wąskim i jasno określonym kontekście, nie dotycząc zagadnienia systemu wsparcia w sytuacji deficytów w zakresie zdolności wytwórczych.

Nie możemy więc wykluczyć, że w przyszłości mechanizmy zdolności wytwórczych będą musiały być zgodne z Taksonomią, w szczególności zasadą „nie czyn poważnych szkód” na skutek przyszłej zmiany Rozporządzenia UE 2019/943. W Rozporządzeniu Zmieniającym nie ma jednak podobnego odesłania. Przyjąć więc należy, że na ten moment regulacje Taksonomii nie wpływają na ukształtowanie i ważność mechanizmu zdolności wytwórczych zarówno w wersji Rozporządzenia UE 2019/943 jak i w wersji zmienionej Rozporządzeniem Zmieniającym, w szczególności w zakresie spełnienia limitu emisji CO₂, w szczególności przez elektrownie gazowe.

Warto jedynie wskazać, że w Wytocznych w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (2022/C 80/01) odesłano do zasady „nie czyn poważnych szkód” wyrażonej w Taksonomii w kontekście obowiązku bilansowania przez Komisję negatywnych skutków środka pomocy dla konkurencji i warunków wymiany handlowej z pozytywnymi skutkami planowanej pomocy dla wspieranej działalności gospodarczej. Tak więc, bezpośrednio odczytując powyższe regulacje, wskazać należy, że realizacja tej zasady nie jest definitywnym warunkiem wydania zgody a jedynie elementem, który Komisja bierze pod uwagę w ramach tego bilansowania. Jak wskazuje praktyka decyzyjna KE jest to jednak kryterium każdorazowo weryfikowane przez KE. Wynika z niej również, że stwierdzenie przez KE, że dany środek pomocowy nie prowadzi do oczywistego złamania zasady „nie czyn poważnych szkód” umożliwia jego akceptację w ramach testu bilansowania.

Proponowane działania

Model rynku mocy, regulacje i zasady funkcjonowania na ten okres powinny być zweryfikowane i dostosowane do nowych uwarunkowań i nowych technologii, np. budowy elektrolizerów, ciągów transportu magazynów wodoru, modernizacji części jednostek gazowych do współspalania wodoru i/lub czystego wodoru. Nie można wykluczyć budowy układów CCS/CCU dla części jednostek gazowych, a nawet węglowych.

Zmiany formalnie przedłużające okres funkcjonowania rynku mocy nie powinny stanowić bariery. Mogą natomiast pojawić się problemy związane z wdrożeniem zmian regulacyjnych prowadzących do realizacji nowych celów (transformacja energetyczne) rynku mocy oraz zmiennych uwarunkowań.



8.2.2. Wprowadzenie możliwości zawierania umów mocowych na nie więcej niż 25 okresów dostaw - zmiana kluczowa

Cel i zakres zmian

Przy założeniu przedłużenia rynku mocy w Polsce, niezbędne będzie wprowadzenie zmian wynikających z konieczności szybkiej dekarbonizacji sektora elektroenergetyki. Wiąże się to z koniecznością zastępowania jednostek węglowych i gazowych jednostkami o niemal zerowej emisyjności CO₂ m.in. poprzez budowę bloków CCGT / OCGT z systemem wychwytywania CO₂ ze spalin. Są to technologie o bardzo wysokich nakładach lub wysokich kosztach operacyjnych.

W celu umożliwienia uczestnictwa takich jednostek w rynku mocy proponuje się wprowadzenie trzeciego poziomu jednostkowych nakładów inwestycyjnych, na poziomie ogłaszanych corocznie w rozporządzeniu o parametrach aukcji (wstępnie proponuje się poziom około 9 000 zł/kW jako nakłady na CCGT z CCS wynoszące ok. 2,1 mln EUR/MW lub ok. 9 mln zł/MW wg „Technology Data – Energy Plants for Electricity and District heating generation” opublikowanego przez Danish Energy Agency and Energinet w kwietniu 2024 roku). Nakłady w takiej wysokości uprawniałyby JRM do oferowania obowiązków mocowych w aukcji głównej na nie więcej niż 25 lat.

Ponadto proponujemy rozważenie propozycji zróżnicowania długości okresów, na które zawiera się umowy mocowe dla jednostek o nakładach inwestycyjnych pomiędzy 2,4 a 9 mln zł/MW, tak że wzrost nakładów o każde kolejne 0,66 mln zł/MW ponad 2,4 mln zł/MW umożliwiłby zawarcie umowy mocowej na okres dłuży o 1 kolejny rok, tj. od 15 lat do maksymalnie 25 lat. Jeżeli jednostki istniejące ponoszą nakłady na modernizacje istotnie zmieniające parametry, w tym emisyjność, przekraczające dotychczasowy próg 2,4 mln zł/MW, traktowane są jako jednostki nowe.

Uzasadnienie

Rynek mocy w latach 2031 – 2040, poza wspomaganiami inwestycji równoważących bilans mocy, powinien wspomagać transformację klimatyczną elektroenergetyki, głównie w zakresie budowy nowych JRM o emisyjności CO₂ bliskiej zera, mających możliwość dostarczania mocy i/lub energii elektrycznej w sposób ciągły przez długie okresy. Mogą to być np.

- jednostki gazowe z CCS/CCU,
- jednostki gazowe na biogaz w układzie z biogazowniami i magazynami biogazu,
- jednostki gazowe na wodór w układzie z magazynami wodoru, elektrolizerami i zasilającymi je OZE,
- jednostki jądrowe SMR,
- elektrownie wodne z sezonowym zbiornikiem retencyjnym.

Aspekty prawne

Proponuje się wprowadzenie tej zmiany w ramach nowelizacji ustawy o rynku mocy przedłużającej okres funkcjonowania rynku mocy w Polsce na lata 2031 – 2040.



Zgodnie z art. 22 ust. 1 lit. h Rozporządzenia UE 2019/943 *wszelkie mechanizmy zdolności wytwórczych są otwarte na udział wszystkich zasobów które są w stanie spełnić wymagane parametry techniczne, w tym magazynowania energii i zarządzania stroną popytową.*

Ponadto zgodnie z motywem 55 Rozporządzenia Zmieniającego:

Mechanizmy zdolności wytwórczych powinny być otwarte na udział wszystkich zasobów, które są w stanie zapewnić wymagane parametry techniczne, w tym elektrowni gazowych, pod warunkiem, że spełniają one limit emisji określony w art. 22 ust. 4.

Zgodnie z art. 22 ust. 1 lit. d Rozporządzenia 2019/943 wszelkie mechanizmy zdolności wytwórczych dokonują selekcji dostawców zdolności wytwórczych w drodze przejrzystego, niedyskryminacyjnego i konkurencyjnego procesu.

Postanowienia te w sposób jednoznaczny wskazują, że żaden dostawca zdolności wytwórczej (żadna technologia) nie może być traktowana dyskryminacyjnie w stosunku do innych dostawców zdolności wytwórczych, jeżeli jest w stanie dostarczyć zdolność wytwórczą o wymaganych parametrach technicznych. Innymi słowy, jedynie parametry techniczne wymaganej zdolności wytwórczej mogą być kryterium różnego (nierównego) traktowania dostawców zdolności wytwórczych. Budzi więc pewną wątpliwość możliwość różnicowania tego wsparcia z uwagi na CAPEX.

Zgodnie z art. 22 ust. 1 lit c Rozporządzenia UE 2019/943 wszelkie mechanizmy zdolności wytwórczych nie wykraczają poza to, co jest konieczne do rozwiązania problemów z wystarczalnością, o której mowa w art. 20 Rozporządzenia UE 2019/943.

W konsekwencji można przyjąć, że Rozporządzenie UE 2019/943 odnosząc się do mechanizmów zdolności wytwórczych przewiduje, że mechanizmy te służą zasadniczo celowi rozwiązania problemów z wystarczalnością, o której mowa w art. 20 Rozporządzenia UE 2019/943 a wobec tego przedmiotem wsparcia jest tylko zapewnienie tej wystarczalności. Powyższe zaś prowadzi do konkluzji, że mechanizmy te muszą być neutralne technologicznie, gdyż istotne jest tylko to czy dostarczą odpowiednią zdolność wytwórczą o wymaganych parametrach technicznych z wyjątkiem limitu 550. Wyjątek od tej zasady stanowi art. 19g Rozporządzenia UE 2019/943, który przewiduje możliwość wprowadzenia do mechanizmów zdolności wytwórczych dostosowań pozwalających na promowanie udziału elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, takiej jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii. Postanowienia te nie przewidują jednak konieczności dostosowania tych mechanizmów do dodatkowego promowania elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, a jedynie przewidują konieczność rozważenia ich promowania w mechanizmach zdolności wytwórczych w kontekście ogólnego wspierania tych elastyczności w systemie.

Nie możemy jednak wykluczyć możliwości dopuszczenia przez Komisję różnicowania warunków wsparcia dla technologii charakteryzujących się różnymi zakresami CAPEX. Jak rozumiemy, Komisja zaakceptowała różnicowanie długości kontraktów mocowych z uwagi na koszt technologii wykorzystywanej do



dostarczania mocy, co przejawia się w różnicowaniu wsparcia dla nowych jednostek wytwórczych na 5 i 15 lat z uwagi na jednostkowe poziomy nakładów inwestycyjnych odniesione do mocy osiągalnej netto. Omawiana propozycja jest kontynuacją tego rozwiązania. Argumentem za akceptacją tego rozwiązania może być również planowana zmiana koncepcji rynku mocy i jego celów.

Stosownie do tej zmiany konieczne są zmiany w URM oraz RRM. Poziom nakładów uprawniający do takich ofert byłby ustalany corocznie w rozporządzeniu o parametrach aukcji głównej.

8.2.3. Nowy rodzaj bonusu w formie dodatku do ceny zamknięcia aukcji – zmiana kluczowa

Cel i zakres zmian

Przyspieszenie budowy jednostek o emisyjności CO₂ bliskiej zeru umożliwi realizację wkładu Polski w dotrzymywanie celów UE w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych. Dla stymulacji inwestorów do stosowania rozwiązań o jak najniższej emisyjności CO₂, proponuje się, aby potencjalne umowy mocowe dla JRM o bardzo niskiej emisyjności, zgodnej z wymogami taksonomii (tj. dla jednostek dla których decyzja inwestycyjna zostanie podjęta przed rokiem 2031 < 270 g CO₂/kWh, od roku 2031 < 100 g CO₂/kWh) mogły podlegać dodatkowym bonusom w formie dodatku (np. 15-20%) do ceny zamknięcia aukcji.

Alternatywą dla bonusu cenowego, ale rozwiązaniem mniej efektywnym i skutecznym ze względu na wartość pieniądza w czasie, jest dalsze przedłużenie umowy mocowej (np. o 15-20% pierwotnego okresu).

Uzasadnienie

Zgodnie z krajowymi i unijnymi planami ochrony klimatu, elektroenergetyka powinna jak najszybciej redukować emisję CO₂. Zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej, przy jednoczesnym szybkim ograniczaniu emisji CO₂, wymaga zastępowania jednostek węglowych i gazowych, jednostkami OZE i jednostkami niemal zeroemisyjnymi o możliwościach produkcyjnych porównywalnych do wycofywanych jednostek o wysokiej emisji. Jednostki o niemal zerowej emisyjności CO₂, zdolne do dostaw energii i mocy przez długie okresy niezależnie od pogody, na ogół wymagają jednak bardzo wysokich nakładów inwestycyjnych. Dodatek cenowy jest szczególnie atrakcyjny dla inwestycji charakteryzujących się wysokimi nakładami i o wysokim koszcie pozyskania kapitału (np. ze względu na ryzyko związane z rozwojem nowej technologii). Zwiększenie ceny zamknięcia może pozwolić na utrzymanie płynności finansowej, zwłaszcza w pierwszych latach obsługi zadłużenia, lub poprawę bilansu finansowego inwestycji. Wprowadzenie propozycji może pozwolić na budowę jednostek o wyższych nakładach, nie prowadząc przy tym do nadmiernego zwiększania ceny zamknięcia aukcji, stanowiąc tym samym mniejsze obciążenie dla odbiorców.

Alternatywnym rozwiązaniem dla współczynnika zwiększającego cenę może być przedłużenie okresu wsparcia. Pozytywne doświadczenia z funkcjonującego już przepisu, który uprawnia JRM do oferowania obowiązków mocowych w aukcji głównej na 7 i 17 lat odpowiednio jednostkom modernizowanym i nowym o emisyjności co najwyżej 450 g CO₂/kWh, uzasadniają wprowadzenie jeszcze bardziej stymulującego bonusu dla jednostek niemal zeroemisyjnych.



Poziomy dodatków lub przedłużenia okresu wynikają z konieczności poniesienia wyższych nakładów i zwiększenia kosztów operacyjnych.

Aspekty prawne

Proponuje się wprowadzenie tej zmiany w ramach nowelizacji URM przedłużającej okres funkcjonowania rynku mocy w Polsce na lata 2031 – 2040.

Jak wskazano powyżej, zasadniczo wszelkie mechanizmy zdolności wytwórczych winny być neutralne technologicznie i zakładać tylko takie warunki, które pozwalają na rozwiązania problemów z wystarczalnością, o której mowa w art. 20 Rozporządzenia UE 2019/943.

Nie można jednak wykluczyć możliwości dopuszczenia przez Komisję różnicowania warunków wsparcia dla technologii charakteryzujących się niskim poziomem emisyjności. Wpisywałyby się to bezpośrednio w polityki środowiskowe UE oraz rekomendacje KE, w których zachęca ona państwa członkowskie do wprowadzania do środków dotyczących bezpieczeństwa dostaw dodatkowych kryteriów lub cech w celu wspierania szerszego wykorzystywania bardziej ekologicznych technologii, niezbędnych do realizacji unijnych celów w zakresie ochrony środowiska⁵². Należy wskazać, że Komisja Europejska zaakceptowała również podobną formę bonusu w postaci zróżnicowania długości kontraktów mocowych z uwagi na jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla na poziomie mniejszym lub równym 450 kg na 1 MWh wytwarzanej energii elektrycznej albo, w przypadku jednostek kogeneracji, energii elektrycznej i ciepła (art. 25 ust. 5 URM). Omawiana propozycja jest kontynuacją tego rozwiązania. Argumentem za akceptacją tego rozwiązania może być również zmiana koncepcji rynku mocy.

Propozycja wymaga zmian w URM m.in. poprzez wprowadzenie nowych zapisów w art. 25 oraz zmian w RRM.

8.2.4. Możliwość zawierania wieloletnich umów mocowych z większym niż 5 lat wyprzedzeniem okresu dostaw – zmiana kluczowa

Cel i zakres zmian

Celem proponowanych zmian jest umożliwienie udziału w rynku mocy nowych JRM o cyklu inwestycyjnym dłuższym niż 3 - 5 lat. Proponowana zmiana zakłada wprowadzenie możliwości uzyskania wieloletniego kontraktu mocowego dla okresu r+6 oraz r+7 w trakcie aukcji głównej r+5, przy czym oferty na lata r+6 i r+7 byłyby rozpatrywane dopiero po ustaleniu ceny dla roku r+5.

