

OCENA WYSTARCZALNOŚCI ZASOBÓW NA POZIOMIE KRAJOWYM 2025 - 2040

listopad 2024



Spis treści

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

Lista nazw, skrótów i symboli

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

1 Wprowadzenie

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

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

Tło metodyczne i aspekty prawne

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

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

Wyniki oraz wnioski

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

Tab. 1.1 Wyniki wskaźników LOLE i EENS dla scenariusza bazowego

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

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

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

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

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

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

Założenia

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

2 Wystarczalność zasobów wytwórczych w Polsce

2.1 Standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w Polsce

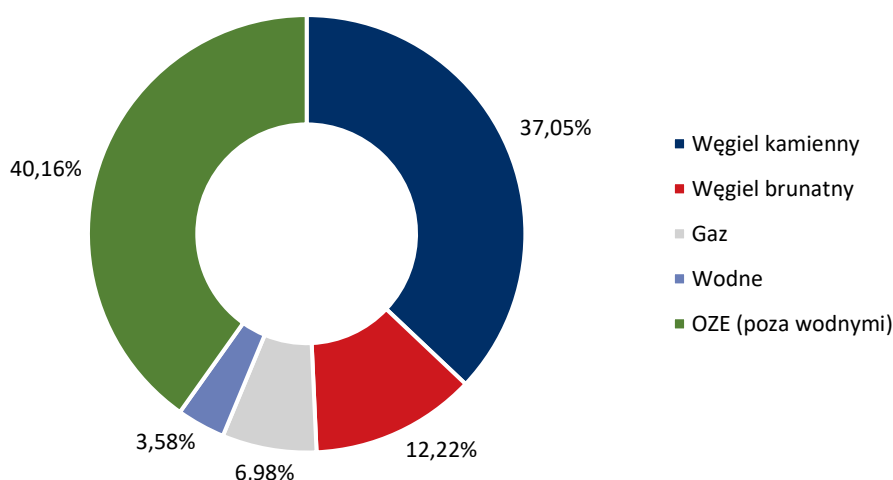
Standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych rozumiany jako dopuszczalny oczekiwany czas braku dostaw mocy elektrycznej do odbiorców końcowych wyznaczony zgodnie z metodyką zatwierdzoną przez ACER¹ został w Polsce ustanowiony w drodze Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska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

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

2.2 Sektor wytwórczy energii elektrycznej w Polsce

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

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

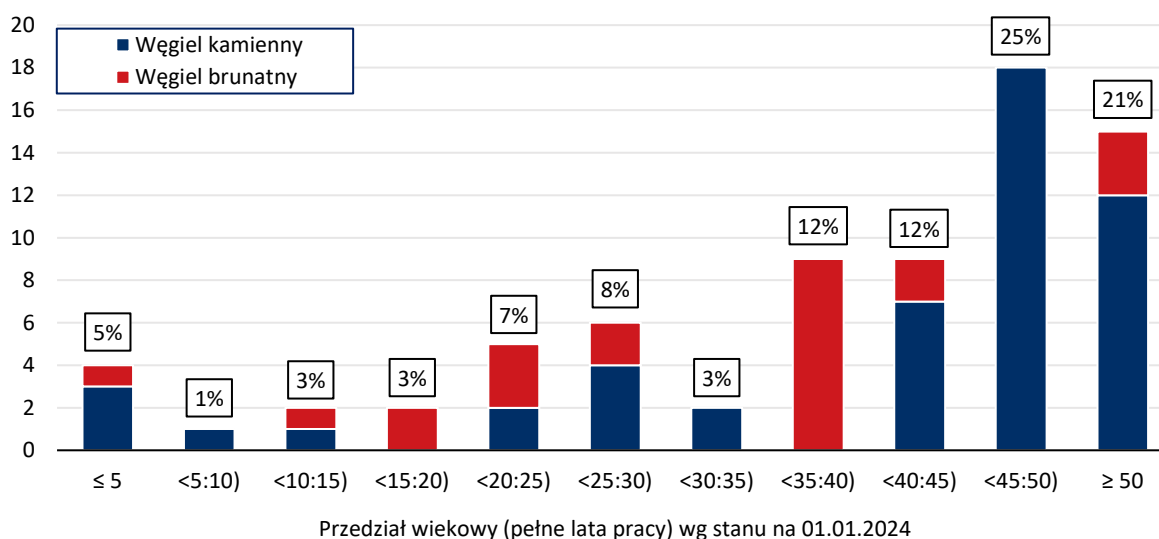


Opisana powyżej struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce zmienia się w sposób dynamiczny. Największy wpływ na te zmiany ma przyłączanie nowych źródeł odnawialnych oraz, co istotniejsze, wyłączenie

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

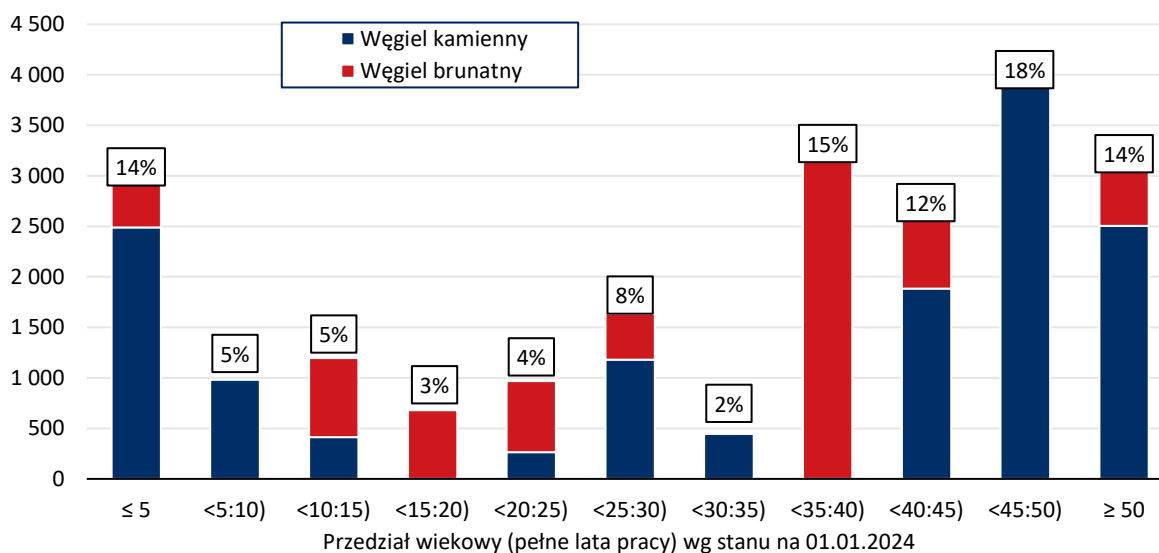
wyeksplotowanych źródeł węglowych. Średni wiek bloku JWCD, w którym spala się węgiel kamienny albo brunatny wynosi ponad 37 lat (Rys. 2-2). Liczbowo 88% jednostek jest w wieku ponad 20 lat, natomiast jednostki w wieku 40 lat i więcej stanowią blisko 60%.

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



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

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



2.3 Rynek mocy jako mechanizm wynagradzania za zdolności wytwórcze

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

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

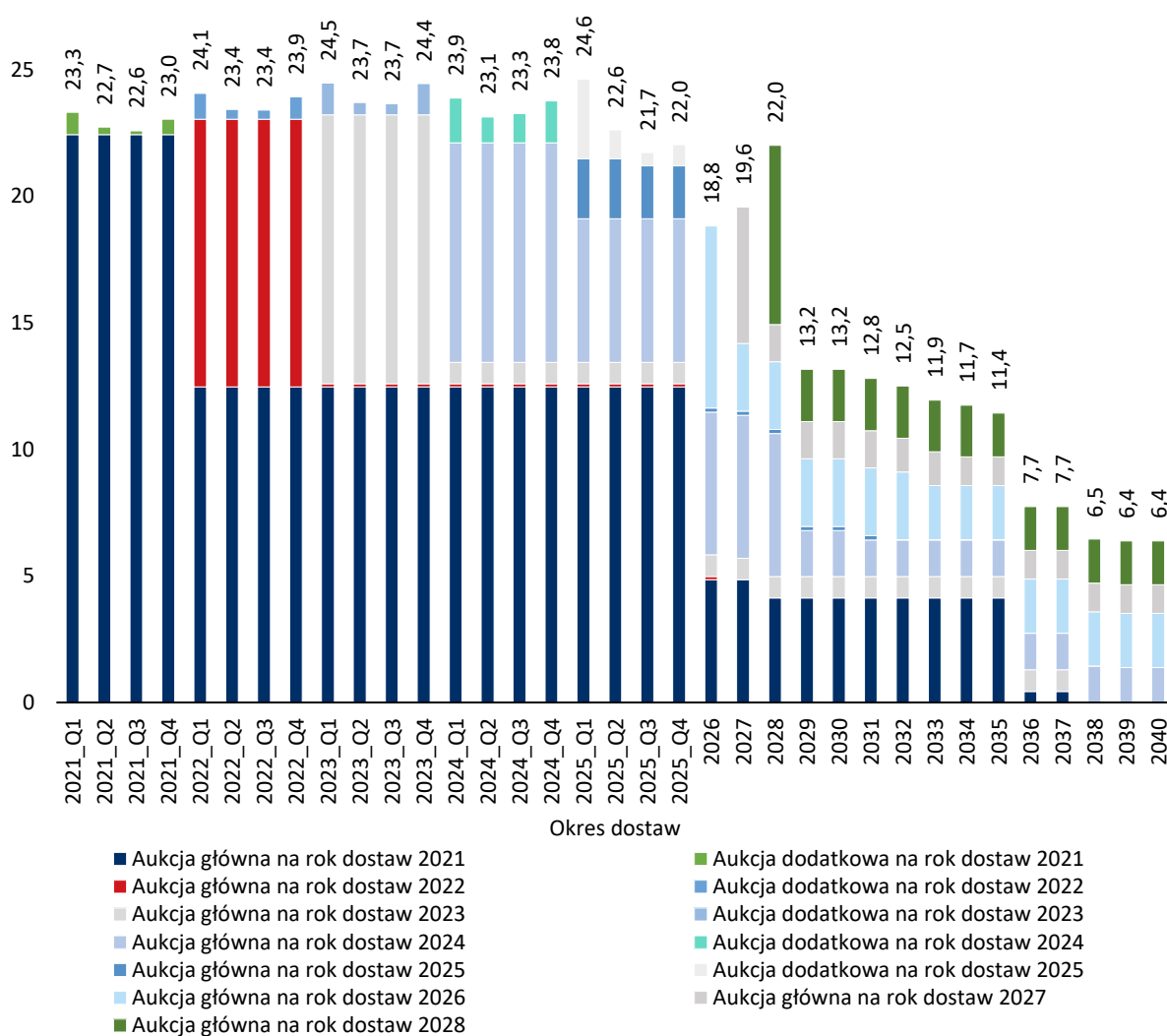
Uczestnikami rynku mocy są zarówno wytwórcy, jednostki magazynujące energię elektryczną, jak i odbiorcy energii, którzy posiadają zdolność do ograniczania swojego zapotrzebowania w określonych momentach.

