

Uwzględnienie europejskiego modelu strefowego

Suplement do
Oceny wystarczalności zasobów
na poziomie krajowym
2025-2040

kwiecień 2026



1 Wprowadzenie

Raport pt.: „Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025-2040” (zwana dalej „podstawową NRAA”) została opublikowana w dniu 15 listopada 2024 r. wraz z wyjaśnieniami dotyczącymi rozbieżności pomiędzy oceną krajową a oceną europejską¹. Zgodnie z prawem krajowym podmiotem odpowiedzialnym za przygotowanie NRAA jest polski operator systemu przesyłowego (tj. PSE). Krajowy organ regulacyjny przekazał podstawową NRAA do ACER, a opinia Agencji (nr 1/2025) została opublikowana w dniu 3 lutego 2025 r. (zwana dalej „Opinią ACER”)². Opinia ACER odnosi się do różnic pomiędzy podstawową NRAA a oceną europejską ERAA oraz ocenia, czy różnice te są uzasadnione.

Głównym celem niniejszego suplementu (zwanego dalej „suplementem do NRAA”) jest przedstawienie zaktualizowanych wyników podstawowej NRAA po uwzględnieniu brakujących elementów wskazanych w Opinii ACER jako nieuzasadnione różnice. Równocześnie w założeniach uwzględniono wyniki aukcji dodatkowych przeprowadzonych w 2026 roku na poszczególne kwartały roku dostaw 2027.

1.1 Wnioski z Opinii ACER dotyczące podstawowego NRAA

Ocena ACER analizuje dwanaście zmian wdrożonych w podstawowym NRAA w porównaniu z ERAA 2023. ACER stwierdził, że zmiany te są ze sobą powiązane i prowadzą do trzech głównych różnic:

1. założenia dotyczące wymiany międzystrefowej,
2. zasoby wytwórcze,
3. zastosowane metody modelowania.

Dla każdej grupy głównych różnic pomiędzy podstawowym NRAA a ERAA 2023 ACER przygotował ocenę ich zasadności, przedstawioną w tabeli 1.

Tabela 1 Podsumowanie różnic pomiędzy podstawowym NRAA a ERAA 2023 [źródło: Opinia ACER]

L.p.	Różnica	Przyczyna różnicy	Ocena ACER
1	Założenia dotyczące wymiany międzystrefowej	Ograniczona kontrybucja jednostek zagranicznych oraz brak możliwości eksportu dla jednostek krajowych	brak uzasadnienia
2	Zasoby wytwórcze	Aktualizacje wynikające z dostępności nowych informacji	uzasadnione
3	Zastosowane metody modelowania	Odmienne modelowanie ekonomiki elektrowni	ACER nie może stwierdzić, czy dana różnica jest uzasadniona

PSE opublikował odpowiedź na Opinię ACER, która jest dostępna na stronie internetowej PSE³.

¹ <https://www.pse.pl/-/publikacja-raportu-zgodnie-z-art-15-i-ustawy-prawo-energetyczne>

² https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER_Opinion_01-2025_Polish_National_Resource_Adequacy_Assessment.pdf

³ <https://www.pse.pl/-/publikacja-raportu-zgodnie-z-art-15-i-ustawy-prawo-energetyczne>

2 Zmiany w podstawowym NRAA

Jedną z rekomendacji zawartych w Opinii ACER jest stwierdzenie, że (...) *podstawowe NRAA nie uwzględnia w pełni korzyści wynikających z funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej dla bezpieczeństwa dostaw. ACER zaleca, aby założenia dotyczące importu i eksportu zostały ulepszone w podstawowym NRAA w taki sposób, aby lepiej odzwierciedlały funkcjonowanie połączonego europejskiego rynku energii elektrycznej. Przykładowo, w Opinii dotyczącej estońskiej NRAA ACER wskazał, że jawne modelowanie zagranicznych stref rynkowych i regionów stanowi przykład dobrej praktyki. W celu ułatwienia dokładnego modelowania zagranicznych stref rynkowych punktem wyjścia mogą być zbiory danych dostępne w ramach ERAA.*

W istocie podstawowe NRAA modeluje wyłącznie polską strefę rynkową, natomiast pozostałe strefy rynkowe nie są reprezentowane w sposób jawny. Nie oznacza to jednak, że sąsiednie strefy rynkowe są pomijane, ponieważ ich wkład w wystarczalność mocy jest uwzględniany bezpośrednio na podstawie wyników ERAA 2023⁴. Wkład ten jest obliczany z zastosowaniem metodyki wykorzystywanej do określania wolumenu mocy zagranicznych uprawnionych do udziału w mechanizmach mocowych, tj. Maximum Entry Capacity (MEC). Obliczenie MEC uwzględnia oczekiwaną dostępność zdolności połączeń międzysystemowych oraz prawdopodobieństwo jednoczesnego wystąpienia niezbilansowania w połączonych systemach elektroenergetycznych. W związku z tym, w ocenie PSE, wskaźnik ten odzwierciedla prognozowaną, oczekiwaną kontrybucję zasobów zagranicznych w bezpieczeństwo wystarczalności krajowej strefy rynkowej (PŁ00).

Zastosowana metoda jest zgodna z decyzją ACER, zgodnie z opisem zawartym w załączniku 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.

Głównym usprawnieniem niniejszej zaktualizowanej oceny NRAA, przedstawionej w formie **suplementu do podstawowego NRAA**, jest **uwzględnienie w narzędziu modelowym najnowszego zbioru danych ERAA 2024** zatwierdzonego przez ACER **dla zagranicznych stref rynkowych**, co pozwoliło na rozszerzenie modelu NRAA dla strefy PŁ00. Wykorzystano dostępne modele Economic Dispatch (po EVA) z raportu ERAA 2024, w tym metodę *curtailment-sharing* oraz powiązane modele. ERAA 2024 obejmuje cztery lata obliczeniowe; w analizie wykorzystano najbardziej aktualną i zatwierdzoną wersję ERAA. Zbiór danych zastosowany dla strefy PŁ00 dla lat obliczeniowych wykorzystanych w ERAA 2024 pozostał identyczny jak w podstawowym NRAA, w celu zapewnienia spójności. Ponadto w obliczeniach uwzględniono wyniki aukcji dodatkowych przeprowadzonych w 2026 roku na poszczególne kwartały roku dostaw 2027, jednakże rok 2027 nie jest rokiem modelowym ERAA 2024.

