

## Sprawozdanie na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności

w odniesieniu do lat 2030 i 2035 dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

# Spis treści

|                                                                                                                   |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Słownik terminów.....</b>                                                                                      | <b>4</b>  |
| <b>Streszczenie .....</b>                                                                                         | <b>10</b> |
| Kontekst i cel .....                                                                                              | 10        |
| Konstrukcja badania .....                                                                                         | 11        |
| Najważniejsze ustalenia i ich interpretacja .....                                                                 | 11        |
| Bariery dla elastyczności i cyfryzacja sieci elektroenergetycznej .....                                           | 13        |
| <b>1 Wprowadzenie .....</b>                                                                                       | <b>15</b> |
| 1.1 Cel i zakres sprawozdania.....                                                                                | 15        |
| 1.2 Podstawy prawne .....                                                                                         | 15        |
| <b>2. Założenia metodologiczne .....</b>                                                                          | <b>16</b> |
| 2.1 Źródła danych .....                                                                                           | 16        |
| 2.2 Uwzględnione lata docelowe .....                                                                              | 17        |
| 2.3 Podejście modelowe.....                                                                                       | 17        |
| 2.3.1 Podstawowe założenia .....                                                                                  | 17        |
| 2.3.2 Podejście do obliczania dodatkowych zasobów elastyczności na potrzeby osiągnięcia celu integracji OZE ..... | 17        |
| 2.3.3 Uwzględnienie elastyczności transgranicznej .....                                                           | 18        |
| 2.3.4 Podejście do oszacowania potrzeb elastyczności krótkoterminowej .....                                       | 19        |
| 2.3.5 Uwzględnianie potrzeb sieciowych OSD .....                                                                  | 21        |
| 2.3.6 Uwzględnianie potrzeb sieciowych OSP .....                                                                  | 21        |
| 2.3.7 Podejście do kalibracji wyników (ang. <i>fine-tuning</i> ) .....                                            | 22        |
| <b>3. Opis scenariuszy i założeń .....</b>                                                                        | <b>23</b> |
| 3.1 Scenariusze do oceny potrzeb systemowych i sieciowych .....                                                   | 23        |
| 3.1.1 Scenariusze dla potrzeb systemowych .....                                                                   | 23        |
| 3.1.2 Scenariusze dla potrzeb sieciowych .....                                                                    | 23        |
| 3.2 Cel integracji OZE .....                                                                                      | 23        |
| 3.3 Portfel dostępnych zasobów elastyczności .....                                                                | 24        |
| 3.4 Pozostałe założenia.....                                                                                      | 24        |
| <b>4. Wyniki oceny potrzeb w zakresie elastyczności .....</b>                                                     | <b>25</b> |
| 4.1 Ogólnosystemowe potrzeby elastyczności.....                                                                   | 25        |
| 4.1.1 Integracja OZE.....                                                                                         | 25        |
| 4.1.2 Potrzeby gradientowe .....                                                                                  | 33        |
| 4.1.3 Potrzeby krótkoterminowe .....                                                                              | 40        |
| 4.2 Sieciowe potrzeby elastyczności .....                                                                         | 44        |
| 4.2.1 Potrzeby sieci OSD .....                                                                                    | 44        |

|                                                                                                                                                                    |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 4.2.2 Potrzeby sieci OSP .....                                                                                                                                     | 45        |
| 4.3 Synteza .....                                                                                                                                                  | 46        |
| <b>5. Bariery dla elastyczności i wkład cyfryzacji .....</b>                                                                                                       | <b>48</b> |
| 5.1 Zidentyfikowane bariery dla elastyczności .....                                                                                                                | 48        |
| 5.1.1 Bariera 1: Brak właściwych ram prawnych dostępu do rynku dla nowych i małych uczestników ..                                                                  | 48        |
| 5.1.2 Bariera 2: Brak narzędzi i zachęt do świadczenia elastyczności .....                                                                                         | 49        |
| 5.1.3 Bariera 3: Restrykcyjne wymagania dla świadczenia usług bilansujących .....                                                                                  | 50        |
| 5.1.4 Bariera 4: Restrykcyjne wymagania świadczenia usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi ..                                                                 | 51        |
| 5.1.5 Bariera 5: Brak zachęt regulacyjnych dla operatorów do uwzględniania alternatywnych działań wobec rozbudowy sieci (ang. <i>non-wire alternatives</i> ) ..... | 51        |
| 5.2 Cyfryzacja .....                                                                                                                                               | 52        |
| <b>6. Wnioski .....</b>                                                                                                                                            | <b>54</b> |
| 6.1 Najważniejsze ustalenia .....                                                                                                                                  | 54        |
| 6.2 Ograniczenia danych wejściowych wykorzystanych w analizie .....                                                                                                | 55        |

## Słownik terminów

Na potrzeby sprawozdania stosowane są definicje zgodne z rozporządzeniem (UE) 2019/943 oraz metodyką FNA (ang. *Flexibility Needs Assessment*). Poniżej podano definicje terminów w porządku alfabetycznym, wraz z brzmieniem oryginalnym w języku angielskim (w nawiasie) tam, gdzie ma to uzasadnienie istnieniem pierwowzoru w metodyce FNA lub gdy akronim nie pochodzi z języka polskiego.

**ACER** (*Agency for Cooperation of Energy Regulators*) – Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

**agregator** – uczestnik rynku działającego na rynku energii elektrycznej zajmującego się agregacją, tj. działalnością polegającą na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej.

**BESS** (*Battery Energy Storage System*) – baterijny system magazynowania energii, który magazynuje energię elektryczną w akumulatorach, zwykle litowo-jonowych.

**bilansowanie** – wszystkie działania i procesy, we wszystkich horyzontach czasowych, za pomocą których operatorzy systemów przesyłowych zapewniają w sposób ciągły utrzymanie częstotliwości systemu w z góry określonym zakresie stabilności oraz spełnienie wymogu dotyczącego wielkości rezerw niezbędnych do zapewnienia wymaganej jakości.

**CAES** (*Compressed Air Energy Storage*) – magazynowanie energii elektrycznej za pomocą sprężonego powietrza, stosowane jako alternatywa dla elektrowni szczytowo-pompowych.

**CSIRE** – Centralny System Informacji Rynku Energii.

**cel integracji OZE** (*RES integration target*) – maksymalna wielkość lub udział ograniczania generacji OZE zgodny z celem OZE państwa członkowskiego. Wyrażany jest jako maksymalne ograniczanie generacji OZE w wartościach bezwzględnych, albo w wartościach względnych do całkowitej generacji OZE lub do całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną, albo symetrycznie jako minimalna faktycznie zintegrowana (tj. nieograniczona) generacja OZE w wartościach bezwzględnych lub względnych do całkowitej generacji OZE lub do całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną.

**cel OZE** (*RES target*) – krajowy cel w zakresie OZE w sektorze elektroenergetycznym określony w najnowszym KPEiK lub w innym właściwym oficjalnym dokumencie krajowym spójnym z najnowszym KPEiK. Wyrażany jest jako wolumen OZE w wartościach bezwzględnych albo jako udział produkcji OZE w wartościach względnych do całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną.

**dyrektywa 2019/944** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158/125 z 14.06.2019 z późn. zm.) (dyrektywa elektroenergetyczna).

**dyrektywa 2024/1711** – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1711 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniająca dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 2024/1711 z 26.06.2024).

*E* – symbol energii elektrycznej, w sprawozdaniu FNA wyrażanej w megawatogodzinach (MWh), gigawatogodzinach (GWh) lub terawatogodzinach (TWh).

**elastyczność** – zdolność systemu elektroenergetycznego do dostosowania się do zmienności modeli wytwarzania i zużycia oraz dostępności sieci w odpowiednich przedziałach czasowych rynku.

**elastyczność gradientowa** – zdolność systemu elektroenergetycznego do dostosowania się do zmienności profili zapotrzebowania resztkowego przy założeniu dokładnej prognozy warunków pogodowych.

**elastyczność krótkoterminowa** – zdolność systemu elektroenergetycznego do dostosowania się do nieoczekiwanych zmian zapotrzebowania resztkowego.

**elastyczność sieciowa** – zdolność systemu elektroenergetycznego do dostosowania się do warunków sieciowych poprzez zapobieganie problemom przeciążeniowym lub napięciowym albo ich rozwiązywanie w odpowiednich przedziałach czasowych.

**elastyczność systemowa** – zdolność systemu elektroenergetycznego do dostosowania się do zmienności wzorców wytwarzania i zużycia energii elektrycznej w odpowiednich rynkowych przedziałach czasowych.

**ENTSO-E** (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych energii elektrycznej.

**ERAA** (*European Resource Adequacy Assessment*) – ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim.

**ERAA'24** – ocena wystarczalności zasobów na poziomie europejskim sporządzona na bazie danych z 2023 r., zatwierdzona decyzją nr 06/2024 ACER z 2 maja 2024 *on the European Resource Adequacy Assessment for 2023*.

**ESP** – elektrownia szczytowo-pompowa.

**EU DSO Entity** (*European Entity for the Cooperation of Electricity Distribution System Operators*) – Europejska organizacja operatorów systemów dystrybucyjnych.

**FW** – farma wiatrowa.

**generacja niedysponowalna** (*non-dispatchable generation*) – zasoby o ograniczonej sterowalności wprowadzania energii, zależnej od warunków pogodowych lub innych, takie jak generacja wiatrowa, fotowoltaiczna oraz przepływowa generacja wodna.

**godzina Monte Carlo** – wynik dla jednej godziny w ramach pojedynczej realizacji symulacyjnej w probabilistycznej ocenie wystarczalności (ERAA/NRAA). Liczba godzin Monte Carlo (w sprawozdaniu FNA: 36 scenariuszy pogodowych × 15 wariantów wyłączeń/scenariusz pogodowy × 8736 h/wariant wyłączeń = 4 717 440 h) jest wynikiem wyboru dokonanego na poziomie realizacji metodyk ERAA/NRAA, a nie wartością narzuconą przez metodykę.

**KE** – Komisja Europejska.

**KPEiK** – zintegrowany krajowy plan w dziedzinie energii i klimatu w rozumieniu rozporządzenia (UE) 2018/1999. W tym sprawozdaniu FNA tożsamy z dokumentem przyjętym przez Radę Ministrów Rzeczypospolitej Polskiej 8 czerwca 2026 r.

**KSE** – krajowy system elektroenergetyczny.

**LZO** – licznik zdalnego odczytu.

**magazynowanie energii elektrycznej** – odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.

**marginesy resztkowe** (*residual margins*) – różnice między punktem pracy wynikającym z ekonomicznego rozdziału obciążeń a maksymalnym lub minimalnym poziomem pracy, tj. dostarczania lub odbierania mocy do systemu. Wielkość wyznaczana jest dla jednostek wytwórczych, jednostek aktywnego popytu, magazynów energii elektrycznej oraz poziomów wymiany transgranicznej, por. z art. 9(2) i 10(2) metodyki FNA.

**MEE** – magazyn energii elektrycznej.

**MWE** – moduł wytwarzania energii.

**metodyka ERAA** (*ERAA methodology*) – metodyka europejskiej oceny wystarczalności zasobów opracowana przez ENTSO energii elektrycznej zgodnie z art. 23(3) rozporządzenia 2019/943, zatwierdzona przez *Decision No 24/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 2 October 2020 on the methodology for the European resource adequacy assessment*.

**metodyka FNA** – metodyka zatwierdzona decyzją ACER nr 05/2025 z 25 lipca 2025 r. *on type and format of data and the methodology for TSOs' and DSOs' flexibility needs analysis*.

**MFW** – morska farma wiatrowa.

**MTU** (*market time unit*) – jednostka czasu rynku.

**niepokryte potrzeby elastyczności** (*uncovered flexibility needs*) – dodatkowe potrzeby elastyczności zidentyfikowane w ramach metodyki FNA, co do których nie oczekuje się pokrycia przez nowe lub istniejące zasoby na podstawie danych wejściowych ERAA lub NRAA.

**NRAA** (*National Resource Adequacy Assessment*) – ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym.

**ORN** – okres rozliczenia niezbilansowania.

**OSD** – operator systemu dystrybucyjnego.

**OSP** – operator systemu przesyłowego.

**OZE** – odnawialne źródła energii.

$P$  – symbol mocy elektrycznej czynnej, w sprawozdaniu FNA wyrażanej w megawatach (MW) lub gigawatach (GW).

$p_x$  –  $x$ -ty percentyl rozkładu gęstości prawdopodobieństwa, tj. wartość, poniżej której znajduje się  $x\%$  obserwacji rozkładu; równoważnie kwantyl rzędu  $x/100$ . Przykład:  $p_{95} = 1000$  MW oznacza, że 95% obserwacji ma wartość nie większą niż 1000 MW (a 5% – większą).

**potrzeby elastyczności w dół** (*downward flexibility needs*) – potrzeby, których zaspokojenie wymaga zmniejszenia wprowadzania energii do sieci albo zwiększenia poboru z sieci.

**potrzeby elastyczności w górę** (*upward flexibility needs*) – potrzeby, których zaspokojenie wymaga zwiększenia wprowadzania energii do sieci albo zmniejszenia poboru z sieci.

**potrzeby elastyczności krótkoterminowej** (*short-term flexibility needs*) – potrzeby związane z nieoczekiwanymi zmianami zapotrzebowania resztkowego, takimi jak awaryjne wyłączenia zasobów, w przedziale dobowym lub bilansującym.

**potrzeby elastyczności sieciowej** (*network flexibility needs*) – elastyczność niezbędna do dostosowania się do warunków sieciowych poprzez zapobieganie problemom przeciążeniowym lub napięciowym albo ich rozwiązywanie w odpowiednich przedziałach czasowych.

**potrzeby elastyczności systemowej** (*system flexibility needs*) – elastyczność niezbędna systemowi elektroenergetycznemu do dostosowania się do zmienności wzorców wytwarzania i zużycia w odpowiednich rynkowych przedziałach czasowych.

**potrzeby w zakresie gradientów mocy** (*ramping needs*) – potrzeby związane ze zmianami zapotrzebowania resztkowego przy założeniu dokładnej prognozy warunków pogodowych.

**potrzeby w zakresie integracji OZE** (*RES integration needs*) – wielkość elastyczności wymagana, aby państwo członkowskie osiągnęło swój roczny cel integracji OZE.

**Prawo energetyczne** – ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r. poz. 43 z późn. zm.).

**przeciążenie** (*congestion issue*) – sytuacja, w której przepływ prądu elektrycznego przez fizyczny element sieci przekracza dopuszczalne granice ruchowe.

**PSE** – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

**PV** (*photovoltaics*) – źródła fotowoltaiczne.

**P2P** (*power to power*) – cykl energia elektryczna → magazynowanie → energia elektryczna.

**RDB** – rynek dnia bieżącego.

**RDN** – rynek dnia następnego.

**redysponowanie** – ograniczanie wytwarzania, aktywowane przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegające na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu.

**rekomendacja ACER 01/2026** – zalecenie ACER nr 01/2026 z dnia 19 marca 2026 r. w sprawie raportowania przez organy regulacyjne barier dla elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi.

**rok Monte Carlo** (*Monte Carlo year*) – pojedyncza realizacja symulacyjna w probabilistycznej ocenie wystarczalności (ERAA/NRAA), obejmująca pełny szereg czasowy jednego roku (zwykle 8736 h) i będąca kombinacją jednego roku klimatycznego (scenariusza pogodowego) z jednym losowaniem wymuszonych wyłączeń. Liczba lat Monte Carlo (w sprawozdaniu FNA 36 lat klimatycznych × 15 wariantów wyłączeń = 540) jest wynikiem wyboru dokonanego na poziomie realizacji metodyk ERAA/NRAA, a nie wartością narzuconą przez metodykę.

**rok docelowy** (*target year*) – rok, dla którego dostarczane są dane i analizy w ramach metodyki FNA.

**rok docelowy polityki UE** (ang. *EU policy target year*) – rok, na który prawo i strategię klimatyczno-energetyczne Unii ustanawiają wiążące, ogólnounijne cele (kamienie milowe) na ścieżce do neutralności klimatycznej.

**rok klimatyczny** (*climate year*) – rok klimatyczny lub scenariusz pogodowy symulowany w ramach ERAA lub NRAA. Na potrzeby metodyki FNA terminy „rok klimatyczny” i „scenariusz pogodowy” mają to samo znaczenie.

**rozporządzenie (UE) 2018/1999** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (UE) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, s. 1, z późn. zm.).

**rozporządzenie (UE) 2019/943** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. L 158 z 14.06.2019, s. 54, z późn. zm.).

**rozporządzenie (UE) 2024/1747** – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 2024/1747 z 26.06.2024).

**sprawozdanie FNA** – sprawozdanie na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności w okresie co najmniej kolejnych 5 - 10 lat, przyjmowane na poziomie krajowym zgodnie z art. 19e(1) rozporządzenia 2019/943.

**symulacja Monte Carlo** – technika matematyczna i statystyczna, która wykorzystuje losowanie wartości i modelowanie prawdopodobieństwa.

**test chi-kwadrat** – test niezależności, miara oceny zależności rozkładów. Weryfikuje on hipotezę zerową o braku zależności między dwiema zmiennymi nominalnymi lub porządkowymi. Statystyka testowa opiera się na porównaniu wartości zaobserwowanych (empirycznych) z wartościami oczekiwanymi, które wystąpiłyby, gdyby badane zmienne były od siebie całkowicie niezależne.

**TGE** – Towarowa Giełda Energii S.A.

**UE** – Unia Europejska.

**URE** – Urząd Regulacji Energetyki.

**usługi elastyczności** – usługi świadczone na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez agregatora lub przez użytkowników systemu będących odbiorcami aktywnymi, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, których sieci, instalacje lub urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV, w celu zapewnienia bezpieczeństwa i zwiększenia efektywności rozwoju systemu dystrybucyjnego, w tym zarządzania ograniczeniami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, z wyłączeniem koordynowanej sieci 110 kV.

**usługi regulacyjne** – usługi świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego, służące utrzymaniu bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności bilansowaniu systemu oraz utrzymaniu parametrów jakościowych energii elektrycznej, w tym częstotliwości systemowej

**WAMS** (*Wide Area Measurement System*) – system szerokoobszarowych pomiarów synchronicznych umożliwiający monitorowanie parametrów pracy systemu

elektroenergetycznego w czasie zbliżonym do rzeczywistego przy wykorzystaniu synchronicznych urządzeń pomiarowych rozmieszczonych w wielu lokalizacjach sieci elektroenergetycznej

**WEM** (*with existing measures*) – scenariusz bazowy w KPEiK, który opiera się wyłącznie na dotychczas wprowadzonych i działających regulacjach prawno-inwestycyjnych.

**wolna elastyczność** (*slow flexibility*) – zdolność do reakcji na błąd prognozy w horyzoncie D-1, tj. dnia poprzedzającego dzień dostawy energii lub krótszym (od 60 minut do 24 godzin przed czasem rzeczywistym).

**wymuszone wyłączenia** (*forced outages*) – nieplanowane (awaryjne) wyłączenia zasobów: jednostek wytwórczych oraz linii i połączeń międzysystemowych, modelowane losowo w ramach próbkowania Monte Carlo.

**zapotrzebowanie resztkowe** (*residual load*) – całkowite zapotrzebowanie pomniejszone o generację niedysponowalną (pojedynczą lub zagregowaną), taką jak generacja wiatrowa czy fotowoltaiczna, oraz o generację objętą warunkami obowiązkowej pracy, w przeliczeniu na jednostkę czasu rynku (MTU).

**zasoby dysponowalne** (*dispatchable assets*) – zasoby (pojedyncze lub zagregowane) sterowalne przez uczestników rynku lub operatorów systemów w celu zaspokojenia potrzeb systemowych lub sieciowych.

# Streszczenie

## Kontekst i cel

Niniejsze sprawozdanie FNA stanowi pierwszą krajową ocenę potrzeb w zakresie elastyczności KSE sporządzoną na podstawie art. 19e rozporządzenia (UE) 2019/943 oraz wdrażającej jego postanowienia metodyki FNA. Zgodnie z art. 19e rozporządzenia (UE) 2019/943 co dwa lata sporządzane jest przez organ regulacyjny lub inny organ lub podmiot wyznaczony przez państwo członkowskie, sprawozdanie na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności przez okres co najmniej kolejnych pięciu do dziesięciu lat, na poziomie krajowym. Sporządzając sprawozdanie FNA, należy mieć na uwadze potrzebę racjonalnego pod względem kosztów osiągnięcia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw oraz obniżania emisyjności systemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem integracji odnawialnych źródeł energii o zmiennej charakterystyce wytwarzania i poszczególnych sektorów oraz oparty na wzajemnych połączeniach charakter rynku energii elektrycznej, w tym cele w zakresie połączeń międzysystemowych oraz potencjalną dostępność elastyczności transgranicznej.

Zgodnie z ww. przepisami oraz metodyką zostało sporządzone niniejsze sprawozdanie FNA, którego głównym celem jest oszacowanie potrzeb w zakresie elastyczności, które obejmują:

- ilość zasobów elastyczności niezbędnych do osiągnięcia krajowego celu integracji odnawialnych źródeł energii (OZE), określonego w KPEiK<sup>1</sup> – elastyczność w wymiarze integracji OZE (ang. *RES integration*),
- ilość niepokrytych potrzeb związanych z koniecznością zbilansowania szybkich zmian zapotrzebowania resztkowego, czyli zapotrzebowania na moc elektryczną, pomniejszonego o produkcję OZE – elastyczność gradientowa (ang. *ramping flexibility*),
- ilość niepokrytych potrzeb związanych z koniecznością zbilansowania nieoczekiwanych zmian zapotrzebowania resztkowego (błędów prognozy) następujących między horyzontem dnia poprzedniego a dostawą energii – elastyczność krótkoterminowa (ang. *short-term flexibility*),
- ilość elastyczności potrzebnej do osiągnięcia odpowiednich warunków sieciowych, poprzez zapobieganie lub usuwanie przeciążeń i problemów napięciowych – elastyczność sieciowa (ang. *network flexibility*).

Elastyczność gradientowa, krótkoterminowa i sieciowa badane są w odniesieniu do dwóch kierunków: „w dół” (w związku z koniecznością ograniczenia produkcji energii lub zwiększenia zapotrzebowania na energię) oraz „w górę” (odnośnie do potrzeb zwiększenia produkcji lub ograniczenia zapotrzebowania). Elastyczność sieciowa dotyczy zarówno sieci przesyłowej jak i dystrybucyjnej.

Sprawozdanie FNA identyfikuje potrzeby w zakresie elastyczności, niepokryte przez istniejące i planowane zasoby oraz ocenia zdolność zasobów niezwiązanych z paliwami kopalnymi (np. magazynów energii, elastycznego popytu, transgranicznej wymiany energii) do ich zaspokojenia. Wyniki stanowią podstawę do wyznaczenia przez państwo członkowskie, zgodnie z art. 19f rozporządzenia (UE) 2019/943, orientacyjnego krajowego celu w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi oraz uwzględnienie go w krajowych dokumentach dotyczących energii i klimatu.

---

<sup>1</sup> [Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.](#)

## Konstrukcja badania

Ocena potrzeb oparta jest na danych ilościowych, pochodzących z ERAA<sup>24</sup>. W ramach analizy oceniany jest stan systemu elektroenergetycznego w rozdzielczości godzinowej, uwzględniając 36 scenariuszy pogodowych (ang. *weather scenarios*), z których każdy reprezentowany jest przez 15 wariantów wymuszonych wyłączeń (ang. *forced outage profiles*). Ocena potrzeb elastyczności krótkoterminowej i sieciowej wymaga dodatkowo analizy danych historycznych, dotyczących warunków pracy KSE.

## Najważniejsze ustalenia i ich interpretacja

Cel OZE ustalono na podstawie KPEiK, mnożąc:

- wartość procentową, odpowiadającą przewidywalnemu udziałowi produkcji energii elektrycznej przez OZE oraz
- roczny wolumen zapotrzebowania na energię elektryczną (Tab. 1)

i otrzymując w ten sposób wolumen docelowej produkcji energii odnawialnej, wyrażony w terawatogodzinach.