Podstawowym założeniem proponowanego rozwiązania jest brak wpływu oferowanych dla okresów r+6 i r+7 wolumenów mocy na zagregowany wolumen oferowanych oraz kontraktowanych obowiązków mocowych (ZOOM) dla okresu r+5. Tym samym kontraktacja nowych mocy dla okresu dostaw r+6 lub r+7 nie wyczerpywałaby zapotrzebowania na moc dla okresu dostaw r+5. Aukcja dla okresu dostaw r+5

⁵² Komunikat Komisji – Wytoczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r., Dz.U. C 80 z 18.02.2022, p. 1–89



odbywałyby się na dotychczasowych zasadach. Równoległe byłaby możliwość składania ofert wyjścia dla okresu dostaw r+6 oraz r+7.

Możliwość oferowania mocy na okres r+6 i r+7 byłaby ograniczona do JRM planowanych w technologiach z długim okresem realizacji inwestycji i ma w zamierzeniu wyrównywać ich szanse na uzyskanie umów mocowych.

Cena zamknięcia aukcji dla okresu dostaw r+6 oraz r+7 byłaby uzależniona od relacji oferowanej mocy nowych źródeł względem zapotrzebowania r+5. Przykładowo, dla okresu dostaw r+6:

- w przypadku, gdy łączne oferowane wieloletnie obowiązki mocowe r+5 oraz obowiązki mocowe oferowane dla r+6 są niższe niż $PZM(1 - X)$, cena zamknięcia dla okresu dostaw r+6 jest taka sama jak dla okresu dostaw r+5;
- w przypadku, gdy łączne oferowane wieloletnie obowiązki mocowe r+5 oraz obowiązki mocowe oferowane dla r+6 są wyższe niż wolumen otwarcia danej rundy aukcji, aukcja dla okresu dostaw r+6 jest kontynuowana do czasu, aż ta wartość nie spadnie poniżej poziomu krzywej PZM (tj. nawet po zakończeniu aukcji dla okresu r+5). W takiej sytuacji cena zamknięcia dla okresu dostaw r+6 jest niższa niż cena zamknięcia aukcji dla okresu dostaw r+5.

Innymi słowy: aukcja dla r+5 przebiega analogicznie jak obecnie, a wolumen r+6 jest dodatkowym, który może zostać zakontraktowany w ramach pozostałej mocy i po cenie wynikającej z parametrów aukcji r+5. W żadnym przypadku jednak nie dochodzi do sytuacji, gdzie łączny wolumen zakontraktowany dla okresu r+6 przekraczałby poziom zapotrzebowania na moc r+5. Analogiczne zasady obowiązują dla okresu r+7, przy czym dla r+7 kontroli podlega łączny wolumen kontraktowany z umów wieloletnich r+5, z umów wieloletnich r+6 i umów r+7.

Dla obowiązków mocowych r+6 i r+7 można składać oferty wyjścia analogicznie i w tym samym czasie prowadzenia rundy aukcyjnej jak w przypadku aukcji r+5. Cenę do umowy mocowej ustala się na poziomie ceny zamknięcia dla danego okresu powiększonej o roczny wskaźnik inflacji dla r+6 lub wskaźnik inflacji za dwa lata dla r+7.

Proponuje się, żeby takie oferty mogły składać JRM, które uzyskały taką możliwość w certyfikacji do aukcji głównej na podstawie wniosku o certyfikację do aukcji głównej na rok dostaw r+5, z zastrzeżeniem rozpoczęcia dostaw w roku r+6 lub r+7. Załączana do wniosku ekspertyza o nakładach powinna potwierdzać długość cyklu inwestycyjnego.

Uzasadnienie

Proponowane rozwiązanie dawałoby szanse na skorzystanie ze wsparcia w ramach rynku mocy przez JRM o długim cyklu budowy, a rynek mocy mógłby być jednym z ważniejszych systemów w stymulowaniu budowy takich źródeł.

Aspekty prawne



Zmiana wymaga nowelizacji URM w zakresie w jakim reguluje certyfikację do aukcji głównej i przepisy o przebiegu aukcji. Zasadniczo należałoby wprowadzić zmianę w art. 25 URM, poprzez wprowadzenie możliwości kwalifikowania danej jednostki jako nową jednostkę rynku mocy wytwórczą o przedłużonym cyklu inwestycyjnym. Podobnie należałoby wprowadzić nowy przepis, który umożliwiłaby wydłużenie rozpoczęcia okresu dostaw na rok $r+6$ i $r+7$ bez sankcji.

8.2.5. Potwierdzenie jednakowego traktowania krajowych i zagranicznych dostawców mocy / JRM przy sprawdzaniu stopnia realizacji obowiązków mocowych – zmiana kluczowa

Cel i zakres zmian

Proponowana zmiana obejmuje upublicznienie zapisów umów międzyoperatorskich, związanych z weryfikacją realizacji obowiązków mocowych przez JRM składające się z jednostek fizycznych zagranicznych (dalej JRM zagraniczne). Zapisy takich umów powinny zapewniać pełną weryfikację realizacji obowiązków mocowych. Operator powinien wdrożyć mechanizmy (jeśli takie nie zostały wdrożone) weryfikacji zdolności do dostarczenia mocy i faktycznej dostawy mocy w przypadkach określonych w URM. W przypadku braku technicznej możliwości wdrożenia takich mechanizmów powinny zostać wprowadzone odpowiednie mechanizmy rozliczeniowe, które będą odzwierciedlały faktyczną zdolność do dostarczenia mocy do KSE lub powinien zostać ograniczony wolumen mocy kontraktowanej w JRM zagranicznych. Celem proponowanych zmian jest potwierdzenie równoprawnego traktowania krajowych i zagranicznych dostawców mocy w zakresie realizacji obowiązków mocowych. Niezależnie od równoprawnego traktowania krajowych i zagranicznych dostawców mocy, zapewniony powinien również zostać równy dostęp do informacji w zakresie realizacji obowiązków mocowych.

Uzasadnienie

Rozdział 2 ustawy o rynku mocy reguluje zasady udziału mocy zagranicznych w krajowym rynku mocy. Zgodnie z zawartymi tam zapisami, udział mocy zlokalizowanych w systemach elektroenergetycznych państwa członkowskiego UE, bezpośrednio połączonego z KSE jest możliwy po uprzednim zawarciu umowy pomiędzy operatorami, określającej zasady współpracy.

Umowa ta określa w szczególności zasady:

- przekazywania informacji na potrzeby potwierdzenia istnienia jednostki fizycznej zagranicznej oraz jej parametrów technicznych;
- przekazywania danych umożliwiających weryfikację oraz rozliczenie wykonania obowiązku mocowego przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych;
- ogłaszania i przeprowadzania testowego okresu przywołania na rynku mocy w odniesieniu do jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych.

Pomimo tego, że obecne regulacje nakładają jednakowe obowiązki na wszystkie jednostki rynku mocy, w tym zagraniczne, realizacja obowiązków mocowych w okresach przywołania, testowych okresach przywołania oraz demonstracji przez zagraniczne JRM jest dokonywane za pośrednictwem OSP danego



kraju na podstawie umowy międzyoperatorskiej z polskim OSP, nie udostępnianej publicznie. To może powodować nierównoprawne traktowanie JRM krajowych i zagranicznych oraz niższy wpływ zagranicznych JRM na polski bilans mocy. Proponowane zmiany powinny, przynajmniej częściowo, rozwiązać te problemy.

Aspekty prawne

Powyższa zmiana wymaga odpowiedniej ingerencji na poziomie URM. Proponuje się dodanie ust. 7 do art. 6 URM, który będzie zawierał przepis przewidujący obowiązek opublikowania na stronie internetowej PSE tych fragmentów umowy międzyoperatorskiej, które regulują zasady przekazywania informacji na potrzeby potwierdzenia istnienia jednostki fizycznej zagranicznej oraz jednostki fizycznej połączenia międzysystemowego i ich parametrów technicznych, danych umożliwiających weryfikację oraz rozliczenie wykonania obowiązku mocowego przez jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych oraz jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego, ogłoszenia i przeprowadzania testowego okresu przywołania na rynku mocy w odniesieniu do tych jednostek rynku mocy.

Wartością nadrzędną rynku mocy winno być równe traktowanie uczestników tego rynku, w tym JRM zlokalizowanych poza granicami RP. Zasady funkcjonowania rynku mocy dla jednostek przyłączonych do KSE, w tym zasady potwierdzenia istnienia jednostek fizycznych ich parametrów technicznych, przekazywania danych umożliwiających weryfikację oraz rozliczenie wykonania obowiązku mocowego, czy zasady przeprowadzania TOP, są transparentne dla wszystkich uczestników tego rynku i w sposób jasny określają przestrzeń normatywną w jakiej poruszać się mogą dostawcy mocy, Operator i inni uczestnicy tego rynku. Nie ma jakichkolwiek powodów by inne zasady obowiązywały w stosunku do podmiotów zagranicznych, które zamierzają uczestniczyć w tym rynku. Umowa międzyoperatorska, która na podstawie art. 6 ust. 3 i 4 URM, ma regulować obowiązki operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego bezpośrednio połączonego z KSE w zakresie umożliwienia uczestnictwa jednostek fizycznych zagranicznych czy jednostek fizycznych połączenia międzysystemowego w rynku mocy, a także przynajmniej pośrednio zasady uczestnictwa tych jednostek w rynku mocy, nie może stanowić informacji niejawnej, gdyż zasady te wpływają również pośrednio na sytuację JRM przyłączonych do KSE, które konkurują na aukcjach z tymi podmiotami. Winna więc w tym zakresie zostać ujawniona.

W ocenie doradcy obowiązek upublicznienia tych informacji z uwagi na zasady transparentności zasad funkcjonowania rynku mocy i równouprawnienia dostawców mocy, nie powinien więc stanowić przeszkody w zawieraniu umów międzyoperatorskich lub ewentualnej ich zmiany w kierunku umożliwienia jego realizacji.



8.2.6. Urealnienie wpływu bateryjnych magazynów energii na zapewnienie wystarczalności mocy w systemie – zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

KWD bateryjnych magazynów energii elektrycznej na dany rok dostaw powinien odzwierciedlać użyteczność tej technologii w realizacji skorygowanych obowiązków mocowych w prognozowanych okresach przywołania wynikających z analiz OSP.

Należy również rozważyć możliwość wprowadzenia zróżnicowanych KWD dla bateryjnych magazynów energii w zależności od pojemności oferowanej instalacji.

Uzasadnienie

Wprowadzone rozwiązanie dostosowuje płatności z RM dla bateryjnych magazynów energii do faktycznej możliwości realizacji skorygowanych obowiązków mocowych.

Aspekty prawne

Zgodnie z art. 34 URM minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa, w drodze rozporządzenia, parametry najbliższej aukcji głównej mając na względzie m.in. adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu oraz zapewnienie bezpieczeństwa systemu, wobec czego proponowana zmiana sposobu wyznaczania KWD dla magazynów nie wymaga zmian w regulacjach.

8.2.7. Dopuszczenie agregowania jednostek fizycznych planowanych i modernizowanych, w tym mniejszych niż 2 MW oraz zmiana limitu mocy dla JRM zagregowanych - zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

Celem zmiany jest zwiększenie podaży JRM składających się z planowanych lub modernizowanych jednostek fizycznych. Propozycja dotyczy zmiany ograniczenia wynikającego z art. 19 ust. 2 i 3 URM stanowiącego, że w skład nowej oraz modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej może wchodzić tylko jedna jednostka fizyczna i dopuszczenie agregowania grupy jednostek fizycznych planowanych oraz modernizowanych.

Druga zmiana dotyczy zmiany limitu 50 MW mocy dla grupy jednostek fizycznych wchodzących w skład jednej JRM, zawartego w art. 16 ust. 1. Pozwoli to na ułatwienie budowania i funkcjonowania JRM składających się z jednostek fizycznych korzystających z dużej części wspólnej, np. elektrownie szczytowo-pompowe.

Uzasadnienie

Obecnie możliwość agregowania planowanych jednostek fizycznych w jedną jednostkę rynku mocy jest szczególnie istotna w odniesieniu do planowanej budowy małych jednostek wytwórczych np. bazujących na silnikach gazowych oraz dla budowy magazynów energii u odbiorców. Wkrótce taka możliwość będzie istotna dla jednostek budowanych w jednym źródle z dużym udziałem infrastruktury wspólnej, np.

elektrownie szczytowo-pompowe i szczytowo-sprężarkowe, SMR czy układy z wykorzystywaniem wodoru. W takich przypadkach, przy planowanej budowie kilku jednostek w jednej lokalizacji, do podjęcia decyzji inwestycyjnej konieczne jest zagwarantowanie wsparcia dla wszystkich z nich (w przypadku braku agregacji istnieje ryzyko, że któraś z jednostek może nie uzyskać umowy mocowej). Biorąc pod uwagę brak konkluzji w toczącej się obecnie debacie publicznej w zakresie rozważań dot. możliwości wprowadzenia wsparcia dla wdrażania w Polsce energetyki jądrowej (np. w postaci CfD), w przypadku objęcia nim jedynie dużych jednostek (LNR), proponowany mechanizm mógłby stanowić zabezpieczenie dla zapewnienia opłacalności ekonomicznej inwestycji w SMR.

Aspekty prawne

Omawiana zmiana wymaga nowelizacji URM, w szczególności art. 16 ust. 1 oraz 19 ust. 2 i 3 URM, oraz zmian RRM.

8.2.8. Wprowadzenie do polskiego prawa wolumenu emisji 350 kg/kW – zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

Umożliwienie korzystania z rynku mocy jednostkom przekraczającym limit emisji 550 g CO₂/kWh, ale nie przekraczającym limitu wolumenu 350 kg CO₂/kW/rok (limit wolumenu 350). Pozwoli to na zmniejszenie ryzyka przerw w dostawach energii poprzez wykorzystywanie w sytuacjach niedoborów mocy jednostek, które zostałyby wyłączone z eksploatacji z powodów ekonomicznych.

Uzasadnienie

Zbilansowanie mocy w polskim KSE w najbliższych kilku latach jest obarczone wysokim ryzykiem. W 2025 roku dla bloków o mocy kilku tysięcy MW, kończą się wieloletnie umowy mocowe, nie jest znany zakres wykorzystania derogacji od limitu 550, terminy wejścia do eksploatacji morskich farm wiatrowych i bloków gazowych mających ryzyko opóźnień. W takiej sytuacji proponujemy wykorzystanie możliwości udziału w rynku mocy jednostek nie spełniających limitu 550, ale spełniające limit wolumenu 350. Pozwoli to na wparcie bilansu mocy w KSE przez 400-500 godzin w roku, ilość mocy kontraktowanej na dany rok w takich JRM mogłaby być ograniczona w rozporządzeniu o parametrach aukcji.