Dwa dodatkowe elementy zostały zmodyfikowane zgodnie z rekomendacjami zawartymi w Opinii ACER. Po pierwsze, bieżące obliczenia EVA uwzględniają obecnie przyszłe przychody oraz koszty. Po drugie, profil utrzymania (maintenance profile) został dostosowany do podejścia stosowanego w badaniach ERAA⁵.

⁴ W szczegółach jest to modelowane jako „drogi generator”, który jest uruchamiany dopiero po aktywacji wszystkich dostępnych jednostek krajowych. Skutkuje to jego uruchamianiem wyłącznie w momentach wystąpienia deficytu mocy, w związku z czym roczna produkcja energii z tego zasobu jest niewielka. Ten „generator” zmniejsza liczbę godzin z niedostarczoną energią, co prowadzi do obniżenia przychodów zasobów krajowych oraz poprawia wskaźniki wystarczalności.

⁵ Profil remontów został opracowany z zastosowaniem tej samej metodyki co w ERAA; jednak uzyskane wyniki różnią się, ponieważ zestaw uwzględnionych jednostek nie jest identyczny. Dodatkowo, w suplementie do podstawowego NRAA wyłączono remonty magazynów energii, podczas gdy były one uwzględnione w podstawowym NRAA, ponieważ aspekt ten nie jest analizowany w raporcie ERAA.

Pozostałe modyfikacje wynikają z zastosowania modeli ERAA 2024. Część usprawnień wdrożonych w **podstawowym NRAA** musiała zostać pominięta ze względu na ograniczenia obliczeniowe, w szczególności związane z możliwościami oprogramowania w zakresie znalezienia rozwiązania.

Tabela 2 przedstawia podsumowanie zmian zastosowanych w obliczeniach przeprowadzonych na potrzeby niniejszego suplementu do podstawowego NRAA. Jeżeli względem badania bazowego nie wprowadzono żadnych zmian, dany obszar nie został opisany w niniejszym dokumencie w celu uniknięcia zbędnych powtórzeń (np. brak opisu założeń dotyczących mocy zainstalowanej). Elementy, które pozostały niezmienione, zostały opisane w rozdziałach 3 i 4 podstawowego NRAA.

Tabela 2 Podsumowanie zmian wprowadzonych do podstawowego NRAA w suplemencie

Element	Zmiany	Komentarz	
Metoda obliczeń			
1	Model minimalizacji kosztów systemu	Tak	Krok pominięty – jako dane wejściowe w zakresie zagranicznego miks energetycznego, zapotrzebowania oraz kosztów wytwarzania przyjęto wyniki obliczeń EVA z raportu ERAA 2024 dla stref rynkowych innych niż PL00. Dla strefy PL00 wykorzystano natomiast wyniki krajowych obliczeń EVA przygotowanych na potrzeby podstawowego NRAA.
2	Pełny model rynku energii	Tak	Krok uproszczony – pełny model UECD został uproszczony i dostosowany do podejścia obliczeniowego stosowanego w ERAA. Obliczenia EVA uwzględniają przyszłe przychody oraz koszty.
3	Model wystarczalności	Tak	Zastosowano model ERAA 2024 z mechanizmem <i>curtailment sharing</i> .
4	Lata obliczeniowe	Tak	Model ERAA obejmuje jedynie 4 lata obliczeniowe (TY), podczas gdy podstawowe NRAA obejmowało 16 lat. Ze względu na brak paneuropejskich danych dla okresów wykorzystywanych w podstawowym NRAA, w suplemencie zastosowano podejście analogiczne do ERAA, tj. lata inne niż lata obliczeniowe (non-TY) stanowią duplikaty najnowszych dostępnych lat obliczeniowych.
Założenia			
5	Prognoza mocy i energii	Nie	
6	Zasoby pokrywające zapotrzebowanie na moc	Nie	Uwzględniono wyniki rozstrzygniętych do tej pory aukcji głównych i dodatkowych dla okresów dostaw do końca 2028
7	Scenariusze klimatyczne	Tak	Zastosowano podejście oparte na scenariuszach pogodowych.
8	Wymiana transgraniczna	Tak	Wykorzystano pełny paneuropejski model ERAA.
9	Założenia makroekonomiczne	Tak	Zastosowano dane z raportu ERAA 2024.
10	Koszty istniejących jednostek	Nie	
11	Parametry techniczne i ekonomiczne nowych jednostek wytwórczych	Nie	
12	Profile remontów	Tak	Zgodnie z podejściem stosowanym w raporcie ERAA.

Wszystkie zmiany wymienione powyżej są związane z wykorzystaniem najnowszego modelu ERAA 2024 w zaktualizowanych obliczeniach NRAA. Aktualizacje dotyczące scenariuszy klimatycznych oraz założeń makroekonomicznych były stosunkowo proste do wdrożenia i zasadniczo nie miały istotnego wpływu na metodykę obliczeń. Natomiast implementacja pełnego paneuropejskiego modelu miała znaczący wpływ zarówno na metodykę obliczeń, jak i na podejścia stosowane przy budowie scenariuszy.

W kolejnym rozdziale przedstawiono podejście zastosowane do obliczeń scenariuszy oraz wskazano różnice pomiędzy podejściem obliczeniowym zastosowanym w suplemencie do NRAA a podejściem wykorzystywanym w wersji podstawowego NRAA.

3 Metodyka obliczeń – nowe podejście do modelowania

Suplement do podstawowego NRAA obejmuje szesnastoletni horyzont czasowy, od 2025 do 2040 r. Dla porównania, ERAA 2024 obejmuje jedynie cztery lata obliczeniowe: 2026, 2028, 2030 oraz 2035. Podstawowe NRAA zawierało również ocenę dla roku 2025, jednak rok ten został pominięty w suplemencie ze względu na brak odpowiadających mu danych w ERAA 2024.

Zgodnie z podejściem modelowym stosowanym w ERAA, w suplemencie do podstawowego NRAA przyjęto, że lata inne niż lata obliczeniowe są reprezentowane przez najbliższy wcześniejszy dostępny rok obliczeniowy. Przykładowo, rok niebędący rokiem obliczeniowym 2027 jest modelowany przy wykorzystaniu tych samych danych dotyczących zapotrzebowania, mocy wytwórczych, ograniczeń sieciowych oraz pozostałych parametrów co rok obliczeniowy 2026.

Obliczenia przeprowadzone w ramach suplementu do podstawowego NRAA wykonano z wykorzystaniem dwóch modeli:

- modelu rynku energii oraz
- modelu wystarczalności.

