



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

**Sprawozdanie z realizacji
Polskiego Planu Wdrażania reform
rynku energii elektrycznej
za okres wrzesień 2023 - sierpień
2024**

Warszawa, grudzień 2024 r.

Spis treści

I.	Wprowadzenie	3
II.	Wstęp.....	4
a)	Rynek bilansujący	7
b)	Odpowiedź odbioru, magazyny energii elektrycznej oraz inteligentne opomiarowanie	9
c)	Rynek detaliczny.....	11
d)	Rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne	14
e)	Ograniczenia alokacji.....	20
IV.	Informacja nt. rynku mocy i wystarczalność zasobów w Polsce.....	20
V.	Podsumowanie.....	23

I. Wprowadzenie

W maju 2020 r. Polska przyjęła Plan wdrażania reform rynku energii elektrycznej (dalej Plan Wdrażania) opracowany na podstawie art. 20 ust. 3. rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943¹ (dalej rozporządzenie UE 2019/943). Zgodnie z art. 20 ust. 6 rozporządzenia UE 2019/943 państwa członkowskie monitorują stosowanie swoich planów wdrażania oraz publikują wyniki monitorowania w sprawozdaniu rocznym i przedkładają to sprawozdanie Komisji Europejskiej (KE). Pierwsze sprawozdanie z realizacji Planu Wdrażania Polska przekazała w październiku 2021 r. Niniejszy dokument stanowi czwarte z kolei sprawozdanie z realizacji Planu Wdrażania. Działania przedstawione w poprzednich sprawozdaniach jako ukończone nie będą przedmiotem niniejszego sprawozdania.

Niniejszy dokument jest sprawozdaniem rocznym z realizacji Planu Wdrażania w okresie wrzesień 2023 r. – sierpień 2024 r.

¹ 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 14.6.2019, str. 54)

II. Wstęp

Kontekst oraz struktura dokumentu

Niniejsze sprawozdanie przedstawia zrealizowane oraz planowane przez Polskę działania w zakresie pięciu obszarów wskazanych w Planie Wdrażania:

1. rynek bilansujący
2. odpowiedź odbioru (DSR), magazyny energii elektrycznej oraz opomiarowanie inteligentne
3. rynek detaliczny
4. rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne
5. ograniczenia alokacji i wymiana transgraniczna energii elektrycznej

Obszar szósty, tj. Rynek Mocy, został opisany w niniejszym sprawozdaniu w sposób skrócony. Zgodnie z art. 40 ust. 2 ustawy o rynku mocy² (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234), rynek mocy podlega corocznemu monitoringowi. Zamieszczono zatem krótką informację nt. stosowania rynku mocy w Polsce oraz informacje nt. stanu wystarczalności zasobów w sprawozdawczym okresie.

Kluczowe dane dotyczące krajowego systemu elektroenergetycznego

Przedstawione poniżej dane dotyczące Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (dalej KSE) odnoszą się do okresu wrzesień 2023 r. – sierpień 2024 r. i zostały porównane do okresu wrzesień 2022 – sierpień 2023 r.

W okresie wrzesień 2023 r. – sierpień 2024 r. wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto ukształtował się na nieznacznie wyższym poziomie w stosunku do okresu poprzedniego i wyniósł 167 681 GWh. (wzrost o 520 GWh względem okresu wrzesień 2022 r. – sierpień 2023 r. tj. ok 0,3 %)³

W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 169 792 GWh, co stanowi spadek o ok. 0,5 % w porównaniu z poprzedzającym okresem.⁴

W badanym okresie Polska była importers netto energii elektrycznej. Import wyniósł 15 380 GWh, co stanowi wzrost o ok. 1,3 % w stosunku do poprzedniego okresu. Eksport wzrósł o ok. 14,3 % w stosunku do poprzedniego okresu i wyniósł 13 269 GWh. Saldo wymiany elektrycznej w okresie wrzesień 2023 r. – sierpień 2024 r. wyniosło 2 111 GWh (saldo importowe).⁵