Aspekty prawne

Wprowadzenie zmiany wymaga nowelizacji URM w tym w szczególności art. 2., art. 3a, art. 15 ust. 6. Ponadto należy wprowadzić odpowiednie zmiany w RRM.

8.2.9. Modyfikacja rozwiązań w zakresie wyznaczania wolumenu mocy, który powinien być zakupiony w aukcjach głównych (PZM) – zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

Propozycja obejmuje wprowadzenie modyfikacji dotychczasowego rozwiązania w zakresie sposobu określania PZM. Proponuje się ustalanie PZM na bazie najwyższej z wartości kwartalnych PZM z uwzględnieniem ustalonej ilości traktowanej jako rezerwa przeznaczona do zakupu w aukcjach

dotychczasowych dotyczących tego samego roku dostaw (kwartalne PZM mogą być pomniejszane przez moc faktycznie możliwą do dostarczenia na aukcjach kwartalnych przez źródła dyspozycyjne sezonowo). Wolumen rezerwy powinien być ustalany z uwzględnieniem możliwych wahań zapotrzebowania na moc oraz oczekiwanej podaży mocy w aukcjach dodatkowych.

Uzasadnienie

Obecnie wolumen mocy (PZM) dla aukcji głównej jest ustalany jako najniższa wartość z czterech kwartalnych PZM^q z uwzględnieniem ilości mocy przeznaczonych do zakupu w aukcjach dodatkowych na ten sam rok dostaw. Oznacza to, że suma mocy planowanej do zakupu w aukcji głównej i planowanej podaży w aukcjach dodatkowych może nie pokrywać kwartalnych PZM^q. Wyznaczone PZM oraz wyniki dotychczas zakończonych aukcji dodatkowych przedstawione są w tabeli poniżej (Tabela 21). Potwierdzają one, że dotychczasowy sposób wyznaczania zapotrzebowania na moc w aukcji głównej nie rozwiązuje regularnie występującego problemu potencjalnego braku mocy w okresie zimowym (zarówno Q1 jak i Q4). W tych kwartałach mogą zdarzać się wielodniowe okresy, podczas których możliwości wykorzystania energii wiatrowej lub słonecznej do wytwarzania energii elektrycznej są znacznie ograniczone lub praktycznie zerowe (tzw. *Dunkelflaute*). Przykładowo zapotrzebowanie na IV kwartał 2024 roku nie zostało pokryte w ilości niemal 3,4 GW, co przy wystąpieniu ostrzejszej zimy mogłoby powodować wprowadzanie ograniczeń poboru mocy.

PZM jest głównym wskaźnikiem dla inwestorów planujących budowę jednostek, zwłaszcza opartych na technologiach sterowalnych, niezależnych od pogody. Zbyt niskie PZM w stosunku do planowanego zapotrzebowania nie kreuje wyraźnych sygnałów dla inwestorów, co może skutkować zmniejszaniem podaży. Proponowana zmiana powinna zwiększyć efektywność sygnałów proinwestycyjnych.

Tabela 21 - Zapotrzebowanie na moc i zakupiony obowiązek mocy w ramach aukcji dodatkowych

| Rok – kwartał dostaw | 2021 Q1 | 2021 Q2 | 2021 Q3 | 2021 Q4 | 2022 Q1 | 2022 Q2 | 2022 Q3 | 2022 Q4 | 2023 Q1 | 2023 Q2 |
|--|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Rezerwowane zapotrzebowanie na moc do pokrycia w aukcjach dodatkowych [MW] | 2 637 | 1 160 | 1 328 | 2 915 | 2 640 | 1 160 | 1 463 | 2 921 | 2 635 | 1 160 |
| Zapotrzebowanie na moc ustalone w rozporządzeniu o parametrach aukcji [MW] | 2 608 | 1 160 | 1 160 | 3 098 | 1 160 | 1 160 | 1 160 | 1 252 | 1 791 | 1 160 |
| Obowiązek mocy zakupiony na dany kwartał [MW] | 881 | 303 | 156 | 617 | 1021 | 380 | 361 | 888 | 1 254 | 489 |
| Rok – kwartał dostaw | 2023 Q3 | 2023 Q4 | 2024 Q1 | 2024 Q2 | 2024 Q3 | 2024 Q4 | 2025 Q1 | 2025 Q2 | 2025 Q3 | 2025 Q5 |
| Rezerwowane zapotrzebowanie na moc do pokrycia w aukcjach dodatkowych [MW] | 1 611 | 2 946 | 1 160 | 1 160 | 1 160 | 1 160 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Zapotrzebowanie na moc ustalone w rozporządzeniu o parametrach aukcji [MW] | 1 160 | 1 973 | 3 209 | 1 160 | 1 186 | 4 185 | 3 520 | 1 131 | 500 | 842 |
| Obowiązek mocy zakupiony na dany kwartał [MW] | 435 | 1 227 | 1 766 | 1 022 | 1 154 | 1 654 | 3 145 | 1 143 | 525 | 831 |

Źródło: Opracowanie własne EY

Aspekty prawne

Zgodnie z art. 33a ust. 2 URM Prezes URE, przygotowując propozycję dla ministra właściwego do spraw energii w zakresie PZM może przyjąć propozycje przekazane przez operatora zgodnie z art. 14 lub zaproponować inne wielkości. Operator określając PZM winien kalkulować go zgodnie z szczegółowymi regulacjami zawartymi w RRM. Niewątpliwie, wobec zatwierdzenia RRM w decyzji przez Prezesa URE, organ ten również winien się kierować zawartymi w nim wytycznymi ustalania PZM. Oznacza to, że proponowaną zmianę można wprowadzić poprzez nowelizację RRM.

8.2.10. Zalgorytmizowanie wyznaczania parametru aukcji X – zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

Proponowana zmiana obejmuje modyfikację podejścia do wyznaczania parametru X. Zapewnienie lepszego dopasowania mocy kupowanej w aukcjach głównych do rzeczywistych potrzeb poprzez zalgorytmizowanie ustalania parametru X, tj. parametru wyznaczającego wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc w aukcji (PZM) dla którego cena osiąga wartość maksymalną (mechanizm zaprezentowano na rys. 47 poniżej). Proponuje się ustalanie wartości X (wyrażonej w %) zgodnie ze wzorem poniżej, przy założeniu, że X nie może przekroczyć 10%;

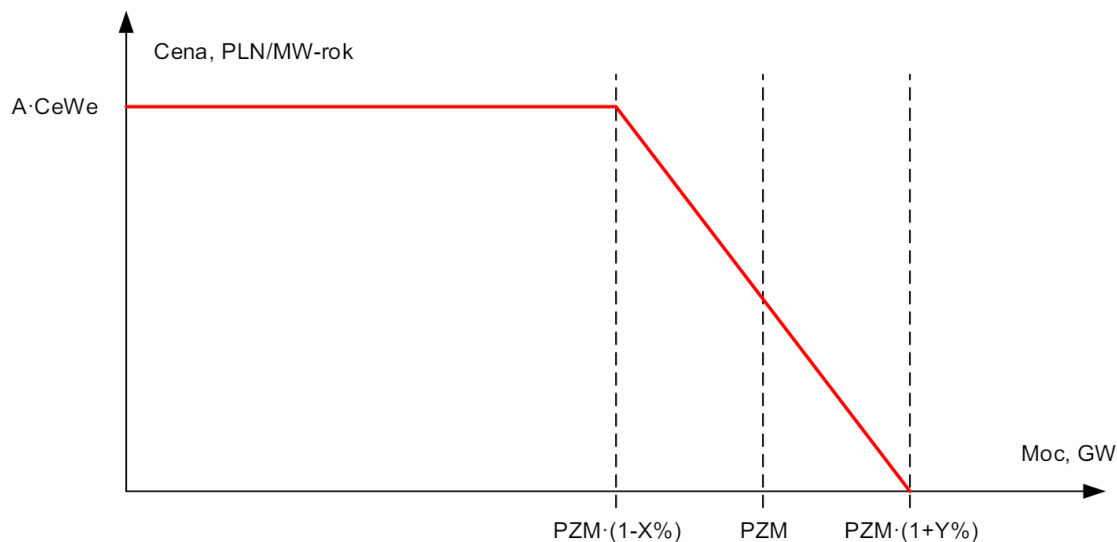
$$X = \min\left(\frac{PZM^{qmax} - PZM^{qmin}}{PZM^{qmax}}; 10\%\right)$$

gdzie:

PZM^{qmax} i PZM^{qmin} – oznaczają maksymalne i minimalne zapotrzebowanie na moc w kwartałach danego roku dostaw;

10% – stanowi limit, którego nie powinien przekraczać X, stabilizuje to wielkości zakupów przy niedoborach podaży i zapewnia szybsze odbudowywanie wymaganych rezerw mocy w KSE.

Rys. 47 – Mechanizm ustalania parametru X dla aukcji głównych



Źródło: Regulamin Rynku Mocy

Dla nowych JRM najbardziej istotny jest odcinek krzywej między $PZM \cdot (1-X\%)$ i PZM . Dzięki wprowadzonej zmianie, zakup mocy przy maksymalnej cenie będzie na poziomie co najmniej minimalnego zapotrzebowania kwartalnego, z zastrzeżeniem, że nie powinien być niższy niż 90% PZM.

Krzywa poniżej PZM ma zastosowanie przy bardzo dużej podaży, głównie z jednostek istniejących. Stąd też wartość Y ma mniejsze znaczenie dla dostawców nowych mocy, dlatego proponuje się jej ustalanie wg obecnych zasad, z zastrzeżeniem, że przy minimum cenowym zakup mocy nie powinien być niższy niż 110% PZM.

Uzasadnienie

Parametry X i Y odzwierciedlają elastyczność cenową zapotrzebowania na moc. Zgodnie z RRM, obecnie parametry X i Y mogą być wyznaczane w oparciu o wartości równoważnych parametrów stosowanych w innych krajach, w których funkcjonują rynki mocy. Proponowana zmiana wprowadza powiązanie parametru X z zapotrzebowaniem, a wprowadzenie ograniczeń dla obu parametrów nie dopuszcza do ustalania ich wartości na poziomie niepozwalającym na osiągnięcie celu aukcji. Przykładowo przy dużym udziale w pokrywaniu całkowitego zapotrzebowania na moc jednostek z zawartymi wcześniej umowami mocowymi i jednostek niebiorących udziału w rynku mocy, PZM kwartalne będą dość niskie i mogą być mocno zróżnicowane. Wtedy X mógłby przybierać wartości nawet powyżej 50%. Oznacza to, że nawet przy niedostatecznej podaży kupiona byłaby moc pokrywająca tylko połowę zapotrzebowania, w aukcjach dodatkowych nie ma możliwości dokupienia takich ilości mocy. Stąd też limit 10% jako maksimum dla X , jako zabezpieczenie, że w sytuacji małej podaży, zakup nie powinien być niższy niż 90% zapotrzebowania (PZM). Taka sytuacja sygnalizuje niedostateczną rezerwę mocy w KSE i niezbyt duże zainteresowanie inwestorów, a w przyszłości problemy ze zbilansowaniem.



W sytuacji wysokiego popytu przy jednocześnie wysokiej podaży, przy braku ograniczenia parametru Y, istnieje ryzyko zamknięcia aukcji w bardzo niskich cenach. Taka sytuacja zagraża zrównoważeniu bilansu mocy. Ustalenie limitu Y na poziomie 10% zabezpiecza przed zbyt małą kontrakcją w sytuacji, gdy duża podaż może być obciążona wysokimi ryzykami dostarczenia mocy w okresie dostaw.

Wprowadzenie progów dla X i Y w wysokości 10% będzie je stabilizować w najbardziej istotnych obszarach dla wyników aukcji.

Aspekty prawne

Propozycja tej zmiany, podobnie jak propozycja dotycząca zmiany metodologii wyznaczania PZM, wymaga nowelizacji RRM.

8.2.11. Zmiana terminu osiągnięcia finansowego kamienia milowego (FKM) dla JRM modernizowanych – zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

Proponowana zmiana obejmuje zmianę terminu w którym dostawca mocy, który w wyniku aukcji głównej zawarł umowę mocową dotyczącą modernizowanej jednostki rynku, jest zobowiązany wykazać, że jednostka rynku mocy którą dysponuje osiągnęła FKM, tj. wykazanie zawarcia umów związanych z inwestycją o łącznej wartości wynoszącej co najmniej 20% wymaganych nakładów inwestycyjnych, obliczonych jako iloczyn mocy osiągalnej netto danej jednostki rynku mocy i jednostkowego poziomu nakładów inwestycyjnych określonego dla danej aukcji głównej. Proponuje się zmianę terminu wykazania osiągnięcia FKM z 24 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji na 36 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji.

Uzasadnienie

Aktualnie obowiązujące wymaganie w zakresie terminu realizacji FKM może powodować, że część inwestorów rezygnuje z modernizacji jednostek wytwórczych i udziału w rynku mocy. Procesy inwestycyjne zazwyczaj rozpoczynają się po zawarciu umowy mocowej, ale elementy związane z zawarciem umów z wykonawcami w oparciu o prawo zamówień publicznych (w tym proces ewentualnych odwołań) narażają inwestora na ryzyko niedotrzymania wymaganego prawem terminu realizacji FKM. Problem ten szczególnie dotkliwy jest w przypadku modernizacji o wysokich kosztach, ale krótkim okresie przygotowania inwestycji.

Aspekty prawne

Proponuje się, aby zmianie uległ art. 52 URM oraz pkt. 14.1.1.1 RRM, poprzez wprowadzenie zapisu, który ustanowi zasadę, że w przypadku modernizowanej jednostki rynku mocy wytwórczej, dostawca mocy jest zobowiązany nie później niż w terminie 36 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji wykazać, że jednostka rynku mocy, którą dysponuje, osiągnęła FKM.

8.2.12. Racjonalizacja sankcji z tytułu niepełnego wykonania obowiązku demonstracji – zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

W ramach racjonalizacji sankcji za niepełne wykonanie demonstracji kwartalnej, proponuje się doszczegółowienie pojęcia niewykonanie demonstracji jako wykonanie poniżej 50% obowiązku mocowego oraz wprowadzenie pojęcia niepełne wykonanie w pozostałych przypadkach wykonania poniżej 99%. W rozważanej propozycji, wykonanie powyżej 99% traktuje się jako pełne wykonanie. Dopuszczalne jednoprocetowe odchylenie pozwoli uniknąć problemów wynikających z niedokładności systemów pomiarowych, natomiast przy niewykonaniu demonstracji sankcja pozostaje bez zmian. Przy niepełnym wykonaniu (>50% - <99%) następuje zwrot wynagrodzenia za kwartał zależny od stopnia wykonania wg wzoru:

$$Z_{nk} = (1 - U_{wk}) * W_k$$

gdzie:

Z_{nk} – Kwota zwrotu za niepełne wykonanie demonstracji, wyrażona w zł,

W_k – Kwota wynagrodzenia z rynku mocy za dany kwartał, wyrażona w zł,

U_{wk} – Stopień wykonania demonstracji, wyrażony w %, wyznaczony wg wzoru:

$$U_{wk} = \frac{D_{wk}}{OM}$$

gdzie:

D_{wk} – Wolumen mocy dostarczonej w ramach demonstracji, wyrażony w MW,

OM – Wolumen obowiązku mocowego, wyrażony w MW.