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

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

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

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



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

3 Metodyka obliczeń

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

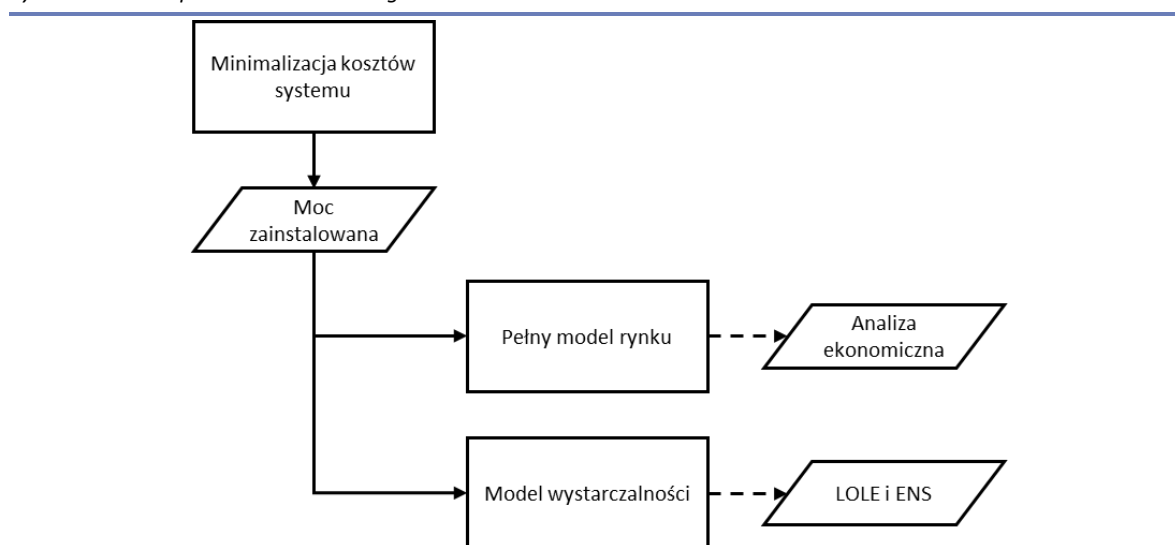
3.1 Schemat procesu

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

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

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

Rys. 3-1 Schemat procesu obliczeniowego NRAA



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

3.2 Model minimalizacji kosztu systemu

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.3 Model pełnego rynku energii

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

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

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

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

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

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

gdzie:

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

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

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

3.4 Model wystarczalności

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

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

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

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

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

4 Kluczowe założenia

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

Jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (szerzej opisane w rozdziale 4.2)

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

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

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

Odnawialne źródła energii (szerzej opisane w rozdziale 4.2)

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

Energetyka jądrowa (szerzej opisane w rozdziale 4.2)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.1 Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną

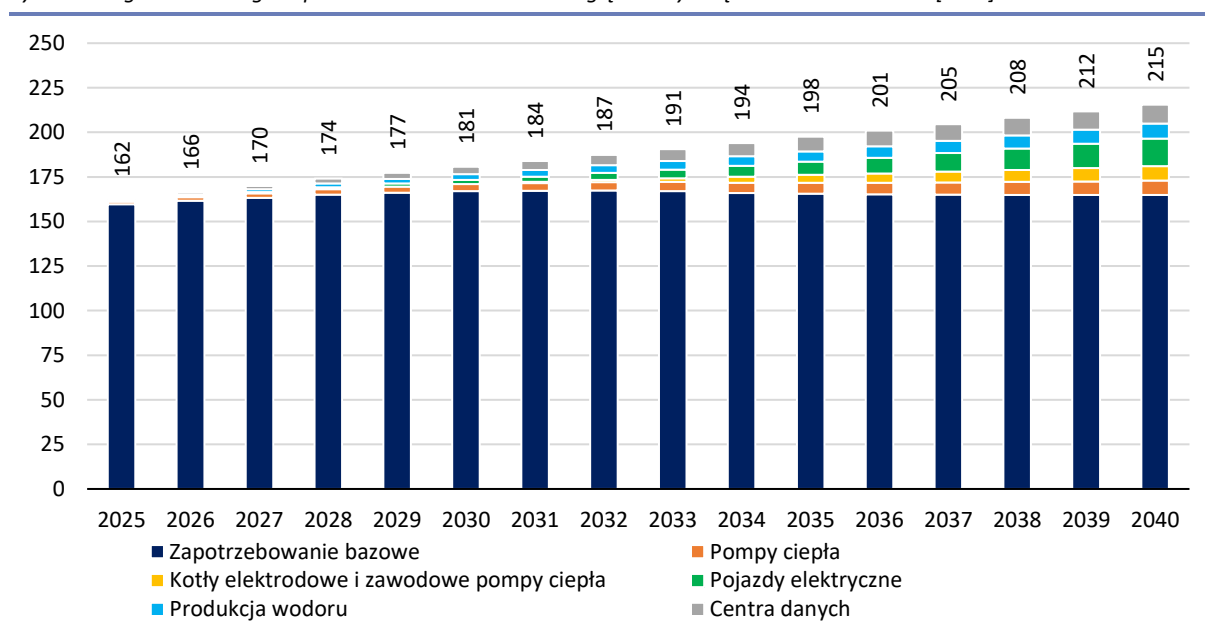
Długoterminową prognozę zapotrzebowania na energię i moc netto w KSE przygotowano biorąc pod uwagę historyczne trendy oraz prognozowane zużycie energii finalnej. Wzięto pod uwagę m.in. czynniki wpływające na strukturę zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, zmiany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

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

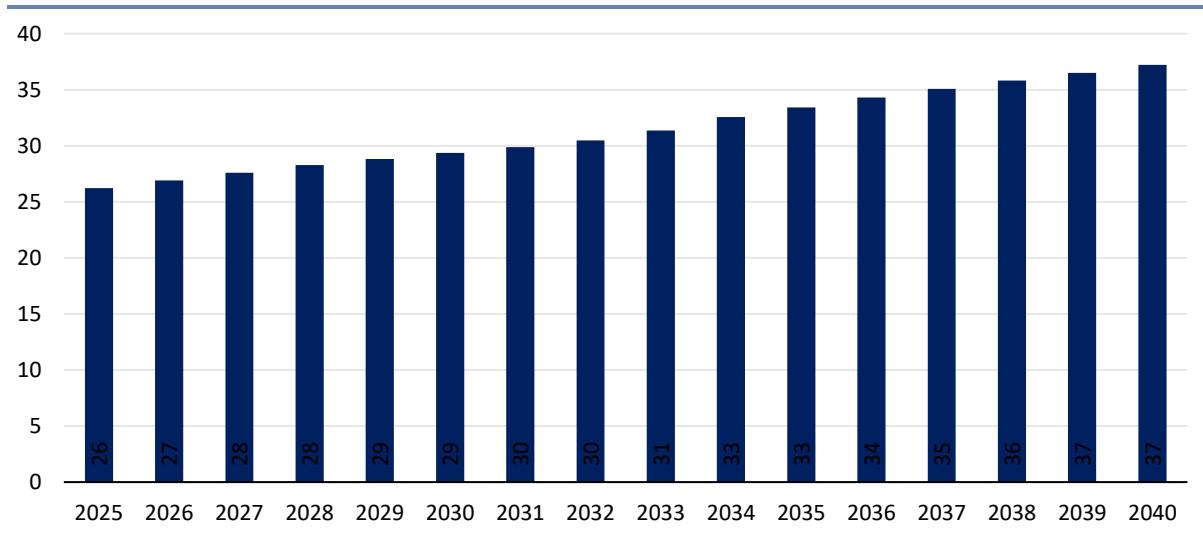
- pomp ciepła,
- pojazdów elektrycznych,
- centrów przetwarzania danych,
- kotłów elektrodowych i zawodowych pomp ciepła oraz
- instalacji produkcji zielonego wodoru.

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

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



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



4.1.1 Bazowy profil zapotrzebowania na moc i energię

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

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

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

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

4.1.2 Prognoza zapotrzebowania bazowego

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

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

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

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

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

4.1.3 Prognoza zapotrzebowania na moc i energię

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

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

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

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

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

Zapotrzebowanie w modelu minimalizacji kosztu systemu

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

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

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

Zapotrzebowanie w modelu pełnego rynku energii oraz modelu wystarczalności

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

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

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

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

4.2 Krajowe zdolności pokrycia zapotrzebowania na moc elektryczną

4.2.1 Istniejące jednostki konwencjonalne

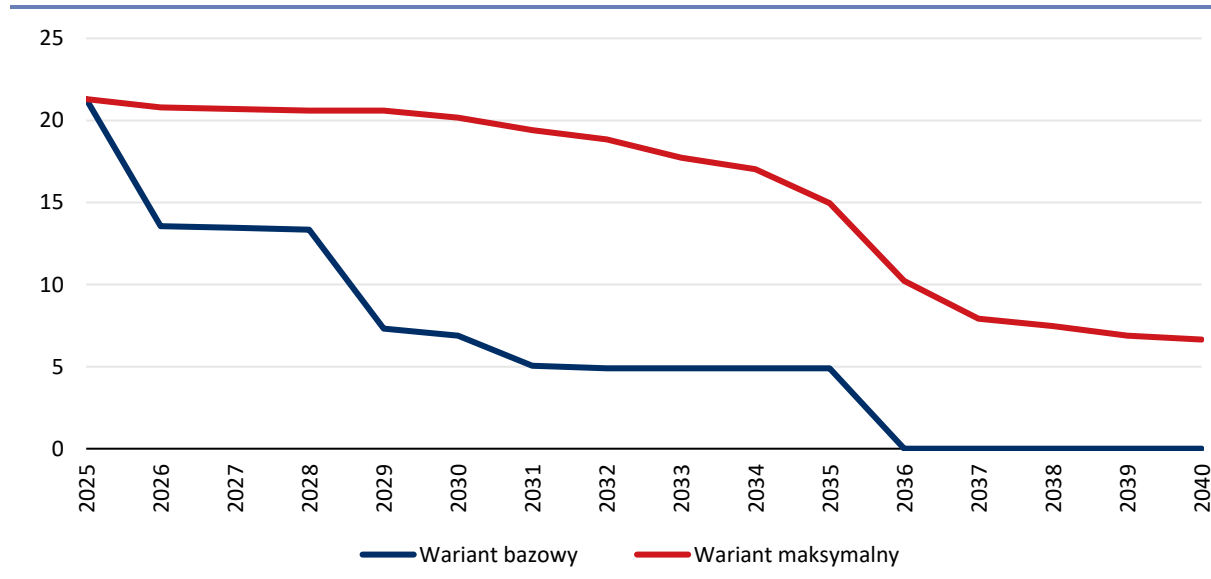
PSE przeprowadzają co roku proces ankietyzacji sektora wytwórczego, celem pozyskania najświeższych danych dotyczących pracy jednostek istniejących jak i planowanych do budowy w perspektywie długoterminowej. W zakresie wyłączeń poszczególnych istniejących bloków opalanych węglem kamiennym i węglem brunatnym,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