Cel zestawiono z ilością produkcji OZE, z uwzględnieniem mechanizmu ograniczenia produkcji (redysponowania). Różnica tych wielkości stanowi niepokrytą potrzebę integracji OZE (Tab. 2). Wielkości te wyznaczono jako średnie z wszystkich analizowanych scenariuszy pogodowych, osobno dla każdego z lat docelowych.

Tab. 1. Najważniejsze ustalenia: cele integracji OZE

| Typ                          | Potrzeba elastyczności | Wskaźnik           | Cel - wolumen energii generowanej przez OZE [TWh] | Cel - udział OZE w zaspokojeniu całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną [%] |
|------------------------------|------------------------|--------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| Potrzeby systemowe (2030 r.) | Integracja OZE         | Cel integracji OZE | 97                                                | 51,6%                                                                                  |
| Potrzeby systemowe (2035 r.) | Integracja OZE         | Cel integracji OZE | 119                                               | 58,6%                                                                                  |

Źródło: wielkości procentowe – KAPEiK, pozostałe: opracowanie własne.

Tab. 2. Najważniejsze ustalenia: potrzeby integracji OZE

| Typ                          | Potrzeba elastyczności | Całkowita energia ograniczonej generacji [TWh] | Całkowita niepokryta potrzeba integracji OZE [TWh] |
|------------------------------|------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Potrzeby systemowe (2030 r.) | Integracja OZE         | 0,81                                           | 2,05                                               |
| Potrzeby systemowe (2035 r.) | Integracja OZE         | 3,28                                           | 0<br>(nadwyżka ponad cel: 2,79 TWh)                |

Źródło: opracowanie własne.

Wyniki dla 2030 r. wskazują, że cel OZE nie zostaje osiągnięty. Niedobór produkcji OZE wynosi jednak tylko 2 TWh, co odpowiada ok. 1,1 punktu procentowego wartości wymaganej do osiągnięcia celu. Nieosiągnięcie celu nie jest spowodowane ograniczeniami generacji OZE, ale niewystarczającym potencjałem wytwarzania energii odnawialnej, tj. wielkości mocy

<sup>2</sup> [Decyzja ACER nr 07/2025 z 11 sierpnia 2025 r.](#)

zainstalowanych w zestawieniu z warunkami pogodowymi, wpływającymi na stopień wykorzystania tych mocy do produkcji energii elektrycznej. Wielkość redysponowania, wynosząca średnio 0,8 TWh/rok, pogłębia niedobór produkcji OZE, nie wpływa jednak bezpośrednio na brak możliwości osiągnięcia celu. Ponieważ instalacja nowych magazynów energii nie poprawia stopnia osiągnięcia celu, oszacowany wymiar potrzeby nowych źródeł elastyczności wynosi zero dla 2030 r.

W przypadku roku 2035, cel OZE zostaje osiągnięty. Zgodnie z analizowanymi wynikami źródła odnawialne produkują o niemal 2,8 TWh ponad wymaganą wartość, pokrywając 60% z wymaganych 58,6% zapotrzebowania na energię elektryczną KSE. Osiągnięciu celu nie zagraża istotnie większy, niż w 2030 r., wolumen redysponowania OZE, tj. 3,3 TWh. Jedynie w 3 z 36 scenariuszy pogodowych cel nie zostaje osiągnięty z powodu wielkości redysponowania (w pozostałych przypadkach cel jest osiągany albo nieosiągany, niezależnie od wielkości ograniczeń generacji OZE). Uśredniona względem scenariuszy pogodowych pojemność magazynów energii, pozwalająca na osiągnięcie celu OZE, wynosi ok. 16 GWh. Kluczową potrzebą systemu jest tu pojemność magazynów, a moc – w zależności od technologii (magazyny dwu-, cztero- i ośmiogodzinne) – wynosi odpowiednio ok. 8 GW, 4 GW lub 2 GW.

Analiza nie wykazała niepokrytych potrzeb KSE w kierunku w dół, tj. związanych z koniecznością ograniczenia produkcji lub zwiększenia zapotrzebowania, zarówno w związku z koniecznością dostosowania generacji do szybkich zmian zapotrzebowania resztkowego (elastyczność gradientowa), jak i w związku z błędami prognoz (elastyczność krótkoterminowa) – por. z Tab. 3 i Tab. 4.

Tab. 3. Podsumowanie potrzeb gradientowych, krótkoterminowych i sieciowych (rok docelowy: 2030)

| Typ                          | Potrzeba elastyczności         | Wskaźnik                               | Średnia wielkość potrzeb niepokrytych [MW] | Niepokryte potrzeby [GWh] |
|------------------------------|--------------------------------|----------------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------|
| Potrzeby systemowe (2030 r.) | Potrzeby gradientowe (ramping) | Potrzeby gradientowe w dół             | 0                                          | 0                         |
|                              | Potrzeby krótkoterminowe       | Potrzeby krótkoterminowe w dół         | 0                                          | 0                         |
| Potrzeby sieciowe (2030 r.)  | Potrzeby sieci OSD             | Potrzeby elastyczności sieci OSD w dół | b/d                                        | 98,7                      |
|                              | Potrzeby sieci OSP             | Potrzeby elastyczności sieci OSP w dół | b/d                                        | 36,1                      |

Źródło: opracowanie własne.

Niepokryte potrzeby w górę są niewielkie:

- gradientowe: średnio 6 GWh/rok w 2030 r. i 56 GWh/rok w 2035 r.,
- krótkoterminowe: 8 MWh/rok w 2030 r. i 265 MWh/rok w 2035 r.

Występują one incydentalnie i są nieskorelowane z głównymi czynnikami niepewności prognostycznej w KSE, tj. zapotrzebowaniem całego systemu na energię elektryczną oraz produkcją energii z pogodowo zależnych OZE.

Potrzeby sieciowe, zarówno OSD jak i OSP, znajdują się poniżej progu istotności kwalifikującego je do wywarcia wpływu na ilościową część badania. Należy jednak wskazać, że do ich wyznaczenia zastosowano metody szacunkowe, z uwagi na złożoność wyznaczenia tych wielkości dla odległych horyzontów czasowych, co może powodować pewien poziom niedokładności w zakresie ich wyznaczenia.

Wyniki analiz wskazują, że wymiana transgraniczna stanowi istotne źródło elastyczności wykorzystywane do pokrywania potrzeb KSE. Ograniczenia modelowania nie pozwalają jednak na ocenę, w jakim stopniu dalsze zwiększanie zdolności wymiany transgranicznej przełożyłoby się na wzrost dostępnej elastyczności<sup>3</sup>.

Tab. 4. Podsumowanie potrzeb gradientowych, krótkoterminowych i sieciowych (rok docelowy: 2035)

| Typ                          | Potrzeba elastyczności                  | Wskaźnik                               | Średnia wielkość potrzeb niepokrytych [MW] | Niepokryte potrzeby [GWh] |
|------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------|
| Potrzeby systemowe (2035 r.) | Potrzeby gradientowe ( <i>ramping</i> ) | Potrzeby gradientowe w dół             | 0                                          | 0                         |
|                              | Potrzeby krótkoterminowe                | Potrzeby krótkoterminowe w dół         | 0                                          | 0                         |
| Potrzeby sieciowe (2035 r.)  | Potrzeby sieci OSD                      | Potrzeby elastyczności sieci OSD w dół | b/d                                        | 135,9                     |
|                              | Potrzeby sieci OSP                      | Potrzeby elastyczności sieci OSP w dół | b/d                                        | 45,8                      |

Źródło: opracowanie własne.

Wyniki zawarte w sprawozdaniu FNA należy interpretować z uwzględnieniem uwarunkowań dotyczących danych wejściowych. Po pierwsze, proces przygotowania ERAA opiera się na uproszczonym modelowaniu operacyjnej pracy jednostek wytwórczych, a wykorzystany tam scenariusz, nie uwzględniający mechanizmów mocowych (ang. *capacity mechanisms*), wpłynął na wielkość dostępnych mocy zainstalowanych jednostek dyspozycyjnych, które stanowią istotne źródło elastyczności KSE. Po drugie, cel OZE zaczerpnięto z KPEiK, w którym moce zainstalowane jednostek odnawialnych oraz zasoby elastyczności są większe, niż moce zainstalowane przyjęte w analizowanym zestawie danych z ERAA'24.

## Bariery dla elastyczności i cyfryzacja sieci elektroenergetycznej

Analiza jakościowa wskazuje, że główne bariery dla elastyczności wynikają z niedostatecznej integracji zasobów rozproszonych z procesami operatorskimi i rynkowymi, ograniczonej dostępności danych oraz niewystarczającej standaryzacji rynku elastyczności. Szczególne znaczenie w tym zakresie mają ograniczenia związane z wykorzystaniem zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnych na potrzeby rynku bilansującego i usług systemowych, niewystarczająca obserwowalność i sterowalność źródeł rozproszonych oraz magazynów energii elektrycznej, brak jednolitych standardów produktów i wymiany danych, a także niedostateczne bodźce ekonomiczne wspierające rozwój usług elastyczności. Bariery te utrudniają pełne wykorzystanie potencjału zasobów rozproszonych oraz ograniczają rozwój nowych modeli biznesowych opartych na agregacji, odpowiedzi strony popytowej i magazynowaniu energii.

Istotnym elementem ograniczania tych barier jest postępująca cyfryzacja sektora elektroenergetycznego. Szczególne znaczenie mają rozwój liczników zdalnego odczytu, zwiększanie obserwowalności sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, rozwój zintegrowanych systemów planowania i monitorowania pracy KSE oraz budowa rozwiązań wspierających wymianę danych oraz kwalifikację i aktywację zasobów elastyczności. Cyfryzacja nie stanowi więc odrębnego

<sup>3</sup> Zagadnienie modelowania połączeń transgranicznych zostało rozwinięte w sekcjach 2.3.2., 4.3 oraz 6.1.

źródła elastyczności, lecz wspiera efektywne wykorzystanie istniejących i przyszłych zasobów elastyczności.

Wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych, w tym liczników zdalnego odczytu, ma kluczowe znaczenie dla poprawy jakości i dostępności danych, dokładniejszego prognozowania zapotrzebowania i generacji rozproszonej oraz rozwoju nowych usług rynkowych, m.in. usług elastyczności. Proces ten jest obecnie realizowany przez OSD, tak aby do końca 2028 r. 80% punktów poboru energii u odbiorców końcowych miało zainstalowane liczniki zdalnego odczytu. Działania te powinny ograniczać bariery informacyjne i organizacyjne oraz obniżać próg wejścia dla nowych podmiotów świadczących usługi w sektorze elektroenergetycznym. Równolegle prowadzone są działania regulacyjne i operacyjne mające na celu zwiększenie udziału zasobów elastyczności w funkcjonowaniu rynku energii. Obejmują one rozwój mechanizmów agregacji, standaryzację produktów i procesów rynkowych, rozwój lokalnych usług elastyczności, zwiększanie aktywnego udziału odbiorców oraz wdrażanie europejskich rozwiązań dotyczących aktywizacji strony popytowej i cyfryzacji procesów rynkowych. Oczekuje się, że działania te będą stopniowo zwiększać dostępność zasobów elastyczności oraz poprawiać efektywność ich wykorzystania przez operatorów systemów elektroenergetycznych. Istotnym zagadnieniem w tym obszarze będzie umożliwienie współdzielenia przez OSD i OSP elastyczności zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej dla realizacji zadań w zakresie zarządzania pracą poszczególnych rodzajów sieci składających się na KSE oraz bilansowania KSE.

# 1 Wprowadzenie

Niniejszy rozdział stanowi wprowadzenie do sprawozdania FNA. Przedstawia on cel i zakres dokumentu, jego kontekst prawny i regulacyjny, strukturę zarządzania procesem jego opracowania oraz kluczowe definicje wykorzystywane w dalszej części dokumentu.

## 1.1 Cel i zakres sprawozdania

1. Celem sprawozdania FNA jest oszacowanie wielkości oraz charakteru potrzeb w zakresie elastyczności KSE w horyzoncie co najmniej pięciu do dziesięciu lat, zgodnie z wymogami określonymi w art. 19e rozporządzenia (UE) 2019/943.
2. Sprawozdanie FNA ma przede wszystkim pomóc w odpowiedzi na pytanie, jak skutecznie włączyć do krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) rosnące moce z odnawialnych źródeł energii (OZE) przy jednoczesnym zapewnieniu stabilności, bezpieczeństwa pracy i efektywności kosztowej KSE w warunkach rosnącego udziału OZE poprzez wyznaczenie kierunków rozwoju zasobów elastyczności, w tym zasobów niezwiązanych z paliwami kopalnymi.
3. Zakres sprawozdania FNA obejmuje kompleksową ocenę potrzeb elastyczności systemu elektroenergetycznego, przeprowadzoną zgodnie z metodyką FNA, która definiuje zarówno wymagania dotyczące danych, jak i sposób prowadzenia analiz. W szczególności sprawozdanie obejmuje analizę potrzeb elastyczności systemowej, związanej z bilansowaniem podaży i popytu energii elektrycznej, w tym potrzeb integracji odnawialnych źródeł energii, potrzeb gradientowych wynikających ze zmienności obciążenia netto oraz potrzeb elastyczności krótkoterminowej, wynikających z błędów prognoz i zdarzeń losowych.
4. Ponadto sprawozdanie FNA uwzględnia potrzeby elastyczności zarówno na poziomie przesyłowym, jak i dystrybucyjnym, wynikające z lokalnych ograniczeń infrastruktury elektroenergetycznej, takich jak przeciążenia lub problemy napięciowe. Obejmuje ono także ocenę dostępnych oraz planowanych źródeł elastyczności, identyfikację potencjalnych luk, a także ocenę wpływu ograniczeń sieciowych i dostępności zasobów na zdolność systemu do ich pokrycia. Wyniki przedstawione w niniejszym dokumencie stanowią podstawę do określenia kierunków rozwoju elastyczności systemu elektroenergetycznego oraz wsparcia procesu wyznaczania orientacyjnych krajowych celów w zakresie elastyczności niezwiązanej z paliwami kopalnymi, zgodnie z dalszymi przepisami rozporządzenia (UE) 2019/943.

## 1.2 Podstawy prawne

5. Obowiązek sporządzenia sprawozdania na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności został określony w art. 19e rozporządzenia (UE) 2019/943<sup>4</sup>, przepis nałożył również na ENTSO-E i EU DSO Entyty obowiązek wspólnego przełożenia ACER, do dnia 17 kwietnia 2025 r., propozycji dotyczącej rodzaju danych i formatu, w jakim mają one zostać przedłożone organowi regulacyjnemu lub innemu organowi lub podmiotowi wyznaczonemu zgodnie z art. 19e(1) rozporządzenia (UE) 2019/943, oraz metodyki analizy potrzeb w zakresie elastyczności.
6. Metodyka analizy potrzeb w zakresie elastyczności została zatwierdzona decyzją ACER nr 05/2025 z 25 lipca 2025 r. *on type and format of data and the methodology for TSOs' and DSOs' flexibility needs analysis*<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Przepis art. 19e został wprowadzony do rozporządzenia 2019/943, rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniającym rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. U. UE L z 26.6.2024), które weszło w życie 16 lipca 2024 r.

<sup>5</sup> [Decyzja ACER nr 05/2025 z 25 lipca 2025 r.](#)

7. Przepis art. 19e(1) rozporządzenia (UE) 2019/943 umożliwia państwu członkowskiemu wyznaczenie innego organu lub podmiotu niż organ regulacyjny, który będzie odpowiedzialny za przygotowanie sprawozdania na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności. W przypadku gdy państwo członkowskie wyznaczyło operatora systemu przesyłowego lub inny podmiot do przygotowania sprawozdania, organ regulacyjny zatwierdza lub zmienia sprawozdanie. W kolejnym kroku ww. sprawozdanie ma zostać przekazane do ACER oraz Komisji Europejskiej.
8. Termin przekazania do ACER oraz Komisji Europejskiej pierwszego sprawozdania został również ustalony w art. 19e rozporządzenia (UE) 2019/943 tj. *nie później niż rok po zatwierdzeniu przez ACER metodyki*. Kolejne sprawozdania na temat szacowanych potrzeb elastyczności, zgodnie z ww. przepisem, mają być sporządzane oraz przekazywane, do ACER oraz Komisji Europejskiej, cyklicznie co dwa lata.
9. Ustawą z dnia 13 marca 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw<sup>6</sup> została zmieniona ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne<sup>7</sup>, poprzez m.in. dodanie przepisów art. 9c ust. 2 pkt 16a, które nałożyły na OSP obowiązek opracowywania, co dwa lata, sprawozdania na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności, o którym mowa w art. 19e rozporządzenia 2019/9438.

## 2. Założenia metodologiczne

Rozdział przedstawia ramy metodologiczne, stanowiące podstawę oceny potrzeb w zakresie elastyczności, zapewniając zgodność z metodyką FNA. Najpierw wskazuje źródła danych, jako podstawowy zbiór danych wejściowych. Następnie podane są uwzględnione lata docelowe symulacji. Podejście modelowe wyszczególnia metody analityczne zastosowane do obliczenia potrzeb elastyczności, oraz dodatkowe dane lub analizy przyjęte przez państwo członkowskie. Elementy te mają stanowić ramy metodyczne dla oceny krajowych potrzeb elastyczności.

### 2.1 Źródła danych

10. Zgodnie z art. 6(4) metodyki FNA, jako dane wejściowe do analizy potrzeb systemowych wybrano ocenę wystarczalności zasobów ERAA'24. Wybór jest zgodny z wezwaniem Prezesa URE z 3 kwietnia 2026 r., wskazującym ERAA'24 jako podstawę wykonania obliczeń i opartym na wcześniejszej konsultacji z OSP i OSD. Na dzień rozpoczęcia prac była to najbardziej aktualna z zatwierdzonych analiz realizujących metodykę ERAA.
11. Potrzeby sieciowe OSD zostały obliczone z wykorzystaniem danych przesłanych przez OSD. Zakres danych został określony we wzorze ankiety, która została przekazana do OSD i jest zgodna z metodyką FNA. Wybór ankiety jako źródła danych wynika z niedostępności oszacowania potrzeb sieciowych OSD w zakresie elastyczności w innych zatwierdzonych dokumentach.
12. Źródłem danych wykorzystanym do oszacowania potrzeb sieciowych OSP są dwa zbiory:
  - a) historyczne, publikowane na stronie internetowej OSP<sup>9</sup>, obejmujące lata 2024–2026 (do maja włącznie): poziomy mocy zainstalowanej OZE, szeregi czasowe zapotrzebowania na

---

<sup>6</sup> Dz. U. z 2026 r. poz. 516.

<sup>7</sup> Dz. U. z 2026 r. poz. 43 z późn. zm.

<sup>8</sup> Przepis art. 9c ust. 2 pkt 16a wszedł w życie 16 kwietnia 2026 r. – zgodnie z art. 38 pkt 1 tej ustawy o zmianie ustawy z dnia 13 marca 2026 r. art. 1 pkt 14 lit. a tiret pierwsze wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Ww. ustawa została ogłoszona w Dzienniku Ustaw w dniu 15 kwietnia 2026 r.

<sup>9</sup> Dane dostępne pod adresem: <https://raporty.pse.pl> > Funkcjonowanie KSE > Raporty dobowe z funkcjonowania KSE.

energię elektryczną, potencjału generacji OZE, redysponowania OZE powodowanego względami bilansowymi i redysponowania OZE powodowanego względami sieciowymi w sieci zamkniętej oraz

- b) symulacyjne, pochodzące z ERAA'24: poziomy mocy zainstalowanej OZE, szeregi czasowe zapotrzebowania na energię elektryczną, potencjału generacji OZE, redysponowania OZE powodowanego względami bilansowymi. Powodem wykorzystania wskazanego zbioru danych jest niedostępność modelu rozptywowego, spójnego z ERAA'24 i wynikająca z tego potrzeba wykonania oszacowań metodą alternatywną.

## 2.2 Uwzględnione lata docelowe

13. Zgodnie z art. 19e(1) rozporządzenia (UE) 2019/943, szacowanie potrzeb w zakresie elastyczności dotyczy okresu kolejnych od 5 do 10 lat. Według art. 6(1) metodyki FNA, pierwsze sprawozdanie FNA obejmuje co najmniej dwa lata docelowe, z których pierwszy, stanowi rok docelowy polityki UE (ang. *EU policy target year*). Latami docelowymi, spełniającymi te kryteria i użytymi do symulacji i analiz przez OSP i OSD są lata 2030 i 2035, z których pierwszy pełni rolę roku docelowego polityki UE. Wybór jest zgodny z wezwaniem Prezesa URE z 3 kwietnia 2026 r.

## 2.3 Podejście modelowe

### 2.3.1 Podstawowe założenia

14. *Scenariusze pogodowe*. Zgodnie z art. 6(5) metodyki FNA, scenariusze pogodowe (ang. *weather scenarios*) użyte do symulacji obejmują 36 scenariuszy pogodowych, dla których przeprowadzono symulację ekonomicznego rozdziału obciążeń w ramach ERAA'24. Każdy ze scenariuszy, odpowiadających scenariuszom pogodowym, realizowany jest w 15 wariantach wymuszonych wyłączeń (ang. *outage profiles*). Iloczyn 36 scenariuszy pogodowych i 15 wariantów wyłączeń jest równy 540 zestawom 8736 godzin, zwanych dalej latami Monte Carlo.
15. *Wybrany sposób oceny potrzeb elastyczności*. Zgodnie z art. 7(3)(a) metodyki FNA, ocena potrzeb w zakresie elastyczności wykonywana jest w ramach opracowania wyników ekonomicznego rozdziału obciążeń otrzymanego w ramach ERAA'24.
16. *Rozdzielczość szeregów czasowych*. Zależne od czasu dane ERAA'24 (np. zapotrzebowanie na energię elektryczną, punkty pracy jednostek wytwórczych itp.) podawane są w rozdzielczości godzinowej. Dla celów sprawozdania FNA przyjęto MTU = 1 h.

### 2.3.2 Podejście do obliczania dodatkowych zasobów elastyczności na potrzeby osiągnięcia celu integracji OZE

17. Zgodnie z art. 8(10) metodyki FNA, niedobór elastyczności modelowany jest za pomocą wymiarowania wielkości dodatkowych źródeł elastyczności (magazynów energii) metodą programowania matematycznego. Parametry dodatkowych źródeł elastyczności zostały określone w Tab. 3. Dla wszystkich technologii przyjęto możliwość zmiany punktu pracy w czasie jako 100% dostępnej mocy ładowania lub rozładowania w ciągu 1 godziny (jest to przyjęta rozdzielczość MTU).

Tab. 3. Charakterystyka dodatkowych zasobów elastyczności

| Lp. | Relacja pojemności magazynu energii elektrycznej do mocy jego ładowania i rozładowania<br>( $d = E/P$ ) [h] | Sprawność cyklu magazynowania energii elektrycznej [%] | Przykładowe technologie charakterystyczne dla relacji $E/P$ oraz sprawności |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| 1   | 2                                                                                                           | 90                                                     | BESS                                                                        |
| 2   | 4                                                                                                           | 90                                                     | BESS, ESP                                                                   |
| 3   | 8                                                                                                           | 80                                                     | ESP                                                                         |
| 4   | 20                                                                                                          | 70                                                     | ESP, CAES                                                                   |
| 5   | 50                                                                                                          | 50                                                     | CAES                                                                        |
| 6   | 100                                                                                                         | 50                                                     | CAES, wodorowe (P2P)                                                        |
| 7   | 200                                                                                                         | 33                                                     | wodorowe (P2P)                                                              |

Źródło: opracowanie własne.