Wprowadzenie progu 99% do zaliczania pełnego wykonania demonstracji, pozwoli na uniknięcie problemów z zaliczeniem demonstracji realizowanej poprzez godzinową produkcję/ograniczenie poboru energii w ilości obowiązku mocowego ze względu na odchylenia w systemach pomiarowo-rozliczeniowych, zwłaszcza w DSR i zagregowanych JRM wytwórczych. Traktowanie wykonania poniżej 50% jako niewykonanie z bardzo ostrą sankcją będzie dalej stanowić odpowiedni sygnał dla dostawców mocy.

Uzasadnienie

Obecne regulacje rynku mocy rozróżniają tylko wykonanie (demonstracja w wysokości co najmniej 100% obowiązku mocowego) i niewykonanie (demonstracja poniżej 100% obowiązku mocowego). Niewykonanie demonstracji w danym kwartale powoduje zwrot całości wynagrodzenia za cały kwartał. Są to bardzo ostre wymagania, a sankcje bardzo dotkliwe. Proponowane zmiany racjonalizują wymagania i sankcje. Zachowują one dotkliwość sankcji w przypadku znacznego niewywiązania się z obowiązków przez dostawców mocy, jednocześnie nie powodując istotnego uszczerbku w dochodach dostawcy mocy przy wysokim stopniu wykonania demonstracji. Brak wynagrodzenia za cały kwartał w wielu przypadkach może zachwiać płynnością finansową dostawcy mocy i potencjalnie negatywnie wpływać na dalszą dostępność mocy w systemie, co byłoby działaniem niepożądanym.



Aspekty prawne

Wprowadzenie korekt w rozliczeniach za niewykonanie demonstracji wymaga nowelizacji URM w zakresie art. 67 ust. 3 i 4.

Stosowne zmiany, realizujące powyższe nowe zasady wykonania obowiązku demonstracji, winny zostać wprowadzone w rozporządzeniu w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym oraz w Regulaminie RM.

8.2.13. Umożliwienie, w uzasadnionych przypadkach, zmiany w ramach JRM utworzonej z grupy jednostek fizycznych – zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

Propozycja zmian obejmuje dopuszczenie, w uzasadnionych przypadkach, zmiany lub usunięcia jednostki fizycznej, tworzącej JRM, składającej się z:

- grupy jednostek fizycznych wytwórczych, których łączna moc osiągalna netto wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW, a maksymalna moc osiągalna netto pojedynczej jednostki fizycznej w grupie tych jednostek jest nie większa niż 10 MW;
- grupy jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW;
- grupy jednostek fizycznych zagranicznych wytwórczych, których łączna moc osiągalna netto wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW, a maksymalna moc osiągalna netto pojedynczej jednostki fizycznej w grupie tych jednostek jest nie większa niż 10 MW;
- grupy jednostek fizycznych zagranicznych redukcji zapotrzebowania, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW;
- grupy jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW;
- grupy składającej się z co najmniej jednej jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania i co najmniej jednej jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej, których łączna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania wynosi nie mniej niż 2 MW, lecz nie więcej niż 50 MW.

Proponuje się przy tym ograniczenie możliwości wskazanych zmian do jednej zmiany na kwartał. Wprowadzenie zmian w JRM wiązałoby się z koniecznością ponownego wykazania przez dostawcę mocy zdolności do wykonania obowiązku mocowego, zgodnie z obowiązującymi regulacjami.

Uzasadnienie

Wprowadzenie proponowanego rozwiązania umożliwiłoby JRM składającej się z grupy jednostek fizycznych, zakontraktowanej w rynku mocy, na wywiązywanie się z obowiązku mocowego, pomimo zdarzeń losowych. Proponowana zmiana jest szczególnie istotna w kontekście JRM redukcji



zapotrzebowania, warto przy tym zaznaczyć, że rozwiązanie to funkcjonuje na rynku mocy w Wielkiej Brytanii.

Aspekty prawne

Omawiana zmiana wymaga nowelizacji URM oraz zmian w RRM, w szczególności Punktu 20, określającego możliwe zmiany dokonywane w ramach JRM.

8.2.14. Jednoznaczne uregulowanie procesu zmiany dostawcy mocy – zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

Ułatwienie zmian dostawcy mocy dla JRM poprzez skreślenie art.17.ust.2 URM lub wprowadzenie procedur umożliwiających przeprowadzanie zmian w uzasadnionych przypadkach.

Uzasadnienie

Zapis w art. 17 ust.1 URM ustala, że daną JRM może dysponować tylko jeden dostawca mocy w roku kalendarzowym. Takie ograniczenie może wprowadzać niepotrzebne komplikacje w przypadku zmiany właściciela jednostek fizycznych wchodzących w skład danej JRM. Po kilkuletnim okresie doświadczeń z funkcjonowania rynku mocy, nie ma racjonalnych przeszkód, żeby zrezygnować z tego ograniczenia. Jeżeli nie będzie możliwości rezygnacji z tego ograniczenia, proponujemy wprowadzenie procedur umożliwiających przeprowadzanie takich zmian.

Aspekty prawne

Omawiana zmiana wymaga nowelizacji URM w zakresie skreślenia ust. 1 art. 17 lub jego zmianę, tak, żeby zmiana dostawcy mocy mogła być dokonywana w ciągu roku kalendarzowego na zasadach ustalonych w RRM.

8.2.15. Przesunięcie rozpoczęcia certyfikacji ogólnej – zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

Propozycja obejmuje przesunięcie terminu rozpoczęcia certyfikacji ogólnej o około 2 tygodnie, w celu umożliwienia właścicielom jednostek fizycznych zmniejszenie spiętrzenia prac na początku roku, a przez to lepszego przygotowania się do procesu certyfikacji. Proponuje się, żeby certyfikacja ogólna rozpoczynała się w nie później niż 4. tygodniu każdego roku a kończyła się nie później niż w 13. tygodniu tego roku.

Uzasadnienie

Opóźnienie rozpoczęcia certyfikacji ogólnej o 2 tygodnie pozwoli na zmniejszenie obciążeń uczestników rynku mocy, którzy na początku roku muszą zrealizować zwiększoną ilość działań operacyjnych. Wnioski o wpis do rejestru opracowane w okresie spiętrzenia prac mogą nie być optymalne, a nawet zawierać błędy. Przesunięcie terminu pozwoli na lepsze opracowanie wniosków i zmniejszy ilość poprawek, a tym samym ułatwi pracę zespołom OSP.



Aspekty prawne

Omawiana zmiana wymaga nowelizacji URM, w szczególności art. 3 ust. 2 tej ustawy, który stanowi, że certyfikację ogólną rozpoczyna się nie później niż w 2. tygodniu każdego roku, a kończy nie później niż w 11. tygodniu tego roku. Zgodnie z propozycją, terminy te należy przesunąć o 2 tygodnie oraz wprowadzić odpowiednie zmiany w RRM.

8.2.16. Współdzielenie przyłącza przez odrębne JRM – zmiana poprawiająca efektywność

Cel i zakres zmian

Proponowane rozwiązanie dotyczy wprowadzenia możliwości współdzielenia przyłącza przez odrębne JRM, co pozwoliłoby na efektywne wykorzystanie dostępnych mocy przyłączeniowych sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Proponujemy wprowadzenie możliwości uzyskania kontraktów mocowych dla tak przyłączanych nowych aktywów. W tym celu niezbędne byłoby odpowiednie dostosowanie układów pomiarowych, umożliwiające identyfikację wolumenu oddanej do sieci energii przez każde z przyłączonych źródeł, co wydaje się spójne z koncepcją rozwiązań projektowanych w EMD (sub-metering) lub dostosowanie algorytmów wynagradzania dla powstałych w ten sposób jednostek hybrydowych.

Uzasadnienie

Potencjalnym efektem rozwiązania jest odblokowanie sygnałów inwestycyjnych rynku mocy dla nowych instalacji realizowanych na jednym przyłączy. Rozwiązanie pozwoliłoby na skalowanie mocy w ramach jednego przyłącza i bardziej efektywne wykorzystanie dostępnych mocy przyłączeniowych poprzez bardziej zrównoważony profil oddawanej do sieci energii. Jednocześnie, zwiększona podaż, uzyskana dzięki wprowadzonej zmianie, powinna przyczynić się do zwiększenia konkurencji wśród realizowanych projektów inwestycyjnych.

Rozwiązanie powinno być szczególnie korzystne dla magazynów energii, co pozwoliłoby lepiej niwelować skutki niestabilnego charakteru pracy źródeł OZE, przy ich rosnącym udziale w systemie. Współdzielenie przyłącza na rzecz kilku instalacji wytwórczych w połączeniu z magazynami energii pozwoliłoby na złagodzenie problemu niedoboru mocy przyłączeniowych i przynajmniej częściowe dalsze odblokowanie potencjału tych źródeł.

Aspekty prawne

Współdzielenie miejsca przyłączenia lub instalacji wyprowadzających moc z dwóch lub większej ilości instalacji wytwórczych oraz magazynów w aktualnym stanie prawnym uregulowane jest w ramach kilku mechanizmów, w tym:

- tzw. *cable pooling* (art. 7 ust. 1f Prawa energetycznego);
- hybrydowej instalacji OZE (art. 2 pkt 11a Ustawy OZE);



- instalacji OZE (art. 2 pkt 13 Ustawy OZE) w zakresie w jakim dotyczy połączonego z nią magazynu energii elektrycznej.

Mamy świadomość planów czy projektów poszerzenia ustawowego katalogu sytuacji, w których kilka instalacji wytwórczych lub magazynów ma korzystać ze wspólnych instalacji wyprowadzających mocy, czy miejsca przyłączenia.

Wskazać należy, że ustawowe mechanizmy współdzielenia nie są jednolite, przewidując w szczególności różny zakres regulacji. Ponadto uważamy, że powyższe uregulowania nie zamykają możliwości operatorom systemów dystrybucyjnych/przesyłowego do zawierania umów o przyłączenie do sieci, w ramach których w jednym miejscu przyłączenia będą przyłączone inne instalacje, lub w innych konfiguracjach niż przewidziane wyraźnie w ustawie.

Zakładamy więc, że przyjęte na potrzeby rynku mocy rozwiązanie winno stanowić swoistą „nakładkę” na powyższe uregulowania, pozwalającą na – jak wskazano wyżej - na współistnienie wielu jednostek fizycznych, z których część stanowić będą jednostki rynku mocy, w różnych technologiach wytwarzania i konfiguracjach, działających na jednym przyłączy i w oparciu o jedną umowę przyłączeniową, z uwzględnieniem potencjalnej różnicy w maksymalnej mocy przyłącza oraz sumarycznej mocy poszczególnych jednostek dzielących to przyłączy.

Wprowadzenie zaproponowanej możliwości powinno się odbyć z jak najmniejszą (o ile potrzebną) ingerencją w regulacje opisujące każdy z wyżej wskazanych mechanizmów.

Powyższe wymaga zmiany URM w szczególności w zakresie:

- zmiany definicji jednostki wytwórczej i uwzględnieniu w niej możliwości współdzielenia instalacji wyprowadzających energię (aktualnie art. 3 pkt 43 Prawa energetycznego do którego odwołuje się URM stanowi, że jest to, wyodrębniony zespół urządzeń należący do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii i wyprowadzania mocy akcentując wyodrębnienie instalacji wyprowadzającej moc);
- przesądzenia, że wszystkie instalacje wytwórcze lub magazynowe winny być wyposażone w odpowiednie układy pomiarowe pozwalające na ustalenie i rozliczenie energii w ramach układu współdzielącego instalacje wyprowadzające energię /miejsce przyłączenia na potrzeby rynku mocy;
- przesądzenia, że cały układ współdzielący instalację wyprowadzającą energię /miejsce przyłączenia będzie reprezentowany przez jednego JRM, z którym będzie podpisana umowa mocowa na wszystkie jednostki rynku mocy funkcjonujące w ramach tego układu;
- uzupełnienia informacji przekazywanych w ramach certyfikacji ogólnej o informacje dot. układu współdzielonego instalację wyprowadzającą energię /miejsce przyłączenia

Odpowiednich zmian wymaga również RRM.