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

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

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

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

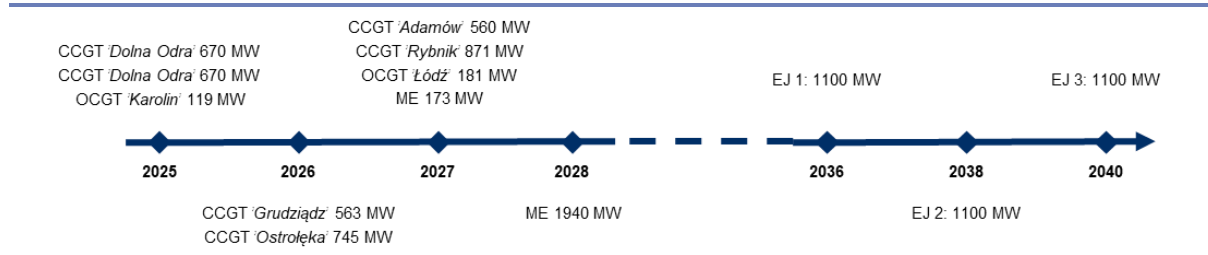


4.2.2 Nowe zdeterminowane moce w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych i magazynach energii

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

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

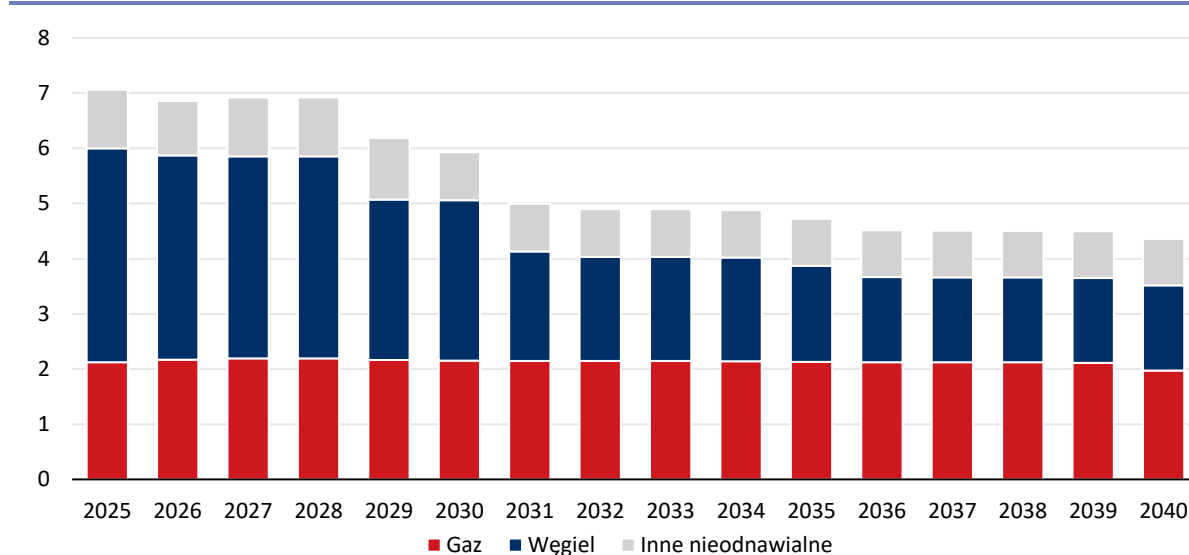
Rys. 4-4 Nowe zdeterminowane moce w blokach konwencjonalnych i magazynach energii [MW]



4.2.3 Jednostki wytwórcze niebędące jednostkami centralnie dysponowanymi

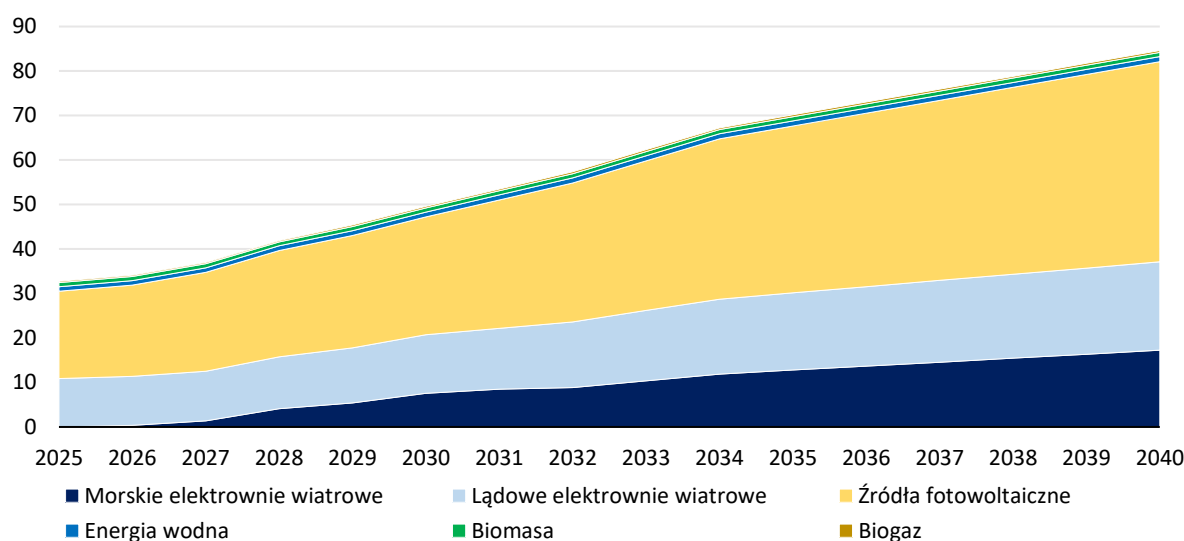
W zakresie jednostek zasilanych gazem, węglem kamiennym lub innymi paliwami nieodnawialnymi, posłużono się wynikami ankietyzacji sektora wytwórczego przeprowadzonej na początku 2024 r. Rys. 4-5 przedstawia zbiorcze zestawienie tych jednostek.

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



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

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



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

4.2.4 Budowa nowych, niezdeteterminowanych mocy wytwórczych i magazynów energii

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

4.2.5 Redukcja strony popytowej

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

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

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

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

4.3 Scenariusze lat klimatycznych

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

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

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

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

4.3.1 Klasteryzacja scenariuszy klimatycznych

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

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

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

Tab. 4.2 Wyniki klasteryzacji lat klimatycznych

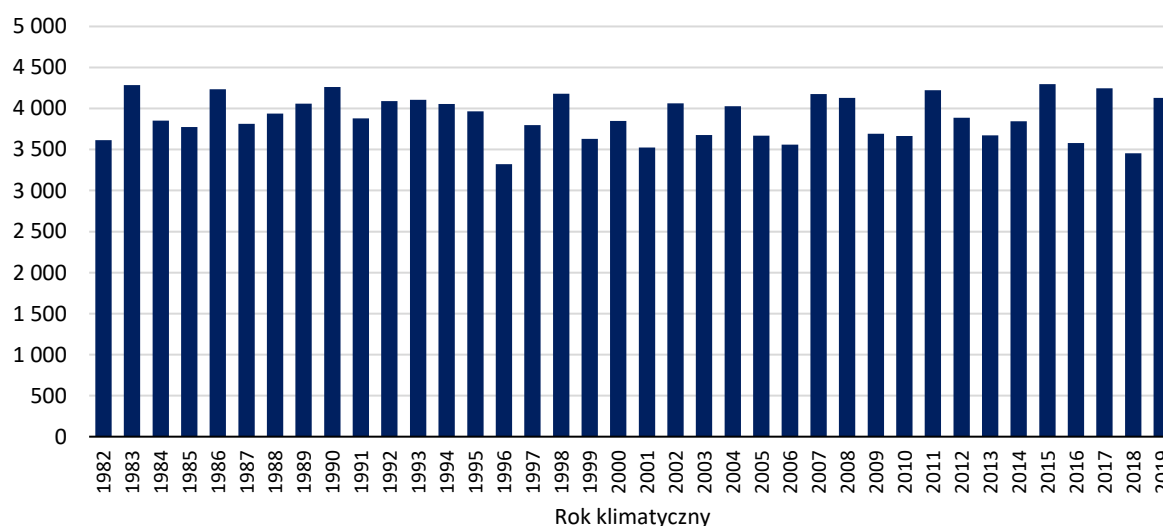
Klaster	Liczba scenariuszy klimatycznych przypisanych do klastra	Reprezentant z najwyższym prawdopodobieństwem uczestnictwa	Symboliczny opis klastra	Waga
1	21	2001	średni	55,3%
2	8	2008	niski	21,1%
3	9	2013	wysoki	23,7%

4.3.2 Profile wykorzystania mocy dla elektrowni wiatrowych i słonecznych

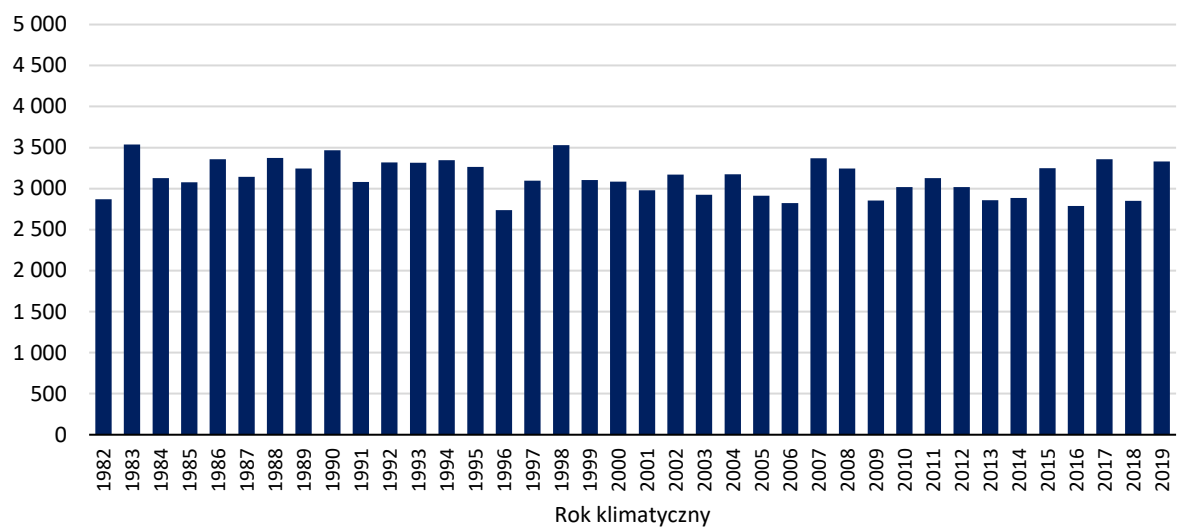
Na potrzeby analizy dla technologii wytwarzania energii elektrycznej w lądowych farmach wiatrowych, morskich farmach wiatrowych oraz elektrowniach fotowoltaicznych opracowano godzinowe profile pracy. Produkcja energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii jest procesem ściśle uzależnionym od warunków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