3.1 Model rynku energii

Model rynku energii zastosowany w suplemencie do podstawowego NRAA jest tożsamy z modelem wykorzystanym w ERAA 2024. Obliczenia są przeprowadzane oddzielnie dla każdego z czterech lat obliczeniowych oraz dla każdego z trzech scenariuszy pogodowych, zgodnie z podejściem stosowanym w modelu EVA w ERAA 2024, tj. dla WS14, WS25 oraz WS28. Wagi przypisane do scenariuszy pogodowych są również identyczne jak w ERAA 2024. Optymalizacja jest wykonywana dla każdej godziny roku, w ujęciu tygodniowym.

Model zakłada jeden harmonogram awarii wymuszonych oraz jeden harmonogram remontów planowych.

Wynikiem obliczeń przeprowadzonych w ramach modelu rynku energii jest zestaw parametrów ekonomicznych dla każdego roku kalendarzowego oraz każdego scenariusza pogodowego. Parametry te określają wskaźnik marży drugiego stopnia dla każdej jednostki wytwórczej, wyrażony następującym wzorem:

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

where:

M_2	– marża drugiego stopnia
I_{EM}	– przychody ze sprzedaży energii elektrycznej
C_{FC}	– koszty paliwa
C_{VOM}	– zmienne koszty operacyjne
C_{EC}	– koszty emisji CO ₂
C_{FOM}	– stałe koszty operacyjne
C_{RC}	– koszty remontów
C_{MC}	– koszty wydobycia dla jednostek opalanych węglem brunatnym
P_I	– moc zainstalowana

Biorąc pod uwagę fakt, że suplement do podstawowego NRAA obejmuje lata od 2025 do 2040, natomiast ostatnim rokiem obliczeniowym w modelach ERAA jest rok 2035, wyniki dla tego roku dla każdego pojedynczego aktywa wytwórczego są powielane aż do momentu jego wycofania z eksploatacji. Przykładowo, jeżeli dana moc wytwórcza zostaje wycofana na koniec 2038 r., dane dla tej jednostki są powielane czterokrotnie (dla lat 2035, 2036, 2037 oraz 2038).

Różnice pomiędzy suplementem do NRAA a podstawowym NRAA

W porównaniu z podstawowym NRAA (ocenianym przez ACER w jego Opinii), w suplemencie do podstawowego NRAA nie uwzględniono przychodów z tytułu świadczenia rezerw operacyjnych ani sprzedaży ciepła. To samo dotyczy kosztów rozruchu. Wynika to z faktu, że model ERAA nie obejmuje pełnego modelowania *unit commitment*, w związku z czym elementy te nie zostały w nim uwzględnione.

Końcowy wskaźnik marży drugiego stopnia dla poszczególnych jednostek dla danego roku obliczeniowego jest sumą wskaźników ze scenariuszy pogodowych z uwzględnieniem wag przyjętych w ERAA 2024.

3.2 Model wystarczalności

Obliczenia w ramach modelu wystarczalności w suplemencie do podstawowego NRAA są wykonywane z wykorzystaniem modelu, który zastosowano w ERAA 2024.

Obliczenia z użyciem tego modelu są prowadzone dla pełnego zestawu scenariuszy pogodowych (36 WS). Optymalizacja jest wykonywana dla każdej godziny roku, w ujęciu dzień po dniu. Model zakłada jeden harmonogram remontów planowych oraz piętnaście harmonogramów awarii wymuszonych.

Dla każdego scenariusza pogodowego 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 pogodowych.

Zdarzenia niedoboru są definiowane jako godziny symulacji, w których ilość energii niedostarczonej w danej strefie rynkowej przekracza próg 0,02 MW. Zdarzenia te występują w sytuacjach, gdy analizowana strefa nie jest w stanie pokryć zapotrzebowania pomimo maksymalizacji produkcji oraz importu. Zdarzenia identyfikowane są na podstawie wyników symulacji po zastosowaniu mechanizmu *curtailment sharing*.⁶

Różnice pomiędzy suplementem do NRAA a podstawowym NRAA

Poza zastosowaniem całkowicie innego modelu w porównaniu z podstawowym NRAA, niniejszy suplement do NRAA wykorzystuje także większą liczbę wariantów awarii nieplanowych, tj. 15 zamiast 10.

⁶ Wprowadzono dwie odrębne reguły, tj. minimalizację redukcji (*curtailment minimisation*) oraz współdzielenie redukcji (*curtailment sharing*). Ich główną funkcją jest ograniczenie wielkości niedostarczonej energii (ENS) oraz możliwie największe wyrównanie wskaźników redukcji pomiędzy poszczególnymi analizowanymi strefami. Szczegółowy opis tego podejścia można znaleźć w rozdziale 11.7 „Local Matching and Curtailment Sharing” w ERAA 2024 Annex 2: Methodology.

4 Scenariusze oraz wyniki

Podobnie jak w podstawowym NRAA, suplement obejmuje wyniki dla dwóch scenariuszy:

- **Scenariusz bazowy** – zakłada uwzględnienie istniejących kontraktów zawartych na rynku mocy (wyniki rozstrzygniętych do tej pory aukcji głównych i dodatkowych dla okresów dostaw do końca 2028 roku) i nie bierze pod uwagę nowych mechanizmów, które mogłyby wspierać rozwój mocy wytwórczych lub elastyczności nieemisyjnej. 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.

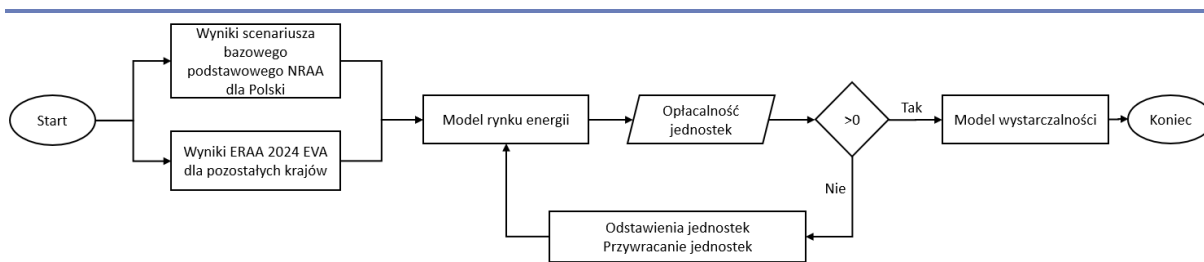
4.1 Scenariusz bazowy

Głównym założeniem scenariusza bazowego jest wykazanie opłacalności ekonomicznej wszystkich dostępnych jednostek wytwórczych (zarówno istniejących, jak i planowanych), które są dysponowane centralnie. Jednostki te zostały poddane optymalizacji ekonomicznej. Pozostałe jednostki wytwórcze, takie jak OZE oraz jednostki kogeneracyjne, zostały przyjęte tak jak w założeniach.