W okresie wrzesień 2023 r. – marzec 2024 r. odnotowano spadek cen energii elektrycznej zarówno na giełdach energii elektrycznej, jak i w kontraktach bilateralnych, natomiast w okresie od marca do lipca 2024 r. ceny energii miały trend wzrostowy i osiągnęły zbliżony pułap cenowy do wartości odnotowanych we wrześniu 2023 r. W sierpniu 2024 r. odnotowano ponowny spadek cen energii elektrycznej. Na wykresie 1 przedstawiono średnią ważoną wolumenem cenę energii elektrycznej na rynku dnia następnego (dalej RDN).⁶

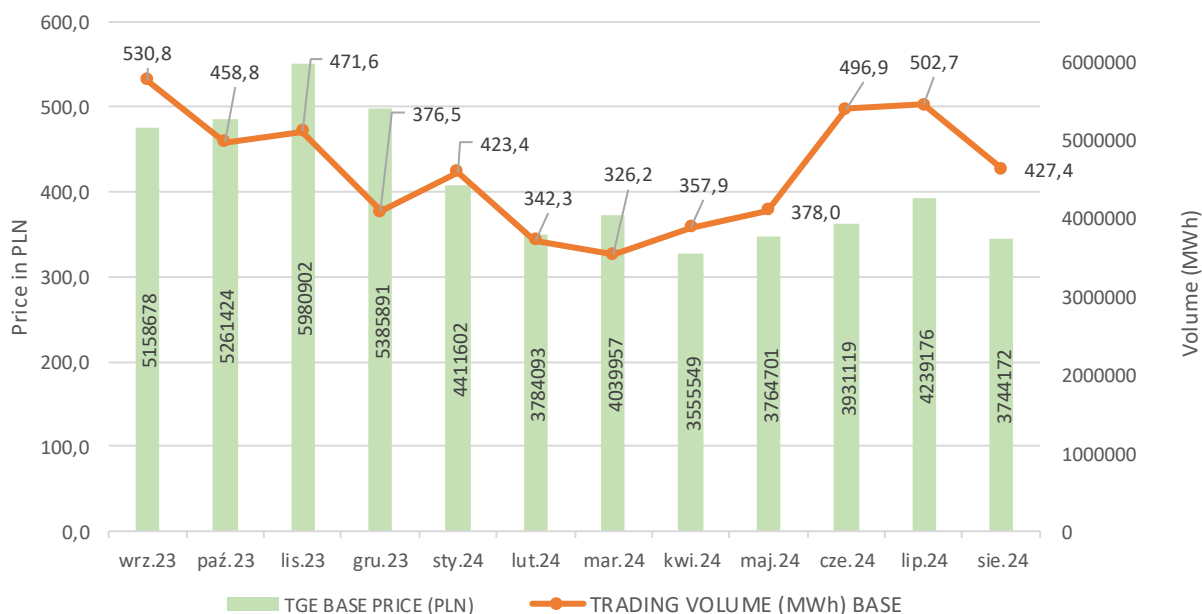
² Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234).

³ Dane za: Agencja Rynku Energii S.A – Informacja Statystyczna o energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny, numery 9(357). Wrzesień 2023 – 7 (367) Lipiec 2024 – Tabela 1.1 Krajowy Bilans Energii Elektrycznej – dane za miesiąc sprawozdawczy, str. 8.

⁴ Ibidem.