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

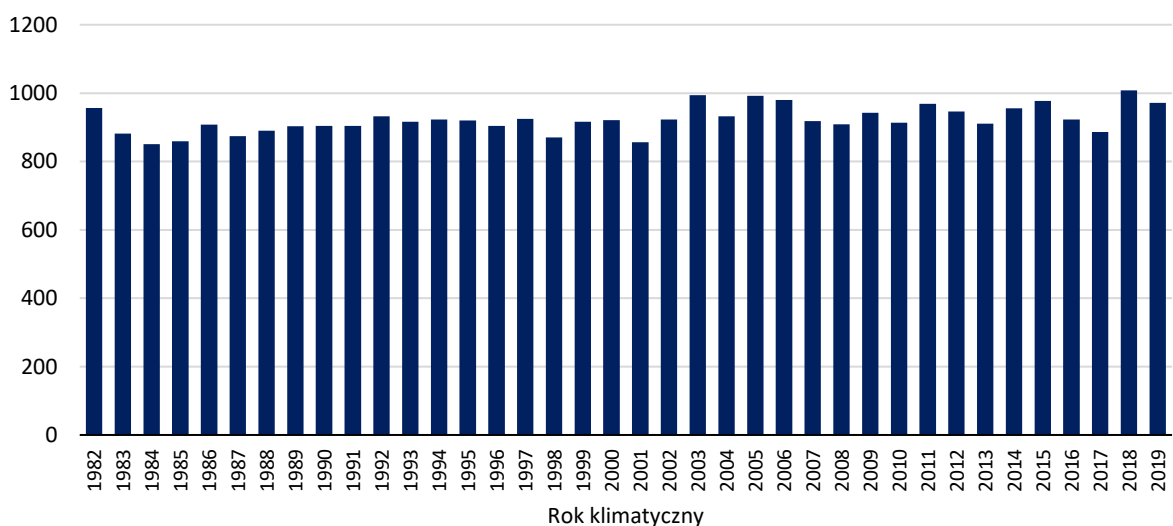
Rys. 4-7 Czas pracy z mocą maksymalną morskich elektrowni wiatrowych



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



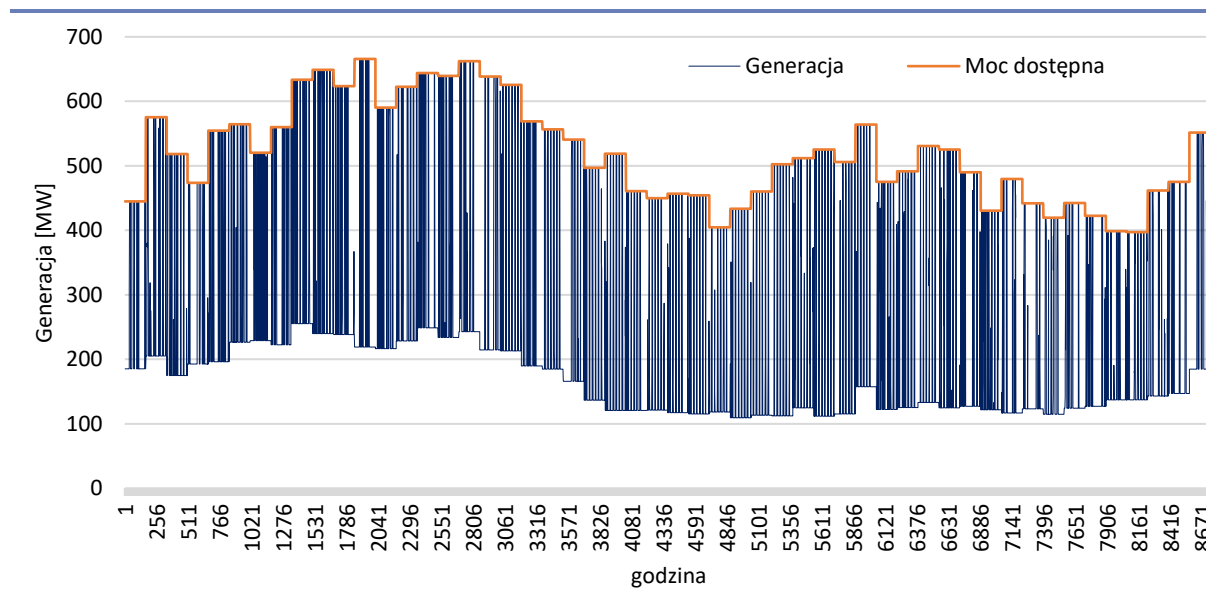
Rys. 4-9 Czas pracy z mocą maksymalną elektrowni słonecznych



4.3.3 Profile wykorzystania mocy dla elektrowni wodnych przepływowych

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

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



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

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

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

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

4.4 Wymiana transgraniczna

4.4.1 Kontrybucja jednostek zagranicznych do bilansu mocy KSE

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

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

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

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

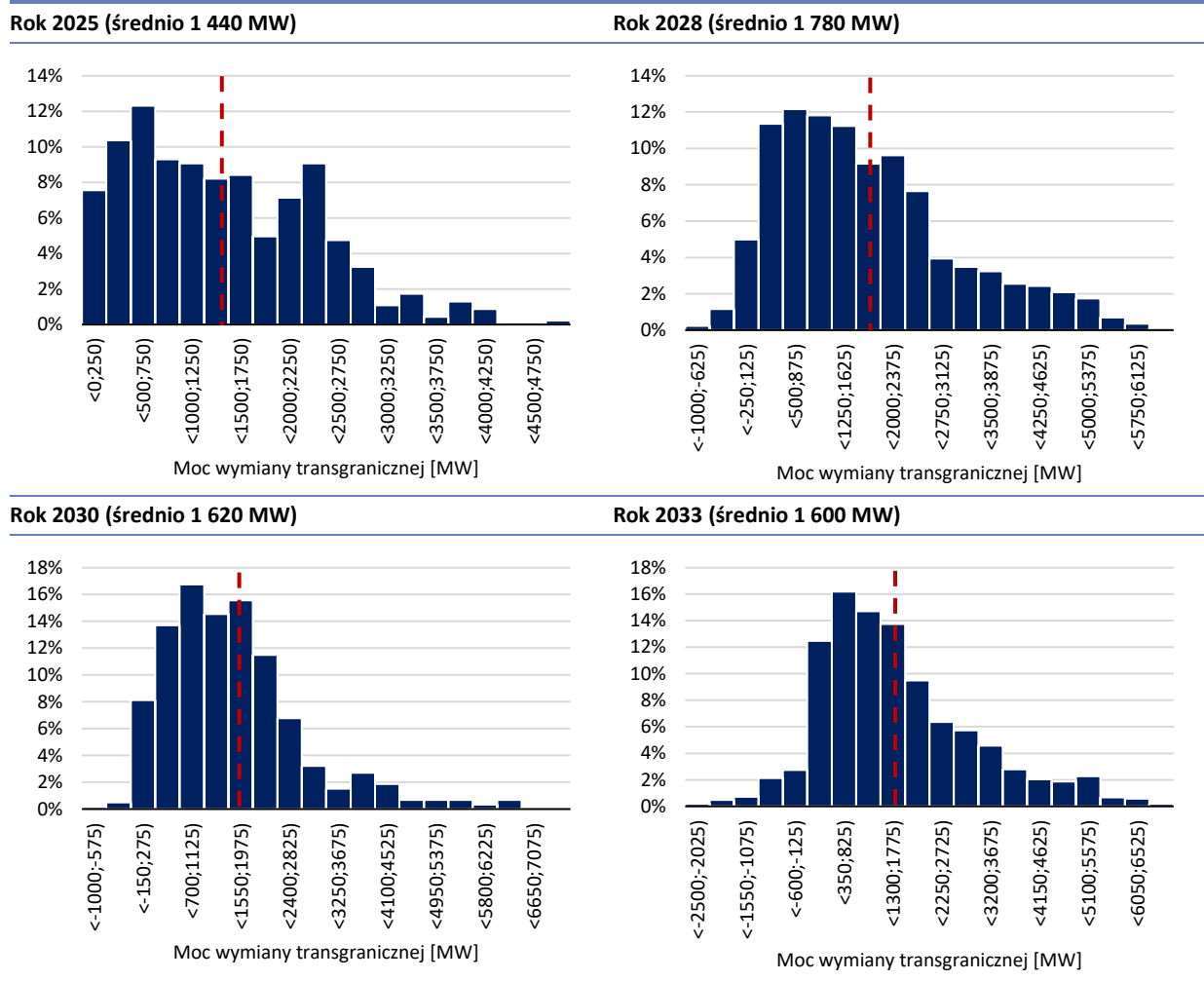
Tab. 4.3 Przyjęte do raportu NRAA wartości kontrybucji jednostek zagranicznych w bilansie KSE

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

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

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

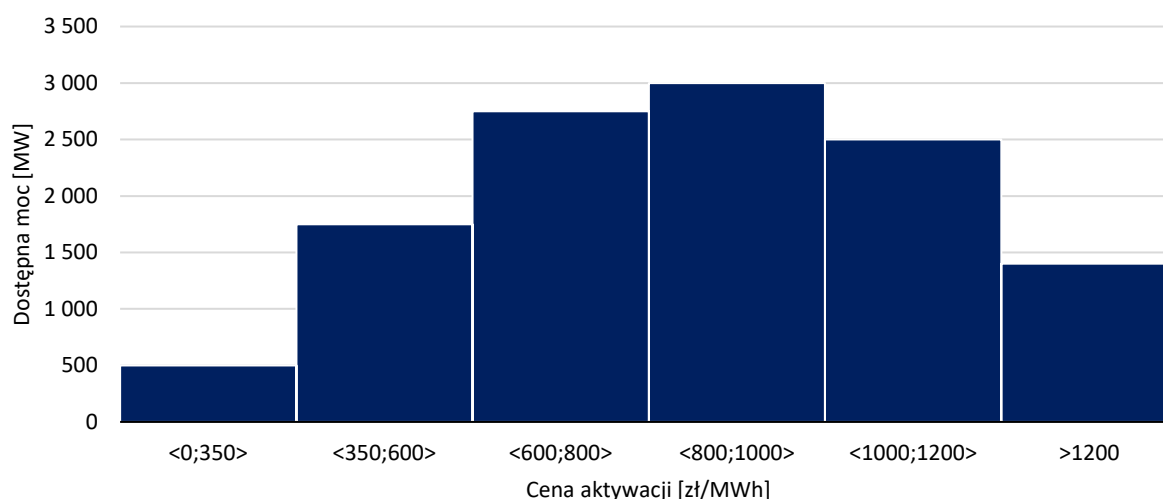
Rys. 4-11 Rozkład wymiany transgranicznej w poszczególnych latach dla analizowanego zbioru próbek