Na potrzeby opracowania tego scenariusza wykorzystano następujące elementy (rysunek 1):

- dla Polski – **wynik** scenariusza bazowego podstawowego NRAA;
- dla pozostałych krajów – wynik obliczeń EVA z raportu ERAA 2024;
- model rynku energii – wykorzystywany do iteracyjnej analizy rentowności (opłacalności ekonomicznej) wyłącznie polskich jednostek wytwórczych;
- model wystarczalności – służący do obliczania wskaźników wystarczalności systemu na podstawie wyników modelu rozdziału ekonomicznego.

Rysunek 1 Schemat obliczeń w scenariuszu bazowym



W porównaniu z podstawowym NRAA, w niniejszym suplemencie do NRAA pominięto model minimalizacji kosztów systemu. Zamiast tego jako dane wejściowe do oceny ekonomicznej jednostek wykorzystano już dostępne wyniki podstawowego NRAA (dla Polski) oraz ERAA 2024 (dla pozostałych krajów).

Głównym elementem tego scenariusza są iteracje realizowane w modelu rynku energii. W przypadku gdy dana jednostka jest nierentowna w całym okresie swojego funkcjonowania, w trakcie obliczeń iteracyjnych część takich jednostek jest wycofywana z systemu (tj. istniejące jednostki są wycofywane, a uruchomienie nowych jednostek jest opóźniane do momentu osiągnięcia rentowności w kolejnych latach). Obliczenia iteracyjne są kontynuowane do momentu uzyskania opłacalności wszystkich jednostek.

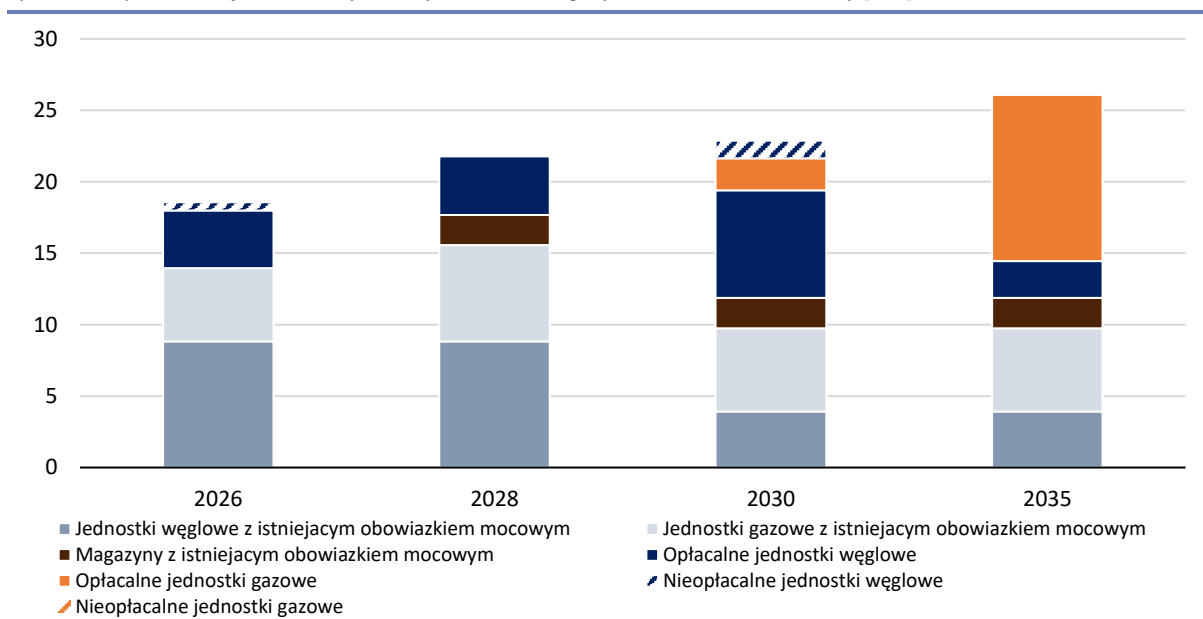
Z uwagi na fakt, że uzyskanie rozwiązania, w którym wszystkie jednostki osiągają dodatnią rentowność, wymagało przeprowadzenia licznych i czasochłonnych iteracji, za akceptowalne uznano rozwiązanie, w którym nieliczne jednostki pozostają na granicy rentowności, co stanowi wynik końcowy obliczeń.

Dane wejściowe dotyczące mocy zainstalowanych mocy w tym scenariuszu są następujące:

- dla Polski – moce zainstalowane wynikające ze scenariusza bazowego podstawowego NRAA, obejmujący OZE, jednostki kogeneracyjne oraz pozostałe technologie;
- dla wszystkich pozostałych modelowanych stref rynkowych – moce zainstalowane pochodzące z modeli ERAA 2024, tj. moce zainstalowane pozostają niezmiennie we wszystkich strefach rynkowych poza Polską we wszystkich iteracjach.

Po zakończeniu iteracji modelu rynku energii przeprowadzono analizę wystarczalności z zastosowaniem mechanizmu *curtailment sharing*. Tabela 3 przedstawia wyniki analizy wystarczalności. Wynikiem oceny opłacalności jednostki jest miks mocy zainstalowanej w systemie dla danego roku obliczeniowego (rysunek 2 oraz rysunek 3).

Rysunek 2 Opłacalność jednostek wytwórczych JWCD i magazynów – scenariusz bazowy [GW]



Rysunek 3 Moc zainstalowana jednostek wytwórczych – wszystkie jednostki – scenariusz bazowy [GW]