18. Wymiarowanie nowych źródeł elastyczności oparte jest o rozwiązanie zadania optymalizacyjnego, w którym:
  - a) funkcją celu jest minimalizacja mocy zainstalowanej zasobu ( $P$ ) (równoznaczna z minimalizacją pojemności  $E$ , poprzez zadany więz  $d = E/P$ ),
  - b) badane źródła elastyczności są zgodne z warunkami zamieszczonymi w Tab. 5,
  - c) chwilowa moc ładowania nie przekracza chwilowego poziomu redysponowania,
  - d) rozładowanie magazynu (oddawanie energii do sieci) ma miejsce w chwilach z dodatnimi wartościami zapotrzebowania resztkowego,
  - e) stan naładowania magazynu na początku i końcu roku jest jednakowy.
19. Należy podkreślić, że zestawione w Tab. 5 i przyjęte w obliczeniach sprawności cyklu magazynowania energii elektrycznej mają znikomy wpływ na wynik optymalizacji – celem badania jest odpowiedź na pytanie jak wymiarować zasoby dla zagospodarowania nadwyżek systemu i zmniejszenia potrzeb w zakresie redysponowania. Sprawność cyklu ładowania ma istotne znaczenie podczas badania zdolności magazynów energii elektrycznej do równoważenia zapotrzebowania na energię elektryczną, ten aspekt nie był jednak przedmiotem analizy w sprawozdaniu FNA.
20. Zakres lat Monte Carlo objętych wymiarowaniem nowych zasobów elastyczności przyjęto jako zbiór tych lat Monte Carlo, dla których nowe źródła elastyczności umożliwiają spełnienie celu OZE, przy czym za potrzeby równe zero przyjmuje się te przypadki, w których dodatkowe źródła elastyczności nie prowadzą do osiągnięcia celu OZE.

### 2.3.3 Uwzględnienie elastyczności transgranicznej

21. Zgodnie z art. 19e (1) rozporządzenia (UE) 2019/943, modelowana jest elastyczność transgraniczna. Wielkość marginesów resztkowych (ang. *residual margins*) w odniesieniu do wymiany międzysystemowej obliczane są jako:

$$RM_t^{XB\downarrow} = \min(P_t^{NET} - P^{EXPORT\ LIMIT}; \Delta^{XB\downarrow}),$$

$$RM_t^{XB\uparrow} = \min(P^{IMPORT\ LIMIT} - P_t^{NET}; \Delta^{XB\uparrow}),$$

gdzie:

|                        |      |                                                                                                                                              |
|------------------------|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $RM_t^{XBX\uparrow}$   | [MW] | – margines resztkowy dostępnych zdolności importowych, do pokrycia potrzeb elastyczności w górę dla MTU $t$ . Wielkość nieujemna.            |
| $RM_t^{XBX\downarrow}$ | [MW] | – margines resztkowy dostępnych zdolności eksportowych, do pokrycia potrzeb elastyczności w dół dla MTU $t$ . Wielkość nieujemna.            |
| $p^{IMPORT\ LIMIT}$    | [MW] | – maksymalna wartość wymiany transgranicznej w kierunku importowym                                                                           |
| $p^{EXPORT\ LIMIT}$    | [MW] | – maksymalna wartość wymiany transgranicznej w kierunku eksportowym                                                                          |
| $P_t^{NET}$            | [MW] | – odwrotność pozycji bilansowej netto danej strefy cenowej (ang. <i>net position</i> ), tj. różnica wielkości importu i eksportu dla MTU $t$ |
| $\Delta^{XBX}$         | [MW] | – maksymalna bezpieczna zdolność odchylenia pozycji bilansowej między godzinowymi MTU.                                                       |

22. W badaniu założono wartość maksymalnej bezpiecznej zdolności odchylenia pozycji bilansowej między godzinowymi MTU,  $\Delta^{XBX} = 3\ 000\ MW$ . Przyjęcie ograniczenia na zmianę pozycji bilansowej ma na celu zbliżenie do rzeczywistości modelowanego potencjału wymiany transgranicznej (jako środka elastyczności). Dzięki zastosowanej technice ograniczane jest prawdopodobieństwo przeszacowania udziału połączeń transgranicznych, spowodowane brakiem koordynacji przepływów (obliczeniami w oderwaniu od modelu rozprężowego) oraz faktem, iż badanie zgodne z metodyką FNA nie uwzględnia zdolności otoczenia modelowanego systemu do przyjęcia nadmiaru lub skompensowania niedoboru mocy w KSE w danej MTU.
23. Zgodnie z art. 9(3)(c) i art. 10(3)(c) odstąpiono od innego ograniczenia potencjału elastyczności transgranicznej, uznając je za niezasadne w świetle innych zastosowanych ograniczeń.

### 2.3.4 Podejście do oszacowania potrzeb elastyczności krótkoterminowej

24. *Definicja krótkoterminowych potrzeb elastyczności.* Zgodnie z art. 10(1) metodyki FNA, krótkoterminowe potrzeby elastyczności wyznaczono jako percentyle 0,1 ( $p_{0,1}$ ) i 99,9 ( $p_{99,9}$ ) rozkładu prawdopodobieństwa błędów prognozy obciążenia rezydualnego, odrębnie dla każdego roku docelowego (2030 i 2035).
25. *Definicja i dekompozycja błędu prognozy.* Zgodnie z art. 10(1)(a) metodyki FNA, błąd prognozy zapotrzebowania resztkowego zdefiniowano w rozdzielczości MTU jako różnicę między wartością prognozy D-1 a wartością zmierzoną w czasie rzeczywistym, ujętą jako złożenie trzech niezależnych składowych podlegających błędom prognozy:
- a) błędu prognozy zapotrzebowania KSE,
  - b) błędu prognozy generacji PV oraz
  - c) błędu prognozy generacji FW.
26. *Kwantyfikacja niepewności w pozycji netto.* Niepewność zapotrzebowania resztkowego skwantyfikowano jako splot rozkładów trzech niezależnych składowych. Niezależność rozkładów błędów składowych zweryfikowano testem chi-kwadrat ( $p$ -value  $\approx 0,27$  dla każdej pary, brak podstaw do odrzucenia hipotezy o niezależności). Dla uproszczenia założono gaussowski charakter rozkładów, dzięki temu splot niezależnych rozkładów normalnych ma rozkład normalny o wariancji równej sumie wariancji składowych.

27. *Błędy względne i zróżnicowanie wg warunków systemowych.* Zgodnie z art. 10(1)(b) metodyki FNA, parametry rozkładu błędów wyznaczano w funkcji prognozowanych warunków systemowych, reprezentowanych przez wartość prognozy D-1 dla danej godziny. Dodatkowo uwzględniono wpływ poziomu prognozowanej wartości na dokładność prognoz, co okazało się istotne zwłaszcza w przypadku generacji OZE – największe historyczne błędy występowały przy umiarkowanych wartościach prognoz (FW: od 4000 MW do 7000 MW, PV: od 4500 MW do 8000 MW). Podejście to umożliwiło analityczne wyznaczenie kwantyli rozkładu wynikowego, bez konieczności wykonywania symulacji Monte Carlo.
28. *Horyzont czasowy.* Analizę wykonano dla horyzontu D-1 – spójnym z definicją błędu prognozy w art. 10(1)(a) metodyki FNA. Nie modelowano opcjonalnych, krótszych horyzontów.
29. *Źródła danych i forma rozkładu.* Wykorzystano historyczne błędy względne prognoz PSE z lat 2022–2025 (dla OZE zastosowano dodatkowe filtrowanie: oparto się na danych, dla których prognoza przekracza 500 MW oraz pominięto okresy, dla których wystąpiło nierynkowe redysponowanie źródeł odnawialnych, unikając w ten sposób zaburzeń względem wartości prognozy D-1, która nie uwzględnia tego redysponowania).
30. *Projekcja na lata docelowe – skalowanie odchylenia standardowego.* Zgodnie z art. 10(1)(a) metodyki FNA, rozkłady przeniesiono na lata docelowe z uwzględnieniem:
- a) ewolucji zapotrzebowania,
  - b) ewolucji mocy zainstalowanej OZE,
  - c) oczekiwanej poprawy narzędzi prognostycznych, poprzez skalowanie odchylenia standardowego błędu względnego:
    - i. zapotrzebowanie KSE – trzy scenariusze dynamiki jakości prognoz: pesymistyczny (ok. +20% odchylenia standardowego w latach 2025-2035, kontynuacja obserwowanej degradacji jakości wskutek malejącej obserwowalności i elektryfikacji ciepła/transportu), neutralny - utrzymanie poziomu z 2025 r. – oraz optymistyczny (powrót do jakości z 2022 r.), który przekazano jako wynikowy;
    - ii. generacja PV – założony spadek odchylenia standardowego o 15% w ciągu 10 lat (poprawa obserwowalności oraz jakości modeli prognostycznych);
    - iii. generacja FW – założony spadek odchylenia standardowego o 18,5% w ciągu 10 lat. Potencjalny pozytywny wpływ morskich FW pominięto wobec braku danych historycznych.
31. *Projekcja na lata docelowe – założenia o obciążeniu (ang. bias).* Przyjęto utrzymanie średniego błędu względnego: dla zapotrzebowania +0,5% (przeszacowanie typowe dla planowania dobowego), oraz brak obciążenia dla prognoz OZE, dostarczanych przez wykonawców zewnętrznych.
32. *Realizacja obliczeń.* Dla każdego z dwóch lat docelowych i każdego z 36 scenariuszy pogodowych, zgodnie z metodyką FNA, na podstawie godzinowych szeregów czasowych prognoz, pochodzących z ERAA'24 (zapotrzebowania i generacji OZE), wyznaczono dla każdej godziny i scenariusza pogodowego parametry wynikowego rozkładu normalnego błędu prognozy zapotrzebowania resztkowego oraz kwantyle 0,1 i 99,9, stanowiące oszacowanie krótkoterminowych potrzeb elastyczności. Prezentowane wyniki odpowiadają wariantowi optymistycznemu dla prognoz zapotrzebowania. Ze względu na relatywnie niskie błędy prognozy zapotrzebowania pozostałe warianty dają zbliżone rezultaty.

### 2.3.5 Uwzględnianie potrzeb sieciowych OSD

33. Ankieta przeprowadzona wśród OSD zawierała dane o potrzebach elastyczności w rozdzielczości czasowej: rocznej, przestrzennej: ograniczonej do obszaru kontrolnego OSD, napięciowej: w rozróżnieniu na wysokie napięcie i średnie napięcie.
34. Dla podanych wielkości potrzeb elastyczności tylko jeden OSD wskazał procentowy udział redysponowania OZE, jako środka realizującego potrzebę elastyczności sieciowej. Zgodnie z art. 11(7) metodyki FNA, wielkości potrzeb, dla których nie wskazano procentowego udziału realizacji za pomocą redysponowania OZE nie biorą udziału w dostrajaniu (ang. *fine-tuning*).
35. Wielkość potrzeb OSD kwalifikowana do udziału w dostrajaniu, zgodnie z art. 11(7) metodyki FNA nie spełniła procentowego progu ustalonego w art. 14(3)(b) metodyki FNA. W konsekwencji odstąpiono od dostrajania wyników w oparciu o potrzeby OSD.

### 2.3.6 Uwzględnianie potrzeb sieciowych OSP

36. *Charakter metody i jej uzasadnienie.* Zgodnie z art. 12(1),(6) metodyki FNA, do oszacowania potrzeb sieci przesyłowej przewidziana jest analiza typu rozptyłowego na modelu sieci. Wobec braku dostępności prognostycznych analiz rozptyłowych dla lat docelowych 2030 i 2035, przyjęto model estymacji statystycznej (uczenia maszynowego) jako rozwiązanie zastępcze, którego wyłącznym celem jest dostarczenie oszacowania wolumenu rocznego redysponowania sieciowego OZE na potrzeby testu istotności z art. 14(3)(a) metodyki FNA. Ograniczenia tego podejścia opisano poniżej. Zostało ono przyjęte jako przybliżenie rzędu wielkości, nie zaś jako pełnoprawny substytut analizy rozptyłowej.
37. *Wielkość szacowana i dane uczące.* Wielkością stanowiącą przedmiot predykcji jest redysponowanie sieciowe (w dół) generacji OZE, odrębnie dla FW i dla PV, odpowiadające wolumenowi redysponowania OZE wynikającemu z ograniczeń sieci przesyłowej w rozumieniu art. 12(1). Modele uczono na danych historycznych z dostępnych za pośrednictwem strony internetowej PSE<sup>10</sup> z okresu od 24.09.2024 do 31.05.2026 w rozdzielczości 15-minutowej.
38. *Architektura modelu.* Zastosowano model dwustopniowy, odrębnie dla farm wiatrowych i fotowoltaicznych:
  - a) klasyfikator gradientowy, szacujący prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia redysponowania sieciowego,
  - b) regresor gradientowy, szacujący skalę redysponowania pod warunkiem zaklasyfikowania zdarzenia. Z uwagi na rozbieżność rozdzielczości danych historycznych (15-min) i danych przyszłych ERAA'24 (godzinowej), dla każdej pozycji kwadransa w godzinie zbudowano odrębny zestaw modeli; w konsekwencji trenowano 16 modeli (po 4 klasyfikatory i 4 regresory dla wiatru oraz dla PV). Cechami modeli są m.in. redysponowanie ze względów bilansowych (wiatru, PV i łącznie), cechy kalendarzowe, moce zainstalowane OZE oraz relacja redysponowania ze względów bilansowych do mocy zainstalowanej.
39. *Agregacja do rozdzielczości godzinowej.* Dla każdej godziny ze zbioru ERAA'24 wykonywane są cztery predykcje ćwiartkowe, każda ma możliwość binarnego opowiedzenia się za wystąpieniem zdarzenia redysponowania. Zdarzenie godzinowe przyjmuje się za zaistniałe, gdy co najmniej 2 z 4 modeli ćwiartkowych wskazują zdarzenie, przy czym predykcję ćwiartkową uznaje się wyłącznie po spełnieniu jednocześnie progu minimalnego prawdopodobieństwa oraz progu minimalnej przewidywanej mocy. Wartość finalną liczy się

---

<sup>10</sup> Por. z podrozdziałem: 2.1 Źródła danych.

jako średnią z czterech predykcji ćwiartkowych. Procedurę prowadzi się odrębnie dla farm wiatrowych i fotowoltaicznych, ze wskazaniem odrębnych progów prawdopodobieństwa dla obu technologii, z uwagi na odmienną charakterystykę redysponowania sieciowego poszczególnych OZE.

40. *Walidacja*. Jakość modeli oceniono walidacją typu walk-forward (na przesuwających się oknach czasowych), w której model trenowany jest na wcześniejszym fragmencie historii i testowany na kolejnym, późniejszym; procedurę powtórzono wielokrotnie. Ogranicza to zależność oceny od pojedynczego okresu testowego o nietypowej liczbie zdarzeń. Po walidacji finalny zestaw 16 modeli wytrenowano na całym dostępnym zakresie historycznym i wykorzystano do predykcji dla lat 2030 i 2035.
41. *Jakość oszacowania – wolumen*. Na danych testowych regresor odtwarza wolumen energii redysponowania z akceptowalną dokładnością dla wielkości łącznej (błąd +19,0%) oraz dla farm wiatrowych (błąd +12,2%); dla farm fotowoltaicznych dokładność jest istotnie niższa (błąd +95,5%), co odzwierciedla niższą obserwowalność i mniejszą liczbę zdarzeń sieciowych dla farm fotowoltaicznych w próbie. W świetle przytoczonych wyżej wielkości błędów, wolumen oszacowany metodą regresyjną ma charakter oszacowania górnego.
42. *Jakość oszacowania – umiejscowienie w czasie*. Składowa klasyfikacyjna nie identyfikuje wiarygodnie konkretnych godzin zdarzeń (dokładność predykcji 0,17%). Oznacza to, że metoda może być użyteczna jako estymator wolumenu energii w badanym okresie, lecz nie jako predyktor rozkładu zdarzeń w czasie; nie pozwala na wiarygodne odtworzenie szeregu czasowego (w rozdzielczości MTU) redysponowania sieciowego.
43. *Konsekwencja dla kalibracji wyników*. Test istotności potrzeb przesyłowych dla celów dostrajania (art. 14(3)(a) metodyki FNA) opiera się na wielkości sumarycznej dla badanego okresu (roku docelowego) redysponowania OZE ze względów sieciowych, uśrednionym po latach klimatycznych, porównywanym z progiem 10% redysponowania ze względów bilansowych (art. 8 FNA). Statystyka ta jest sumą po MTU, zatem błędy alokacji czasowej zdarzeń nie wpływają na wynik testu (niska precyzja czasowa klasyfikatora pozostaje dla tego testu bez znaczenia).

### 2.3.7 Podejście do kalibracji wyników (ang. *fine-tuning*)

44. Weryfikację zasadności zastosowania procedury kalibracji wykonano:
  - a) Zgodnie z art. 14(3)(a) metodyki FNA, w odniesieniu do elastyczności sieciowej w dół, w domenie OSP, stwierdzając, że oszacowany wolumen potrzeb dla każdego z lat docelowych jest mniejszy niż 10% uśrednionej wartości potrzeb integracyjnych OZE (przed kalibracją).
  - b) Zgodnie z art. 14(3)(b) metodyki FNA, w odniesieniu do elastyczności sieciowej w dół, w domenie OSD, stwierdzając, że oszacowany wolumen potrzeb dla każdego z lat docelowych jest mniejszy niż 10% uśrednionej wartości potrzeb integracyjnych OZE (przed kalibracją).
  - c) W związku z art. 13(1)(2) metodyki FNA, nie zastosowano ograniczeń w ramach krajowego wdrożenia procesów prekwifikacji sieciowej i limitów tymczasowych.
45. Zgodnie z art. 14(4) w wyniku zastosowania powyższej weryfikacji stwierdzono brak istotności opisanych wyżej przyczynków w analizie potrzeb integracji OZE.

46. Zgodnie z art. 14(5) w związku z niespełnieniem kryterium istotności, odstąpiono od wykonywania procedury kalibracji wyników.

### 3. Opis scenariuszy i założeń

Rozdział przedstawia scenariusze, cele i kluczowe założenia stanowiące podstawę oceny potrzeb elastyczności, w oparciu o ramy metodyczne opisane w rozdziale 2.

#### 3.1 Scenariusze do oceny potrzeb systemowych i sieciowych

##### 3.1.1 Scenariusze dla potrzeb systemowych

47. Do oceny potrzeb systemowych przyjęto scenariusz referencyjny ERAA'24 bez mechanizmów wsparcia. Wynikowy zestaw źródeł wytwórczych jest rezultatem procesu oceny opłacalności ekonomicznej (ang. *economic viability assessment* – EVA).

##### 3.1.2 Scenariusze dla potrzeb sieciowych

###### 3.1.2.1. Scenariusze dla danych OSD

48. Operatorzy Sieci Dystrybucyjnej udzielali informacji na temat potrzeb elastyczności sieciowej w formie ankiety. Odpowiedzi dokonano po przedłożeniu do organu regulacyjnego dokumentów o nazwie „Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2026 – 2031” przez następujących OSD:

- a) ENEA Operator Sp. z o.o.<sup>11</sup>
- b) Energa-Operator S.A.<sup>12</sup>
- c) PGE Dystrybucja S.A.<sup>13</sup>
- d) Stoen Operator Sp. z o.o.<sup>14</sup>
- e) TAURON Dystrybucja S.A.<sup>15</sup>

###### 3.1.2.2. Scenariusze dla danych OSP

49. OSP nie przystąpił do obliczania potrzeb sieci przesyłowej na podstawie scenariuszy referencyjnych ERAA'24, z uwagi na brak dostępności modelu rozpyłowego zgodnego z wynikami ekonomicznego rozdziału obciążeń ERAA'24. W zastępstwie zastosowano oszacowanie potrzeb sieciowych oparte o model uczenia maszynowego, opisany w podrozdziale 0 sprawozdania FNA.

### 3.2 Cel integracji OZE

50. Zgodnie z art. 8(7) metodyki FNA, wartości celów OZE zostały oszacowane na podstawie najnowszego przyjętego KPEiK, przyjmując za punkt odniesienia prognozę procentowego

---

<sup>11</sup> ENEA Operator, [Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2026 - 2031](#),

<sup>12</sup> Energa-Operator, [Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2026 - 2031](#)

<sup>13</sup> PGE Dystrybucja, [Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2026 - 2031](#)

<sup>14</sup> Stoen Operator, [Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2026 - 2031](#)

<sup>15</sup> TAURON Dystrybucja, [Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2026 - 2031](#)

udziału produkcji OZE względem krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną wg scenariusza WEM.

51. Zgodnie z art. 8(7)(a) metodyki FNA wartość dla roku 2035 została obliczona jako interpolacja liniowa wartości podanych w KPEiK dla lat 2030 i 2040. Wartości przyjęte w sprawozdaniu FNA zawarte są Tab. 4.

Tab. 4. Cel OZE dla lat docelowych przyjętych w badaniu

|                | 2030  | 2035<br>(wartość interpolowana) | 2040  |
|----------------|-------|---------------------------------|-------|
| Scenariusz WEM | 51,6% | 58,6%                           | 65,6% |

Źródło: opracowanie własne oraz KPEiK.

### 3.3 Portfel dostępnych zasobów elastyczności

52. Zasoby elastyczności dostępne w KSE, wg danych przyjętych w ERAA'24 zestawione są w Tab. 5. Limity wymiany transgranicznej łącznie na profilach synchronicznym i asynchronicznym wynoszą dla obydwu lat docelowych 8400 MW.

Tab. 5. Zasoby elastyczności KSE

|                                                | 2030              |           |           | 2035              |           |           |
|------------------------------------------------|-------------------|-----------|-----------|-------------------|-----------|-----------|
|                                                | Moc zainstalowana | Sprawność | Pojemność | Moc zainstalowana | Sprawność | Pojemność |
| magazyny bateryjne                             | 2113 MW           | 90%       | 8450 MWh  | 2113 MW           | 90%       | 8450 MWh  |
| elektrownie szczytowo-pompowe (cykl zamknięty) | 1333 MW           | 75%       | 6350 MWh  | 1333 MW           | 75%       | 6350 MWh  |
| elastyczny popyt                               | 2500 MW           |           |           | 2500 MW           |           |           |

Źródło: ERAA'24.

### 3.4 Pozostałe założenia

53. Zgodnie z art. 9(3)(b) i 10(3)(b) metodyki FNA, przy obliczaniu marginesów resztkowych jednostek wytwórczych uwzględniane są ograniczenia techniczne:

a) jednostek wytwórczych:

- gradientowych zdolności technicznych zwiększenia mocy (ang. *ramp up*),
- gradientowych zdolności technicznych zmniejszenia mocy (ang. *ramp down*),
- minimalnego czasu odstawienia (ang. *min hour down*),
- minimalnego czasu pracy (ang. *min hour up*),
- czasu przywołania do pracy (ang. *startup time*),
- czasu odstawiania od pracy (ang. *shutdown time*).

b) magazynów energii, w postaci stanu naładowania magazynów energii (ang. *state of charge*).

54. Elektrolizery (odpowiadające zasobom elastycznego popytu) nie posiadają ograniczenia pojemnościowego oraz czasowego, tj. mogą spełniać potrzeby elastyczności z mocą stanowiącą różnicę punktu pracy, wynikającego z ekonomicznego rozdziału obciążeń oraz minimum (0) i maksimum poboru mocy.

55. Gradientowe zdolności techniczne zwiększenia/zmniejszenia mocy dla magazynów energii, elektrolizerów oraz połączeń transgranicznych są nieograniczone dla zmian między MTU = 1h.

## 4. Wyniki oceny potrzeb w zakresie elastyczności

Rozdział opisuje potencjał zasobów elastyczności niezwiązanych z paliwami kopalnymi (w tym: odpowiedź strony popytowej, magazynowanie energii, połączenia międzysystemowe) do zaspokojenia potrzeb elastyczności na poziomie systemowym oraz sieciowym, w zakresie przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.

### 4.1 Ogólnosystemowe potrzeby elastyczności

56. Zgodnie z art. 1(2)(a) ogólnosystemowe potrzeby elastyczności obejmują wymiary:

- a) integracji OZE,
- b) elastyczności gradientowej (w górę i w dół),
- c) elastyczności krótkoterminowej (w górę i w dół).

#### 4.1.1 Integracja OZE

57. Zgodnie z art. 8(2) metodyki FNA, wymiar integracji OZE związany jest z ograniczeniami generacji OZE z powodów ograniczeń systemowych, optymalizacji ekonomicznej lub zdolnościami wymiany transgranicznej.