4.4.2 Wymiana transgraniczna – import i kontrybucja

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

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



4.5 Założenia makroekonomiczne

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

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

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

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

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

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

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

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

4.6 Koszty jednostek istniejących

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

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

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

4.7 Parametry techniczno-ekonomiczne nowych jednostek wytwórczych

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

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

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

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

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

4.8 Analogie i różnice pomiędzy NRAA i ERAA

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

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

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

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

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

5 Scenariusze oraz wyniki

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

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

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

5.1 Scenariusz bazowy

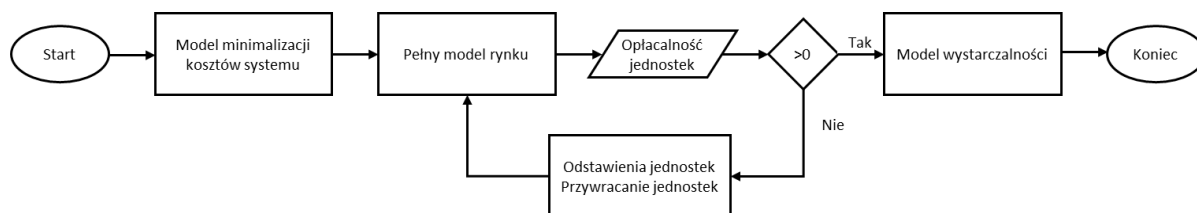
Podstawowym założeniem scenariusza bazowego było wykazanie opłacalności wszystkich dostępnych jednostek wytwórczych (istniejących jak i planowanych) centralnie dysponowanych. Jednostki te zostały poddane optymalizacji ekonomicznej. Pozostałe jednostki wytwórcze np.: OZE i jednostki kogeneracji przyjęto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

Do opracowania tego scenariusza wykorzystano:

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

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

Rys. 5-1 Schemat analiz w scenariuszu bazowym

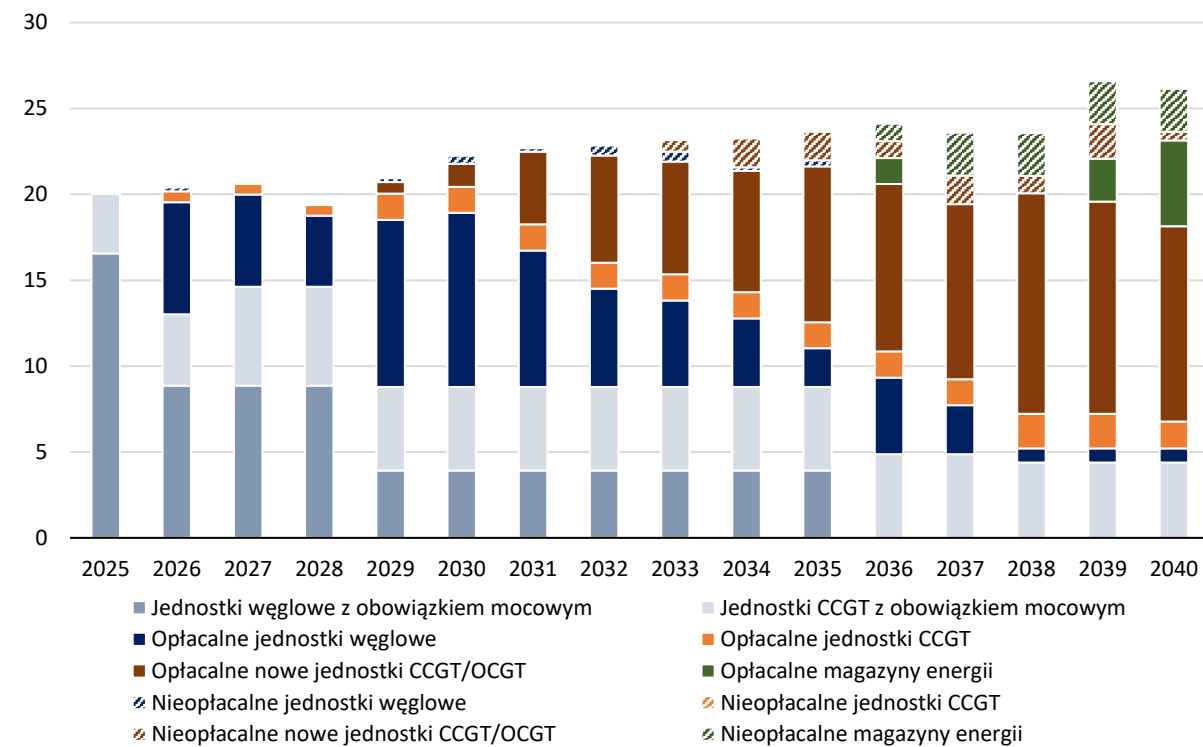


Głównym elementem tego scenariusza były iteracje wykonywane w pełnym modelu rynku. Dla każdego roku kalendarzowego, gdy na rynku obecne były jednostki nieopłacalne, w ramach iteracji ich część była odstawiana z systemu (tj. jednostki istniejące były odstawiane a rozpoczęcie eksploatacji nowych było opóźniane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

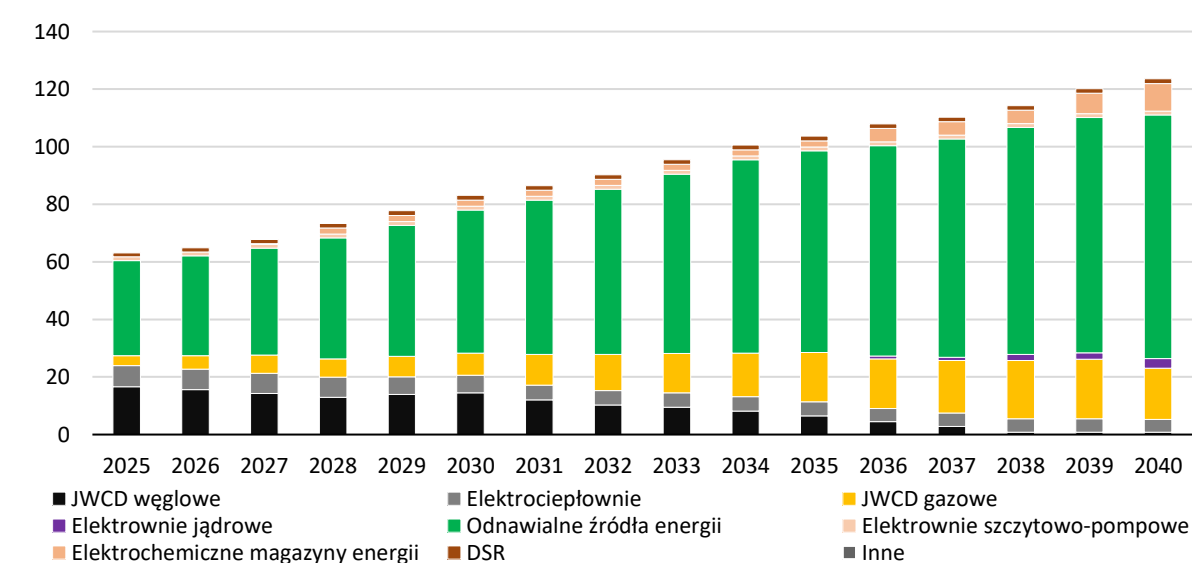
czasochłonnych iteracji. W tym przypadku przyjęto wynik, w którym kilka jednostek jest na granicy opłacalności jako wynik ostateczny dla danego roku. Wynikiem iteracji ekonomicznych jest miks mocy zainstalowanej w systemie w poszczególnych latach 2025 – 2040 (Rys. 5-2 i Rys. 5-3).

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

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



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



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

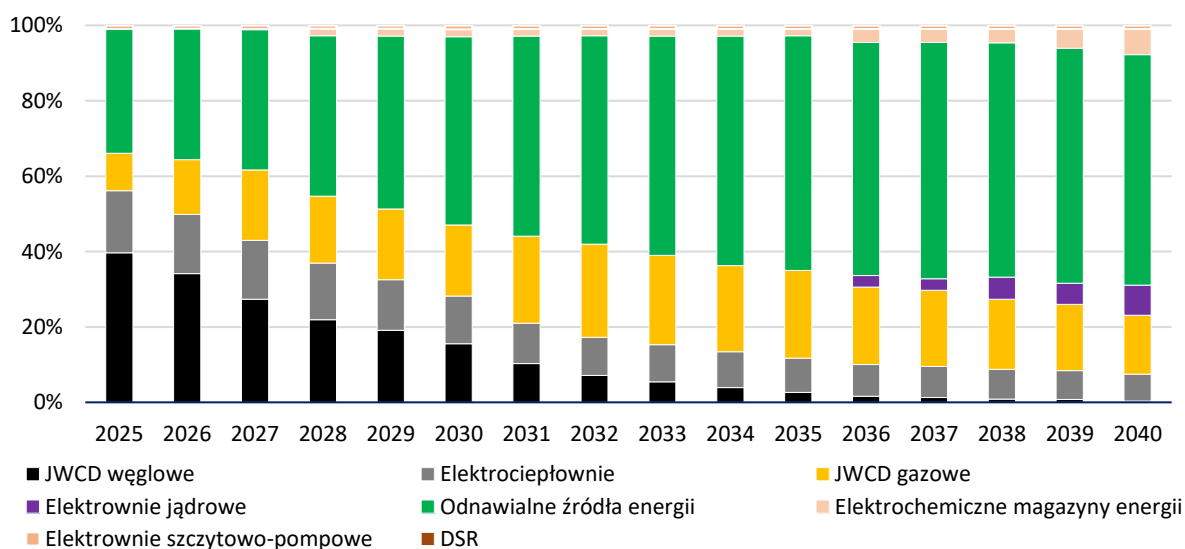
Rok		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE średnia	godz./rok	7,6	40,8	50,2	33,3	20,5	9,6	6,6	14,3	15,0	14,4	10,9	10,8	12,5	10,4	5,8	14,2
LOLE p95	godz./rok	21,0	79,8	82,8	68,7	45,8	25,2	21,6	36,0	39,3	35,0	28,4	32,1	30,8	30,6	22,1	42,6
EENS średnia	GWh/rok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