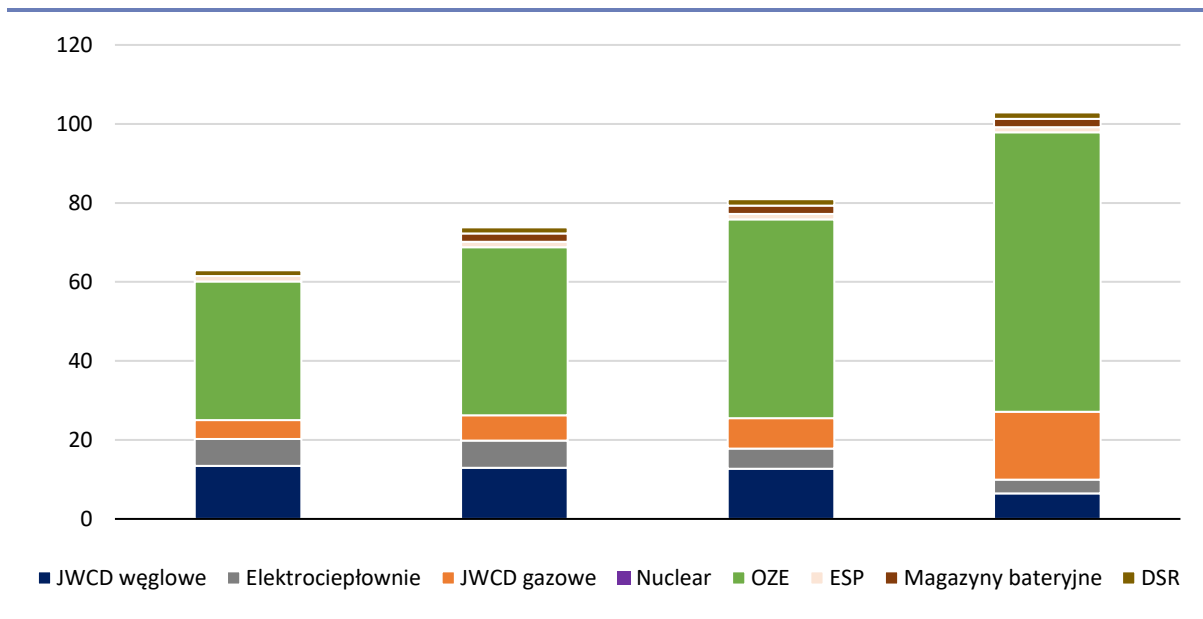
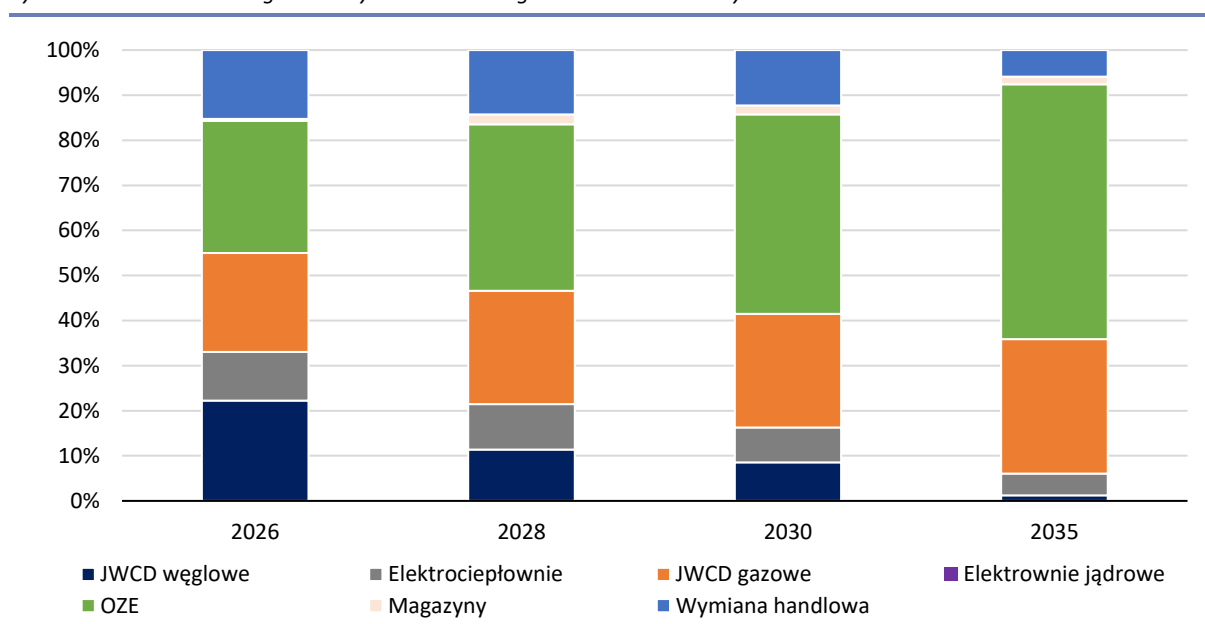


Tabela 3 Analiza wystarczalności systemu – LOLE i EENS – scenariusz bazowy

Rok		2026	2028	2030	2035
LOLE średnia	godz./rok	8,8	20,0	15,8	18,6
LOLE P95	godz./rok	36,1	73,5	68,7	65,1
EENS średnia	GWh/rok	5,0	22,0	22,9	28,7
EENS P95	GWh/rok	26,7	114,7	151,7	153,0

Poniższe wykresy przedstawiają średni ważony udział technologii w wytwarzaniu energii w różnych scenariuszach pogodowych oraz saldo wymiany netto w strefie rynkowej PL00. W pierwszych trzech latach obliczeniowych wymiana handlowa netto Polski osiągnęła około 25 TWh/rok w kierunku importu, natomiast w roku obliczeniowym 2035 wyniosła około 13 TWh/rok również w kierunku importu.

Rysunek 4 Udział technologii iw w wytwarzaniu energii – scenariusz bazowy



Różnice pomiędzy suplementem do NRAA a podstawowym NRAA

Dwa czynniki miały istotny wpływ na wyniki EVA jednostek w Polsce, a tym samym na końcowe wyniki wystarczalności. Są to: uwzględnienie pełnego modelu paneuropejskiego oraz analiza zysków netto jednostek w całym okresie ich eksploatacji. Ogólnie prowadzi to do zwiększonego wycofywania jednostek węglowych w Polsce w porównaniu z podstawowym NRAA dla lat obliczeniowych 2026 i 2030.

Zastosowanie modelu paneuropejskiego wpłynęło na poziomy wytwarzania różnych jednostek, przy czym najsilniejszy wpływ dotyczył jednostek węglowych. Polska jest importerem netto we wszystkich latach obliczeniowych, w związku z czym niektóre krajowe jednostki wytwórcze musiały ograniczyć produkcję i utracić przychody. Porównując średnie poziomy wytwarzania w podstawowym NRAA oraz w niniejszym suplementie NRAA, redukcja rocznej produkcji z jednostek węglowych wynosi 33% w roku obliczeniowym 2026, około 45% w latach obliczeniowych 2028 i 2030 oraz 50% w roku obliczeniowym 2035.

Z drugiej strony, uwzględnienie modelu paneuropejskiego nie pozwoliło na modelowanie wszystkich pozostałych lat, ponieważ zestaw danych ERAA jest ograniczony do czterech lat obliczeniowych. Wpływ tego ograniczenia jest trudny do oceny.