8.3. Tabelaryczne zestawienie proponowanych zmian

| Lp. | Okres | Rodzaj zmiany | Nazwa inicjatywy | Cel wdrożenia i opis zmiany |
|-----|-----------|---------------|---|--|
| 1.1 | 2025-2028 | Kluczowa | Wdrożenie możliwości przesunięcia terminu wejścia w życie limitu emisji 550 g CO ₂ /kWh z 1.07.2025 r. na 1.01.2029 r. | Umożliwienie udziału do 2028 roku w rynku mocy JRM o emisyjności > 550 g CO ₂ /kWh poprzez wykorzystanie derogacji od limitu 550. Zmiana dotyczy głównie 36 bloków klasy 200 MW z lat 70-tych i 80-tych. Większość z nich kończy umowy mocowe wieloletnie w 2025 roku i nie może dalej uczestniczyć w rynku mocy. Może powstać luka mocowa, która tylko częściowo będzie pokryta przez nowe jednostki gazowe. Dalszy udział części tych jednostek w rynku mocy pozwoli na istotne złagodzenie problemu niedoboru mocy. Zmiana wymaga nowelizacji URM oraz złożenia wniosku do Komisji Europejskiej z uzasadnieniem problemami z bilansem mocy i uzyskania jej akceptacji. |
| 2.1 | 2031-2040 | Kluczowa | Przedłużenie rynku mocy do 2040 roku | Przedłużenie funkcjonowania rynku mocy po 2030 r. bazujące na obecnych regulacjach RM z uwzględnieniem zmian dostosowujących RM do nowych technologii oraz poprawiających jego efektywność. Umożliwi zniwelowanie ryzyka wystąpienia potencjalnej luki mocy zidentyfikowanego w przeprowadzonej analizie scenariuszowej oraz budowę wysokonakładowych niskoemisyjnych źródeł o wysokiej dyspozycyjności. |
| 2.2 | 2031-2040 | Kluczowa | Wprowadzenie możliwości zawierania umów mocowych na nie | Umożliwienie zawierania umów mocowych na okresy dłuższe niż 15 (17) lat. Umożliwi uczestnictwo w rynku mocy jednostek o niemal zerowej emisyjności o nakładach inwestycyjnych o poziomie istotnie |



| | | | | |
|-----|-----------|----------|--|--|
| | | | więcej niż 25 okresów dostaw | wyższym niż obecny próg 2,4 mln zł/MW uprawniający do oferowania obowiązków mocowych na nie więcej niż 15 okresów dostaw na aukcji głównej. |
| 2.3 | 2031-2040 | Kluczowa | Nowy rodzaj bonusu w formie dodatku do ceny zamknięcia aukcji | Zapewnienie jednostkom o bardzo niskiej emisyjności zgodnie z wymogami taksonomii dodatkowego bonusu w formie dodatku (np. 15-20%) do ceny zamknięcia aukcji alternatywnie przedłużenia umowy mocowej (np. o 15-20% pierwotnego okresu). Ma na celu stymulację inwestorów do stosowania rozwiązań o jak najniższej emisyjności CO ₂ . |
| 2.4 | 2031-2040 | Kluczowa | Możliwość zawierania wieloletnich umów mocowych z większym niż 5 lat wyprzedzeniem okresu dostaw | Wprowadzenie możliwości uzyskania wieloletniego kontraktu mocowego dla okresu rozpoczynającego się w roku dostaw r+6 oraz r+7 w trakcie aukcji głównej r+5. Celem jest umożliwienie udziału w rynku mocy nowych JRM o cyklu inwestycyjnym dłuższym niż 3 - 5 lat i ma w zamierzeniu wyrównywać ich szanse na uzyskanie umów mocowych. |
| 2.5 | 2031-2040 | Kluczowa | Potwierdzenie jednakowego traktowania krajowych i zagranicznych dostawców mocy / JRM przy sprawdzaniu stopnia realizacji obowiązków mocowych | Upublicznienie zapisów umów międzyoperatorskich, związanych z weryfikacją realizacji obowiązków mocowych przez JRM składające się z jednostek fizycznych zagranicznych, które powinny zapewniać pełną weryfikację realizacji obowiązków mocowych. Operator powinien wdrożyć mechanizmy (jeśli nie zostały wdrożone) weryfikacji, lub w przypadku braku technicznej możliwości wdrożenia takich mechanizmów, powinny zostać wprowadzone odpowiednie mechanizmy rozliczeniowe lub powinien |



| | | | | |
|-----|-----------|--------------------------|--|--|
| | | | | zostać ograniczony wolumen mocy kontraktowanej w JRM zagranicznych. Celem proponowanych zmian jest potwierdzenie równoprawnego traktowania krajowych i zagranicznych dostawców mocy w zakresie realizacji obowiązków mocowych oraz zapewnienie równego dostępu do informacji w zakresie ich realizacji. |
| 2.6 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Urealnienie wpływu bateryjnych magazynów energii na zapewnienie wystarczalności mocy w systemie | KWD bateryjnych magazynów energii elektrycznej na dany rok dostaw powinien odzwierciedlać użyteczność tej technologii w realizacji skorygowanych obowiązków mocowych w prognozowanych okresach przywołania wynikających z analiz OSP. Możliwość zróżnicowanych KWD dla bateryjnych magazynów energii w zależności od pojemności oferowanej instalacji. |
| 2.7 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Dopuszczenie agregowania jednostek fizycznych planowanych i modernizowanych, w tym mniejszych niż 2 MW oraz zmiana limitu mocy dla JRM zagregowanych | Dopuszczenie agregowania grupy jednostek fizycznych planowanych oraz modernizowanych oraz zmiana limitu 50 MW mocy dla grupy jednostek fizycznych wchodzących w skład jednej JRM. Celem zmiany jest zwiększenie podaży JRM składających się z planowanych lub modernizowanych jednostek fizycznych, w tym również małych jednostek oraz ułatwienie budowania i funkcjonowania JRM składających się z jednostek fizycznych korzystających z dużej części wspólnej, np. elektrownie szczytowo-pompowe. |
| 2.8 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Wprowadzenie do polskiego prawa | Umożliwienie korzystania z rynku mocy jednostkom przekraczającym limit 550, ale nie przekraczającym limitu wolumenu 350. |



| | | | | |
|------|-----------|--------------------------|--|---|
| | | | wolumenu emisji 350 kg/kW | Celem jest zmniejszenie ryzyka przerw w dostawach energii poprzez wykorzystywanie w sytuacjach niedoborów mocy jednostek, które zostałyby wyłączone z eksploatacji z powodów ekonomicznych. |
| 2.9 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Modyfikacja rozwiązań w zakresie wyznaczania wolumenu mocy, który powinien być zakupiony w aukcjach głównych (PZM) | Ustalanie PZM na bazie najwyższej z wartości kwartalnych PZM z uwzględnieniem ustalonej ilości traktowanej jako rezerwa przeznaczona do zakupu w aukcjach dodatkowych dotyczących tego samego roku dostaw. Celem jest zwiększenie efektywności sygnałów proinwestycyjnych i rozwiązanie problemu potencjalnego braku mocy w okresie zimowym (Q1 i Q4). |
| 2.10 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Zalgorytmizowanie wyznaczania parametru aukcji X | Ustalanie wartości parametru X w powiązaniu z zapotrzebowaniem przy wykorzystaniu algorytmu, dzięki któremu zakup mocy przy maksymalnej cenie będzie na poziomie co najmniej minimalnego zapotrzebowania kwartalnego, z zastrzeżeniem, że nie powinien być niższy niż 90% PZM. Celem jest zapewnienie lepszego dopasowania mocy kupowanej w aukcjach głównych do rzeczywistych potrzeb. |
| 2.11 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Zmiana terminu osiągnięcia finansowego kamienia milowego (FKM) dla JRM modernizowanych | Zmiana terminu obowiązku wykazania FKM dla JRM modernizowanych z 24 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji na 36 miesięcy od dnia ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji. Celem jest zmniejszenie ryzyka inwestora dot. niedotrzymania wymaganego prawem terminu realizacji FKM w przypadku opóźnień np. w procesie udzielania |



| | | | | |
|------|-----------|--------------------------|--|--|
| | | | | zamówienia publicznego i zwiększenie udziału w RM jednostek modernizowanych. |
| 2.12 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Racjonalizacja sankcji z tytułu niepełnego wykonania obowiązku demonstracji – | Doszczegółowienie pojęcia niewykonanie demonstracji jako wykonanie poniżej 50% obowiązku mocowego oraz wprowadzenie pojęcia niepełne wykonanie w pozostałych przypadkach wykonania poniżej 99%. Przy niepełnym wykonaniu (>50% - <99%) następuje zwrot wynagrodzenia za kwartał zależny od stopnia wykonania. Celem jest uniknięcie problemów z zaliczeniem demonstracji ze względu na odchylenia w systemach pomiarowo-rozliczeniowych oraz racjonalizacja sankcji w przypadku wysokiego stopnia wykonania. |
| 2.13 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Umożliwienie, w uzasadnionych przypadkach, zmiany w ramach JRM utworzonej z grupy jednostek fizycznych | Dopuszczenie, w uzasadnionych przypadkach, zmiany lub usunięcia jednostki fizycznej, tworzącej JRM w celu umożliwienia wywiązywania się z obowiązku mocowego, pomimo zdarzeń losowych. |
| 2.14 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Jednoznaczne uregulowanie procesu zmiany dostawcy mocy | Ułatwienie zmian dostawcy mocy dla JRM lub wprowadzenie procedur umożliwiających przeprowadzanie zmian w uzasadnionych przypadkach, tak żeby zmiana dostawcy mocy mogła być dokonywana w ciągu roku kalendarzowego. Celem jest uniknięcie potencjalnych komplikacji w przypadku zmiany właściciela jednostek fizycznych wchodzących w skład danej JRM. |
| 2.15 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Przesunięcie rozpoczęcia certyfikacji ogólnej | Przesunięcie terminu rozpoczęcia certyfikacji ogólnej o około 2 tygodnie, w celu umożliwienia właścicielom jednostek |



| | | | | |
|------|-----------|--------------------------|--|--|
| | | | | fizycznych zmniejszenia spiętrzenia prac na początku roku i lepszego opracowania wniosków, a co za tym idzie ułatwienia pracy zespołom OSP. |
| 2.16 | 2031-2040 | Poprawiająca efektywność | Współdzielenie przyłącza przez odrębne JRM | Wprowadzenie możliwości współdzielenia przyłącza przez odrębne JRM. Celem jest umożliwienie wspierania budowy JRM wykorzystujących przyłącza wspólnie z innymi jednostkami, co pozwoliłoby na efektywne wykorzystanie dostępnych mocy przyłączeniowych sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. |



Spis rysunków

| | |
|---|----|
| Rys. 1 - Moc zakontraktowana w dotychczasowych aukcjach głównych rynku mocy wraz z prognozą zawierania umów mocowych w ramach obecnego rynku mocy | 14 |
| Rys. 2 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc – luka mocy (podwariant bazowy)..... | 18 |
| Rys. 3 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc – luka mocy (podwariant alternatywny uwzględniający dodatkowe ryzyka)..... | 18 |
| Rys. 4 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy..... | 19 |
| Rys. 5 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy..... | 19 |
| Rys. 6 - Rezerwa pokrycia zapotrzebowania szczytowego – porównanie scenariuszy | 20 |
| Rys. 7 - Struktura paliwowo-technologiczna mocy zainstalowanej instalacji wytwarzania energii elektrycznej w 2013 i 2050 roku..... | 26 |
| Rys. 8 - Moc zakontraktowana w dotychczasowych aukcjach głównych rynku mocy wraz z prognozą | 33 |
| Rys. 9 - Moc zakontraktowana dotychczas w aukcjach dodatkowych rynku mocy | 36 |
| Rys. 10 - Moc zakontraktowana DSR w aukcjach dodatkowych rynku mocy | 38 |
| Rys. 11 - Wskaźnik emisji pyłu w elektrowniach i elektrociepłowniach ogółem [g/kWh] | 40 |
| Rys. 12 - Liczba modernizacji urządzeń odpylających [szt.]..... | 40 |
| Rys. 13 – Wskaźnik emisji SO ₂ w elektrowniach i elektrociepłowniach ogółem [g/kWh] | 41 |
| Rys. 14 – Liczba instalacji odsiarczania spalin [szt.]..... | 42 |
| Rys. 15 – Wskaźnik emisji NO _x w elektrowniach i elektrociepłowniach ogółem [g/kWh] | 43 |
| Rys. 16 – Liczba instalacji redukcji NO _x opartych na metodach wtórnych..... | 43 |
| Rys. 17 – Wskaźnik emisji CO ₂ w elektrowniach i elektrociepłowniach ogółem w odniesieniu do produkcji brutto [g/kWh] | 44 |
| Rys. 18 – Zapotrzebowanie mocy w KSE w dniu 23 września 2022 r. | 45 |
| Rys. 19 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc – luka mocy (podwariant bazowy)*..... | 57 |
| Rys. 20 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc – luka mocy (podwariant alternatywny uwzględniający dodatkowe ryzyka)..... | 58 |
| Rys. 21 – Sprawności poszczególnych elementów procesu magazynowania i produkcji energii z wodoru | 59 |
| Rys. 22 – Zapotrzebowanie podstawowe na energię elektryczną | 60 |
| Rys. 23 – Scenariusz 1 węglowo-jądrowy – struktura mocy zainstalowanej..... | 61 |
| Rys. 24 – Scenariusz 2 gazowo-jądrowy – struktura mocy zainstalowanej..... | 61 |
| Rys. 25 – Prognoza mocy zainstalowanej jednostek gazowych - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy | 63 |
| Rys. 26 – Prognoza mocy zainstalowanej jednostek gazowych - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy | 63 |
| Rys. 27 – Prognoza mocy zainstalowanej bloków węglowych - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy | 64 |
| Rys. 28 – Prognoza mocy zainstalowanej bloków węglowych - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy | 64 |
| Rys. 29 – Prognoza mocy zainstalowanej elektrycznej bloków na węgiel kamienny oddanych przed 2017 r. | |



| | |
|---|-----|
| (WK – stare) – wszystkie scenariusze | 65 |
| Rys. 30 – Prognoza mocy zainstalowanej elektrowni jądrowych - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy..... | 66 |
| Rys. 31 – Prognoza mocy zainstalowanej elektrowni jądrowych - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy..... | 66 |
| Rys. 32 – Prognoza mocy zainstalowanej OZE - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy..... | 67 |
| Rys. 33 – Prognoza mocy zainstalowanej OZE - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy..... | 67 |
| Rys. 34 – Prognoza rozwoju sektora wodoru: ścieżka współspalania wodoru w elektrowniach gazowych – Porównanie scenariuszy..... | 68 |
| Rys. 35 – Prognoza mocy zainstalowanej elektrycznej elektrociepłowni – Obydwa analizowane scenariusze | 69 |
| Rys. 36 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy..... | 70 |
| Rys. 37 – Pokrycie zapotrzebowania szczytowego na moc - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy..... | 70 |
| Rys. 38 – Rezerwa pokrycia zapotrzebowania szczytowego – porównanie scenariuszy..... | 71 |
| Rys. 39 – Porównanie czasów wykorzystania pomiędzy scenariuszami – jednostki na paliwa kopalne..... | 72 |
| Rys. 40 – Produkcja energii elektrycznej - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy | 73 |
| Rys. 41 – Produkcja energii elektrycznej - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy | 73 |
| Rys. 42 – Porównanie sumy nakładów inwestycyjnych w latach 2023-2050 w ramach analizowanych scenariuszy..... | 75 |
| Rys. 43 – Porównanie całkowitych kosztów* przy założeniu braku dodatkowej marży ponad WACC ponoszonych przez wytwórców w latach 2023-2050 w ramach analizowanych scenariuszy..... | 75 |
| Rys. 44 – Emisje CO ₂ w podziale na technologie - Scenariusz 1 węglowo-jądrowy | 76 |
| Rys. 45 – Emisje CO ₂ w podziale na technologie - Scenariusz 2 gazowo-jądrowy..... | 76 |
| Rys. 46 – Rezerwa pokrycia zapotrzebowania szczytowego – porównanie scenariuszy..... | 107 |
| Rys. 47 – Mechanizm ustalania parametru X dla aukcji głównych | 129 |