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

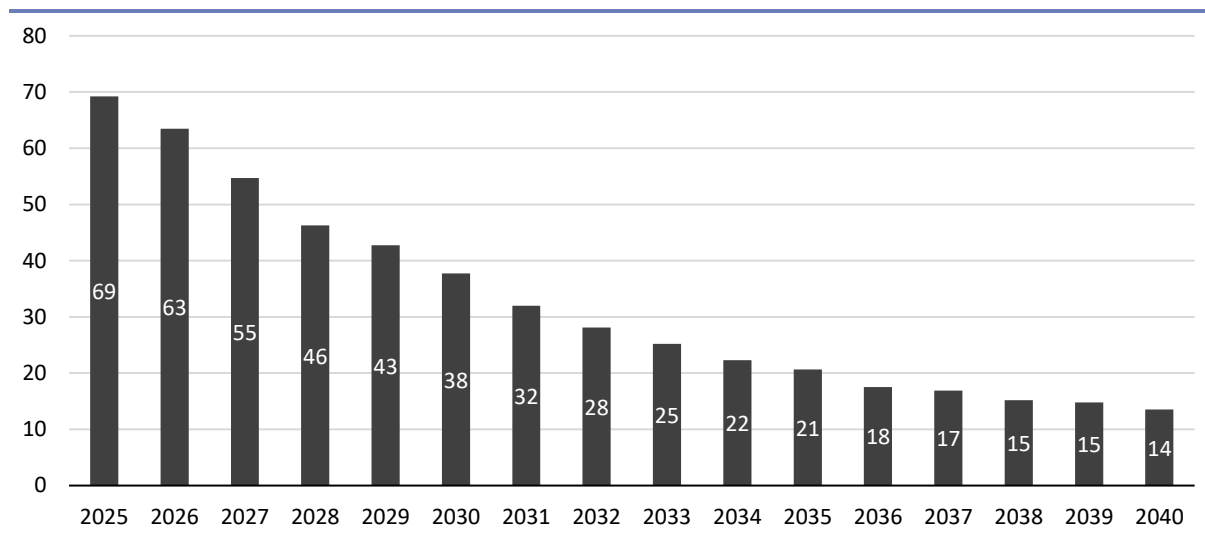
Poniżej na wykresach przedstawiono:

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

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



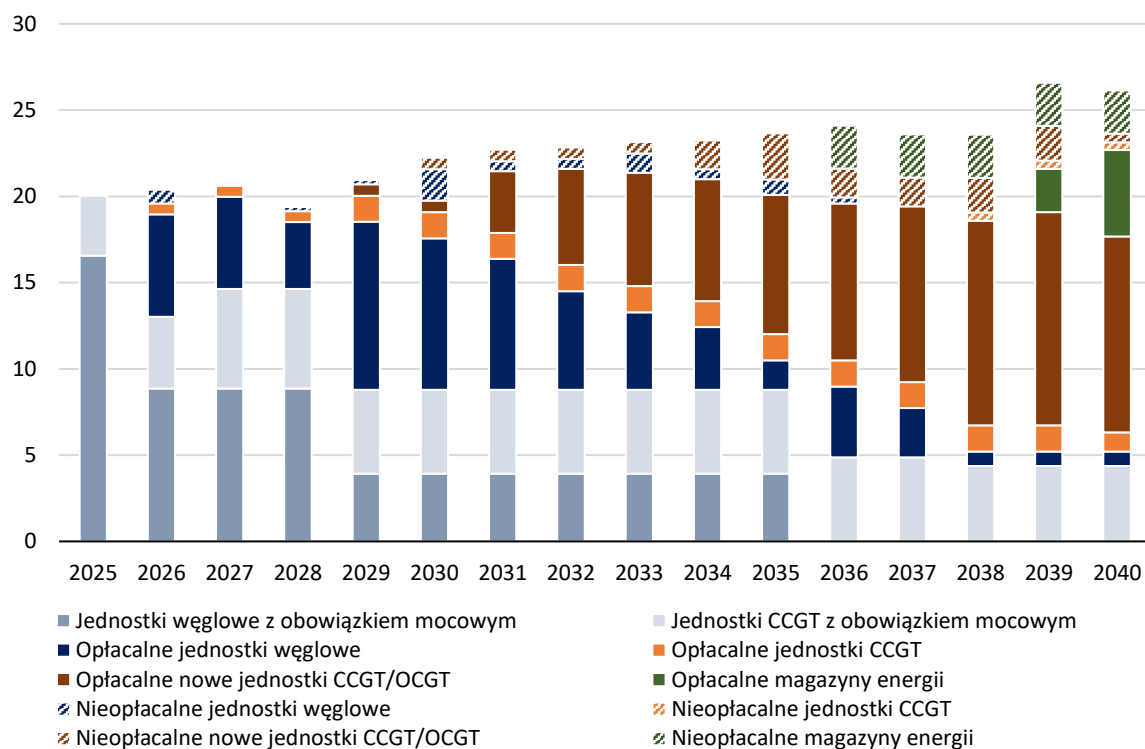
Rys. 5-5 Emisje z sektora wytwarzania energii w JWCD – scenariusz bazowy [mln t]



5.1.1 Wpływ importu energii na wyniki scenariusza bazowego

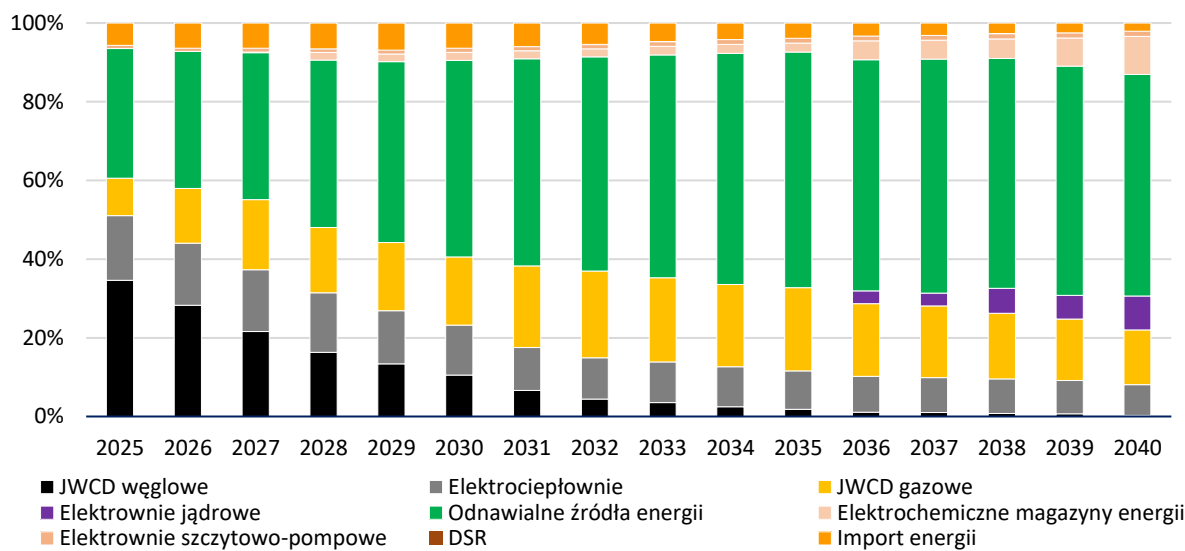
W ramach analiz wrażliwości przeprowadzono obliczenia dla wariantu bazowego z uwzględnieniem wymiany transgranicznej i importu energii do KSE (zgodnie z opisem w 4.4.2). Przedstawienie tej wrażliwości ma na celu zaprezentowanie wpływu importu energii na jednostki wytwórcze. Można stwierdzić, że z punktu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

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



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

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



5.2 Scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych

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

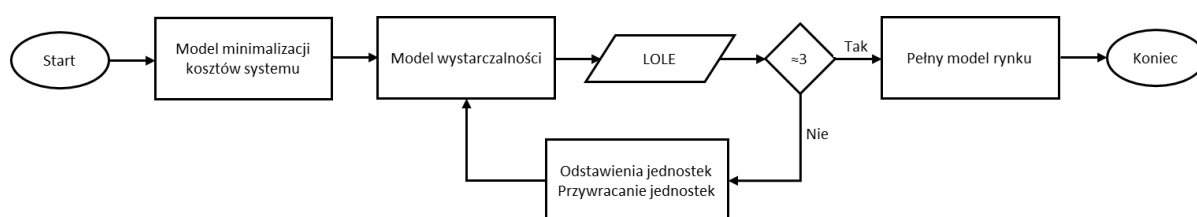
utrzymania tych jednostek w systemie niezbędne jest wdrożenie mechanizmu lub mechanizmów zdolności wytwórczych, które pozwolą na utrzymanie istniejących oraz realizację nowych źródeł.

Do opracowania tego scenariusza wykorzystano:

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

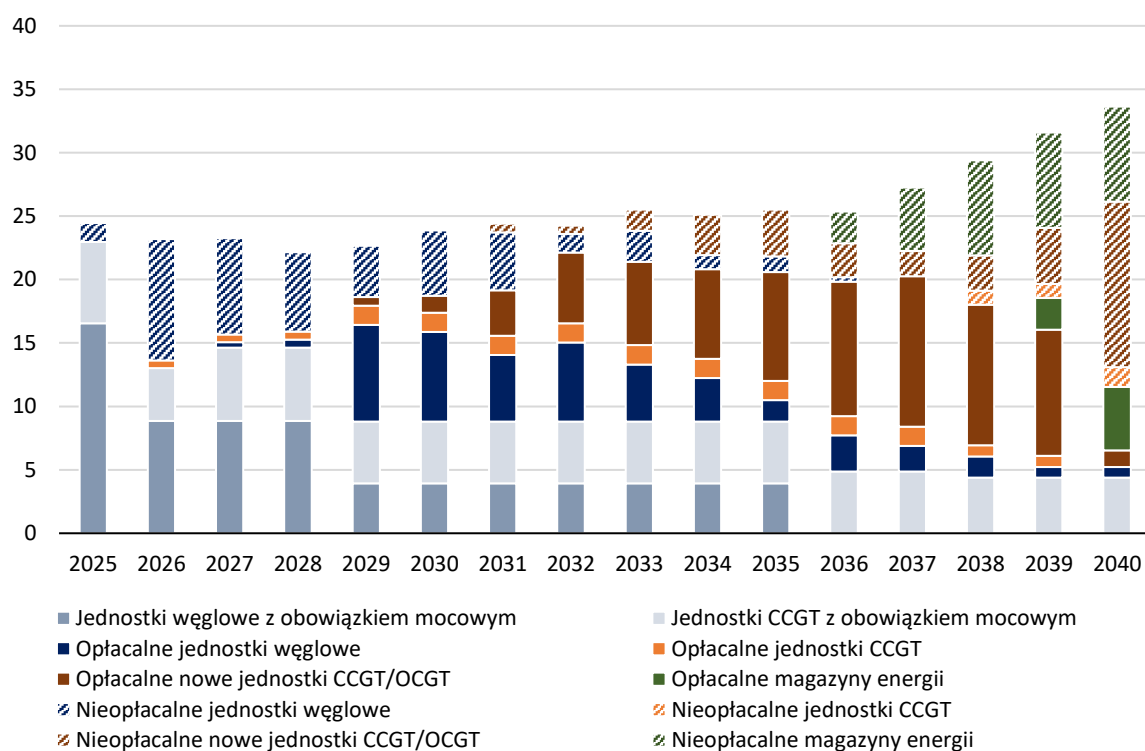
Rys. 5-8 przedstawia schemat prowadzenia analiz i wykorzystanych modeli w ramach tego scenariusza. Zakres danych wejściowych do modeli wykorzystanych w scenariuszu przedstawiono w raporcie w rozdziale 3.