58. Zgodnie z art. 8(3) metodyki FNA, dalsza analiza danych o potrzebach integracji OZE oparta jest o przetwarzanie szeregów czasowych, stanowiących sumę:

- a) wartości ograniczeń generacji OZE z powodów bilansowych, opisanych w art. 8(2) metodyki FNA oraz
- b) maksimum z wartości ograniczeń generacji OZE z powodów związanych ze spełnianiem potrzeb elastyczności w dół w wymiarach gradientowym i krótkoterminowym.

59. Zgodnie z art. 8 metodyki FNA, analiza potrzeb w wymiarze integracji OZE polega na:

- a) identyfikacji szeregów czasowych reprezentujących niepokryte potrzeby (integracji OZE),
- b) analizie szeregów czasowych reprezentujących potrzeby za pomocą wskaźników (statystyk),
- c) wymiarowaniu i ocenie efektywności dodatkowych zasobów elastyczności (magazynów energii), których praca umożliwi uniknięcie ograniczania generacji OZE w stopniu umożliwiającym spełnienie celów OZE.

##### 4.1.1.1 Charakterystyka szeregu czasowego zapotrzebowania resztkowego (*ang. residual load*)

60. Zgodnie z art. 8(1), jednym z elementów charakterystyki potrzeb systemowych w zakresie elastyczności jest analiza zapotrzebowania resztkowego.

61. Zgodnie z art. 2(2)(dd) metodyki FNA, zapotrzebowanie resztkowe definiowane jest jako różnica całkowitego zapotrzebowania w systemie i sumy produkcji energii przez jednostki niedysponowalne (*ang. non-dispatchable units*).

62. Zgodnie z art. 8(5) metodyki FNA, wskaźniki charakteryzujące szeregi czasowe zapotrzebowania resztkowego uwzględniające każdy z 540 przypadków Monte Carlo dla obydwu lat docelowych:

- a) Wskaźnik godzinowy, obliczany jako suma wartości bezwzględnych odchyłeń godzinowych wartości obciążenia rezydualnego względem średnich wartości dobowych,
- b) Wskaźnik dobowy, obliczany jako suma wartości bezwzględnych odchyłeń dobowych wartości obciążenia rezydualnego względem średnich wartości tygodniowych,
- c) Wskaźnik sezonowy, obliczany jako suma wartości bezwzględnych odchyłeń miesięcznych wartości obciążenia rezydualnego względem średnich wartości rocznych.

63. Wynik wykorzystania powyższych wskaźników do opisu badanego systemu zostały przedstawione w Tab. 6. Miara zmienności spada wraz ze wzrostem długości horyzontu czasowego. Wartość wskaźników wzrasta między latami docelowymi badania.

Tab. 6. Charakterystyka zapotrzebowania resztkowego za pomocą wskaźników dotyczących różnych skal czasowych

| Wskaźnik [GWh]   | 2030   | 2035   |
|------------------|--------|--------|
| godzinowy, $I_h$ | 30 913 | 38 395 |
| dobowy, $I_d$    | 1 171  | 1 397  |
| sezonowy, $I_s$  | 18     | 24     |

Źródło: opracowanie własne.

#### 4.1.1.2 Charakterystyka ograniczania generacji OZE

64. Zgodnie z art. 8(5) metodyki FNA, wskaźniki charakteryzujące szeregi czasowe ograniczenia generacji OZE (ang. *RES curtailment*) uwzględniające każde z 540 lat Monte Carlo dla obydwu lat docelowych:

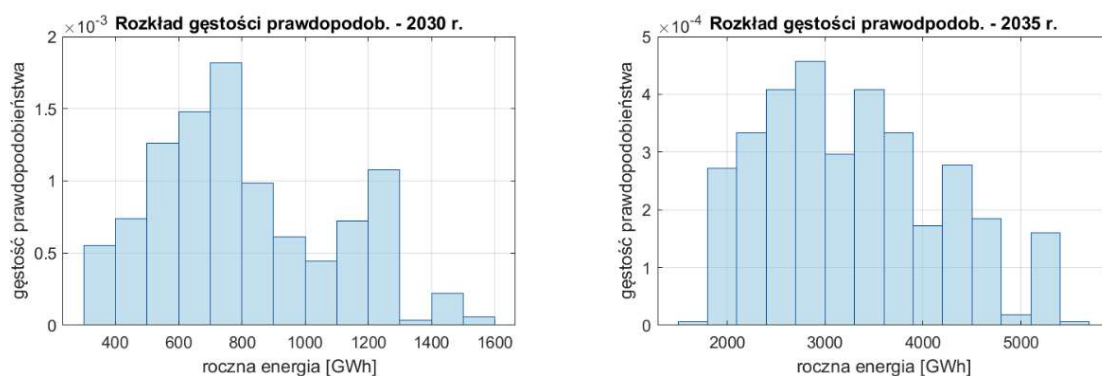
- a. Średnie, maksyma i minima oraz wybrane percentyle (Tab 9), przy czym:
  - i. Moc dotyczy analizy wszystkich godzin Monte Carlo podlegających symulacji,
  - ii. Moc niezerowa (ozn.  $|P| > 1$ ) dotyczy analizy warunkowej, tj. ograniczającej się do dodatnich wartości szeregów czasowych (w celu odfiltrowania szumu numerycznego przyjęto wartości większe od 1 MW),
  - iii. Suma roczna energii zestawia roczne wolumeny energii dla wszystkich lat Monte Carlo.
  - iv. Czas trwania zdarzeń dotyczy długości nieprzerwanej serii MTU ze zidentyfikowaną potrzebą (niezerowym wynikiem),
  - v. Interwał między zdarzeniami dotyczy długości nieprzerwanej serii MTU bez zidentyfikowanej potrzeby (zerowym wynikiem).
- b. Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wyników rocznych (Rys. 1) *Rys. 1*,
- c. Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wyników godzinowych (Rys. 2)
- d. Szeregi czasowe sumy mocy w agregacji dziennej i miesięcznej (Rys. 3),
- e. Zestawienie wartości potrzeb w dwuwymiarowej dziedzinie (Rys. 4)
  - i. godziny doby i dnia roku oraz
  - ii. godziny doby i tygodnia w roku,
- f. Średnie wartości mocy dla poszczególnych dni tygodnia (Rys. 5),
- g. Korelacje z czynnikami, stanowiącymi główne źródła niepewności planowania pracy systemu (Tab. 8).

Tab. 7. Statystyki opisujące ilość redysponowania OZE

| Rok docelowy 2030               |         |       |      |       |          |          |          |          |          |          |
|---------------------------------|---------|-------|------|-------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Charakterystyka Systemowa       | średnia | maks. | min. | $p_5$ | $p_{10}$ | $p_{25}$ | $p_{50}$ | $p_{75}$ | $p_{90}$ | $p_{95}$ |
| moc [MW]                        | 92      | 24871 | 0    | 0     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| moc ( $P > 1$ ) [MW]            | 3089    | 24871 | 1    | 58    | 143      | 762      | 2223     | 4527     | 7332     | 9240     |
| suma roczna energii [GWh]       | 806     | 1546  | 351  | 390   | 473      | 596      | 756      | 1015     | 1237     | 1281     |
| czas trwania zdarzenia [h]      | 4       | 34    | 1    | 1     | 1        | 1        | 3        | 6        | 9        | 11       |
| interwał między zdarzeniami [h] | 123     | 2193  | 1    | 1     | 1        | 2        | 19       | 140      | 354      | 595      |
| Rok docelowy 2035               |         |       |      |       |          |          |          |          |          |          |
| Charakterystyka Systemowa       | średnia | maks. | min. | $p_5$ | $p_{10}$ | $p_{25}$ | $p_{50}$ | $p_{75}$ | $p_{90}$ | $p_{95}$ |
| moc [MW]                        | 376     | 39145 | 0    | 0     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 2188     |
| moc ( $P > 1$ ) [MW]            | 3937    | 39145 | 1    | 82    | 186      | 649      | 2428     | 5827     | 10020    | 12964    |
| suma roczna energii [GWh]       | 3282    | 5439  | 1791 | 1933  | 2249     | 2573     | 3202     | 3854     | 4552     | 5103     |
| czas trwania zdarzenia [h]      | 5       | 59    | 1    | 1     | 1        | 1        | 4        | 6        | 9        | 13       |
| interwał między zdarzeniami [h] | 42      | 1481  | 1    | 1     | 1        | 2        | 17       | 42       | 114      | 174      |

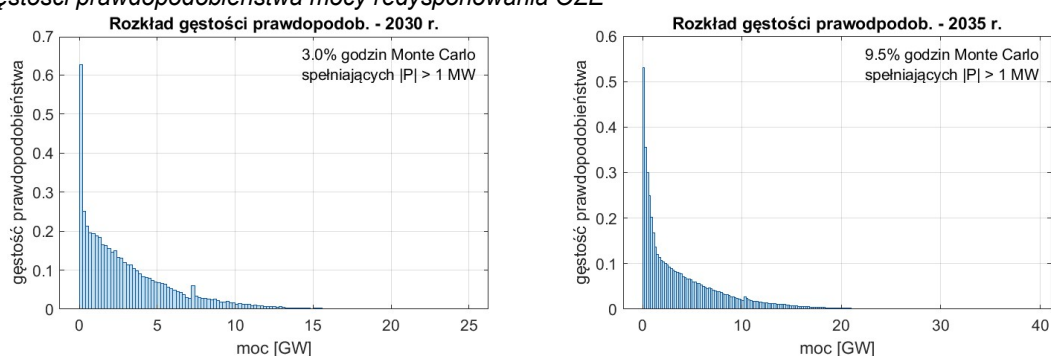
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 1. Gęstości prawdopodobieństwa rocznych wolumenów redysponowania OZE



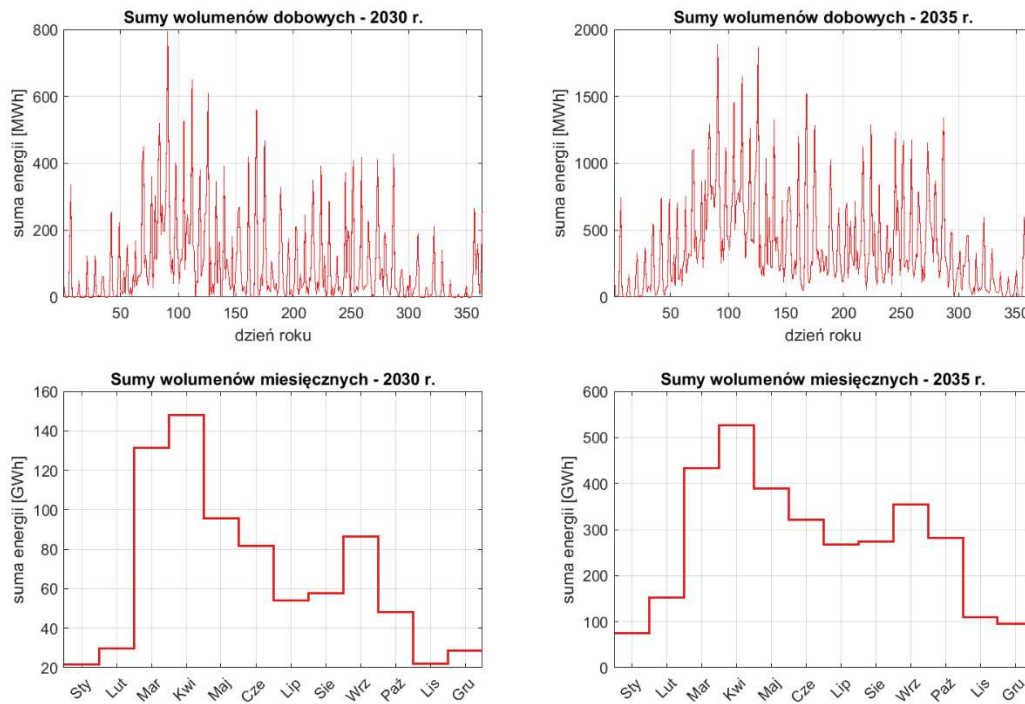
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 2. Gęstości prawdopodobieństwa mocy redysponowania OZE



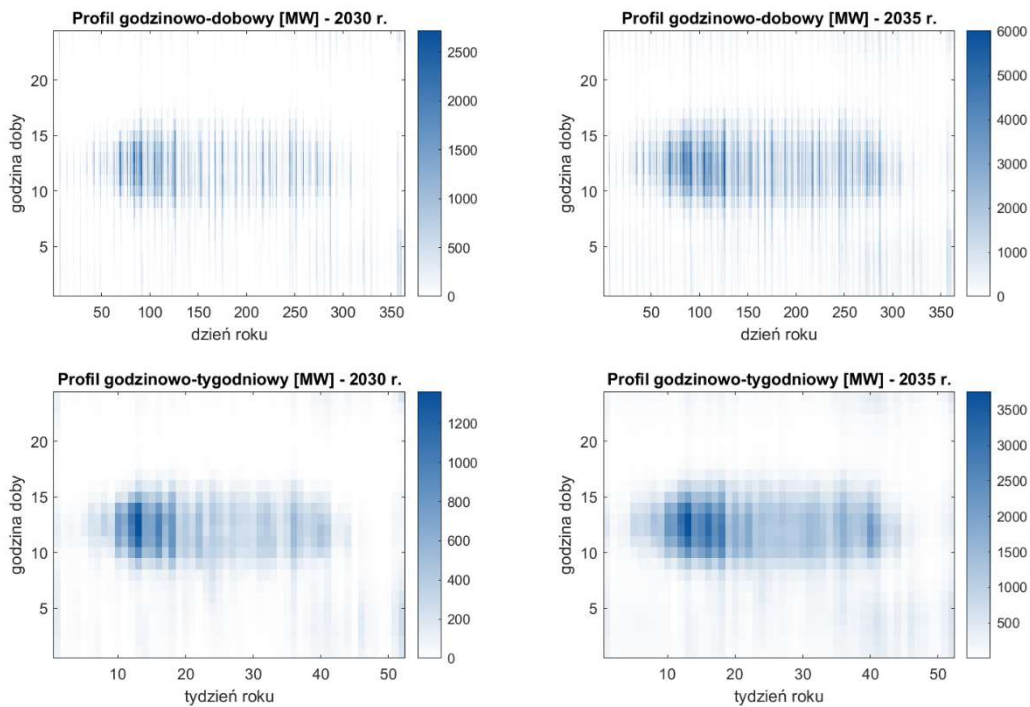
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 3. Dobowe (u góry) oraz miesięczne (u dołu) sumy wartości redysponowania OZE



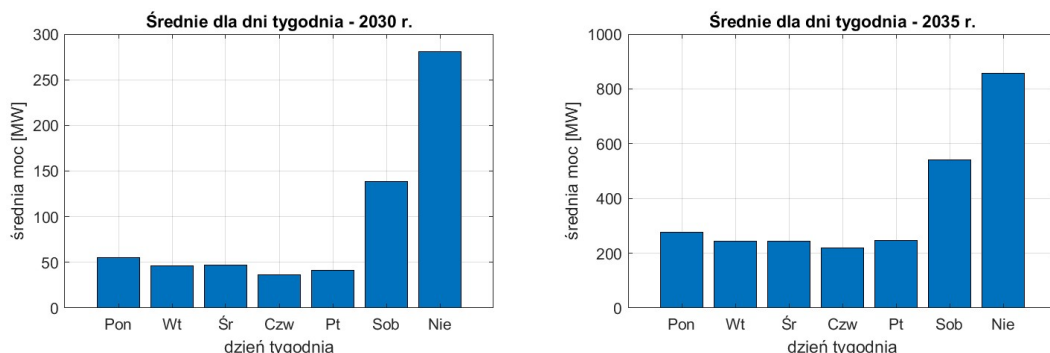
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 4. Średnie wartości redysponowania OZE w dziedzinie godziny doby i dnia roku (u góry) oraz doby i tygodnia roku (u dołu)



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 5. Średnie wartości redysponowania OZE dla poszczególnych dni tygodnia



Źródło: opracowanie własne.

65. Wielkości redysponowania w 2035 roku znacznie przewyższają wynik dla roku 2030. Redysponowanie OZE dominuje w godzinach okołopołudniowych (9:00 – 14:00), a największe wartości przyjmuje w niedziele i soboty. Korelacja z zapotrzebowaniem KSE na energię elektryczną ma wartość ujemną, a największa korelacja zachodzi w przypadku zestawienia z generacją fotowoltaiczną (Tab. 8).

Tab. 8. Korelacje wartości redysponowania OZE z wybranymi czynnikami systemowymi

| Czynnik systemowy      | 2030   | 2035   |
|------------------------|--------|--------|
| zapotrzebowanie        | - 0,09 | - 0,12 |
| fotowoltaika           | 0,18   | 0,26   |
| farmy wiatrowe lądowe  | 0,12   | 0,11   |
| farmy wiatrowe morskie | 0,03   | 0,06   |

Źródło: opracowanie własne.

#### 4.1.1.3 Niepokryte potrzeby

66. Zgodnie z art. 8(9) metodyki FNA niepokryte potrzeby integracji OZE, zdefiniowane są jako ilość ograniczania generacji OZE przekraczająca maksymalny poziom ograniczania umożliwiający osiągnięcie celu OZE. Różnice między całkowitą roczną generacją OZE a celem OZE (wyrażonym w jednostkach energii) ilustrują Rys. 6 i Rys. 7.

67. Scenariusze pogodowe (a po uwzględnieniu wariantów wyłączeń także lata Monte Carlo, wykorzystane w obliczeniach) dzielą się na trzy grupy:

- a) grupa (a) - spełniające cel OZE, niezależnie od wielkości redysponowania,
- b) grupa (b) - niespełniające celu OZE z powodu redysponowania,
- c) grupa (c) - niespełniające celu OZE, niezależnie od wielkości redysponowania.

Zgodnie z definicją niepokrytych potrzeb integracji OZE, występują one w przypadkach scenariuszy pogodowych (lub lat Monte Carlo) z grupy (b).

Podsumowanie częstości występowania przedstawicieli grup mieści Tab. 9.

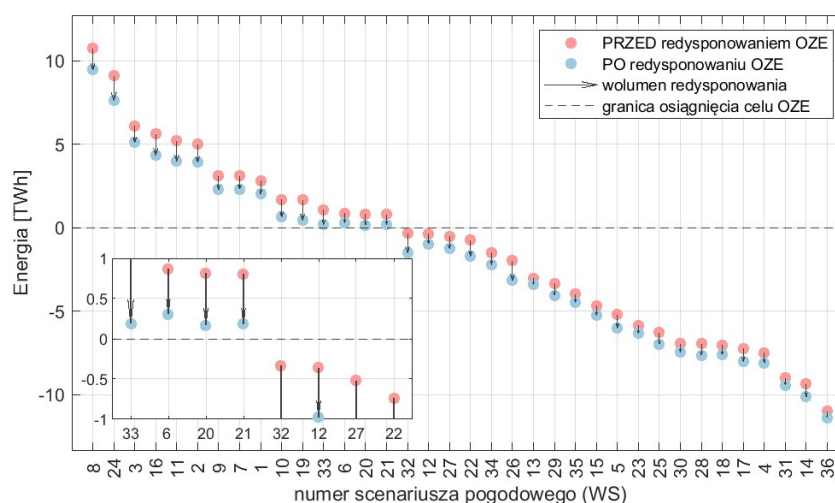
68. Ilustracja danych z Tab. 9 znajduje się na Rys. 6 i Rys. 7. Przedstawiają one różnice między produkcją energii z OZE a celem OZE, uśrednione po wariantach wyłączeń dla każdego ze scenariuszy pogodowych.

Tab. 9. Zestawienie liczby scenariuszy pogodowych [a w nawiasie kwadratowym: liczby lat Monte Carlo], odpowiadających różnym relacjom względem osiągalności celu OZE. Wielkości procentowe odnoszą się do ogółu scenariuszy pogodowych dla danego roku docelowego.

| Kategoria                                                           | 2030           | 2035           |
|---------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| grupa (a) – cel zawsze spełniony                                    | 15 [225] (42%) | 24 [360] (67%) |
| grupa (b) – cel nie spełniony (zbyt wysoka wielkość redysponowania) | 0 (0%)         | 3 [45] (8%)    |
| grupa (c) – cel nie spełniony (zbyt niski potencjał generacji OZE)  | 21 [315] (58%) | 9 [135] (25%)  |

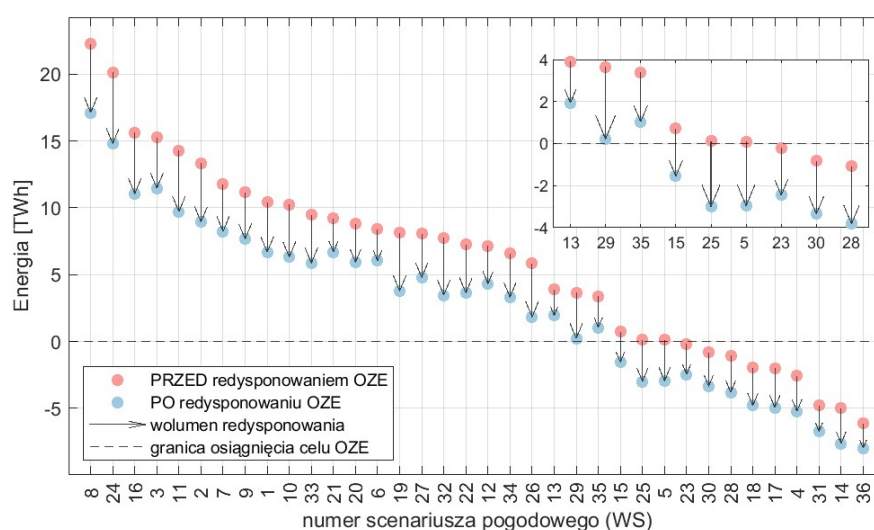
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 6. Różnice między generacją OZE a celem OZE dla różnych scenariuszy pogodowych – rok 2030. Scenariusze pogodowe uszeregowano malejąco względem potencjału produkcji pogodowo zależnych OZE



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 7. Różnice między generacją OZE a celem OZE dla różnych scenariuszy pogodowych – rok 2035. Scenariusze pogodowe uszeregowano malejąco względem potencjału produkcji pogodowo zależnych OZE



Źródło: opracowanie własne.

69. Wartości odpowiadające potencjałowi generacji OZE, tj. produkcji energii OZE przed ograniczaniem generacji OZE (czerwone punkty), zestawione są z wartościami po redysponowaniu (niebieskie punkty), a rozpiętość między tymi punktami ilustruje wolumen redysponowania. Gdy para punktów, odpowiadająca jednemu scenariuszowi pogodowemu znajduje się nad osią poziomą, cel OZE jest spełniony – grupa (a). Analogicznie, pary punktów przechodzące przez oś lub znajdujące się pod nią odpowiadają kolejno grupom (b) i (c).
70. Wnioskowanie w zakresie spełnienia celu OZE oparte jest na analizie zespołu statystycznego analizowanych scenariuszy pogodowych i wariantów wyłączeń. Estymatorem wartości oczekiwanej wyniku dla danego roku docelowego jest średnia arytmetyczna, obliczona na podstawie podsumowania 540 przypadków. Średnioroczny wynik reprezentujący stopień spełnienia celu mieści Tab. 10, podając wskaźnik różnicy generacji OZE i celu OZE. Wartości dodatnie oznaczają spełnienie celu OZE.

Tab. 10. Wpływ redysponowania na uśredniony wynik spełnienia celu OZE

| Wskaźnik                                                                                 | 2030  | 2035 |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------|
| średnia roczna nadwyżka generacji OZE ponad cel OZE, wartość przed redysponowaniem [TWh] | -1,25 | 6,07 |
| średnia roczna nadwyżka generacji OZE ponad cel OZE, wartość po redysponowaniu [TWh]     | -2,05 | 2,79 |

Źródło: opracowanie własne.