Spis tabel

| | |
|---|-----|
| Tabela 1 – Porównanie sumy nakładów inwestycyjnych w 5-letnich okresach w podziale na rodzaj technologii [mld PLN'2022]..... | 20 |
| Tabela 2 - Bilanse mocy w Polsce opracowywane w latach 2012-2013 na lata 2013-2030 [GW]..... | 27 |
| Tabela 3 – Wyniki aukcji głównych rynku mocy [MW] | 33 |
| Tabela 4 – Koszty funkcjonowania rynku mocy dla kontraktów mocowych zawartych w ramach aukcji głównych | 35 |
| Tabela 5 – Koszty funkcjonowania rynku mocy dla kontraktów mocowych zawartych w ramach aukcji dodatkowych..... | 37 |
| Tabela 6 – Wpływ rynku mocy na ceny energii (dotychczas zawarte kontrakty), wartości w cenach nominalnych | 39 |
| Tabela 7 – Moc zainstalowana w wybranych technologiach OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym w latach 2013 – 2023 [MW]..... | 47 |
| Tabela 8 – Poziom dostępności mocy zainstalowanej w morskich i lądowych farmach wiatrowych zmniejszonej o przyjęte współczynniki zmniejszające w 2023 r. | 49 |
| Tabela 9 – Dostępne moce do pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w 2031 r. | 49 |
| Tabela 10 – Kategoryzacja poszczególnych grup technologii | 53 |
| Tabela 11 – Struktura mocy zainstalowanej – porównanie scenariuszy [MW] | 62 |
| Tabela 12 – Produkcja energii elektrycznej – porównanie scenariuszy [GWh] | 74 |
| Tabela 13 – Porównanie sumy nakładów inwestycyjnych w 5-letnich okresach w podziale na rodzaj technologii [mld PLN'2022]..... | 77 |
| Tabela 14 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne PGE | 79 |
| Tabela 15 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne Grupy Tauron | 80 |
| Tabela 16 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne Grupy ENEA | 81 |
| Tabela 17 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne Grupy ORLEN | 82 |
| Tabela 18 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne ZE PAK | 83 |
| Tabela 19 – Wybrane planowane inwestycje w źródła sterowalne Veolia | 84 |
| Tabela 20 - Porównanie mechanizmów wsparcia sterowalnych źródeł mocy | 102 |
| Tabela 21 - Zapotrzebowanie na moc i zakupiony obowiązek mocowy w ramach aukcji dodatkowych ... | 127 |
| Tabela 22 – Wariant luka mocy (podwariant bazowy bez derogacji) – struktura mocy zainstalowanej [MW] | 147 |
| Tabela 23 – Wariant luka mocy (podwariant alternatywny uwzględniający dodatkowe ryzyka, bez derogacji) – struktura mocy zainstalowanej [MW]..... | 148 |
| Tabela 24 – Wariant luka mocy (podwariant bazowy z derogacją) – struktura mocy zainstalowanej [MW]* | 149 |
| Tabela 25 – Scenariusz 1 węglowo-jądrowy – struktura mocy zainstalowanej [MW] | 150 |



| | |
|---|-----|
| Tabela 26 – Scenariusz 2 gazowo-jądrowy – struktura mocy zainstalowanej [MW] | 151 |
| Tabela 27 – Scenariusz 1 węglowo-jądrowy – produkcja energii elektrycznej [GWh] | 152 |
| Tabela 28 – Scenariusz 2 gazowo-jądrowy – produkcja energii elektrycznej [GWh] | 153 |
| Tabela 29 – Założenia do kalkulacji nakładów inwestycyjnych | 154 |



Spis załączników

- Załącznik 1: Ścieżki mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej w ramach analizowanego wariantu i scenariuszy (str. 153)
- Analiza prawna w zakresie możliwości przeprowadzenia odrębnych uzupełniających aukcji rocznych (AU) w jednym kwartale, z wyprzedzeniem na okres od II półrocza 2025 roku do roku 2028 analiz (załącznik w oddzielnym pliku)

Załączniki

Załącznik 1: Ścieżki mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej w ramach analizowanego wariantu i scenariuszy

Tabela 22 – Wariant luka mocy (podwariant bazowy bez derogacji) – struktura mocy zainstalowanej [MW]

| Technologia | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 | |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| WK - stare | 10 833 | 10 833 | 10 625 | 3 670 | 3 670 | 3 670 | 2 116 | 2 116 | 2 116 | 1 970 | 1 970 | 1 970 | 1 970 | 1 335 | 1 335 | 1 335 | 1 335 | 1 335 | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| WK - nowe | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 842 | 842 | - | - | - | |
| WB | 7 620 | 7 620 | 7 031 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 236 | 5 882 | 5 174 | 4 444 | 4 444 | 2 661 | 2 661 | 1 648 | 684 | 446 | 446 | 446 | 446 | - | - | - | - | - | - | - | |
| CCGT - kondensacja | 453 | 1 853 | 1 853 | 3 601 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 |
| LNR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 100 | 1 100 | 2 200 | 2 200 | 3 300 | 3 300 | 4 400 | 4 400 | 5 500 | 5 500 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | |
| SMR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 300 | 480 | 660 | 840 | 1 020 | 1 200 | 1 380 | 1 560 | 1 740 | 1 920 | 2 100 | 2 200 | 2 300 | 2 400 | 2 500 | 2 600 | 2 700 | |
| PV | 14 783 | 19 082 | 21 901 | 24 721 | 27 541 | 30 361 | 33 180 | 36 000 | 36 900 | 37 800 | 38 700 | 39 600 | 40 500 | 41 400 | 42 300 | 43 200 | 44 100 | 45 000 | 46 167 | 47 333 | 48 500 | 49 667 | 50 000 | 51 333 | 52 667 | 54 000 | 55 333 | 56 667 | |
| Offshore wiatr | - | - | - | 1 180 | 2 360 | 3 540 | 4 720 | 5 900 | 7 097 | 8 294 | 9 491 | 10 688 | 11 885 | 13 085 | 14 285 | 15 485 | 16 685 | 17 885 | 18 596 | 19 308 | 20 020 | 20 731 | 21 442 | 22 154 | 22 866 | 23 577 | 24 288 | 25 000 | |
| Onshore wiatr | 8 876 | 10 184 | 10 940 | 11 540 | 13 140 | 14 740 | 16 340 | 17 940 | 18 646 | 19 352 | 20 058 | 20 764 | 21 470 | 22 176 | 22 882 | 23 588 | 24 294 | 25 000 | 25 706 | 26 412 | 27 118 | 27 824 | 28 530 | 29 236 | 29 942 | 30 648 | 31 354 | 32 060 | |
| el. wodne przepływowe | 980 | 980 | 980 | 1 010 | 1 040 | 1 070 | 1 100 | 1 130 | 1 160 | 1 190 | 1 220 | 1 250 | 1 280 | 1 310 | 1 340 | 1 370 | 1 400 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 1 316 | 1 386 | 1 455 | 1 658 | 1 861 | 2 064 | 2 267 | 2 470 | 2 589 | 2 707 | 2 826 | 2 945 | 3 063 | 3 256 | 3 449 | 3 642 | 3 786 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 |
| ec. węglowe | 4 732 | 4 501 | 4 270 | 4 018 | 3 766 | 3 515 | 3 263 | 3 011 | 2 697 | 2 383 | 2 069 | 1 756 | 1 442 | 1 128 | 814 | 500 | 335 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | - | - | - |
| ec. gazowe, istniejące | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 164 | 3 162 | 3 159 | 3 158 | 3 155 | 3 155 | 3 093 | 3 093 | 3 093 | 3 093 | 3 087 | 3 072 | 2 981 | 2 837 | 2 750 | 2 651 |
| ec. gazowe, nowe | 283 | 566 | 849 | 1 023 | 1 198 | 1 372 | 1 547 | 1 721 | 2 100 | 2 460 | 2 740 | 3 054 | 3 430 | 3 610 | 3 850 | 4 050 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 |
| ESP | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 3 084 | 3 084 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 |
| Magazyny bateryjne | 260 | 636 | 1 013 | 1 389 | 1 766 | 2 142 | 2 380 | 2 618 | 2 857 | 3 095 | 3 333 | 3 571 | 3 809 | 4 047 | 4 286 | 4 524 | 4 762 | 5 000 | 5 500 | 6 000 | 6 500 | 7 000 | 7 500 | 8 000 | 8 500 | 9 000 | 9 500 | 10 000 | |
| OCGT | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 500 | 1 000 | 2 000 | 3 000 | 5 000 | 5 000 | |
| Wymiana | 3 000 | 3 000 | 3 000 | 3 280 | 3 560 | 3 840 | 4 120 | 4 400 | 4 720 | 5 040 | 5 360 | 5 680 | 6 000 | 6 240 | 6 480 | 6 720 | 6 960 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 560 | 7 920 | 8 280 | 8 640 | 9 000 |
| DSR | 1 035 | 1 607 | 1 183 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 540 | 1 480 | 1 420 | 1 360 | 1 300 | 1 240 | 1 180 | 1 120 | 1 060 | 1 000 | |

Źródło: Opracowanie własne EY

Tabela 23 – Wariant luka mocy (podwariant alternatywny uwzględniający dodatkowe ryzyka, bez derogacji) – struktura mocy zainstalowanej [MW]

| Technologia | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 | |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| WK - stare | 10 833 | 10 833 | 10 625 | 3 670 | 3 670 | 3 670 | 2 116 | 2 116 | 2 116 | 1 970 | 1 970 | 1 970 | 1 970 | 1 335 | 1 335 | 1 335 | 1 335 | 1 335 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| WK - nowe | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 842 | 842 | - | - | - | - | |
| WB | 7 620 | 7 620 | 7 031 | 6 581 | 4 753 | 4 753 | 4 753 | 4 753 | 4 409 | 4 055 | 3 346 | 2 616 | 2 616 | 1 526 | 1 526 | 727 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| CCGT - kondensacja | 453 | 1 853 | 1 853 | 3 601 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 |
| LNR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 100 | 1 100 | 2 200 | 2 200 | 3 300 | 3 300 | 4 400 | 4 400 | 5 500 | 5 500 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | |
| SMR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 300 | 480 | 660 | 840 | 1 020 | 1 200 | 1 380 | 1 560 | 1 740 | 1 920 | 2 100 | 2 200 | 2 300 | 2 400 | 2 500 | |
| PV | 14 783 | 19 082 | 21 901 | 24 721 | 27 541 | 30 361 | 33 180 | 36 000 | 36 900 | 37 800 | 38 700 | 39 600 | 40 500 | 41 400 | 42 300 | 43 200 | 44 100 | 45 000 | 46 167 | 47 333 | 48 500 | 49 667 | 50 000 | 51 333 | 52 667 | 54 000 | 55 333 | 56 667 | |
| Offshore wiatr | - | - | - | 1 180 | 2 360 | 3 540 | 4 720 | 5 900 | 7 097 | 8 294 | 9 491 | 10 688 | 11 885 | 13 085 | 14 285 | 15 485 | 16 685 | 17 885 | 18 596 | 19 308 | 20 020 | 20 731 | 21 442 | 22 154 | 22 866 | 23 577 | 24 288 | 25 000 | |
| Onshore wiatr | 8 876 | 10 184 | 10 940 | 11 540 | 13 140 | 14 740 | 16 340 | 17 940 | 18 646 | 19 352 | 20 058 | 20 764 | 21 470 | 22 176 | 22 882 | 23 588 | 24 294 | 25 000 | 25 706 | 26 412 | 27 118 | 27 824 | 28 530 | 29 236 | 29 942 | 30 648 | 31 354 | 32 060 | |
| el. wodne przepływowe | 980 | 980 | 980 | 1 010 | 1 040 | 1 070 | 1 100 | 1 130 | 1 160 | 1 190 | 1 220 | 1 250 | 1 280 | 1 310 | 1 340 | 1 370 | 1 400 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 1 316 | 1 386 | 1 455 | 1 658 | 1 861 | 2 064 | 2 267 | 2 470 | 2 589 | 2 707 | 2 826 | 2 944 | 3 063 | 3 256 | 3 449 | 3 642 | 3 786 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 |
| ec. węglowe | 4 732 | 4 501 | 4 270 | 4 018 | 3 766 | 3 515 | 3 263 | 3 011 | 2 697 | 2 383 | 2 069 | 1 756 | 1 442 | 1 128 | 814 | 500 | 335 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | - | - | - |
| ec. gazowe, istniejące | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 164 | 3 162 | 3 159 | 3 158 | 3 155 | 3 155 | 3 093 | 3 093 | 3 093 | 3 093 | 3 087 | 3 072 | 2 981 | 2 837 | 2 750 | 2 651 |
| ec. gazowe, nowe | 283 | 566 | 849 | 1 023 | 1 198 | 1 372 | 1 547 | 1 721 | 2 100 | 2 460 | 2 740 | 3 054 | 3 430 | 3 610 | 3 850 | 4 050 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 |
| ESP | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 |
| Magazyny bateryjne | 260 | 636 | 1 013 | 1 389 | 1 766 | 2 142 | 2 380 | 2 618 | 2 856 | 3 095 | 3 333 | 3 571 | 3 809 | 4 047 | 4 286 | 4 524 | 4 762 | 5 000 | 5 500 | 6 000 | 6 500 | 7 000 | 7 500 | 8 000 | 8 500 | 9 000 | 9 500 | 10 000 | |
| OCGT | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 500 | 1 000 | 2 000 | 3 000 | 5 000 | 5 000 | |
| Wymiana | 3 000 | 3 000 | 3 000 | 3 280 | 3 560 | 3 840 | 4 120 | 4 400 | 4 720 | 5 040 | 5 360 | 5 680 | 6 000 | 6 240 | 6 480 | 6 720 | 6 960 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 560 | 7 920 | 8 280 | 8 640 | 9 000 |
| DSR | 1 035 | 1 607 | 1 183 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 540 | 1 480 | 1 420 | 1 360 | 1 300 | 1 240 | 1 180 | 1 120 | 1 060 | 1 000 | |