Rys. 5-8 Schemat iteracji

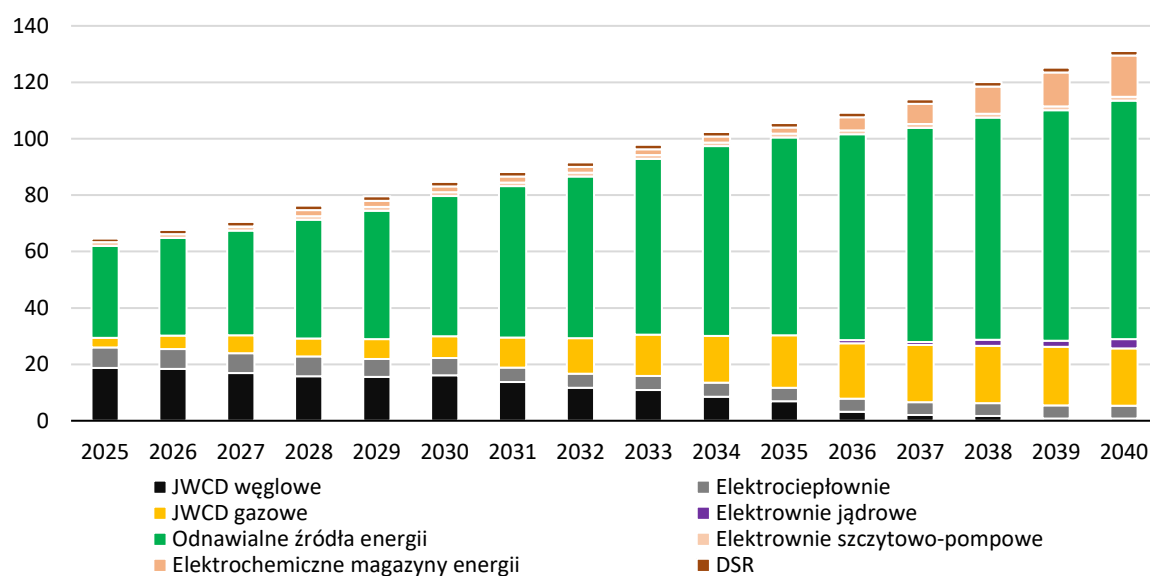


Głównym elementem tego scenariusza były iteracje wykonywane w modelu wystarczalności. Dla każdego poszczególnego roku kalendarzowego sprawdzano wynik LOLE i w ramach iteracji dodawano lub usuwano jednostki ze zbioru. Iteracje kończą się w momencie uzyskania wskaźnika LOLE około 3 godzin na rok. W szczególnych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

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



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



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

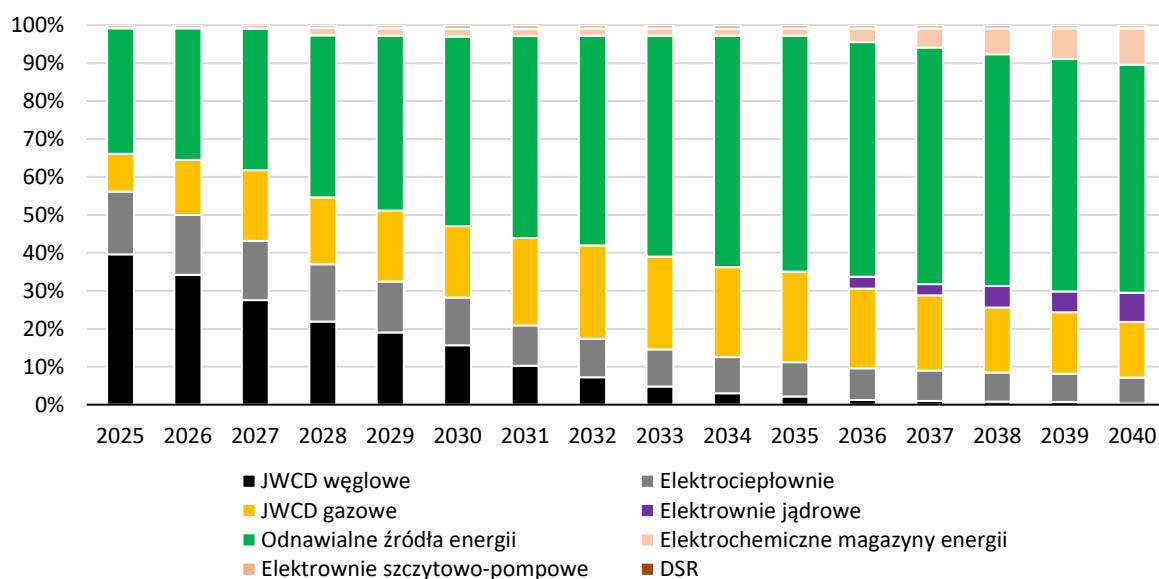
Rok		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
LOLE średnia	godz./rok	2,9	3,0	3,9	2,3	3,1	2,2	2,5	3,1	2,0	3,1	2,7	3,4	4,4	2,5	4,1	2,2
LOLE p95	godz./rok	7,3	8,7	10,6	7,4	9,2	7,5	9,6	10,7	8,7	12,4	9,8	11,8	12,8	12,0	16,9	9,5
EENS średnia	GWh/rok	1,8	2,1	3,2	2,4	3,6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

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

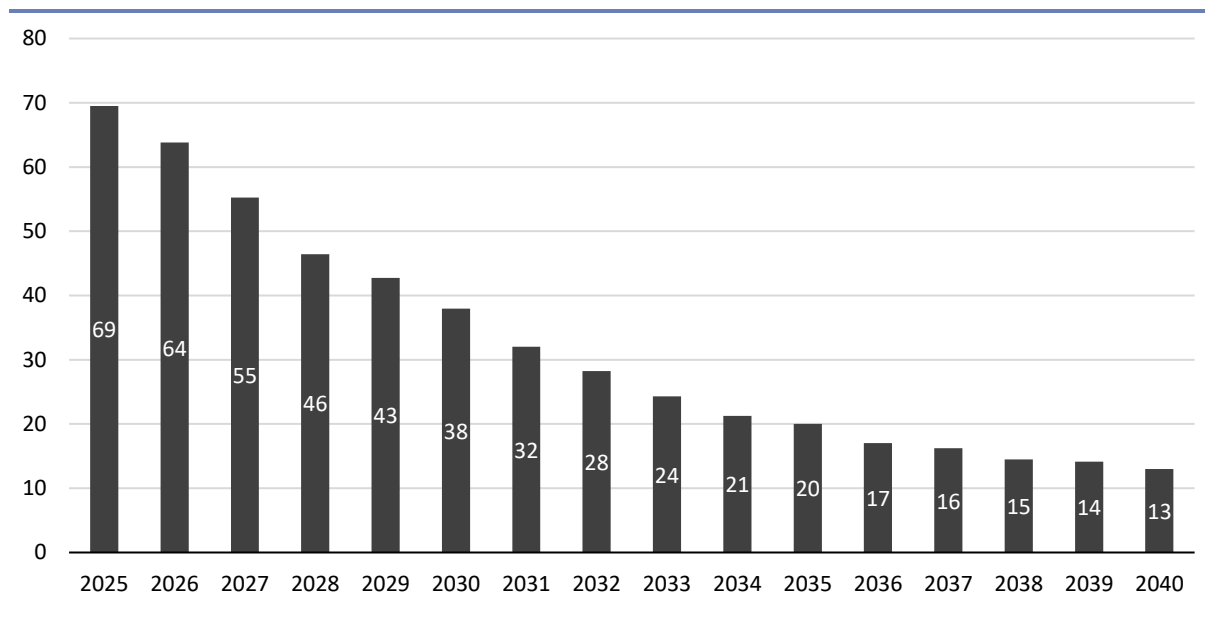
Poniżej na wykresach przedstawiono:

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

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



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



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

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

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

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

6 Podsumowanie i wnioski

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

Tab. 6.1 Wyniki wskaźników LOLE i EENS dla scenariusza bazowego

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7 Załączniki

Materiały uzupełniające do raportu NRAA:

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

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

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

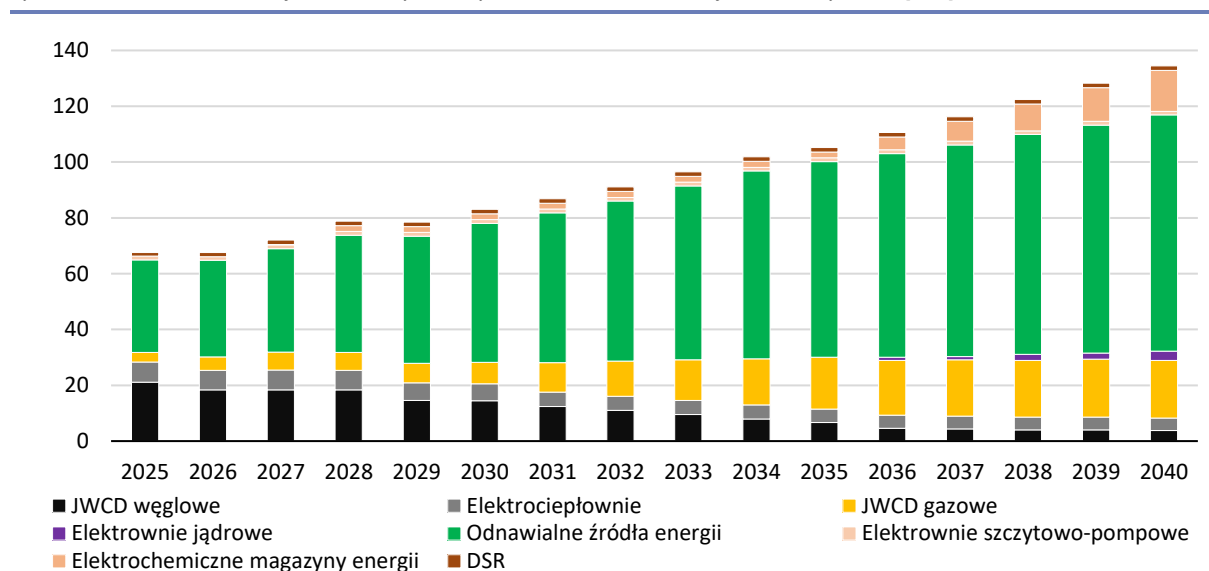
Tab. 7.1 Moc zainstalowana nJWCD przyjęta w NRAA