71. Średnia różnica między generacją OZE po redysponowaniu a poziomem umożliwiającym spełnienie celu jest ujemna w 2030 r. (cel średnio nie jest spełniony) i dodatnia w 2035 r. (cel jest spełniony).
72. Dla 2030 r. redysponowanie OZE pogłębia lukę względem celu OZE, ale nie jest jego przyczyną – ilość mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych i warunki pogodowe nie pozwalają na spełnienie celu nawet pod nieobecność redysponowania (ok. 0,8 TWh). Dla 2035 r. redysponowanie zmniejsza bezpieczny margines spełnienia celu OZE, ale nie zagraża jego wykonaniu – ilość mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych i warunki pogodowe pozwalają na spełnienie celu nawet po zastosowaniu ograniczenia generacji OZE w wymiarze przekraczającym 3 TWh.
73. Średnie odstępstwa od celu OZE są relatywnie niskie i wynoszą: -1,1 punktu procentowego (2030 r., średnio 189 TWh zapotrzebowania na energię elektryczną) oraz +1,4 punktu procentowego (2035 r., średnio 203 TWh zapotrzebowania na energię elektryczną).
74. Moc zainstalowana OZE oraz źródeł elastyczności w bazach danych ERAA'24 oraz KPEiK różnią się. Cel OZE, pochodzący z KPEiK, jest związany z większym potencjałem wytwórczym źródeł OZE i większymi mocami ładowania/rozładowania magazynów energii względem zestawu źródeł energii i elastyczności w bazie danych ERAA'24 (Tab. 11). Wartości rocznych różnic potencjału wytwórczego energii OZE uzyskano mnożąc różnicę w mocach zainstalowanych przez średni współczynnik wykorzystania mocy (ang. *capacity factor*) oraz liczbę godzin w roku symulacyjnym.

Tab. 11. Różnice w potencjale generacji energii OZE oraz mocy zainstalowanej zasobów elastyczności wg KPEiK względem ERAA'24

| Zmiana potencjału wytwórczego OZE w KPEiK względem ERAA'24 [TWh] |             |             | Zmiana mocy zainstalowanej zasobów elastyczności w KPEiK względem ERAA'24 [GW] |             |             |
|------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|--------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|
|                                                                  | 2030        | 2035        |                                                                                | 2030        | 2035        |
| fotowoltaika                                                     | 3,36        | 3,06        | elektrownie szczytowo-pompowe (w cyklu zamkniętym)                             | 1,18        | 1,18        |
| farmy wiatrowe morskie                                           | -6,37       | -6,51       | magazyny bateryjne                                                             | -0,96       | 1,24        |
| farmy wiatrowe lądowe                                            | 4,70        | 5,80        | elastyczność popytu                                                            | 0,31        | 0,77        |
| <b>RAZEM</b>                                                     | <b>1,69</b> | <b>2,35</b> | <b>RAZEM</b>                                                                   | <b>0,52</b> | <b>3,18</b> |

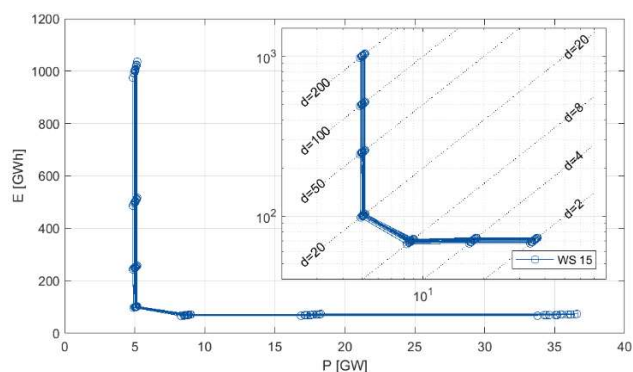
Źródło: opracowanie własne.

#### 4.1.1.4 Zasoby elastyczności potrzebne do zaspokojenia niepokrytych potrzeb

75. Zgodnie z art. 8(11), (12) metodyki FNA określono wymiar dodatkowych zasobów elastyczności (magazynów energii elektrycznej o zadanym stosunku pojemności do mocy), który wystarcza do spełnienia celu OZE. Zgodnie z zestawieniem zawartym w Tab. 11. wymiar dodatkowych zasobów elastyczności oszacowano dla 45 lat Monte Carlo z grupy (b), należących w całości do trzech scenariuszy pogodowych.

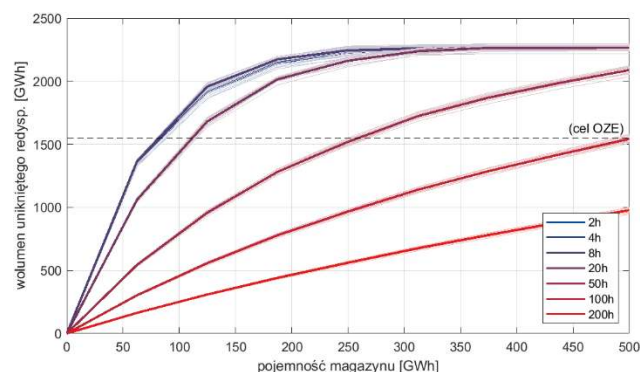
76. Ilustracja wyniku zastosowania kryteriów przewodnich, tj. art. 8(11)(12) metodyki FNA, dla jednego scenariusza pogodowego znajduje się na Rys. 8. Odzworowano tam rezultat wymiarowania 7 typów magazynów energii dla wszystkich wariantów włączeń przykładowego scenariusza pogodowego nr 15<sup>16</sup>. Bliskie sąsiedztwo w ramach każdej z grup punktów świadczy o niewielkich różnicach w potrzebach elastyczności między wariantami wyłączeń jednego scenariusza pogodowego. Poziomy fragment krzywej cechuje podobny poziom pojemności (stanowiący tu aktywne ograniczenie w procesie optymalizacji) i wyraźnie zmienny poziom mocy. Stromy odcinek krzywej reprezentuje rozwiązania aktywnie ograniczone poziomem mocy, przynosząc duże zróżnicowanie pojemności. U złączenia tych odcinków (w tym przypadku: rozwiązania o  $d = 8$  i  $d = 20$ ) grupują się rozwiązania najefektywniej wykorzystujące zarówno moce maksymalne jak i pojemności magazynów.

Rys. 8. Moc (oś pozioma) i pojemność (oś pionowa) magazynów energii pozwalających osiągnąć cel OZE (przykład dla scenariusza pogodowego nr 15)



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 9. Efektywność nowych zasobów elastyczności jako ilość unikniętego redysponowania wraz z przyrostem pojemności magazynu (przykład dla scenariusza pogodowego nr 15)



Źródło: opracowanie własne.

<sup>16</sup> 15. scenariusz pogodowy jest scenariuszem, dla którego nowe źródła elastyczności pozwalają na spełnianie celu OZE.

77. Potrzeby magazynów energii elektrycznej uśredniono względem wyników otrzymanych dla 540 lat Monte Carlo, uwzględniając zerowe potrzeby w przypadkach, gdy magazyny nie wpływają na zdolność osiągnięcia celu OZE (por. z opisem założeń w sekcji: 0). Wyniki wymiarowania nowych zasobów elastyczności mieści tabela Tab. 12.

Tab. 12. Zestawienie uśrednionych wartości mocy ( $P$ ) i pojemności ( $E$ ) dodatkowych magazynów energii wymiarujących potrzebę systemu w zakresie integracji OZE

| $d=E/P$ | 2030   |         | 2035   |         |
|---------|--------|---------|--------|---------|
|         | P [GW] | E [GWh] | P [GW] | E [GWh] |
| 2 h     | 0      | 0       | 8,2    | 16,4    |
| 4 h     | 0      | 0       | 4,1    | 16,4    |
| 8 h     | 0      | 0       | 1,9    | 15,5    |
| 20 h    | 0      | 0       | 0,9    | 17,4    |
| 50 h    | 0      | 0       | 0,8    | 41,8    |
| 100 h   | 0      | 0       | 0,8    | 83,7    |
| 200 h   | 0      | 0       | 0,8    | 167,4   |

Źródło: opracowanie własne.

78. W ocenie przydatności poszczególnych typów magazynów, o odmiennej relacji  $d = E/P$ , pomagają krzywe, ilustrujące wpływ kolejno przyłączanych zasobów (pojemności). Przykład krzywej dla scenariusza pogodowego nr 15 mieści Rys. 9. Krzywe dla pozostałych scenariuszy pogodowych cechuje odmienne nachylenie, ale i indywidualna wysokość celu OZE, do osiągnięcia – sprawia to trudność w stworzeniu uśrednionej krzywej. Wszystkie analizowane rezultaty cechuje jednak jednaka hierarchia efektywności, tj. od krzywych o najmniejszym  $d$  do krzywych o  $d = 200 h$ , przy czym wyniki dla  $d$  z przedziału od 2 do 8 są trudno rozróżnialne.

79. Zgodnie z art. 8(12)(b) praca operacyjna nowych zasobów elastyczności (na przykładzie magazynu o  $E/P = 4 h$ ) została zbadana dla wybranych scenariuszy podlegających optymalizacji. Podsumowanie wyników mieści Tab. 13. Działanie dodatkowego źródła elastyczności zmniejsza wartość wskaźników zmienności zapotrzebowania resztkowego o kilka procent, względem stanu referencyjnego (bez dodatkowych źródeł elastyczności).

Tab. 13. Wpływ zastosowania nowych zasobów elastyczności na wskaźniki opisujące zapotrzebowanie resztkowe (2035 r.)

| Scenariusz pogodowy | Indeks [GWh]     | Stan referencyjny | Stan z nowymi zasobami elastyczności | Zmiana względem stanu referencyjnego [%] |
|---------------------|------------------|-------------------|--------------------------------------|------------------------------------------|
| 5                   | godzinowy, $I_h$ | 37 874            | 36 185                               | -4,5%                                    |
|                     | dobowy, $I_d$    | 1 484             | 1 344                                | -9,5%                                    |
|                     | sezonowy, $I_s$  | 36                | 35                                   | -1,7%                                    |
| 15                  | godzinowy, $I_h$ | 36 991            | 35 858                               | -3,1%                                    |
|                     | dobowy, $I_d$    | 1 486             | 1 427                                | -3,9%                                    |
|                     | sezonowy, $I_s$  | 25                | 25                                   | -0,4%                                    |
| 25                  | godzinowy, $I_h$ | 40 936            | 39 148                               | -4,4%                                    |
|                     | dobowy, $I_d$    | 1 345             | 1 228                                | -8,7%                                    |
|                     | sezonowy, $I_s$  | 25                | 24                                   | -2,0%                                    |

Źródło: opracowanie własne.

#### 4.1.2 Potrzeby gradientowe

80. Zgodnie z art. 9(1) metodyki FNA potrzeby w zakresie gradientów mocy (ang. *ramping needs*) oparte są o analizę zmian (czyli różnic między następującymi po sobie wartościami) zapotrzebowania resztkowego. Wielkość tych zmian, stanowiąca gradient mocy w dziedzinie

czasu, definiuje potrzebę elastyczności gradientowej. Wskaźniki charakteryzujące szereg czasowy zmian zapotrzebowania resztkowego, uwzględniające każde z 540 lat Monte Carlo dla obydwu lat docelowych to:

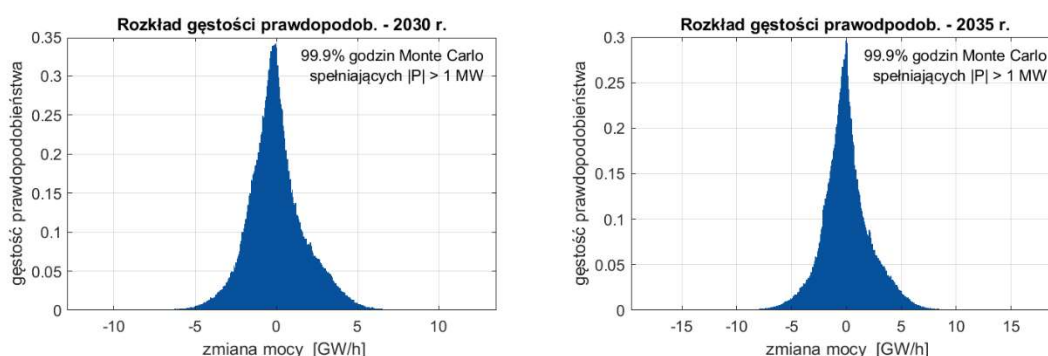
- Średnie, maksyma i minima oraz wybrane percentyle (Tab. 16), przy czym zmiana mocy dotyczy analizy wszystkich godzin Monte Carlo podlegających symulacji,
- Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa zmian mocy (Rys. 10),
- Zestawienie wartości zmian mocy w dwuwymiarowej dziedzinie (i) godziny doby i dnia roku oraz (ii) godziny doby i tygodnia w roku (Rys. 11),
- Korelacje z czynnikami, stanowiącymi główne źródła niepewności planowania pracy systemu (Tab. 8).

Tab. 16. Zestawienie wielkości statystycznych opisujących szereg czasowy zmian zapotrzebowania resztkowego

|                           | 2030               | 2035               |
|---------------------------|--------------------|--------------------|
| Charakterystyka systemowa | zmiana mocy [MW/h] | zmiana mocy [MW/h] |
| średnia                   | -0,09              | 0                  |
| maks.                     | 12 351             | 17 602             |
| min.                      | -11 616            | -17 804            |
| $p_{0,1}$                 | -5 559             | -7 394             |
| $p_1$                     | -4 056             | -5 371             |
| $p_5$                     | -2 624             | -3 421             |
| $p_{10}$                  | -1 969             | -2 449             |
| $p_{25}$                  | -1 024             | -1 236             |
| $p_{50}$                  | -130               | -128               |
| $p_{75}$                  | 878                | 1 096              |
| $p_{90}$                  | 2 313              | 2 845              |
| $p_{95}$                  | 3 165              | 3 937              |
| $p_{99}$                  | 4 567              | 5 744              |
| $p_{99,9}$                | 6 113              | 7 688              |

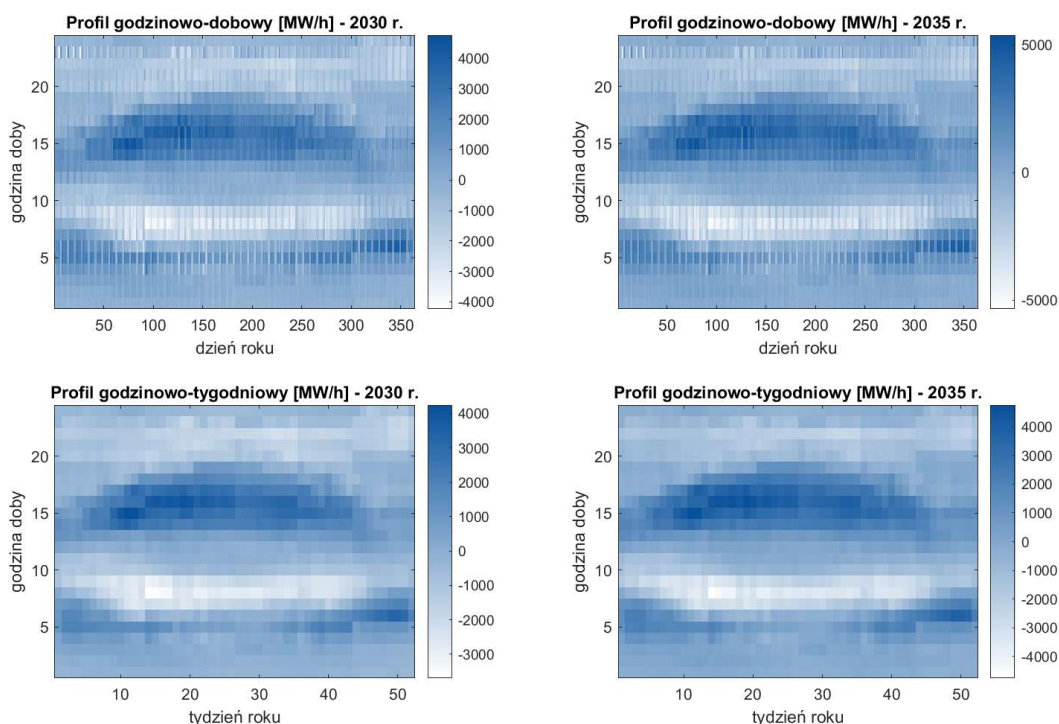
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 10. Gęstość prawdopodobieństwa zmian zapotrzebowania resztkowego



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 11. Średnie wartości zmian zapotrzebowania resztkowego w dziedzinie godziny doby i dnia roku (u góry) oraz w dziedzinie doby i kolejnego tygodnia roku (u dołu)



Źródło: opracowanie własne.

81. Analiza ilościowa wskazuje, że zmiany zapotrzebowania resztkowego mają rozkład zbliżony do symetrycznego. Związane z nimi potrzeby elastyczności gradientowej mają najmniejsze (ujemne) wartości w godzinach porannych, gdy umiarkowany wzrost zapotrzebowania współwystępuje z gwałtownym wzrostem generacji fotowoltaicznej. Z kolei, w godzinach popołudniowych, na umiarkowany spadek zapotrzebowania nachodzi gwałtowny spadek podaży energii PV (Rys. 11). Obserwacje tłumaczą również największe co do wartości bezwzględnej (spośród analizowanych w sprawozdaniu FNA) współczynniki korelacji potrzeb – dodatni (z zapotrzebowaniem) i ujemny (z produkcją energii z farm fotowoltaicznych) – Tab. 17.

Tab. 14. Korelacje wartości niezaspokojonych potrzeb gradientowych w górę z wybranymi czynnikami systemowymi

| Czynnik systemowy      | 2030  | 2035  |
|------------------------|-------|-------|
| zapotrzebowanie        | 0,56  | 0,49  |
| fotowoltaika           | -0,71 | -0,70 |
| farmy wiatrowe lądowe  | -0,21 | -0,16 |
| farmy wiatrowe morskie | -0,15 | -0,13 |

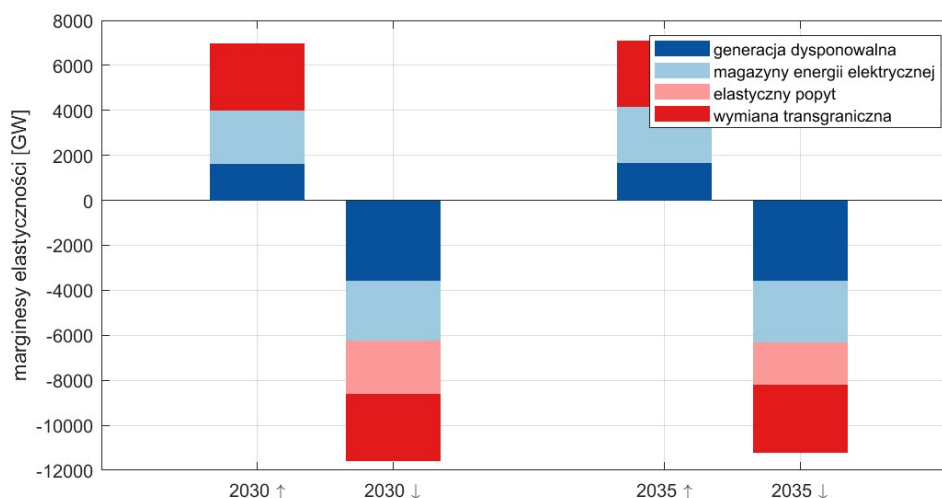
Źródło: opracowanie własne.

#### 4.1.2.1 Charakterystyka zdolności do pokrywania zmian mocy

82. Zgodnie z art. 9(2) metodyka FNA wyróżnia się kilka klas zasobów elastyczności (Rys. 12). W niniejszym sprawozdaniu FNA wykorzystano je w przytoczonej niżej kolejności, sięgając po kolejne (w przypadku istnienia niepokrytej potrzeby) po wyczerpaniu poprzednich:

- jednostki wytwórcze dysponowane,
- magazyny energii oraz elastyczny popyt,
- wymiana transgraniczna,
- OZE ograniczone do redysponowania fotowoltaiki oraz energetyki wiatrowej lądowej i morskiej.

Rys. 12. Marginesy resztkowe w górę (↑) i w dół (↓) dla obydwu lat docelowych, jako miara dostępnej elastyczności KSE (z pominięciem potencjału redysponowania OZE)



Źródło: opracowanie własne.

#### 4.1.2.2 Niepokryte potrzeby

83. Po przeprowadzeniu analizy zgodnej z art. 9(2)-(7) metodyki FNA.

- a) nie stwierdzono niepokrytych potrzeb gradientowych w dół,
- b) stwierdzono opisane niżej niepokryte potrzeby gradientowe w górę.

84. Zgodnie z art. 9(7) metodyki FNA, wskaźniki charakteryzujące szeregi czasowe niepokrytych potrzeb gradientowych w górę (ang. *uncovered upward ramping needs*) uwzględniające każdy z 540 przypadków Monte Carlo dla obydwu lat docelowych:

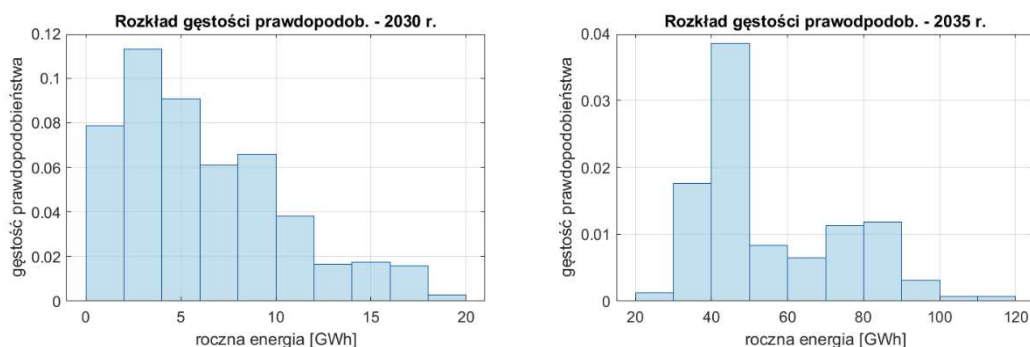
- a) Średnie, maksyma i minima oraz wybrane percentyle (Tab. 18), przy czym:
  - i. Moc dotyczy analizy wszystkich godzin Monte Carlo podlegających symulacji,
  - ii. Moc niezerowa (ozn.  $|P| > 1$ ) dotyczy analizy warunkowej, tj. ograniczającej się do dodatnich wartości szeregów czasowych (w celu odfiltrowania szumu numerycznego przyjęto wartości większe od 1 MW),
  - iii. Suma roczna energii zestawia roczne wolumeny energii dla wszystkich lat Monte Carlo.
  - iv. Czas trwania zdarzeń dotyczy długości nieprzerwanej serii MTU ze zidentyfikowaną potrzebą (niezerowym wynikiem),
  - v. Interwał między zdarzeniami dotyczy długości nieprzerwanej serii MTU bez zidentyfikowanej potrzeby (zerowym wynikiem).
- b) Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wyników rocznych (Rys. 13),
- c) Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wyników godzinowych (Rys. 14),
- d) Szeregi czasowe sumy mocy w agregacji dziennej i miesięcznej (Rys. 15),
- e) Zestawienie wartości potrzeb w dwuwymiarowej dziedzinie (i) godziny doby i dnia roku oraz (ii) godziny doby i tygodnia roku (Rys. 16),
- f) Średnie wartości mocy dla poszczególnych dni tygodnia (Rys. 17),
- g) Korelacje z czynnikami, stanowiącymi główne źródła niepewności planowania pracy systemu (Tab. 19).