Tabela 4 i tabela 5 podsumowują różnice między wynikami niniejszego suplementu do NRAA i podstawowego NRAA. W obu przypadkach scenariusz bazowy wskazuje, że standard niezawodności w polskiej strefie rynkowej nie jest spełniony.

Tabela 4 Wyniki wskaźnika LOLE dla scenariusza bazowego podstawowego NRAA oraz suplementu do NRAA

Raport		2025	2028	2030	2033		
-	standard niezawodności	LOLE	godz./rok	3,0	3,0	3,0	3,0
podstawowe NRAA	scenariusz bazowy	LOLE	godz./rok	7,6	33,3	9,6	15,0
suplement do NRAA	scenariusz bazowy	LOLE	godz./rok	8,8	20,0	15,8	18,6

Tabela 5 Wyniki wskaźnika EENS dla scenariusza bazowego podstawowego NRAA oraz suplementu do NRAA

Raport		2025	2028	2030	2033		
podstawowe NRAA	scenariusz bazowy	EENS	GWh/rok	5,8	52,1	13,8	24,3
suplement do NRAA	scenariusz bazowy	EENS	GWh/rok	5,0	22,0	22,9	28,7

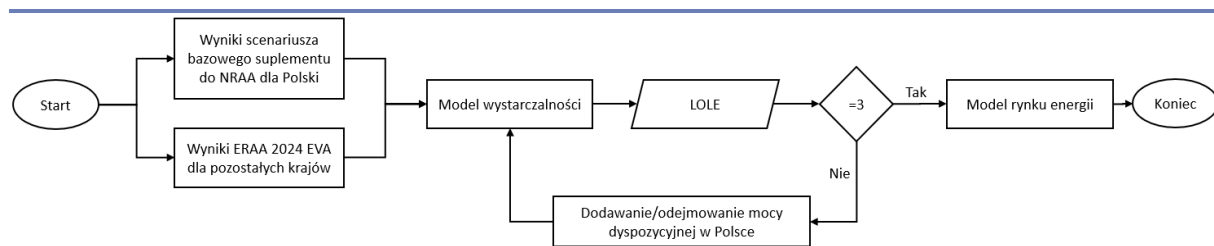
4.2 Scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych

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 inwestycje w nowe dyspozycyjne źródła wytwórcze (w tym przypadku jednostki gazowe przystosowane do spalania wodoru lub biometanu), a także magazyny energii elektrycznej.

Do opracowania tego scenariusza wykorzystano:

- dla Polski – wynik scenariusza bazowego niniejszego raportu, tj. miks mocy zainstalowanej po analizie EVA z rozdziału 4.1;
- dla innych krajów – wynik EVA z ERAA 2024;
- model wystarczalności z mechanizmem *curtailment sharing* – model wykorzystano do iteracyjnej analizy wskaźników wystarczalności systemu;
- model rynku energii - analiza rentowności jednostek wytwórczych na podstawie ostatecznych wyników modelu wystarczalności.

Rysunek 5 Schemat obliczeń w scenariuszu z mechanizmem mocowym



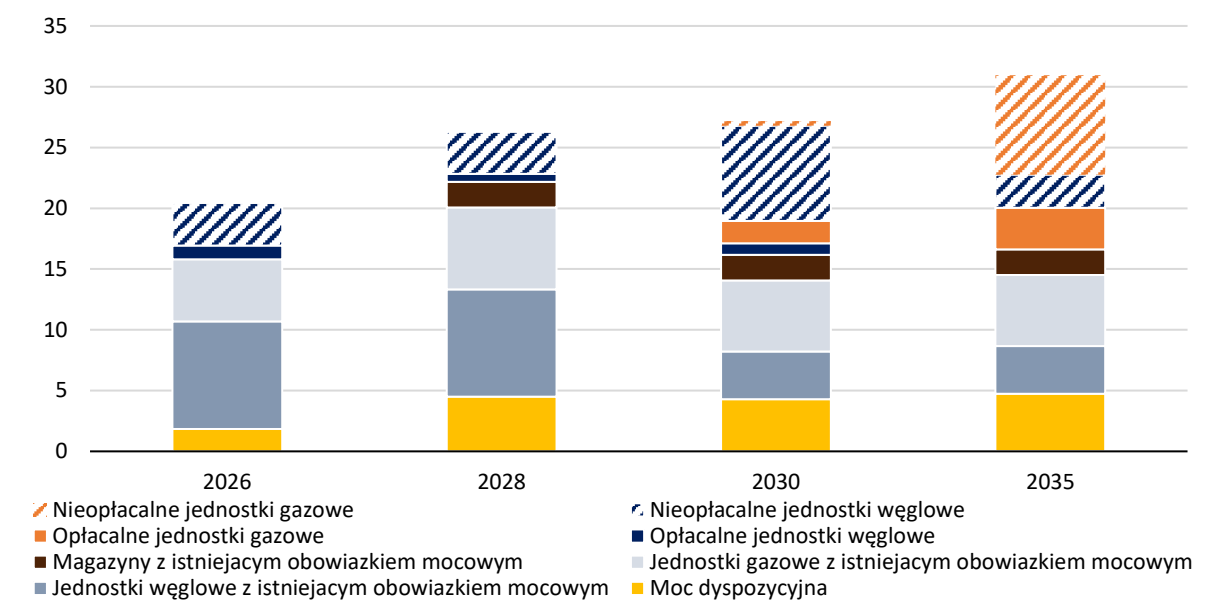
Głównym elementem tego scenariusza są iteracje wykonywane z wykorzystaniem modelu wystarczalności. Dla każdego roku obliczeniowego prognozowany poziom wystarczalności zasobów jest dostosowywany do

standardu niezawodności. Kalibracja ta odbywa się poprzez dodawanie lub usuwanie w pełni dyspozycyjnych (tj. bezawaryjnych) mocy wytwórczych dla danego roku obliczeniowego⁷. Iteracje kończą się, gdy wskaźnik LOLE osiąga w przybliżeniu 3 godziny rocznie. Ze względu na wysokie wymagania obliczeniowe osiągnięcie dokładnie 3 godzin może być w niektórych przypadkach niemożliwe, dlatego za akceptowalne uznaje się wyniki zbliżone do 3 godzin.

Po zakończeniu iteracji w modelu wystarczalności przeprowadzono analizę opłacalności ekonomicznej uzyskanego mixu dla wszystkich lat obliczeniowych. W modelu rynkowym nowo dodana dyspozycyjna moc jest reprezentowana jako jednostki CCGT o 100% dostępności.