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

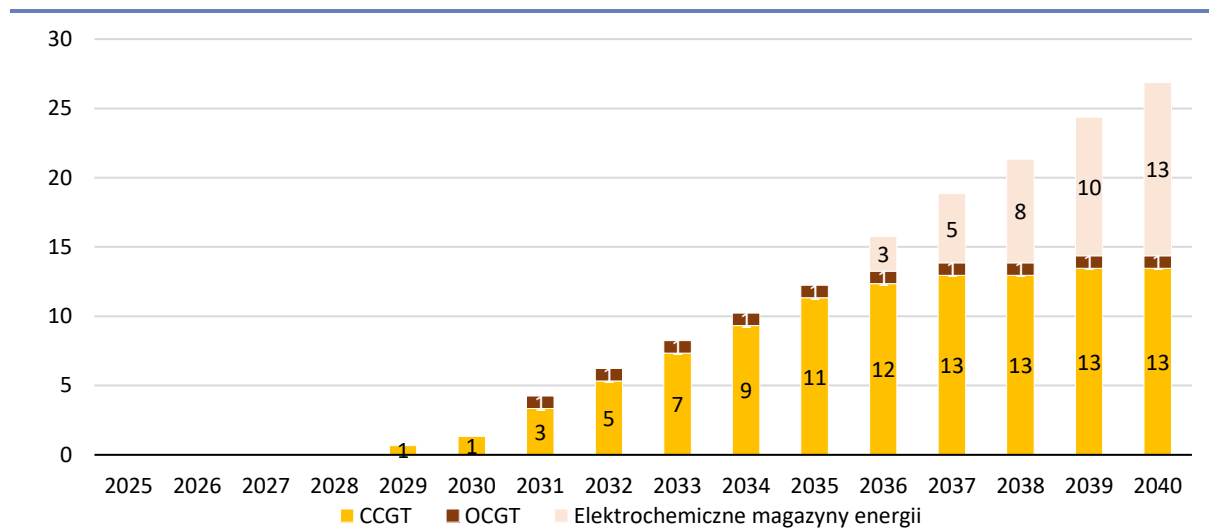
22. Wyniki modelu minimalizacji kosztu systemu

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

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

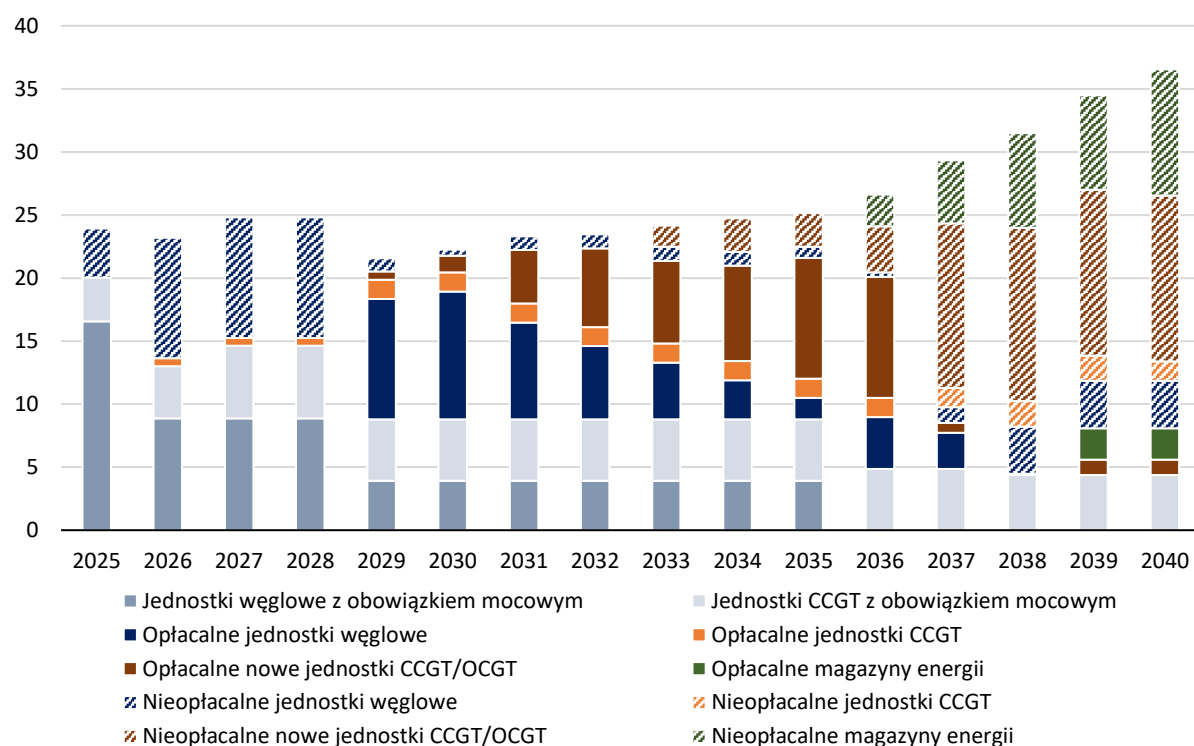


Rys. 7-2 Nowe moce wytwórcze – model minimalizacji kosztów systemu [GW]



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

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



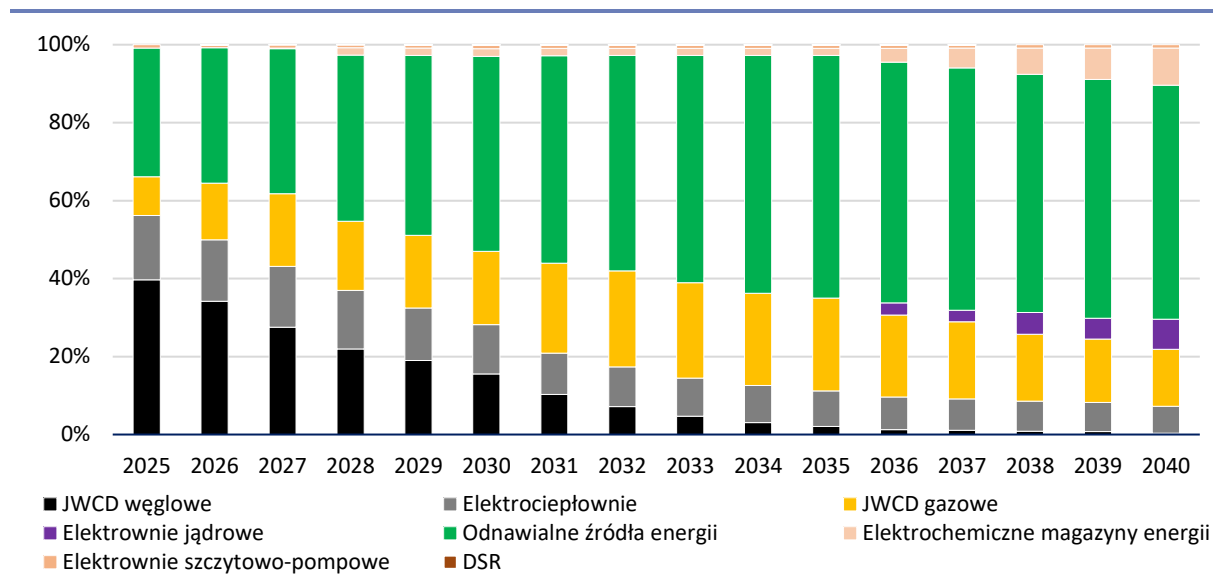
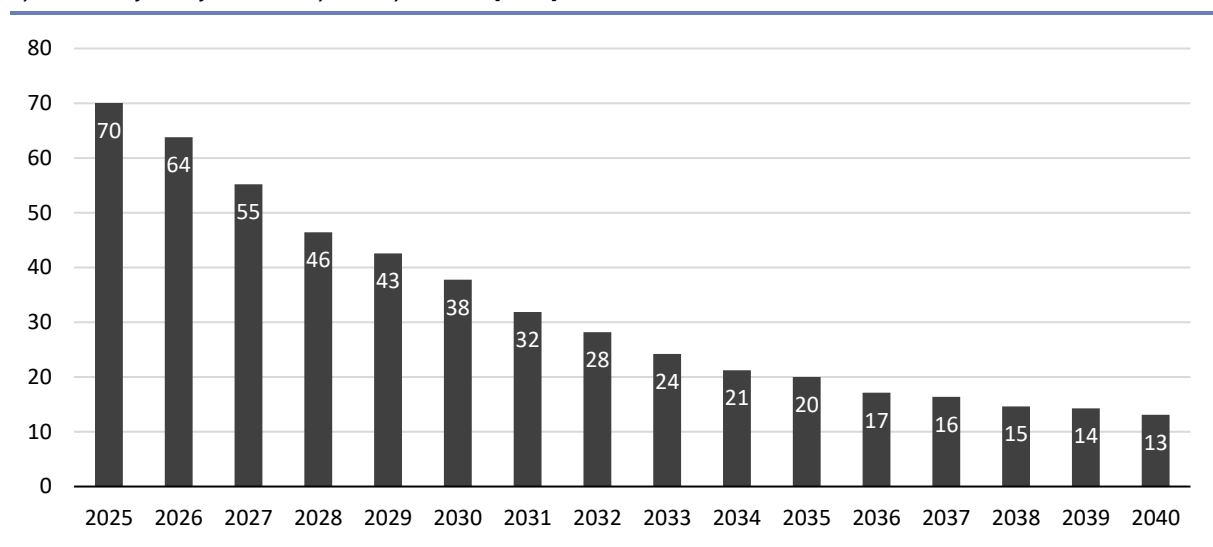
Tab. 7.2 Analiza wystarczalności systemu – LOLE i EENS – model minimalizacji kosztu systemu

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

Poniżej na wykresach przedstawiono:

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

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

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

23. Wyniki szczegółowe LOLE i EENS – scenariusz bazowy

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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