Tab. 18. Statystyki opisujące ilość niezaspokojonych potrzeb gradientowych w górę

| Rok docelowy 2030               |         |       |      |       |          |          |          |          |          |          |
|---------------------------------|---------|-------|------|-------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Charakterystyka Systemowa       | średnia | maks. | min. | $p_5$ | $p_{10}$ | $p_{25}$ | $p_{50}$ | $p_{75}$ | $p_{90}$ | $p_{95}$ |
| moc [MW]                        | 1       | 4 933 | 0    | 0     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| moc ( $P > 1$ ) [MW]            | 585     | 4 933 | 1    | 38    | 75       | 183      | 428      | 815      | 1 347    | 1 650    |
| suma roczna energii [GWh]       | 6       | 19    | 0    | 1     | 2        | 3        | 5        | 9        | 12       | 15       |
| czas trwania zdarzenia [h]      | 1       | 3     | 1    | 1     | 1        | 1        | 1        | 1        | 2        | 2        |
| interwał między zdarzeniami [h] | 564     | 6 200 | 1    | 22    | 23       | 47       | 179      | 503      | 1 430    | 3 464    |
| Rok docelowy 2035               |         |       |      |       |          |          |          |          |          |          |
| Charakterystyka Systemowa       | średnia | maks. | min. | $p_5$ | $p_{10}$ | $p_{25}$ | $p_{50}$ | $p_{75}$ | $p_{90}$ | $p_{95}$ |
| moc [MW]                        | 6       | 6 597 | 0    | 0     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| moc ( $P > 1$ ) [MW]            | 946     | 6 597 | 1    | 55    | 115      | 301      | 716      | 1 386    | 2 083    | 2 670    |
| suma roczna energii [GWh]       | 56      | 118   | 28   | 33    | 36       | 41       | 47       | 72       | 84       | 89       |
| czas trwania zdarzenia [h]      | 1       | 4     | 1    | 1     | 1        | 1        | 1        | 2        | 2        | 2        |
| interwał między zdarzeniami [h] | 160     | 3 311 | 1    | 22    | 22       | 23       | 70       | 181      | 407      | 622      |

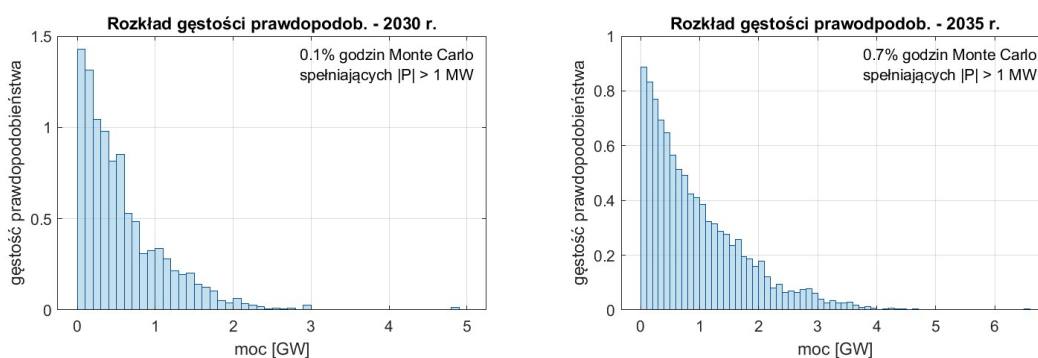
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 13. Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa rocznych wolumenów niezaspokojonych potrzeb gradientowych w górę



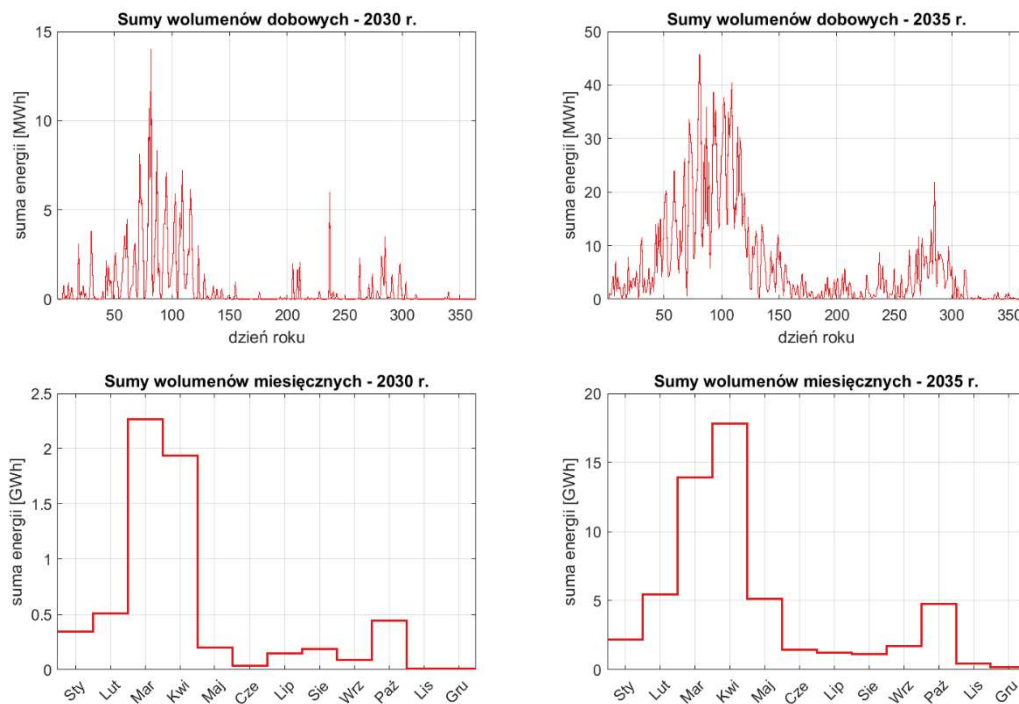
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 14. Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa godzinowych wolumenów niezaspokojonych potrzeb gradientowych w górę



Źródło: opracowanie własne.

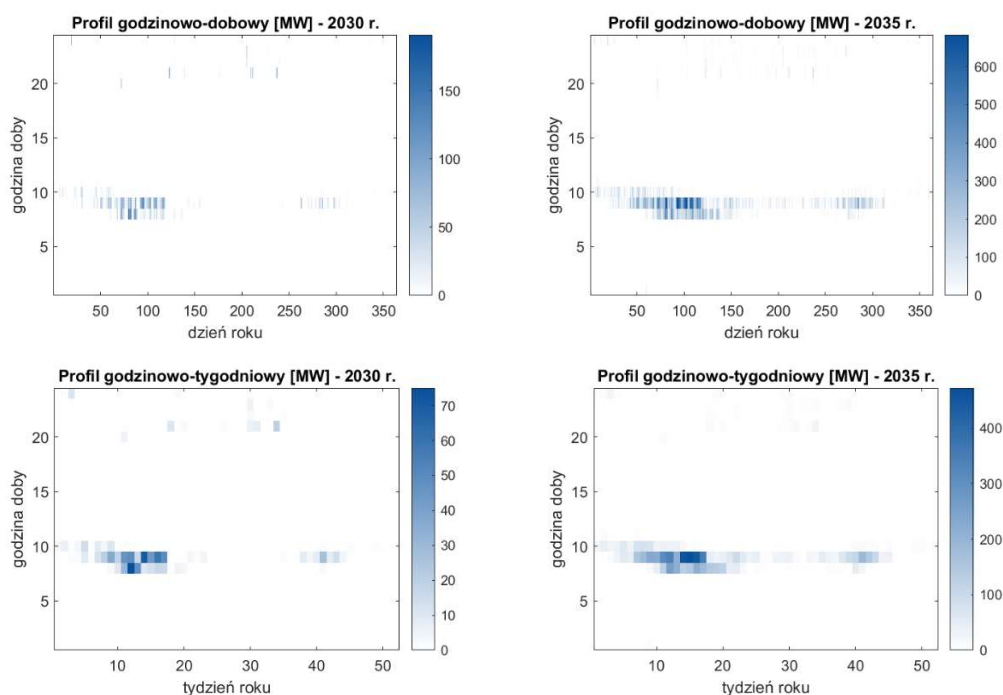
Rys. 15. Dobowe (u góry) oraz miesięczne (u dołu) sumy wartości niezaspokojonych potrzeb gradientowych w górę



Źródło: opracowanie własne.

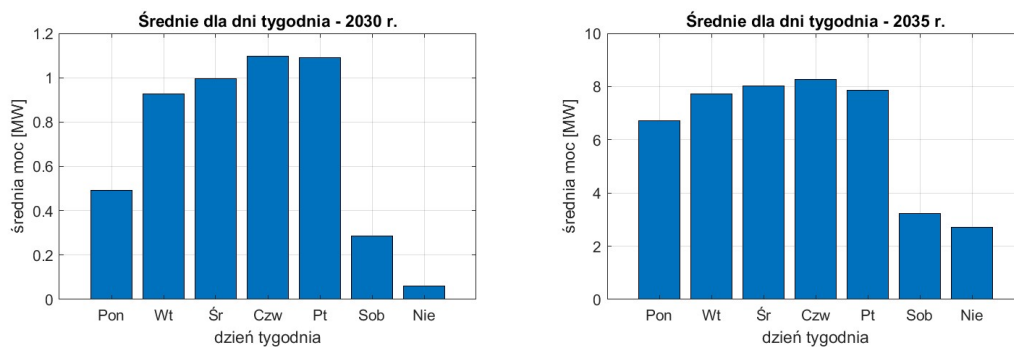
85. Wielkości niepokrytych potrzeb gradientowych w górę są o wiele mniejsze niż niepokryte potrzeby integracji OZE. Choć maksymalne wartości w poszczególnych latach docelowych sięgają 5-6 GW, to wartości średnie są od nich o rząd wielkości mniejsze. Większość zdarzeń o tym charakterze przypada na wiosnę i godziny przedpołudniowe. Niepokryte potrzeby są zauważalnie mniejsze w soboty i niedziele względem pozostałych dni tygodnia.

Rys. 16. Średnie wartości niezaspokojonych potrzeb gradientowych w górę w dziedzinie godziny doby i dnia roku (u góry) oraz w dziedzinie doby i kolejnego tygodnia roku (u dołu)



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 17. Średnie wartości niezaspokojonych potrzeb gradientowych w górę dla poszczególnych dni tygodnia



Źródło: opracowanie własne.

Tab. 15. Korelacje wartości niezaspokojonych potrzeb gradientowych w górę z wybranymi czynnikami systemowymi

| Czynnik systemowy      | 2030   | 2035   |
|------------------------|--------|--------|
| zapotrzebowanie        | - 0,09 | - 0,12 |
| fotowoltaika           | 0,18   | 0,26   |
| farmy wiatrowe lądowe  | 0,12   | 0,11   |
| farmy wiatrowe morskie | 0,03   | 0,06   |

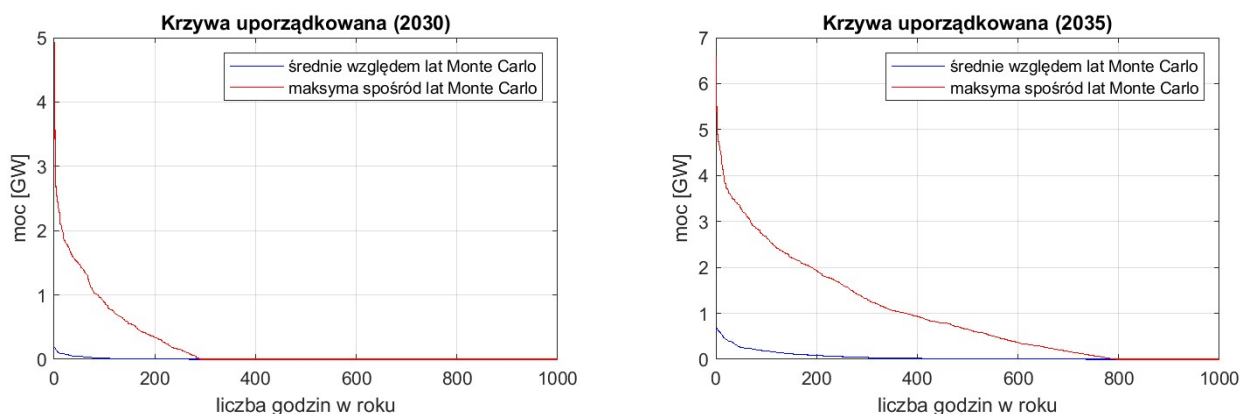
Źródło: opracowanie własne.

#### 4.1.2.3 Zasoby elastyczności potrzebne do zaspokojenia niepokrytych potrzeb

86. Wielkość i częstość występowania niespełnionych potrzeb gradientowych w górę podsumowuje Rys. 18. Potrzeby te mogą zostać zaspokojone za pomocą:

- nowych magazynów energii elektrycznej, zarówno typu BESS, jak i ESP,
- nowych źródeł elastycznego popytu (z uwzględnieniem potencjału sektorów ciepłowniczego i transportowego),
- zwiększonego stopnia wykorzystania wymiany transgranicznej,
- jednostek wytwórczych zasilanych paliwami zdekarbonizowanymi (wodór, biogaz, biometan, biomasa).

Rys. 18. Uporządkowane malejąco wartości niezaspokojonych potrzeb gradientowych w górę. Czerwonym kolorem zaznaczono wartości maksymalne dla danej godziny roku spośród 540 lat Monte Carlo. Niebieskim kolorem zaznaczono wartości średnie



Źródło: opracowanie własne.

#### 4.1.3 Potrzeby krótkoterminowe

87. Zgodnie z art. 10(1) metodyki FNA potrzeby krótkoterminowe oparte są o analizę rozkładu błędu prognozowania zapotrzebowania resztkowego. Niepewności prognoz zapotrzebowania, generacji fotowoltaicznej i wiatrowej składają się na potrzebę zbilansowania systemu w perspektywie od dnia poprzedniego do czasu rzeczywistego dostawy i poboru energii.

##### 4.1.3.1 Charakterystyka elastyczności krótkoterminowej w górę i w dół

88. Zgodnie z art. 10(2) wyróżnia się kilka klas zasobów elastyczności. W tym sprawozdaniu FNA wykorzystano je w przytoczonej niżej kolejności, sięgając po kolejne (w przypadku istnienia niepokrytej potrzeby) po wyczerpaniu poprzednich:

- a) jednostki wytwórcze dysponowane,
- b) magazyny energii oraz elastyczny popyt,
- c) wymiana transgraniczna,
- d) OZE ograniczone do PV oraz FW.

89. Zasoby zwymiarowane wg powyższej procedury są tożsame z wyznaczonymi na potrzebę art. 9(2) metodyki FNA.

##### 4.1.3.2 Niepokryte potrzeby

90. Po przeprowadzeniu analizy zgodnej z art. 10(1)-(5) metodyki FNA.

- a) nie stwierdzono niepokrytych potrzeb krótkoterminowych w dół,
- b) stwierdzono opisane niżej niepokryte potrzeby krótkoterminowe w górę.

91. Zgodnie z art. 9(7) FNA, wskaźniki charakteryzujące szeregi czasowe niezaspokojonych potrzeb krótkoterminowych w górę (ang. *uncovered upward short-term needs*) uwzględniające każdy z 540 przypadków Monte Carlo dla obydwu lat docelowych:

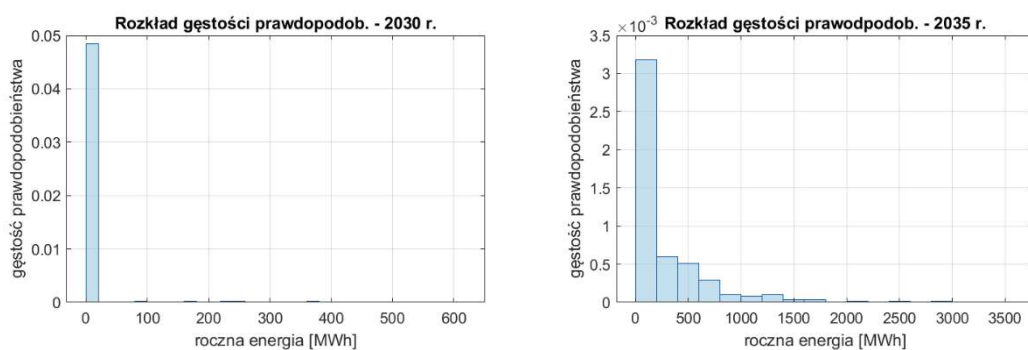
- a) Średnie, maksyma i minima oraz wybrane percentyle (Tab. 20), przy czym:
  - i. Moc dotyczy analizy wszystkich godzin Monte Carlo podlegających symulacji,
  - ii. Moc niezerowa (ozn.  $|P| > 1$ ) dotyczy analizy warunkowej, tj. ograniczającej się do dodatnich wartości szeregów czasowych (w celu odfiltrowania szumu numerycznego przyjęto wartości większe od 1 MW),
  - iii. Suma roczna energii zestawia roczne wolumeny energii dla wszystkich lat Monte Carlo.
  - iv. Czas trwania zdarzeń dotyczy długości nieprzerwanej serii MTU ze zidentyfikowaną potrzebą (niezerowym wynikiem),
  - v. Interwał między zdarzeniami dotyczy długości nieprzerwanej serii MTU bez zidentyfikowanej potrzeby (zerowym wynikiem).
- b) Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wyników rocznych (Rys. 19),
- c) c) Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa wyników godzinowych (Rys. 20),
- d) d) Szeregi czasowe sumy mocy w agregacji dziennej i miesięcznej (Rys. 21),
- e) Zestawienie wartości potrzeb w dwuwymiarowej dziedzinie (i) godziny doby i dnia roku oraz (ii) godziny doby i tygodnia roku (Rys. 22),
- f) Średnie wartości mocy dla poszczególnych dni tygodnia (Rys. 23),
- g) Korelacje z czynnikami, stanowiącymi główne źródła niepewności planowania pracy systemu (Tab. 21).

Tab. 20. Statystyki opisujące ilość niepokrytych potrzeb krótkoterminowych w górę

| Rok docelowy 2030               |         |       |      |       |          |          |          |          |          |          |
|---------------------------------|---------|-------|------|-------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Charakterystyka Systemowa       | średnia | maks. | min. | $p_5$ | $p_{10}$ | $p_{25}$ | $p_{50}$ | $p_{75}$ | $p_{90}$ | $p_{95}$ |
| moc [MW]                        | 0       | 608   | 0    | 0     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| moc ( $P > 1$ ) [MW]            | 192     | 608   | 7    | 20    | 42       | 93       | 149      | 261      | 387      | 500      |
| suma roczna energii [MWh]       | 8       | 608   | 0    | 0     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| czas trwania zdarzenia [h]      | 1       | 2     | 1    | 1     | 1        | 1        | 1        | 1        | 2        | 2        |
| interwał między zdarzeniami [h] | 1723    | 1723  | 1723 | 1723  | 1723     | 1723     | 1723     | 1723     | 1723     | 1723     |
| Rok docelowy 2035               |         |       |      |       |          |          |          |          |          |          |
| Charakterystyka Systemowa       | średnia | maks. | min. | $p_5$ | $p_{10}$ | $p_{25}$ | $p_{50}$ | $p_{75}$ | $p_{90}$ | $p_{95}$ |
| moc [MW]                        | 0       | 1359  | 0    | 0     | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        | 0        |
| moc ( $P > 1$ ) [MW]            | 295     | 1 359 | 3    | 20    | 35       | 95       | 235      | 420      | 645      | 776      |
| suma roczna energii [MWh]       | 265     | 3 466 | 0    | 0     | 0        | 0        | 16       | 393      | 764      | 1 200    |
| czas trwania zdarzenia [h]      | 1       | 4     | 1    | 1     | 1        | 1        | 1        | 1        | 2        | 2        |
| interwał między zdarzeniami [h] | 1 396   | 6 408 | 1    | 2     | 3        | 149      | 921      | 2 171    | 3 205    | 4 252    |

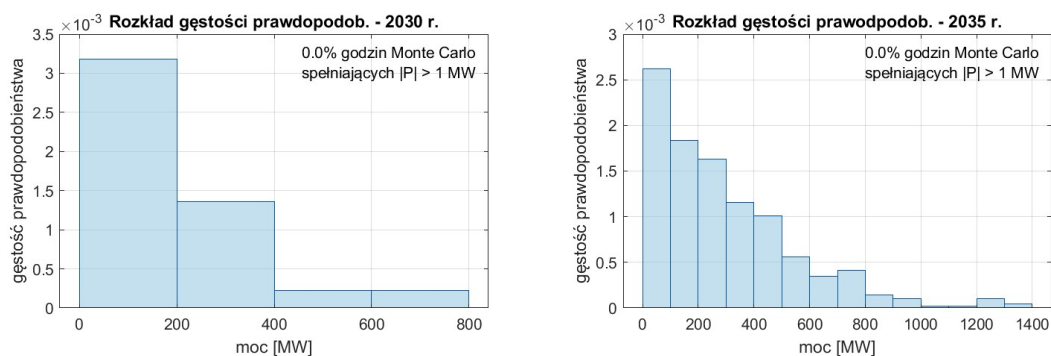
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 19. Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa rocznych wolumenów niepokrytych potrzeb krótkoterminowych w górę



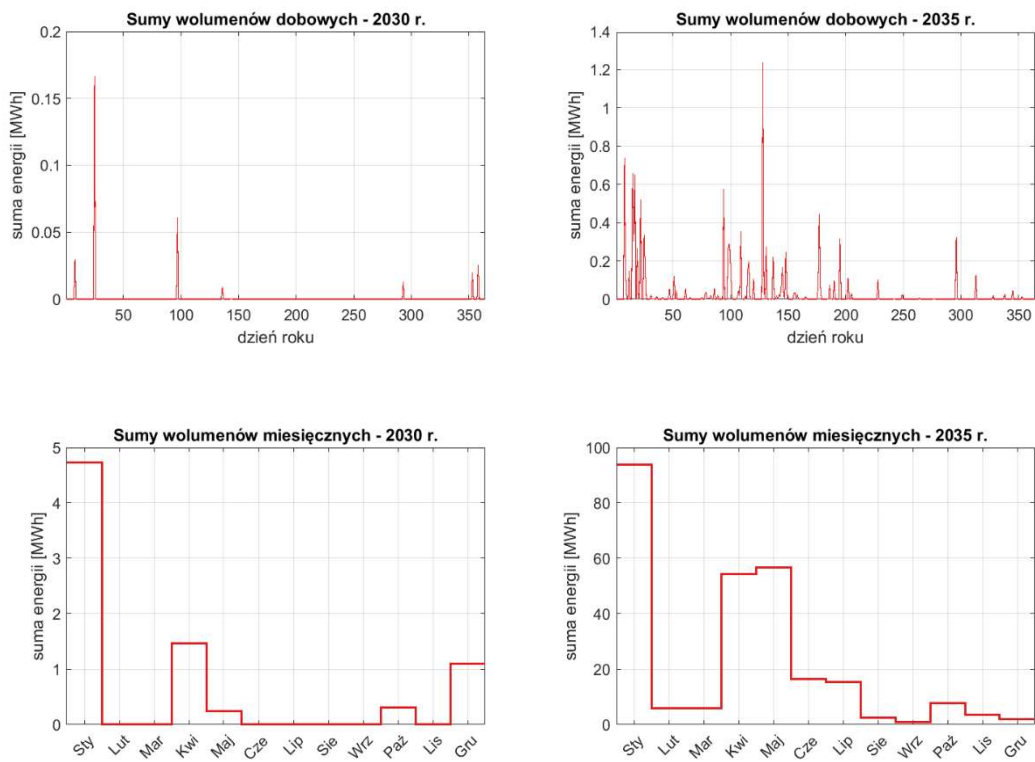
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 20. Rozkłady gęstości prawdopodobieństwa godzinowych wolumenów niepokrytych potrzeb krótkoterminowych w górę



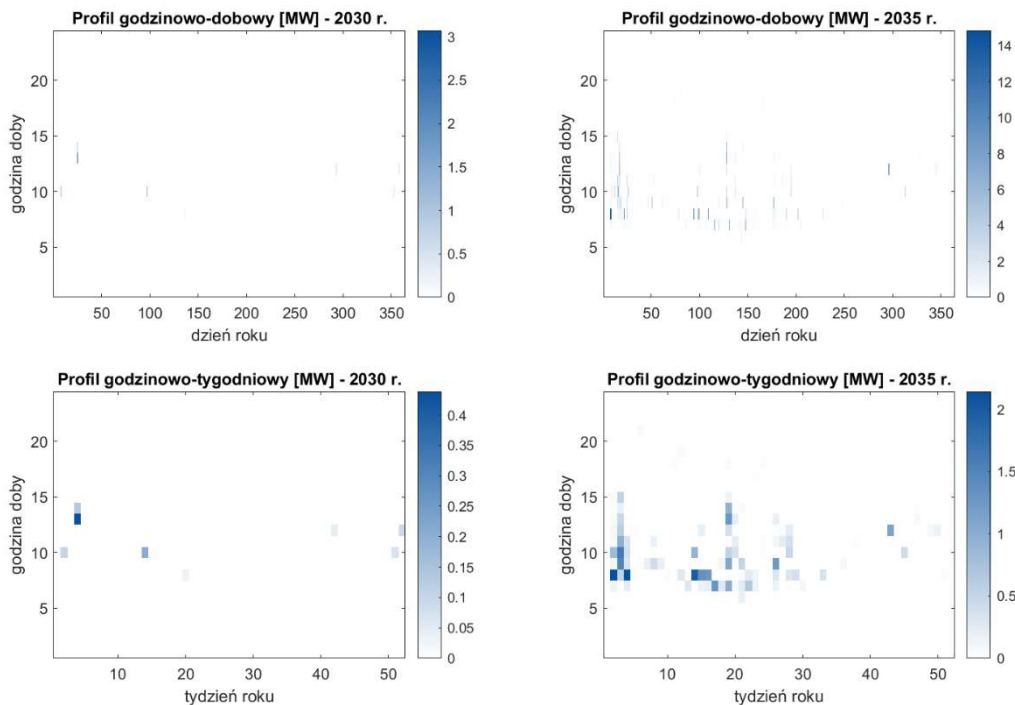
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 21. Dobowe (u góry) oraz miesięczne (u dołu) sumy wartości niepokrytych potrzeb krótkoterminowych w górę



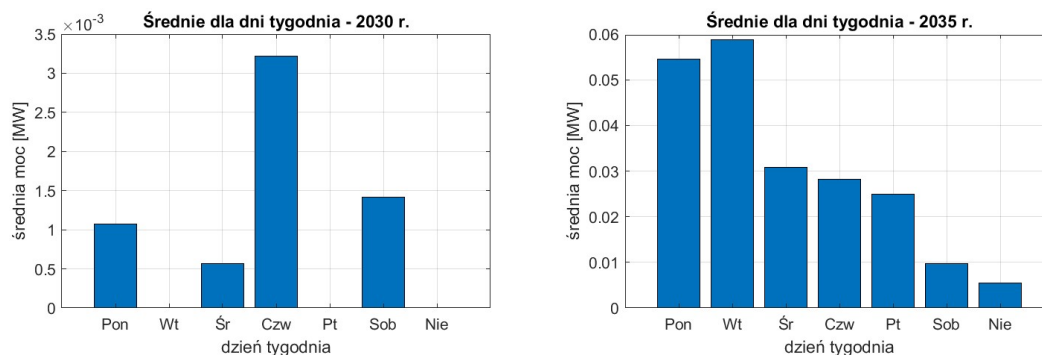
Źródło: opracowanie własne.