Tabela 6 i tabela 7 przedstawiają wyniki tej analizy, tj. wielkość mocy dyspozycyjnej, którą należy dodać do systemu (w stosunku do wyników scenariusza bazowego), aby spełnić standard niezawodności, oraz wyniki scenariuszy LOLE/EENS. Rezultatem modelowania wystarczalności i analizy ekonomicznej jest mix mocy zainstalowanej w systemie dla poszczególnych lat obliczeniowych (rysunek 6 i rysunek 7).

Rysunek 6 Opłacalność jednostek wytwórczych JWCD i magazynów – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych [GW]



⁷ Podejście kalibracyjne zostało opisane w metodyce obliczania *Maximum Entry Capacity* w decyzji ACER z dnia 22 grudnia 2020 r. „ACER Decision on technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms”

Rysunek 7 Moc zainstalowana jednostek wytwórczych – wszystkie jednostki – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych [GW]

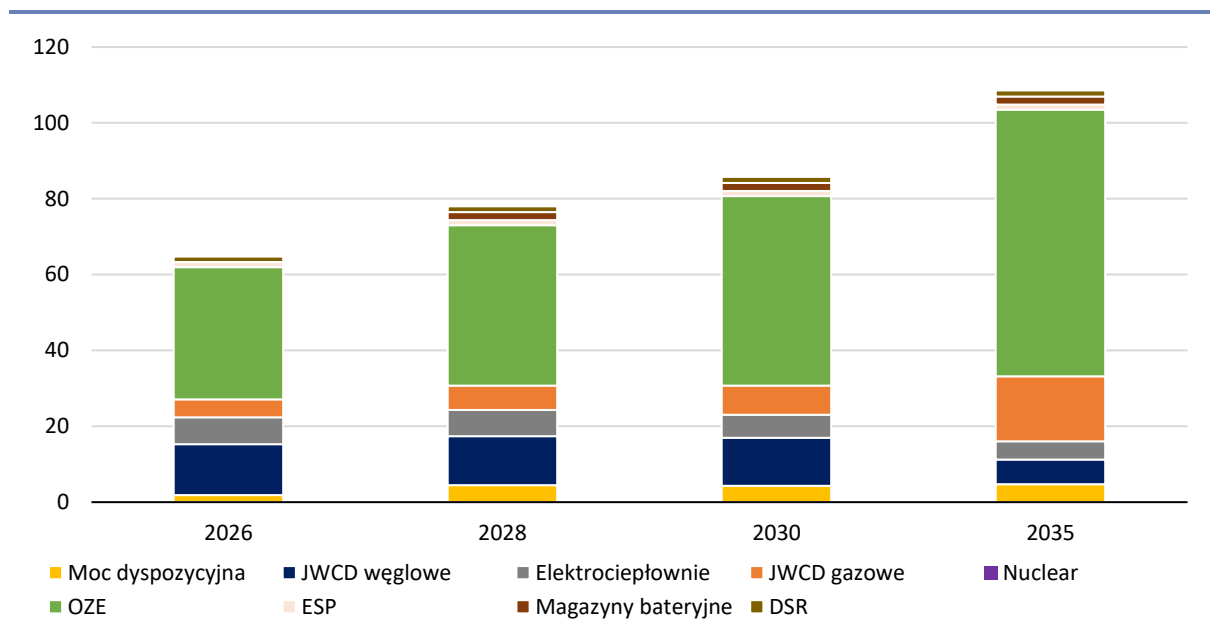


Tabela 6 Dodatkowe zapotrzebowanie na moc dyspozycyjną – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych

Rok		2026	2028	2030	2035
Dodatkowe zapotrzebowanie na moc dyspozycyjną	MW	1 850	4 500	4 300	4 750

Tabela 7 Wyniki analizy wystarczalności– LOLE i EENS – scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych

Rok		2026	2028	2030	2035
LOLE średnia	godz./rok	3,4	3,2	3,0	3,1
LOLE P95	godz./rok	17,6	24,2	25,9	19,1
EENS średnia	GWh/rok	1,3	1,2	2,0	2,0
EENS P95	GWh/rok	11,3	11,1	19,3	20,3

Kalibracja dyspozycyjnej mocy w Polsce poprzez dodawanie lub usuwanie mocy wytwórczych jest złożonym zadaniem. Wzrost dyspozycyjnej mocy wytwórczej w jednej strefie rynkowej niekoniecznie prowadzi do liniowej poprawy wskaźnika LOLE. Wyniki ERAA 2024 pokazują, że w kilku państwach członkowskich nie jest spełniony ustanowiony tam standard bezpieczeństwa.

Kluczowe jest, aby ERAA dostarczała oba scenariusze wymagane przez swoją metodykę: jeden uwzględniający mechanizmy zdolności wytwórczych oraz drugi, bez ich uwzględnienia. Dostępność tych dwóch scenariuszy ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia spójności metodyki oraz porównywalności wyników. W przypadkach, gdy wiele stref rynkowych jest niezbilansowanych, kalibracja pojedynczej strefy staje się szczególnie trudna. Ponieważ kalibracja wszystkich stref rynkowych wykracza poza zakres NRAA, niniejsza analiza została ograniczona do polskiej strefy rynkowej.

Różnice pomiędzy suplementem do NRAA a podstawowym NRAA

Uwzględnienie modelu paneuropejskiego nie zmieniło wyników LOLE w porównaniu do podstawowego NRAA ponieważ w obu analizach, tj. w podstawowym NRAA oraz w suplementie do NRAA celem scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych jest osiągnięcie poziomu LOLE równego 3 godzinom rocznie. Występują

różnice w metodach prowadzących do uzyskania tego wyniku, jednak w obu ocenach widoczna jest wyraźna luka w zakresie zdolności wytwórczych, która musi zostać uzupełniona, aby osiągnąć wymagany standard niezawodności.

Tabela 8 i tabela 9 przedstawiają różnice pomiędzy wynikami suplementu do NRAA oraz podstawowego NRAA. W obu przypadkach scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych jest skalibrowany tak, aby osiągnąć standard niezawodności.