Źródło: Opracowanie własne EY

Tabela 24 – Wariant luka mocy (podwariant bazowy z derogacją) – struktura mocy zainstalowanej [MW]*

| Technologia | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 | |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| WK - stare | 10 833 | 10 833 | 10 625 | 10 558 | 10 558 | 10 152 | 2 116 | 2 116 | 2 116 | 1 970 | 1 970 | 1 970 | 1 970 | 1 335 | 1 335 | 1 335 | 1 335 | 1 335 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| WK - nowe | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 1 683 | 842 | 842 | - | - | - | - | |
| WB | 7 620 | 7 620 | 7 031 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 236 | 5 882 | 5 174 | 4 444 | 4 444 | 2 661 | 2 661 | 1 648 | 684 | 446 | 446 | 446 | 446 | - | - | - | - | - | - | - | |
| CCGT - kondensacja | 453 | 1 853 | 1 853 | 3 601 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | |
| LNR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 100 | 1 100 | 2 200 | 2 200 | 3 300 | 3 300 | 4 400 | 4 400 | 5 500 | 5 500 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | |
| SMR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 300 | 480 | 660 | 840 | 1 020 | 1 200 | 1 380 | 1 560 | 1 740 | 1 920 | 2 100 | 2 200 | 2 300 | 2 400 | 2 500 | 2 700 | |
| PV | 14 783 | 19 082 | 21 901 | 24 721 | 27 541 | 30 361 | 33 180 | 36 000 | 36 900 | 37 800 | 38 700 | 39 600 | 40 500 | 41 400 | 42 300 | 43 200 | 44 100 | 45 000 | 46 167 | 47 333 | 48 500 | 49 667 | 50 000 | 51 333 | 52 667 | 54 000 | 55 333 | 56 667 | |
| Offshore wiatr | - | - | - | 1 180 | 2 360 | 3 540 | 4 720 | 5 900 | 7 097 | 8 294 | 9 491 | 10 688 | 11 885 | 13 085 | 14 285 | 15 485 | 16 685 | 17 885 | 18 596 | 19 308 | 20 020 | 20 731 | 21 442 | 22 154 | 22 866 | 23 577 | 24 288 | 25 000 | |
| Onshore wiatr | 8 876 | 10 184 | 10 940 | 11 540 | 13 140 | 14 740 | 16 340 | 17 940 | 18 646 | 19 352 | 20 058 | 20 764 | 21 470 | 22 176 | 22 882 | 23 588 | 24 294 | 25 000 | 25 706 | 26 412 | 27 118 | 27 824 | 28 530 | 29 236 | 29 942 | 30 648 | 31 354 | 32 060 | |
| el. wodne przepływowe | 980 | 980 | 980 | 1 010 | 1 040 | 1 070 | 1 100 | 1 130 | 1 160 | 1 190 | 1 220 | 1 250 | 1 280 | 1 310 | 1 340 | 1 370 | 1 400 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 1 316 | 1 386 | 1 455 | 1 658 | 1 861 | 2 064 | 2 267 | 2 470 | 2 589 | 2 707 | 2 826 | 2 945 | 3 063 | 3 256 | 3 449 | 3 642 | 3 786 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | |
| ec. węglowe | 4 732 | 4 501 | 4 270 | 4 018 | 3 766 | 3 515 | 3 263 | 3 011 | 2 697 | 2 383 | 2 069 | 1 756 | 1 442 | 1 128 | 814 | 500 | 335 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | - | - | - | |
| ec. gazowe, istniejące | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 164 | 3 162 | 3 159 | 3 158 | 3 155 | 3 155 | 3 093 | 3 093 | 3 093 | 3 087 | 3 072 | 2 981 | 2 837 | 2 750 | 2 651 | |
| ec. gazowe, nowe | 283 | 566 | 849 | 1 023 | 1 198 | 1 372 | 1 547 | 1 721 | 2 100 | 2 460 | 2 740 | 3 054 | 3 430 | 3 610 | 3 850 | 4 050 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | |
| ESP | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 3 084 | 3 084 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | |
| Magazyny bateryjne | 260 | 636 | 1 013 | 1 389 | 1 766 | 2 142 | 2 380 | 2 618 | 2 857 | 3 095 | 3 333 | 3 571 | 3 809 | 4 047 | 4 286 | 4 524 | 4 762 | 5 000 | 5 500 | 6 000 | 6 500 | 7 000 | 7 500 | 8 000 | 8 500 | 9 000 | 9 500 | 10 000 | |
| OCGT | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 500 | 1 000 | 2 000 | 3 000 | 5 000 | 5 000 | |
| Wymiana | 3 000 | 3 000 | 3 000 | 3 280 | 3 560 | 3 840 | 4 120 | 4 400 | 4 720 | 5 040 | 5 360 | 5 680 | 6 000 | 6 240 | 6 480 | 6 720 | 6 960 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 560 | 7 920 | 8 280 | 8 640 | 9 000 |
| DSR | 1 035 | 1 607 | 1 183 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 540 | 1 480 | 1 420 | 1 360 | 1 300 | 1 240 | 1 180 | 1 120 | 1 060 | 1 000 | |

Źródło: Opracowanie własne EY

* w ramach wariantu luka mocy (z derogacją) przedstawiono ścieżkę mocy zainstalowanej węgla brunatnego niezakładającą wcześniejszego wyłączenia EL Turów

Tabela 25 – Scenariusz 1 węglowo-jądrowy – struktura mocy zainstalowanej [MW]

| Technologia | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 | | |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|
| WK - stare | 10 833 | 10 833 | 10 625 | 10 558 | 10 558 | 10 152 | 7 830 | 7 412 | 6 991 | 6 419 | 6 010 | 6 010 | 6 010 | 6 010 | 6 010 | 6 010 | 6 010 | 5 189 | 4 657 | 3 395 | 2 765 | 2 043 | 1 765 | 1 335 | 1 335 | 1 335 | - | - | | |
| WK - nowe | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 2 655 | 2 655 | 1 813 | 832 | - | - | |
| WB | 7 620 | 7 620 | 7 031 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 236 | 5 882 | 5 174 | 4 444 | 4 444 | 2 661 | 2 661 | 1 648 | 684 | 446 | 446 | 446 | 446 | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| CCGT - kondensacja | 453 | 1 853 | 1 853 | 3 601 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 | 4 401 |
| LNR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 100 | 1 100 | 2 200 | 2 200 | 3 300 | 3 300 | 4 400 | 4 400 | 5 500 | 5 500 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | |
| SMR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 300 | 480 | 660 | 840 | 1 020 | 1 200 | 1 380 | 1 560 | 1 740 | 1 920 | 2 100 | 2 200 | 2 300 | 2 400 | 2 500 | 2 600 | 2 700 | | |
| PV | 14 783 | 19 082 | 21 901 | 24 721 | 27 541 | 30 361 | 33 180 | 36 000 | 36 900 | 37 800 | 38 700 | 39 600 | 40 500 | 41 400 | 42 300 | 43 200 | 44 100 | 45 000 | 46 167 | 47 333 | 48 500 | 49 667 | 50 000 | 51 333 | 52 667 | 54 000 | 55 333 | 56 667 | | |
| Offshore wiatr | - | - | - | 1 180 | 2 360 | 3 540 | 4 720 | 5 900 | 7 097 | 8 294 | 9 491 | 10 688 | 11 885 | 13 085 | 14 285 | 15 485 | 16 685 | 17 885 | 18 596 | 19 308 | 20 020 | 20 731 | 21 442 | 22 154 | 22 866 | 23 577 | 24 288 | 25 000 | | |
| Onshore wiatr | 8 876 | 10 184 | 10 940 | 11 540 | 13 140 | 14 740 | 16 340 | 17 940 | 18 646 | 19 352 | 20 058 | 20 764 | 21 470 | 22 176 | 22 882 | 23 588 | 24 294 | 25 000 | 25 706 | 26 412 | 27 118 | 27 824 | 28 530 | 29 236 | 29 942 | 30 648 | 31 354 | 32 060 | | |
| el. wodne przepływowe | 980 | 980 | 980 | 1 010 | 1 040 | 1 070 | 1 100 | 1 130 | 1 160 | 1 190 | 1 220 | 1 250 | 1 280 | 1 310 | 1 340 | 1 370 | 1 400 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 1 316 | 1 386 | 1 455 | 1 658 | 1 861 | 2 064 | 2 267 | 2 470 | 2 589 | 2 707 | 2 826 | 2 945 | 3 063 | 3 256 | 3 449 | 3 642 | 3 786 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | |
| ec. węglowe | 4 732 | 4 501 | 4 270 | 4 018 | 3 766 | 3 515 | 3 263 | 3 011 | 2 697 | 2 383 | 2 069 | 1 756 | 1 442 | 1 128 | 814 | 500 | 335 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | - | - | - | | |
| ec. gazowe, istniejące | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 164 | 3 162 | 3 159 | 3 158 | 3 155 | 3 155 | 3 093 | 3 093 | 3 093 | 3 093 | 3 087 | 3 072 | 2 981 | 2 837 | 2 750 | 2 651 | |
| ec. gazowe, nowe | 283 | 566 | 849 | 1 023 | 1 198 | 1 372 | 1 547 | 1 721 | 2 100 | 2 460 | 2 740 | 3 054 | 3 430 | 3 610 | 3 850 | 4 050 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | |
| ESP | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | |
| Magazyny bateryjne | 260 | 636 | 1 013 | 1 389 | 1 766 | 2 142 | 2 380 | 2 618 | 2 857 | 3 095 | 3 333 | 3 571 | 3 809 | 4 047 | 4 286 | 4 524 | 4 762 | 5 000 | 5 500 | 6 000 | 6 500 | 7 000 | 7 500 | 8 000 | 8 500 | 9 000 | 9 500 | 10 000 | | |
| OCGT | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 500 | 1 000 | 2 000 | 3 000 | 5 000 | 5 000 | | |
| Wymiana | 3 000 | 3 000 | 3 000 | 3 280 | 3 560 | 3 840 | 4 120 | 4 400 | 4 720 | 5 040 | 5 360 | 5 680 | 6 000 | 6 240 | 6 480 | 6 720 | 6 960 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 560 | 7 920 | 8 280 | 8 640 | 9 000 |
| DSR | 1 035 | 1 607 | 1 183 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 540 | 1 480 | 1 420 | 1 360 | 1 300 | 1 240 | 1 180 | 1 120 | 1 060 | 1 000 | | |

Źródło: Opracowanie własne EY

Tabela 26 – Scenariusz 2 gazowo-jądrowy – struktura mocy zainstalowanej [MW]

| Technologia | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 | |
|---------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| WK - stare | 10 833 | 10 833 | 10 625 | 10 558 | 10 558 | 10 152 | 2 116 | 2 116 | 2 116 | 1 970 | 1 970 | 1 970 | 1 970 | 1 765 | 1 765 | 1 765 | 1 765 | 1 765 | 430 | 430 | 430 | 430 | 430 | - | - | - | - | - | |
| WK - nowe | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 3 497 | 2 655 | 2 655 | 1 813 | 832 | - | - | |
| WB | 7 620 | 7 620 | 7 031 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 581 | 6 236 | 5 882 | 5 174 | 4 444 | 4 444 | 2 661 | 2 661 | 1 648 | 684 | 446 | 446 | 446 | 446 | - | - | - | - | - | - | - | |
| CCGT - kondensacja | 453 | 1 853 | 1 853 | 3 601 | 4 401 | 4 401 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 | 7 801 |
| LNR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 100 | 1 100 | 2 200 | 2 200 | 3 300 | 3 300 | 4 400 | 4 400 | 5 500 | 5 500 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | 6 600 | |
| SMR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 300 | 480 | 660 | 840 | 1 020 | 1 200 | 1 380 | 1 560 | 1 740 | 1 920 | 2 100 | 2 200 | 2 300 | 2 400 | 2 500 | 2 600 | 2 700 | |
| PV | 14 783 | 19 082 | 21 901 | 24 721 | 27 541 | 30 361 | 33 180 | 36 000 | 36 900 | 37 800 | 38 700 | 39 600 | 40 500 | 41 400 | 42 300 | 43 200 | 44 100 | 45 000 | 46 167 | 47 333 | 48 500 | 49 667 | 50 000 | 51 333 | 52 667 | 54 000 | 55 333 | 56 667 | |
| Offshore wiatr | - | - | - | 1 180 | 2 360 | 3 540 | 4 720 | 5 900 | 7 097 | 8 294 | 9 491 | 10 688 | 11 885 | 13 085 | 14 285 | 15 485 | 16 685 | 17 885 | 18 596 | 19 308 | 20 020 | 20 731 | 21 442 | 22 154 | 22 866 | 23 577 | 24 288 | 25 000 | |
| Onshore wiatr | 8 876 | 10 184 | 10 940 | 11 540 | 13 140 | 14 740 | 16 340 | 17 940 | 18 646 | 19 352 | 20 058 | 20 764 | 21 470 | 22 176 | 22 882 | 23 588 | 24 294 | 25 000 | 25 706 | 26 412 | 27 118 | 27 824 | 28 530 | 29 236 | 29 942 | 30 648 | 31 354 | 32 060 | |
| el. wodne przepływowe | 980 | 980 | 980 | 1 010 | 1 040 | 1 070 | 1 100 | 1 130 | 1 160 | 1 190 | 1 220 | 1 250 | 1 280 | 1 310 | 1 340 | 1 370 | 1 400 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 | 1 430 |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 1 316 | 1 386 | 1 455 | 1 658 | 1 861 | 2 064 | 2 267 | 2 470 | 2 589 | 2 707 | 2 826 | 2 944 | 3 063 | 3 256 | 3 449 | 3 642 | 3 786 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 | 3 929 |
| ec. węglowe | 4 732 | 4 501 | 4 270 | 4 018 | 3 766 | 3 515 | 3 263 | 3 011 | 2 697 | 2 383 | 2 069 | 1 756 | 1 442 | 1 128 | 814 | 500 | 335 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | 170 | - | - | - | |
| ec. gazowe, istniejące | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 167 | 3 164 | 3 162 | 3 159 | 3 158 | 3 155 | 3 155 | 3 093 | 3 093 | 3 093 | 3 093 | 3 087 | 3 072 | 2 981 | 2 837 | 2 750 | 2 651 |
| ec. gazowe, nowe | 283 | 566 | 849 | 1 023 | 1 198 | 1 372 | 1 547 | 1 721 | 2 100 | 2 460 | 2 740 | 3 054 | 3 430 | 3 610 | 3 850 | 4 050 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 | 4 103 |
| ESP | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 1 413 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 2 084 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 3 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 | 4 824 |
| Magazyny bateryjne | 260 | 636 | 1 013 | 1 389 | 1 766 | 2 142 | 2 380 | 2 618 | 2 857 | 3 095 | 3 333 | 3 571 | 3 809 | 4 047 | 4 286 | 4 524 | 4 762 | 5 000 | 5 500 | 6 000 | 6 500 | 7 000 | 7 500 | 8 000 | 8 500 | 9 000 | 9 500 | 10 000 | |
| OCGT | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 500 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 2 000 | 2 000 | 2 000 | 2 000 | 2 000 | 2 000 | 2 000 | 2 000 | 2 000 | 2 000 | 2 500 | 3 500 | 4 500 | 5 500 | 5 500 | |
| Wymiana | 3 000 | 3 000 | 3 000 | 3 280 | 3 560 | 3 840 | 4 120 | 4 400 | 4 720 | 5 040 | 5 360 | 5 680 | 6 000 | 6 240 | 6 480 | 6 720 | 6 960 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 200 | 7 560 | 7 920 | 8 280 | 8 640 | 9 000 |
| DSR | 1 035 | 1 607 | 1 183 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 600 | 1 540 | 1 480 | 1 420 | 1 360 | 1 300 | 1 240 | 1 180 | 1 120 | 1 060 | 1 000 | |