Rys. 22. Średnie wartości niepokrytych potrzeb krótkoterminowych w górę w dziedzinie godziny doby i dnia roku (u góry) oraz w dziedzinie doby i kolejnego tygodnia roku (u dołu)



Źródło: opracowanie własne.

Rys. 23. Średnie wartości niezaspokojonych potrzeb krótkoterminowych w górę dla poszczególnych dni tygodnia



Źródło: opracowanie własne.

Tab. 16. Korelacje wartości potrzeb krótkoterminowych (w górę) z wybranymi czynnikami systemowymi

| Czynnik systemowy      | 2030   | 2035   |
|------------------------|--------|--------|
| zapotrzebowanie        | 0,003  | 0,010  |
| fotowoltaika           | 0,001  | 0,001  |
| farmy wiatrowe lądowe  | -0,001 | -0,005 |
| farmy wiatrowe morskie | -0,000 | -0,007 |

Źródło: opracowanie własne.

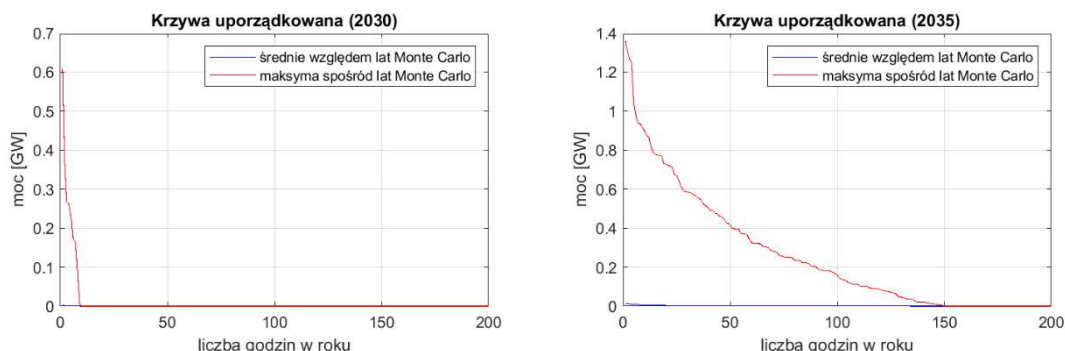
92. Wielkości niezaspokojonych potrzeb krótkoterminowych w górę są o rzędy wielkości mniejsze niż niepokryte potrzeby integracji OZE oraz niepokryte potrzeby gradientowe. Przypadki występowania tego zjawiska w 2030 r. nie są wg symulacji istotne statystycznie. Dla 2035 r. maksymalne wartości są większe od zera zaledwie w 2% godzin roku, jedynie w 1% godzin przekraczając 200 MWh. Wyniki godzinowe uśrednione po analizowanych scenariuszach Monte Carlo zmierzają do zera dla obydwu lat docelowych. Zjawisko nie wykazuje istotnych korelacji z żadnym z wybranych czynników niepewności w systemie.

#### 4.1.3.3 Zasoby elastyczności potrzebne do zaspokojenia niepokrytych potrzeb

93. Wielkość i częstość występowania niespełnionych potrzeb krótkoterminowych w górę podsumowuje Rys. 24. Częstotliwość występowania potrzeb jest mało istotna statystycznie. Potrzeby te mogą zostać zaspokojone za pomocą:

- nowych magazynów energii elektrycznej, zarówno typu BESS, jak i ESP,
- nowych źródeł elastycznego popytu (z uwzględnieniem potencjału sektorów ciepłowniczego i transportowego),
- zwiększonego stopnia wykorzystania wymiany transgranicznej,
- jednostek wytwórczych zasilanych paliwami zdekarbonizowanymi (wodór, biogaz, biometan, biomasa).

Rys. 24. Uporządkowane malejąco wartości niepokrytych potrzeb krótkoterminowych w górę. Czerwonym kolorem zaznaczono wartości maksymalne dla danej godziny roku spośród 540 lat Monte Carlo. Niebieskim kolorem zaznaczono wartości średnie



Źródło: opracowanie własne.

## 4.2 Sieciowe potrzeby elastyczności

### 4.2.1 Potrzeby sieci OSD

94. Zgodnie z art. 11. dane o sieciowych potrzebach elastyczności otrzymane od OSD mieszczą Tab. 22 i Tab. 23.
95. W tabelach wartość zero oznacza liczbę zgłoszoną przez sprawozdającego OSD, z kolei symbol pauzy (-) oznacza brak zgłoszonych danych.
96. OSD TAURON Dystrybucja S.A. dostarczył dane w podziale na charakter potrzeb, wyróżniając „przyczynę definiowaną bloku czasowego” w postaci „nadmierne obciążenie” i „zaniżone napięcie”. W poniższych tabelach wartości te zostały zsumowane.
97. Ostatnia kolumna mieści wielkości kwalifikujące się do procedury kalibracji, tj. takie dla których podano „udział potrzeb w zakresie elastyczności w dół w kontekście ograniczania OZE”. Wartości te zostały wskazane przez jednego OSD.
98. Żaden z OSD nie wskazał, że część zidentyfikowanej przez niego potrzeb elastyczności nie ma być pokryta przez zasoby elastyczne przewidziane jako dostępne na poziomie dystrybucji.

Tab. 17. Potrzeby elastyczności sieciowej OSD oszacowane na 2030 r.

| Ocena potrzeb elastyczności określonych dla 2030 r. | w górę   |          |             | w dół                                                                                         |              |             |                                                     |
|-----------------------------------------------------|----------|----------|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------|-----------------------------------------------------|
|                                                     | WN [MWh] | SN [MWh] | RAZEM [MWh] | WN [MWh]                                                                                      | SN [MWh]     | RAZEM [MWh] | RAZEM kwalifikowane do kalibracji, art. 11(7) [MWh] |
|                                                     |          |          |             | (w nawiasie: udział potrzeb w zakresie elastyczności w dół w kontekście ograniczania OZE (%)) |              |             |                                                     |
| ENEA Operator Sp. z o.o.                            | -        | -        | 0           | 8 600 (b/d)                                                                                   | 86 000 (b/d) | 94 600      | -                                                   |
| Energa-Operator S.A.                                | -        | -        | 0           | 1 994 (100)                                                                                   | 2 106 (100)  | 4 100       | 4 100                                               |
| PGE Dystrybucja S.A.                                | -        | -        | 0           | -                                                                                             | -            | 0           | -                                                   |
| Stoen Operator Sp. z o.o.                           | 0        | 0        | 0           | 0                                                                                             | 0            | 0           | -                                                   |
| TAURON Dystrybucja S.A.                             |          | 54 184,8 | 54 184,8    | -                                                                                             | -            | 0           | -                                                   |
| RAZEM                                               | 0        | 54 184,8 | 54 184,8    | 10 594,24                                                                                     | 88 105,76    | 98 700      | 4 100                                               |

Źródło: opracowanie własne.

99. Zgodnie z art. 14(3)(b), wykorzystując dane zgodne art. 11(7), dokonano oceny istotności wyniku, wyrażonej jako stosunek potrzeb sieciowych OSD, względem średniego poziomu redysponowania OZE, obliczanego wg procedury z art. 8. Rezultat, tj. 0,5% (2030 r.) oraz 0,2% (2035 r.) pozwalają stwierdzić, że dla potrzeb tego sprawozdania FNA procedura kalibracyjna nie jest wymagana. Wobec wyniku dla 2030 r., odnotowuje się, że skategoryzowanie całości potrzeb elastyczności w dół, jako wymagających ograniczania OZE, zmieniłoby wynik do poziomu 12,3% (2030 r.) oraz 4,1% (2035 r.). W przypadku drugiego z lat docelowych nie doprowadziłoby to do stanu, który skutkowałby potrzebą wykonania kalibracji (patrz podrozdział 2.3.7).

Tab. 18. Potrzeby elastyczności sieciowej OSD oszacowane na 2035 r.

| Ocena potrzeb elastyczności określonych dla 2035 r. | w górę   |          |             | w dół                                                                                         |                |             |                                                     |
|-----------------------------------------------------|----------|----------|-------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|-------------|-----------------------------------------------------|
|                                                     | WN [MWh] | SN [MWh] | RAZEM [MWh] | WN [MWh]                                                                                      | SN [MWh]       | RAZEM [MWh] | RAZEM kwalifikowane do kalibracji, art. 11(7) [MWh] |
|                                                     |          |          |             | (w nawiasie: udział potrzeb w zakresie elastyczności w dół w kontekście ograniczania OZE [%]) |                |             |                                                     |
| ENEA Operator Sp. z o.o.                            | -        | -        | 0           | 11 200 (b/d)                                                                                  | 112 000 (b/d)  | 123 200     | -                                                   |
| Energa-Operator S.A.                                | -        | -        | 0           | 3 017 (100)                                                                                   | 3 083 (100)    | 6 100       | 6 100                                               |
| PGE Dystrybucja S.A.                                | 0        | 0        | 0           | 478,98 (b/d)                                                                                  | 5 100,92 (b/d) | 5 580       | -                                                   |
| Stoen Operator Sp. z o.o.                           | -        | -        | 0           | 100 (b/d)                                                                                     | 880 (b/d)      | 980         | -                                                   |
| TAURON Dystrybucja S.A.                             | -        | 64 985,6 | 64 985,6    | -                                                                                             | -              | 0           | -                                                   |
| RAZEM                                               | 0        | 64 985,6 | 64 985,6    | 14 795,94                                                                                     | 121 063,92     | 135 860     | 6 100                                               |

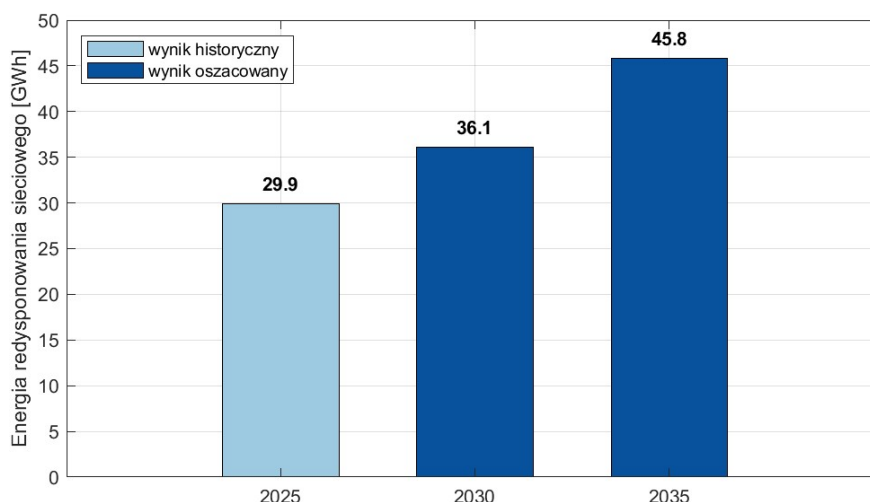
Źródło: opracowanie własne.

#### 4.2.2 Potrzeby sieci OSP

100. OSP wykonał oszacowanie potrzeb w zakresie elastyczności sieciowej w oparciu o techniki uczenia maszynowego (regresyjne), opisane w podrozdziale 2.3.6.
101. Zgodnie z uwagami metodologicznymi oszacowanie może zostać uznane za użyteczne jedynie w zakresie wolumenu całorocznego, natomiast dokładność rozmieszczenia poszczególnych incydentów redysponowania w czasie (oraz ich wymiarowania) nie pozwala na wykorzystanie wyniku rozagregowanego na poszczególne elementy szeregu czasowego.
102. Wynik oszacowania mieści Rys. 25. Nie uwzględnia on wpływu morskich farm wiatrowych, nieobecnych w zbiorze danych historycznych, użytych do trenowania modelu. Warto odnotować, że przyłączanie do sieci przesyłowej nowych jednostek morskich farm wiatrowych skoordynowane jest z oddawaniem nowych inwestycji w infrastrukturę przesyłową, której parametry i czas powstania planowane są z uwzględnieniem nowych źródeł morskiej energetyki wiatrowej (por. z rozdziałem *Koncepcja rozwoju sieci przesyłowej dla przyłączenia MFW<sup>17</sup>*).
103. Rezultat otrzymany metodą uczenia maszynowego nie jest w stanie zastąpić analizy rozpyłkowej, jednak pod nieobecność modelu sieciowego, zgodnego z ERAA'24, może posłużyć wstępnej ocenie, m.in. w zakresie wpływu na obliczenia potrzeb integracji OZE.

<sup>17</sup> PSE, [Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 – 2034](#) (zatwierdzony), oraz [Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036](#) (projekt, po konsultacjach).

Rys. 25. Wielkość redysponowania w sieci OSP. Wielkości historyczne i oszacowane na lata docelowe



Źródło: opracowanie własne.

104. Zgodnie z art. 14(3)(a) metodyki FNA, dokonano oceny istotności wyniku, wyrażonej jako stosunek potrzeb sieciowych OSP, względem średniego poziomu redysponowania OZE, obliczanego wg zasad określonych w art. 8 metodyki FNA. Rezultat, tj. 4,5% (2030 r.) oraz 1,4% (2035 r.) pozwalają stwierdzić, że dla potrzeb tego sprawozdania FNA procedura kalibracyjna nie jest wymagana. Wobec wyniku dla 2030 r., odnotowuje się, że nawet podwojenie wielkości oszacowania (na skutek błędu metody lub nowych, nieuwzględnionych przez metodę redysponowań wynikających z pracy morskich farm wiatrowych) nie doprowadzi do stanu, który skutkowałby potrzebą wykonania kalibracji (patrz podrozdział 0).

### 4.3 Synteza

105. Kryteria przewodnie zastosowano do potrzeb elastyczności z pominięciem kalibracji, zgodnie z art. 14(3) metodyki FNA, tj. analizą kryteriów kwalifikujących do wykonania procedury kalibracyjnej.

106. Rozwiązania efektywne kosztowo:

- a) Uśrednione potrzeby magazynów energii, wymiarowanych zgodnie z wiodącymi kryteriami wynoszą w 2035 r. ok. 16 GWh, przy czym to pojemność stanowi istotną potrzebę systemową. Moc może wynosić 8 GW dla magazynów 2 h lub 2 GW dla magazynów 8 h. Pozostałe technologie (o innych relacjach  $E/P$ ) nie odpowiadają potrzebom KSE, wniosek ten wspiera analiza krzywej efektywności wykorzystania pojemności (por. Rys. 9). Zgodnie z oszacowaniami amerykańskiego *National Renewable Energy Laboratory*<sup>18</sup> koszt inwestycji w nowe moce magazynowe w 2035 r. waha się od 1,2 mld PLN/GWh (magazyn 2 h) do 0,7 mld PLN/GWh<sup>19</sup> (magazyn 8 h).

<sup>18</sup> Wesley Cole, Vignesh Ramasamy, and Merve Turan (NREL), Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2025 Update. Źródło wybrane z uwagi na dostępność projekcji kosztowych na lata 2030 i 2035 oraz zróżnicowanie kosztów magazynów energii elektrycznej względem relacji  $E/P$ .

<sup>19</sup> Kurs średnioważony dolara amerykańskiego w 2025 r. za Narodowym Bankiem Polskim: 1 USD = 3,7592 PLN, Źródło: [Archiwum kursów średnich – tabela A \(CSV, XLS\) | Narodowy Bank Polski](#)

- b) Niewielkie potrzeby elastyczności w górę (gradientowe i krótkoterminowe) mogą być pokryte przez nowe magazyny, jednostki elastycznego popytu lub zwiększoną wymianę transgraniczną; ich skala nie uzasadnia odrębnego wymiarowania nowych zasobów elastyczności w niniejszym cyklu realizacji sprawozdania FNA.
- c) W ramach analizowanego modelu wymiana transgraniczna odgrywa istotną rolę w pokrywaniu potrzeb elastyczności KSE. Dla oddania realiów możliwości aktywnego bilansowania KSE z użyciem potencjału wymiany z sąsiednimi systemami zastosowano ograniczenie odchylenia od pozycji bilansowej (importu/eksportu netto), wynikającej z ekonomicznego rozdziału obciążeń, do poziomu 3000 MW, przy zachowaniu nieprzekraczalnych wartości importu i eksportu, wynoszących w badanym systemie 8400 MW. Z uwagi na ograniczenia modelowania wymiany transgranicznej, w szczególności brak koordynacji rozpliwów oraz brak modelowania zdolności systemów sąsiednich do przyjęcia lub dostarczenia energii elektrycznej w godzinach występowania potrzeb elastyczności w KSE, nie można jednoznacznie ocenić, czy dalsze zwiększanie zdolności wymiany transgranicznej prowadziłyby do wzrostu dostępnej elastyczności systemu.
- d) Koszt rozbudowy sieci OSP/OSD nie został oszacowany, ze względu na brak analizy ilościowej o charakterze rozpliwowym, dotyczącej potrzeb operatorów systemów elektroenergetycznych w zakresie elastyczności sieciowej, zgodnych z danymi ERAA'24.
- e) Alternatywy wobec nowych zasobów elastyczności (art. 16(11) metodyki FNA). W odniesieniu do roku 2030 niedobór generacji OZE w odniesieniu do celu integracji OZE ma charakter strukturalny i nie jest usuwalny przez strategie rozwoju magazynowania energii lub innych środków zapewnienia elastyczności. Jedynym środkiem zaradczym jest w tym przypadku rozbudowa mocy wytwórczych OZE, nie zaś nowe zasoby elastyczności. Wyniki wskazują, że potrzeby elastyczności są silniej skorelowane z generacją fotowoltaiczną niż wiatrową, co może przemawiać za większą komplementarnością profilu generacji źródeł wiatrowych.

## 5. Bariery dla elastyczności i wkład cyfryzacji

Termin bariera zarezerwowano dla kategorii wymienionych w art. 15 metodyki FNA. Uwagi istotne z punktu widzenia KSE, listowane są jako zagadnienia, które wpisują się w bariery. W drugiej części oceniany jest wkład cyfryzacji sieci elektroenergetycznej w ograniczanie barier dla elastyczności.

### 5.1 Zidentyfikowane bariery dla elastyczności

#### 5.1.1 Bariera 1: Brak właściwych ram prawnych dostępu do rynku dla nowych i małych uczestników

107. Brak regulacji prawnych umożliwiających wirtualizację systemu dystrybucyjnego na potrzeby wykorzystania jego potencjału elastyczności na rynku bilansującym.

a) *Charakterystyka.* Wraz ze wzrostem mocy źródeł odnawialnych, magazynów energii i odbiorców aktywnych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, coraz większa część potencjału regulacyjnego KSE jest poza zasobami zobowiązanymi do uczestniczenia w rynku bilansującym. Jednocześnie, w związku z postępującą integracją źródeł OZE z KSE, istnieje pilna konieczność rozwoju środków operacyjnych dla OSP na potrzeby spełniania warunków bezpiecznej pracy KSE. Rozwiązania w tym zakresie oparte na bezpośrednim udziale w rynku bilansującym zasobów z sieci dystrybucyjnej są złożone i mogą ograniczać zakres świadczenia usług regulacyjnych przez te zasoby, a w konsekwencji prowadzić do niewystarczalności środków operacyjnych dla OSP. W związku z tym należy wprowadzić dodatkowe rozwiązanie, polegające na wyznaczaniu przez OSD i udostępnianiu OSP zagregowanych potencjałów elastyczności z poszczególnych obszarów sieci dystrybucyjnej, których wykorzystanie nie narusza warunków bezpiecznej pracy tej sieci. Dzięki temu będzie możliwe współdzielenie przez OSD i OSP regulacyjności zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej dla realizacji zadań w zakresie zarządzania pracą poszczególnych rodzajów sieci składających się na KSE oraz bilansowania KSE. Dla użytkowników systemu będzie to stanowić istotne rozszerzenie możliwości uzyskiwania korzyści na rynku energii elektrycznej.

b) *Rekomendacje.* Wdrożenie jednolitego modelu wirtualizacji systemu dystrybucyjnego dla udostępniania potencjału elastyczności zasobów z sieci dystrybucyjnej oraz mechanizmów jego wykorzystania w ramach rynku bilansującego, wraz z określeniem zasad współpracy między OSP i OSD, kwalifikacji zasobów, odpowiedzialności za bilansowanie oraz rozliczeń.

108. Niewystarczające regulacje prawne dla zapewnienia wymaganej operacyjnej obsługi MWE oraz MEE przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

a) *Charakterystyka.* Rosnąca liczba modułów wytwarzania energii elektrycznej oraz magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci dystrybucyjnych wymaga rozwinięcia oraz profesjonalizacji ich obsługi operacyjnej w relacji z OSD. W szczególności dotyczy to przekazywania danych, w tym zgłaszania danych graficznych, a także zwiększania obserwowalności i sterowalności tych zasobów, w tym obowiązków w zakresie realizacji poleceń OSD. Brak poprawnych informacji o pracy zasobów rozproszonych lub ograniczone możliwości sterowania tymi zasobami obecnie utrudniają, a w niedługim czasie mogą uniemożliwić skuteczne planowanie pracy systemu przez operatorów systemu.