Tabela 8 Wyniki wskaźnika LOLE dla scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych w suplemencie do NRAA oraz w podstawowym NRAA

Raport				2025	2028	2030	2033
-	standard niezawodności	LOLE	godz./rok	3,0	3,0	3,0	3,0
podstawowe NRAA	scenariusz z mechanizmem mocowym	LOLE	godz./rok	3,0	2,3	2,2	2,7
suplement do NRAA	scenariusz z mechanizmem mocowym	LOLE	godz./rok	3,4	3,2	3,0	3,1

Tabela 9 Wyniki wskaźnika EENS dla scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych w suplemencie do NRAA oraz w podstawowym NRAA

Raport				2025	2028	2030	2033
podstawowe NRAA	scenariusz z mechanizmem mocowym	LOLE	GWh/rok	5,8	52,1	13,8	24,3
suplement do NRAA	scenariusz z mechanizmem mocowym	LOLE	GWh/rok	1,3	1,2	2,0	2,0

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

Wymagana wielkość obowiązków mocowych dla zapewnienia spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych reprezentuje całkowitą dyspozycyjną moc wytwórczą wymaganą do spełnienia standardu niezawodności. Moc ta może być zapewniona zarówno przez dostawców krajowych, jak i zagranicznych. Wybór dostawców odbywa się w toku procesu aukcyjnego, w ramach którego wszyscy uprawnieni uczestnicy konkurują na równych zasadach.

W związku z tym, że z definicji nie występuje zróżnicowanie pomiędzy strefami rynkowymi dostarczającymi moc, wymagana wielkość obowiązków mocowych jest niewrażliwa na modelowanie transgraniczne. Ponieważ założenia wejściowe — w szczególności dotyczące krajowego zapotrzebowania — nie uległy zmianie w porównaniu z podstawowym NRAA, łączna wymagana wielkość obowiązków mocowych dla zapewnienia spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w Polsce pozostaje na niezmiennym poziomie.

Tabela 10 przedstawia wymaganą wielkość obowiązków mocowych dla zapewnienia spełnienia standardu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w latach 2025–2028

Tabela 10 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

5 Podsumowanie i wyniki

Niniejszy dokument przedstawia ulepszoną krajową analizę wystarczalności zasobów w formie suplementu do NRAA. Analiza podsumowana w tym raporcie rozszerza model podstawowego NRAA poprzez uwzględnienie najnowszego zestawu danych ERAA 2024, zatwierdzonego przez ACER, dotyczącego zagranicznych stref rynkowych w narzędziu do modelowania.

Kilka cech ERAA 2024 ograniczyło możliwość osiągnięcia takiego samego poziomu jakości oceny jak w podstawowym NRAA. Niemniej jednak jesteśmy przekonani, że jakość wyników tej zaktualizowanej oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, przedstawionej w formie suplementu do NRAA, jest co najmniej tak wiarygodna jak ERAA 2024.

Po pierwsze, ERAA obejmuje jedynie cztery lata obliczeniowe, a brakujące lata są powtarzane. Takie podejście może wprowadzać niedokładności w ocenie opłacalności ekonomicznej mocy wytwórczych.

Po drugie, ERAA 2024 zawiera tylko jeden scenariusz – bez mechanizmów mocowych. W związku z tym kalibracja scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych nie zawsze była w pełni dokładna. Zwiększanie mocy wytwórczych w Polsce nie prowadziło do istotnej poprawy wskaźnika LOLE, prawdopodobnie dlatego, że dostosowywano jedynie moce w Polsce, podczas gdy moce w innych krajach pozostawały niezmienione.

Ograniczenia te podkreślają znaczenie dostarczania przez ERAA pełnego zakresu wymaganego przez jej metodykę: 10 lat obliczeniowych oraz obu scenariuszy (z mechanizmami zdolności wytwórczych i bez nich). Uwzględnienie tych elementów w przyszłych edycjach ERAA znacząco poprawiłoby jakość i wiarygodność każdej NRAA.

Wyniki scenariusza bazowego suplementu do NRAA wskazują, że w analizowanym okresie standard bezpieczeństwa w Polsce może nie zostać spełniony (Tabela 11). Wynika to głównie z ryzyka trwałego wycofywania z eksploatacji niekonkurencyjnych jednostek węglowych, które są nierentowne. Dodatkowo brakuje wystarczających nowych inwestycji w źródła wytwórcze, które mogłyby zrekompensować ubytki mocy wynikające z wycofywania jednostek węglowych.

Tabela 11 Wyniki wskaźników LOLE i EENS dla scenariusza bazowego

Rok		2026	2028	2030	2035
LOLE	godz./rok	8,8	20,0	15,8	18,6
EENS	GWh/rok	5,0	22,0	22,9	28,7

Wyniki zaktualizowanego scenariusza bazowego podstawowego NRAA znacząco odbiegają od celu, jakim jest spełnienie standardu bezpieczeństwa. Wyniki te uzyskano mimo uwzględnienia pełnego zestawu narzędzi, tj. kontrybucja jednostek zagranicznych do bilansu systemu w postaci importu oraz wykorzystania mechanizmów redukcji zapotrzebowania poprzez aktywację dostawców usług DSR i elastyczności odbiorców reagujących na sygnały cenowe.

Ponadto powyższe wyniki przedstawiają wartości średnie ze wszystkich scenariuszy pogodowych. W scenariuszach ekstremalnych wartości LOLE i EENS mogą być znacząco wyższe. W takich przypadkach rośnie również prawdopodobieństwo braku dostępności importu z systemów sąsiednich.

Suplement do NRAA dodatkowo przedstawia wyniki scenariusza, w którym zakłada się, że standard bezpieczeństwa nie zostanie znacząco przekroczony (Tabela 12) w każdym roku analizy, jeśli zostaną zastosowane odpowiednie mechanizmy zdolności wytwórczych. Podobnie jak w scenariuszu bazowym, wyniki modelu wystarczalności dla tego scenariusza zależą m.in. od kontrybucji importu oraz reakcji strony popytowej (DSR).

Tabela 12 Wyniki wskaźników LOLE i EENS dla scenariusza z mechanizmem zdolności wytwórczych

Rok		2026	2028	2030	2035
LOLE	godz./rok	3,4	3,2	3,0	3,1
EENS	GWh/rok	1,3	1,2	2,0	2,0

Powyższe wyniki pokazują, że aby utrzymać bezpieczeństwo pracy systemu, konieczne jest zapewnienie mechanizmów finansowania dyspozycyjnych zasobów mocy, w tym źródeł wytwórczych, magazynów energii oraz jednostek DSR. W przeciwnym razie istnieje istotne ryzyko, że zasoby te nie będą w stanie osiągnąć dodatniego wyniku finansowego, co w konsekwencji doprowadzi do ich wycofywania oraz braku realizacji nowych inwestycji, a tym samym do scenariusza bazowego przedstawionego w niniejszym suplemencie do NRAA.