Źródło: Opracowanie własne EY

Tabela 27 – Scenariusz 1 węglowo-jądrowy – produkcja energii elektrycznej [GWh]

| Technologia | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 | |
|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------|
| WK - stare | 21 922 | 19 099 | 12 018 | 9 184 | 6 720 | 6 210 | 6 322 | 6 985 | 5 886 | 5 754 | 5 922 | 6 004 | 5 168 | 4 490 | 3 949 | 3 161 | 3 371 | 2 293 | 2 290 | 1 315 | 1 059 | 631 | 635 | 676 | 443 | 645 | - | - | |
| WK - nowe | 21 238 | 20 792 | 19 866 | 18 483 | 15 782 | 14 250 | 14 131 | 14 720 | 13 688 | 12 965 | 12 241 | 11 421 | 10 361 | 7 655 | 7 057 | 5 717 | 5 299 | 4 105 | 3 404 | 2 459 | 2 249 | 1 669 | 1 992 | 1 578 | 1 409 | 363 | - | - | |
| WB | 47 423 | 45 928 | 39 820 | 29 713 | 25 065 | 22 687 | 18 991 | 14 042 | 13 939 | 12 717 | 10 982 | 9 027 | 8 008 | 5 564 | 5 113 | 2 422 | 1 293 | 710 | 646 | 496 | 810 | - | - | - | - | - | - | - | |
| CCGT - kondensacja | - | - | 11 623 | 22 450 | 26 525 | 25 423 | 24 047 | 22 656 | 21 826 | 21 034 | 20 228 | 19 030 | 17 420 | 15 129 | 14 260 | 11 796 | 11 002 | 9 035 | 8 448 | 6 881 | 6 077 | 5 080 | 4 088 | 3 050 | 3 398 | 4 129 | 4 073 | 4 081 | |
| LNR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7 533 | 7 491 | 14 836 | 14 767 | 21 991 | 21 936 | 29 064 | 28 991 | 35 976 | 35 920 | 42 906 | 42 905 | 42 929 | 42 932 | 42 932 | |
| SMR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 078 | 3 315 | 4 520 | 5 720 | 6 878 | 8 055 | 9 196 | 10 370 | 11 493 | 12 651 | 13 736 | 14 368 | 14 952 | 15 602 | 16 261 | 16 913 | 17 563 | |
| PV | 14 569 | 18 762 | 21 476 | 24 160 | 26 735 | 29 152 | 31 382 | 33 584 | 34 158 | 34 708 | 35 503 | 35 977 | 36 431 | 35 986 | 36 120 | 35 384 | 35 351 | 34 742 | 34 933 | 34 107 | 34 286 | 33 233 | 33 160 | 32 606 | 33 388 | 34 302 | 35 133 | 35 884 | |
| Offshore wiatr | - | - | - | 4 897 | 9 778 | 14 610 | 19 361 | 24 003 | 28 674 | 33 226 | 37 758 | 41 977 | 46 025 | 48 906 | 52 205 | 53 791 | 56 373 | 57 374 | 58 298 | 57 249 | 57 987 | 56 432 | 57 200 | 56 386 | 58 004 | 59 913 | 61 570 | 63 212 | |
| Onshore wiatr | 18 507 | 21 213 | 22 764 | 23 979 | 27 635 | 31 276 | 34 858 | 38 376 | 39 513 | 40 551 | 41 650 | 42 417 | 43 093 | 42 736 | 43 044 | 42 005 | 42 074 | 41 130 | 41 356 | 40 257 | 40 433 | 39 143 | 39 419 | 38 680 | 39 514 | 40 522 | 41 366 | 42 212 | |
| el. wodne przepływowe | 2 155 | 2 155 | 2 155 | 2 221 | 2 287 | 2 353 | 2 419 | 2 485 | 2 551 | 2 617 | 2 683 | 2 749 | 2 815 | 2 881 | 2 947 | 3 013 | 3 079 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 5 402 | 5 683 | 5 959 | 6 788 | 7 608 | 8 415 | 9 201 | 9 979 | 10 424 | 10 858 | 11 327 | 11 744 | 12 145 | 12 745 | 13 374 | 13 889 | 14 351 | 14 724 | 14 655 | 14 498 | 14 437 | 14 245 | 14 225 | 14 095 | 14 118 | 14 206 | 14 388 | 14 400 | |
| ec. węglowe | 19 425 | 18 454 | 17 489 | 16 451 | 15 396 | 14 330 | 13 244 | 12 164 | 10 861 | 9 558 | 8 295 | 7 002 | 5 716 | 4 414 | 3 155 | 1 907 | 1 270 | 637 | 634 | 627 | 625 | 616 | 615 | 610 | 611 | - | - | - | |
| ec. gazowe, istniejące | 13 000 | 12 983 | 12 970 | 12 966 | 12 946 | 12 910 | 12 853 | 12 793 | 12 752 | 12 700 | 12 693 | 12 630 | 12 555 | 12 383 | 12 261 | 12 048 | 11 971 | 11 823 | 11 768 | 11 413 | 11 365 | 11 213 | 11 177 | 11 018 | 10 710 | 10 255 | 10 070 | 9 714 | |
| ec. gazowe, nowe | 1 162 | 2 321 | 3 477 | 4 189 | 4 898 | 5 593 | 6 279 | 6 953 | 8 456 | 9 866 | 10 983 | 12 181 | 13 599 | 14 130 | 14 927 | 15 443 | 15 553 | 15 374 | 15 303 | 15 139 | 15 075 | 14 874 | 14 854 | 14 718 | 14 742 | 14 833 | 15 024 | 15 036 | |
| ESP* | 1 975 | 2 069 | 2 137 | 2 185 | 2 170 | 2 161 | 2 152 | 3 092 | 3 015 | 2 969 | 4 172 | 4 043 | 4 718 | 4 323 | 4 112 | 3 714 | 3 473 | 3 751 | 3 586 | 3 128 | 2 942 | 2 591 | 2 444 | 2 214 | 2 186 | 2 192 | 2 136 | 2 130 | |
| Magazyny bateryjne* | 364 | 932 | 1 532 | 2 148 | 2 711 | 3 277 | 3 626 | 3 885 | 4 133 | 4 410 | 4 509 | 4 681 | 4 700 | 4 575 | 4 608 | 4 393 | 4 324 | 3 887 | 4 088 | 3 891 | 3 965 | 3 760 | 3 799 | 3 671 | 3 852 | 4 090 | 4 207 | 4 415 | |
| OCGT | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 18 | 22 | 56 | 139 | 637 | 683 | |
| Wymiana | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 4 | 17 | 31 | 13 | 32 | 7 | 7 | 22 | 23 | 25 | 20 | 29 | 26 | 43 | 13 | 16 | 36 | 70 | 82 | |
| Suma produkcji | 164 803 | 167 390 | 169 617 | 175 481 | 181 375 | 187 209 | 193 088 | 198 740 | 202 729 | 206 558 | 210 282 | 214 268 | 216 664 | 219 104 | 221 630 | 222 297 | 223 831 | 226 302 | 227 211 | 228 163 | 229 219 | 230 019 | 230 859 | 234 455 | 238 061 | 241 678 | 245 321 | 248 944 | |

Źródło: Opracowanie własne EY

*Produkcja e.e. z ESP i Magazynów bateryjnych nie jest włączona do sumy produkowanej energii elektrycznej

Tabela 28 – Scenariusz 2 gazowo-jądrowy – produkcja energii elektrycznej [GWh]

| Technologia | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | 2046 | 2047 | 2048 | 2049 | 2050 | |
|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------|
| WK - stare | 21 922 | 19 099 | 12 018 | 9 184 | 6 720 | 6 210 | 2 734 | 3 324 | 2 325 | 2 193 | 2 098 | 2 034 | 1 729 | 1 016 | 855 | 639 | 623 | 391 | 99 | 46 | 33 | 18 | 25 | - | - | - | - | - | |
| WK - nowe | 21 238 | 20 792 | 19 866 | 18 483 | 15 782 | 14 250 | 9 732 | 10 810 | 9 788 | 9 104 | 8 477 | 7 899 | 7 063 | 4 499 | 4 050 | 3 026 | 2 733 | 1 922 | 1 769 | 1 152 | 957 | 542 | 1 554 | 1 310 | 1 246 | 111 | - | - | |
| WB | 47 423 | 45 928 | 39 820 | 29 713 | 25 065 | 22 687 | 10 972 | 6 755 | 7 259 | 6 656 | 5 900 | 4 786 | 4 088 | 3 292 | 2 981 | 1 306 | 779 | 390 | 354 | 258 | 813 | - | - | - | - | - | - | - | |
| CCGT - kondensacja | - | - | 11 623 | 22 450 | 26 525 | 25 423 | 40 088 | 37 547 | 35 991 | 34 562 | 32 916 | 30 730 | 28 005 | 23 951 | 22 412 | 18 084 | 16 726 | 13 465 | 12 486 | 9 814 | 8 496 | 6 907 | 5 345 | 4 165 | 4 262 | 5 523 | 5 580 | 5 621 | |
| LNR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7 533 | 7 490 | 14 836 | 14 767 | 21 991 | 21 936 | 29 063 | 28 989 | 35 970 | 35 914 | 42 895 | 42 895 | 42 918 | 42 912 | 42 912 | |
| SMR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2 078 | 3 315 | 4 520 | 5 720 | 6 878 | 8 055 | 9 196 | 10 370 | 11 493 | 12 650 | 13 734 | 14 366 | 14 948 | 15 598 | 16 257 | 16 905 | 17 555 | |
| PV | 14 569 | 18 762 | 21 476 | 24 160 | 26 735 | 29 152 | 31 369 | 33 574 | 34 151 | 34 701 | 35 498 | 35 969 | 36 435 | 35 989 | 36 106 | 35 383 | 35 350 | 34 742 | 34 928 | 34 101 | 34 287 | 33 219 | 33 120 | 32 565 | 33 329 | 34 232 | 34 990 | 35 751 | |
| Offshore wiatr | - | - | - | 4 897 | 9 778 | 14 610 | 19 359 | 24 001 | 28 672 | 33 229 | 37 757 | 41 975 | 46 022 | 48 908 | 52 205 | 53 793 | 56 382 | 57 374 | 58 310 | 57 248 | 57 971 | 56 412 | 57 182 | 56 364 | 57 976 | 59 858 | 61 484 | 63 130 | |
| Onshore wiatr | 18 507 | 21 213 | 22 764 | 23 979 | 27 635 | 31 276 | 34 854 | 38 374 | 39 503 | 40 555 | 41 648 | 42 418 | 43 092 | 42 739 | 43 042 | 42 008 | 42 079 | 41 130 | 41 357 | 40 256 | 40 428 | 39 138 | 39 412 | 38 672 | 39 504 | 40 507 | 41 342 | 42 192 | |
| el. wodne przepływowe | 2 155 | 2 155 | 2 155 | 2 221 | 2 287 | 2 353 | 2 419 | 2 485 | 2 551 | 2 617 | 2 683 | 2 749 | 2 815 | 2 881 | 2 947 | 3 013 | 3 079 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 | 3 145 |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 5 402 | 5 683 | 5 959 | 6 788 | 7 608 | 8 415 | 9 202 | 9 980 | 10 428 | 10 863 | 11 336 | 11 758 | 12 157 | 12 768 | 13 394 | 13 907 | 14 374 | 14 724 | 14 678 | 14 489 | 14 418 | 14 229 | 14 191 | 14 070 | 14 080 | 14 128 | 14 150 | 14 161 | |
| ec. węglowe | 19 425 | 18 454 | 17 489 | 16 451 | 15 396 | 14 330 | 13 245 | 12 166 | 10 865 | 9 563 | 8 301 | 7 010 | 5 721 | 4 422 | 3 160 | 1 909 | 1 272 | 637 | 635 | 627 | 624 | 616 | 614 | 609 | 609 | - | - | - | |
| ec. gazowe, istniejące | 13 000 | 12 983 | 12 970 | 12 966 | 12 946 | 12 910 | 12 854 | 12 795 | 12 756 | 12 707 | 12 703 | 12 646 | 12 567 | 12 406 | 12 279 | 12 063 | 11 990 | 11 823 | 11 786 | 11 406 | 11 350 | 11 201 | 11 150 | 10 998 | 10 681 | 10 199 | 9 904 | 9 553 | |
| ec. gazowe, nowe | 1 162 | 2 321 | 3 477 | 4 189 | 4 898 | 5 593 | 6 279 | 6 954 | 8 459 | 9 871 | 10 992 | 12 196 | 13 613 | 14 156 | 14 949 | 15 463 | 15 578 | 15 375 | 15 326 | 15 130 | 15 055 | 14 858 | 14 818 | 14 692 | 14 702 | 14 753 | 14 775 | 14 787 | |
| ESP* | 1 975 | 2 069 | 2 137 | 2 185 | 2 170 | 2 161 | 2 155 | 3 095 | 3 010 | 2 965 | 4 152 | 4 004 | 4 696 | 4 278 | 4 071 | 3 685 | 3 440 | 3 749 | 3 547 | 3 129 | 2 965 | 2 626 | 2 485 | 2 244 | 2 218 | 2 219 | 2 182 | 2 176 | |
| Magazyny bateryjne* | 364 | 932 | 1 532 | 2 148 | 2 711 | 3 277 | 3 630 | 3 888 | 4 126 | 4 403 | 4 487 | 4 636 | 4 678 | 4 527 | 4 562 | 4 359 | 4 284 | 3 886 | 4 044 | 3 892 | 3 996 | 3 811 | 3 864 | 3 722 | 3 909 | 4 141 | 4 298 | 4 510 | |
| OCGT | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4 | 26 | 50 | 27 | 71 | 34 | 29 | 73 | 28 | 67 | 11 | 7 | 8 | 4 | 3 | 2 | 29 | 73 | 86 | |
| Wymiana | - | - | - | - | - | - | 3 | 4 | 7 | 6 | 8 | 15 | 6 | 13 | 3 | 1 | 6 | 8 | - | 2 | 1 | - | - | - | - | - | - | 1 | |
| Suma produkcji | 164 803 | 167 390 | 169 617 | 175 481 | 181 375 | 187 209 | 193 110 | 198 769 | 202 755 | 206 631 | 210 343 | 214 313 | 216 655 | 219 164 | 221 627 | 222 338 | 223 866 | 226 333 | 227 254 | 228 239 | 229 225 | 229 998 | 230 840 | 234 436 | 238 029 | 241 660 | 245 260 | 248 894 | |

Źródło: Opracowanie własne EY

*Produkcja e.e. z ESP i Magazynów bateryjnych nie jest włączona do sumy produkowanej energii elektrycznej

Tabela 29 – Założenia do kalkulacji nakładów inwestycyjnych

| Technologia | Jednostkowe nakłady inwestycyjne [mPLN'2022/MW] |
|---------------------------------|---|
| ec. węglowe | 3,5 |
| ec. gazowe, istniejące | 4,0 |
| ec. gazowe, nowe | 4,5 |
| ec. i el. biomasowe i biogazowe | 15,0 |
| WK - stare | 2,2 |
| WK - nowe | 6,5 |
| WB | 3,5 |
| Elektrownie jądrowe | 25,7 |
| LNR | 25,7 |
| SMR | 29,4 |
| CCGT - kondensacja | 4,2 |
| OCGT | 2,6 |
| el. wodne przepływowe | 10,4 |
| Onshore wiatr | 5,6 |
| Offshore wiatr | 10,5 |
| PV | 3,4 |
| ESP | 4,8 |
| DSR | - |
| Wymiana | - |
| Magazyny bateryjne | 10,4 |

Źródło: Opracowanie własne EY