- b) *Rekomendacje*. Ustanowienie jednolitego zakresu obowiązków dla operatorów MWE i MEE w relacji z OSD oraz wprowadzenie mechanizmów egzekwowania tych obowiązków, w szczególności w zakresie zgłaszania danych strukturalnych, grafikowych oraz czasu rzeczywistego, a także realizacji poleceń operatora systemu.
109. Niewystarczająca synchronizacja ram regulacyjnych UE z dynamiką rozwoju rynku i uwarunkowaniami operacyjnymi funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

- a) *Charakterystyka*. Transformacja sektora elektroenergetycznego wymaga ciągłego dostosowywania otoczenia regulacyjnego do zmieniających się uwarunkowań technologicznych, rynkowych i operatorskich. Złożoność oraz czasochłonność procesów legislacyjnych na poziomie UE sprawiają, że proces przygotowywania wspólnotowych aktów wykonawczych zbiega się w czasie z pilnymi, bieżącymi potrzebami operacyjnymi, których rozwiązanie może wymagać nowych regulacji prawnych. Powoduje to, iż na gruncie krajowym konieczne jest stosowanie rozwiązań przejściowych, które dodatkowo na poszczególnych rynkach krajowych mogą się różnić. Po wejściu w życie przepisów unijnych, mogą być konieczne kolejne zmiany rozwiązań krajowych, aby dostosować mechanizmy do regulacji wynikających z przepisów UE. Prowadzi to do powstania ryzyka regulacyjnego dla procesów inwestycyjnych i operacyjnych w systemie elektroenergetycznym.

Praktyczne stosowanie intensywnie rozwijanych metodyk regionalnych wymaga ciągłego ich dookreślania w zakresie uwarunkowań pracy systemu elektroenergetycznego. Kluczowym wyzwaniem pozostaje także ich doprecyzowanie w zakresie rozwiązań szczegółowych, aby w pełni uwzględnić techniczno-ekonomiczne uwarunkowania funkcjonowania systemów elektroenergetycznych i minimalizować ryzyka zarządzania tymi systemami po stronie operatorów.

- b) *Rekomendacje*. Proaktywne kształtowanie, adaptacyjne dostosowywanie oraz sprawna transpozycja przepisów: konieczne jest zarówno wyprzedzające, jak i nadążne uwzględnianie zmian technologicznych, rynkowych i operatorskich zachodzących w sektorze elektroenergetycznym w procesie stanowienia prawa europejskiego, które umożliwi terminowe wdrażanie wymaganych przepisów na poziomie krajowym.

Dążenie do pełnego odwzorowania uwarunkowań pracy systemu: uwzględnianie w regulacjach prawnych rozwiązań precyzyjnie odzwierciedlających techniczno-ekonomiczne warunki pracy systemu elektroenergetycznego, w szczególności w ramach mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych dla krótkich horyzontów czasu, które to mechanizmy powinny opierać się na pełnym modelu sieci oraz indywidualnej reprezentacji zasobów przyłączonych do sieci, przy dopuszczeniu ich agregacji na poziomie odpowiednich węzłów sieci.

### 5.1.2 Bariera 2: Brak narzędzi i zachęt do świadczenia elastyczności

110. Niewystarczające zachęty dla aktywowania potencjału elastyczności instalacji prosumenckich.

- a) *Charakterystyka*. Instalacje prosumenckie osiągnęły w Polsce skalę istotnie wpływającą na pracę KSE. Jednocześnie, możliwości ich wykorzystania jako zasobu elastyczności są silnie ograniczone. Wynika to z braku obserwowalności i sterowalności tych instalacji, jak również możliwości pośredniego oddziaływania na pracę tych instalacji poprzez sygnały cenowe.

- b) *Rekomendacje*. Wprowadzenie regulacji prawnych zachęcających do oferowania potencjału elastyczności instalacji prosumentów, w ramach agregacji tych instalacji, dla świadczenia usług rynkowych, w tym usług elastyczności lub usług bilansujących. Dla uzyskania oczekiwanych rezultatów regulacje powinny z jednej strony zapewniać sprawiedliwe rozliczanie instalacji prosumentów w rozumieniu wpływu na koszty funkcjonowania KSE, a z drugiej strony powinny wzmacniać i stymulować aktywną rolę agregatorów oraz sprzedawców energii elektrycznej w oferowaniu usług zarządzania instalacjami prosumentów. Wprowadzone regulacje powinny wspierać uzyskiwanie dodatkowych korzyści przez prosumentów w wyniku obejmowania ich instalacji zintegrowanym zarządzaniem przez profesjonalne podmioty rynkowe.
111. Brak możliwości pozyskiwania usług przez operatorów systemu z płatnością za gotowość w dłuższym okresie (kilku lat).
- a) *Charakterystyka*. Obecny model rynku nie daje operatorom systemu możliwości zawierania kontraktów na wieloletnie świadczenie usług regulacyjnych. W rezultacie usługi wymagające inwestycji, w celu zbudowania odpowiedniej infrastruktury teleinformatycznej lub dostosowania zasobów do ich świadczenia, są obarczone ryzykiem, które ogranicza podaż tych usług. Konsekwencją tego jest konieczność korzystania przez operatorów systemu z mechanizmów nierynkowych.
- b) *Rekomendacje*. Wprowadzenie możliwości prawnych dla operatorów systemu do zawierania wieloletnich kontraktów na świadczenie usług regulacyjnych, z płatnością za gotowość do świadczenia tych usług.
112. Długi okres rozliczeniowy dla energii elektrycznej.
- a) *Charakterystyka*. Szybki dostęp do danych pomiarowych oraz sprawne rozliczanie zużycia energii elektrycznej to warunek konieczny dla skutecznego i efektywnego funkcjonowania nowoczesnego rynku energii. Długie okresy rozliczeniowe stanowią poważną barierę, gdyż nie tylko zaburzają przejrzystość sygnałów cenowych, ale przede wszystkim wpływają na aktywność samych odbiorców. Skrócenie czasu między zużyciem energii elektrycznej a jej rozliczeniem bezpośrednio przekłada się na wyższą świadomość kosztową i motywowanie odbiorców do elastycznych zachowań w korzystaniu z energii. Z kolei dla podmiotów rynkowych skrócenie okresów rozliczeniowych poprawia możliwość budowy zbilansowanych portfeli zakupowo-sprzedażowych i wspiera efektywność ich decyzji rynkowych.
- b) *Rekomendacje*. Skracanie okresów rozliczeniowych wraz ze wzrostem liczby liczników zdalnego odczytu.

### 5.1.3 Bariera 3: Restrykcyjne wymagania dla świadczenia usług bilansujących

113. Nieokreślony sposób realizacji zmian dostarczania mocy w czasie (ang. *ramping*) dla realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej.
- a) *Charakterystyka*. Wraz ze wzrostem mocy zasobów rozproszonych opartych na energoelektronice, w tym źródeł OZE i magazynów energii elektrycznej, rośnie znaczenie sposobu realizacji w czasie przez te zasoby dostaw energii elektrycznej wynikających z transakcji handlowych. Z uwagi na to, że system elektroenergetyczny musi być zbilansowany w każdej chwili, z punktu widzenia skutecznej i efektywnej realizacji tego zadania przez OSP, nie wystarczy, że ilość dostaw energii w okresie rozliczenia

niezbilansowania (ORN) odpowiada zawartym transakcjom handlowym. Istotne jest w jaki sposób ilość ta jest uzyskiwana między początkiem a końcem każdego z ORN. Unormowanie zasad w tym zakresie stanowi warunek konieczny dla skutecznego i efektywnego bilansowania systemu elektroenergetycznego, co w konsekwencji przekłada się na zmniejszenie kosztów bilansowania ponoszonych przez uczestników rynku. W warunkach dużego obciążenia sieci przesyłem mocy elektrycznej, unormowanie tych zasad ma również istotne znaczenie dla spełnienia kryteriów bezpiecznej pracy sieci.

- b) *Rekomendacje.* Wprowadzenie przepisów prawa określających reguły zmian dostarczania mocy w czasie dla realizacji umów sprzedaży energii, w odniesieniu do źródeł wytwórczych, magazynów energii elektrycznej oraz aktywnych odbiorców.

#### **5.1.4 Bariera 4: Restrykcyjne wymagania świadczenia usług zarządzania ograniczeniami sieciowymi**

114. Brak standaryzacji produktów w zakresie środków operacyjnych dla zarządzania rozpyłami mocy czynnej w sieci przez OSP i OSD oraz bilansowania systemu przez OSP.

- a) *Charakterystyka.* Skuteczna integracja źródeł OZE z KSE jest warunkowana dostępnością dla operatorów systemu środków operacyjnych dla potrzeb zarządzania pracą sieci oraz bilansowania KSE. W celu zapewnienia wystarczalności tych środków oraz możliwości korzystania z najbardziej efektywnych środków, uzasadnione jest ich współdzielenie między OSP i OSD, analogicznie jak to ma miejsce w przypadku OSP poszczególnych systemów w Europie. To z kolei wymaga standaryzacji produktów, by mogły być wykorzystywane przez poszczególnych operatorów systemu dla realizacji różnych zadań. W warunkach krajowych szczególne znaczenie w tym zakresie ma standaryzacja produktów w ramach usług elastyczności, z uwagi na duży potencjał źródeł rozproszonych w sieci dystrybucyjnej, w kierunku ich zgodności z usługami na rynku bilansującym. Przyczyni się to zarówno do wsparcia bezpieczeństwa pracy KSE, jak i innych systemów elektroenergetycznych w Europie.
- b) *Rekomendacje.* Wprowadzenie krajowego katalogu standardowych produktów w ramach środków operacyjnych operatorów systemu, w szczególności w zakresie usług elastyczności, oraz jednolitego modelu kwalifikacji, aktywacji, walidacji i rozliczania usług przez operatorów.

#### **5.1.5 Bariera 5: Brak zachęt regulacyjnych dla operatorów do uwzględniania alternatywnych działań wobec rozbudowy sieci (ang. *non-wire alternatives*)**

115. Brak lokalizacyjnych sygnałów ekonomicznych wspierających wykorzystanie elastyczności jako środka alternatywnego dla rozbudowy sieci.

- a) *Charakterystyka.* Obecne regulacje prawne nie zapewniają sygnałów ekonomicznych odzwierciedlających ograniczenia sieciowe. Tym samym uczestnicy rynku nie otrzymują informacji wskazujących gdzie elastyczność jest najbardziej potrzebna i gdzie mogłaby przynosić największe korzyści dla systemu. W rezultacie istnieje ryzyko rozbudowy infrastruktury sieciowej w sytuacjach, w których wykorzystanie elastyczności mogłoby stanowić rozwiązanie korzystniejsze kosztowo.
- b) *Rekomendacje.* Wdrażanie sygnałów cenowych lub taryf dynamicznych odzwierciedlających warunki funkcjonowania KSE w zakresie ograniczeń sieciowych. Publikowanie przez operatorów systemu informacji dotyczących w zakresie potrzeb

elastyczności przez operatorów. Wprowadzenie zachęt regulacyjnych premiujących wykorzystanie rozwiązań alternatywnych wobec rozbudowy sieci.

## 5.2 Cyfryzacja

116. Znaczna część zidentyfikowanych barier dla elastyczności wynika z niewystarczającego jeszcze poziomu cyfryzacji sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, ograniczonej dostępności i wymiany danych oraz niewystarczającej integracji planowania pracy sieci przez OSP i OSD. Bariery te mają bezpośredni wpływ na możliwość określania potrzeb elastyczności w horyzoncie operacyjnym i planistycznym, a także na zdolność operatorów do operacyjnego korzystania z usług elastyczności oraz korzystania z tych usług jako alternatywy lub uzupełnienia działań w zakresie rozbudowy sieci.
117. Cyfryzacja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych powinna być zatem traktowana jako czynnik wspierający skuteczne wdrożenie usług elastyczności. Obejmuje ona zarówno rozwój infrastruktury pomiarowej i komunikacyjnej, jak również integrację systemów informatycznych, automatyzację procesów operatorskich, poprawę jakości danych, rozwój narzędzi prognostycznych oraz budowę platform umożliwiających kontraktowanie, aktywację i rozliczanie usług elastyczności.
118. Poniżej prezentowane są wyzwania, przed którymi aktualnie stoją operatorzy systemów elektroenergetycznych, mające istotny wpływ na ilość i jakość elastyczności w KSE, w kontekście rozwoju cyfryzacji sieci. Wyzwania te są sukcesywnie adresowane w ramach działalności operatorów dotyczącej rozwoju narzędzi teleinformatycznych.
- a) *Obserwowalność sieci niskiego napięcia.* Operatorzy systemów elektroenergetycznych nie posiadają odpowiedniej informacji o pracy mikroinstalacji, magazynów energii i zachowaniach odbiorców w czasie rzeczywistym. Rozwój obserwowalności sieci niskiego napięcia, w szczególności poprzez inteligentne opomiarowanie, automatyzację stacji SN/nN oraz cyfrowe modelowanie sieci stanowi warunek wykorzystania usług elastyczności, których potencjał w KSE jest duży ze względu na liczbę instalacji prosumenckich. Uzyskanie kompletnych rezultatów w tym zakresie wymaga zaangażowania profesjonalnych podmiotów rynkowych, takich jak agregatorzy oraz sprzedawcy energii elektrycznej, które będą pośredniczyć we współpracy pomiędzy prosumentami a operatorami systemu.
  - b) *Integracja systemów informatycznych.* Operatorzy rozwijają wiele narzędzi, jednak ich skuteczna i efektywna współpraca wymaga koordynacji procesów decyzyjnych, integralności danych i dalszej automatyzacji ich wymiany. W praktyce oznacza to konieczność szerszej integracji systemów nadzoru i planowania pracy sieci, systemów mapowych oraz platform obsługujących rynek energii.
  - c) *Standard gromadzenia i wymiany danych.* Na etapie wdrażania systemów przez poszczególnych operatorów, z uwagi na złożoność oraz pilność realizowanych prac, nie uzyskano jeszcze odpowiedniego ustandaryzowania systemów, co powoduje iż obecnie widoczne są różnice w sposobie definiowania, gromadzenia oraz wymiany danych i informacji, poziomie ich szczegółowości, częstości aktualizacji, formatach wymiany oraz sposobie udostępniania. Utrudnia to rozwój agregatorów, usług elastyczności oraz współpracę pomiędzy operatorami. Zagadnienie to jest wskazywane przez uczestników rynku zainteresowanych świadczeniem usług elastyczności.

- d) *Jakość danych historycznych i danych czasu rzeczywistego.* Aktualnie, dane nie zawsze są pełne, spójne lub dostępne na czas, co utrudnia prognozowanie pracy źródeł odnawialnych, zapotrzebowania odbiorców, lokalnych potrzeb elastyczności oraz zachowań odbiorców. Okoliczności te wpływają bezpośrednio na możliwość wykorzystania zaawansowanej analityki oraz rozwiązań opartych na sztucznej inteligencji. W tym zakresie podejmowane są prace dotyczące rozwoju odpowiednich systemów teleinformatycznych zapewniających interoperacyjność oraz integrację stosowanych rozwiązań.
- e) *Budowa zdolności do sterowania zasobami rozproszonymi.* Wobec niewystarczalności samego pozyskiwania danych, operatorzy wskazują potrzebę rozwijania mechanizmów umożliwiających wpływ na pracę części mikroinstalacji, magazynów energii i innych zasobów elastyczności. Z perspektywy bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego jest istotne, aby zasoby rozproszone mogły być wykorzystywane w sposób skoordynowany, zgodny z potrzebami lokalnych sieci dystrybucyjnych i potrzebami systemowymi.
- f) *Platforma elastyczności.* Istotnym przedsięwzięciem realizowanym na poziomie krajowym będzie rozwój platformy usług elastyczności. Celem jest stworzenie jednolitego środowiska cyfrowego umożliwiającego publikowanie potrzeb elastyczności, prowadzenie procesów kontraktacji, gromadzenie ofert, aktywację usług oraz ich rozliczanie. Platforma może również stanowić podstawę do standaryzacji produktów elastyczności oraz zasad wymiany danych pomiędzy operatorami, agregatorami i dostawcami usług. Rozwój tego rozwiązania odpowiada na jedno z najczęściej identyfikowanych przez operatorów barier, tj. brak jednolitych zasad rynku elastyczności, brak standardów danych oraz ograniczone możliwości kontraktowania usług na poziomie sieci dystrybucyjnej.
- g) *Wdrażanie cyfrowych stacji.* OSP prowadzi prace nad rozwojem koncepcji cyfrowej stacji elektroenergetycznej, opartej na z informatyzowanej wymianie danych pomiędzy urządzeniami stacijnymi. Rozwiązanie to pozwala ograniczać liczbę tradycyjnych połączeń kablowych, zwiększać automatyzację procesów eksploatacyjnych oraz ułatwiać modernizację infrastruktury. Cyfrowa stacja tworzy również warunki do szerszego wykorzystania zaawansowanej diagnostyki i monitorowania pracy urządzeń, co może przyczyniać się do zwiększenia niezawodności i elastyczności funkcjonowania sieci przesyłowej. Od 2026 r. rozwój tego typu rozwiązań został uwzględniony w strategii OSP jako jeden z kierunków dalszej cyfryzacji infrastruktury elektroenergetycznej.
- h) *Wykorzystanie systemu szerokoobszarowych pomiarów synchronicznych (WAMS).* OSP rozwija system umożliwiający monitorowanie pracy KSE w czasie zbliżonym do rzeczywistego z wykorzystaniem sieci synchronicznych urządzeń pomiarowych rozmieszczonych w wybranych stacjach elektroenergetycznych. System ten zwiększa obserwowalność pracy sieci oraz umożliwia wykrywanie zjawisk dynamicznych, które są trudne do stwierdzenia przy wykorzystaniu tradycyjnych systemów nadzoru. Rozwiązanie wspiera ocenę bezpieczeństwa pracy systemu, analizę zakłóceń oraz współpracę międzynarodową w zakresie monitorowania pracy połączonych systemów elektroenergetycznych Europy.

## 6. Wnioski

W rozdziale przedstawiono główne wnioski sprawozdania, dotyczące potrzeb elastyczności w KSE.

### 6.1 Najważniejsze ustalenia

119. W 2030 r. występuje niedobór generacji OZE w stosunku do założonego celu udziału OZE w miksie, niemożliwy do skompensowania nowymi zasobami elastyczności. Cel 51,6% udziału OZE wynikający z KPEiK w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną nie jest spełniany w ujęciu uśrednionym ( $-1,1$  punktu procentowego, czyli ok. 2,05 TWh niepokrytej potrzeby integracji OZE), przy czym powodem niespełnienia nie jest wysoki poziom redysponowania, tylko niewystarczająca moc OZE w rozpatrywanych warunkach pogodowych. Nowe moce magazynów nie przyczyniają się do spełnienia celu udziału OZE, a tym samym ich wartość w kontekście spełnienia tego celu jest zerowa.
120. W 2035 r. cel udziału OZE w pokrywaniu zapotrzebowania (58,6%) jest spełniony w ujęciu uśrednionym dla poszczególnych scenariuszy pogodowych, z nadwyżką energii OZE równą 2,8 TWh. W przeciwieństwie do sytuacji z 2030 r., istnieją jednak w 2035 r. scenariusze, w odniesieniu do których nowe moce magazynowe umożliwiają przejście od nieosiągnięcia do osiągnięcia celu (dotyczy to 8% ogółu scenariuszy). Wartość oczekiwana pojemności magazynów energii, liczona po wszystkich badanych scenariuszach wynosi 16 GWh (co odpowiada 8 GW mocy dla magazynów 2-godzinnych, 4 GW zasobników 4-godzinnych lub 2 GW jednostek 8-godzinnych). Koszt takich magazynów w 2035 r. można oszacować na ok. 0,7–1,2 mld PLN/GWh, przy czym najmniejszym kosztem inwestycyjnym charakteryzują się magazyny 8-godzinne. Warto podkreślić, że w niektórych warunkach pracy systemu magazyny 2-godzinne mogą być bardziej użyteczne w działalności operacyjnej, z uwagi na wyższą dostępną moc ładowania i rozładowania.
121. Stwierdzono brak niepokrytych potrzeb w wymiarze gradientowym i krótkoterminowym w dół, natomiast wynikające z symulacji potrzeby elastyczności w górę są stosunkowo niewielkie, a ich występowanie cechuje zmienność (od 2030 do 2035 roku, potrzeby gradientowe zwiększają się od 6 do 56 GWh/rok a krótkoterminowe rosną od 8 do 265 MWh/rok) i mogą być pokryte nowymi magazynami energii elektrycznej, wymianą transgraniczną lub elastycznym popytem, w szczególności w ramach potencjału ciepłownictwa lub elektromobilności.
122. Ze względu na uwarunkowania metodyki FNA wielkość potrzeb krótkoterminowych może być przeszacowana (zastosowano 99,9 percentyl rozkładu niepewności prognozowania), z kolei rozdzielczość danych ERAA'24 wpływa na fakt, że potrzeby gradientowe cechuje niedoszacowanie (w ramach godzinowego MTU nie są dostrzegalne problemy, widoczne w np. w rozdzielczości 15-minutowej).
123. Szacunkowe potrzeby sieciowe (OSD i OSP) są na tyle niskie, że w myśl metodyki FNA nie wpływają na potrzebę kalibracji potrzeb integracji OZE, przy czym w tym zakresie oparto się na szacunkach.
124. Zgodnie z przeprowadzonym badaniem, połączenia transgraniczne stanowią istotny element pokrywania potrzeb elastyczności KSE. W związku z ograniczeniami modelowania, polegającymi na nieuwzględnieniu rozpliwów mocy oraz zdolności systemów sąsiednich do przyjęcia lub dostarczenia dodatkowej energii w godzinach występowania potrzeb

elastyczności, nie można jednak wiarygodnie określić, w jakim stopniu dalszy wzrost zdolności wymiany transgranicznej przełożyłby się na zwiększenie dostępnej elastyczności.

## 6.2 Ograniczenia danych wejściowych wykorzystanych w analizie

125. Dane wejściowe dla analizy ERAA'24 zostały zebrane w czwartym kwartale 2023 roku, co oznacza, że proces gromadzenia danych ERAA rozpoczyna się ponad 12 miesięcy przed publikacją wyników. W konsekwencji, do czasu obliczenia wyników związanych z potrzebami elastyczności, niektóre założenia zdeaktualizowały się, co negatywnie wpływa na jakość i adekwatność wyników końcowych.
126. Na potrzeby niniejszego sprawozdania FNA wykorzystanie wyników ERAA z 2025 r. nie było możliwe, ponieważ wyniki tego studium zostały zatwierdzone 24.04.2026 r.,<sup>20</sup> tj. po rozpoczęciu prac nad analizami ilościowymi.
127. Dane ERAA'24 opierają się na uproszczonym podejściu do modelowania rynku. Zastosowane modele (ekonomiczny rozdział obciążeń) nie uwzględniają kilku istotnych ograniczeń technicznych, które mają kluczowe znaczenie dla szacowania potrzeb w zakresie elastyczności. Należą do nich m.in. minima techniczne generacji, szybkość zmian obciążenia (ang. *ramp rates*), minimalne i maksymalne czasy pracy lub postoju jednostek czy wreszcie ograniczenia w świadczeniu usług rezerwowych. Brak funkcji optymalizacji pracy jednostek wytwórczych (ang. *unit commitment*) ma istotny wpływ na modelowany rozdział obciążeń, a tym samym ogranicza dokładność ocen elastyczności.
128. Kolejnym ograniczeniem jest brak scenariuszy odzwierciedlających funkcjonowanie mechanizmów mocowych. W przypadku stref cenowych (ang. *bidding zones*) z istniejącymi lub planowanymi rynkami mocy, wyniki oceny elastyczności mogą się znacznie różnić od wyników uzyskanych w scenariuszu bez takich rynków. Mechanizmy mocowe mogą w szczególności wpływać na dostępność oraz profile pracy jednostek wytwórczych, oddziałując tym samym na zapotrzebowanie na elastyczność i końcowe wyniki analiz. Brak takich scenariuszy może zatem zmniejszać reprezentatywność wyników dla tych stref cenowych.

---

<sup>20</sup> [Decyzja ACER nr 06/2026 z 24 kwietnia 2026 r.](#)