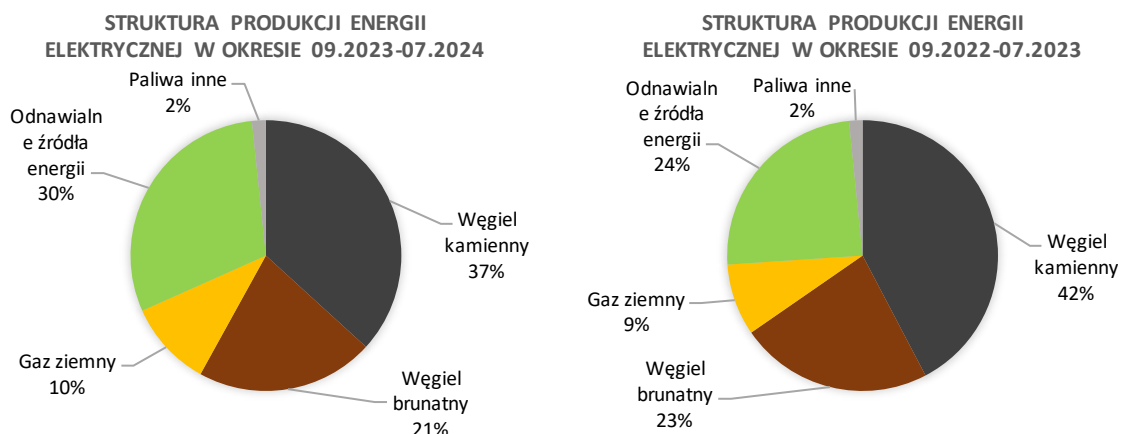
⁵ Ibidem.

⁶ Dane za: Towarowa Giełda Energii S.A. – Raporty miesięczne Wrzesień 2023 – Lipiec 2024, Rynek dnia następnego.



Wykres 1 - Średniomiesięczne ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem TGE BASE [zł/MWh] oraz miesięczny wolumen obrotu energią elektryczną na rynku dnia następnego (RDN) (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach.

Struktura produkcji energii elektrycznej w okresie od września 2023 r. do sierpnia 2024 r. zmieniła się następująco w stosunku do poprzedzającego okresu (wrzesień 2022 r. – sierpień 2023 r.). Zdecydowana większość wytwarzania nadal jest oparta na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym (37%) oraz węgla brunatnym (21%). W porównaniu z okresem poprzednim zmalał udział węgla kamiennego (o 5 p.p.) oraz brunatnego (o 2 p.p.) w generacji energii elektrycznej. Warto podkreślić, że udział źródeł OZE wzrósł o 6 p.p do poziomu 30%. Na wykresie 2 przedstawiono porównanie struktury wytwarzania energii elektrycznej.⁷



Wykres 2 Struktura produkcji energii elektrycznej

⁷ Dane za: Agencja Rynku Energii S.A – Informacja Statystyczna o energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny, numery 9(357) Wrzesień 2023 – 7 (367) Lipiec 2024 – Tabela 5.1 Produkcja energii elektrycznej – dane za miesiąc sprawozdawczy, str. 17.

Rynek hurtowy energii elektrycznej

Polska podejmuje działania mające na celu zapewnienie przejrzystości i jakości kształtowania cen na rynku giełdowym. W okresie sprawozdawczym Polska uczestniczyła w pracach Rady dotyczących tzw. reformy rynku energii elektrycznej, które zakończyły się przyjęciem rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747⁸ oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1106⁹. Podczas prac Rady Polska zabiegała, aby reforma rynku energii elektrycznej obejmowała środki dostosowujące rynek energii elektrycznej do obecnych wyzwań i umożliwiała państwom członkowskim dalszą integrację z rynkiem europejskim.

Zgodnie z obowiązującymi obecnie przepisami Towarowej Giełdy Energii S.A. (tj. „Szczegółowymi zasadami obrotu i rozliczeń dla energii elektrycznej sprzedawanej na Rynku Dnia Następnego” zatwierdzonymi Uchwałą Zarządu nr 136/33/24 z dnia 2 lipca 2024 r., obowiązującymi od dnia 15 lipca 2024 r. oraz „Szczegółowymi zasadami obrotu i rozliczeń dla energii elektrycznej sprzedawanej na Rynku Dnia Bieżącego” zatwierdzonymi Uchwałą Zarządu nr 137/33/24 z dnia 2 lipca 2024 r., obowiązującymi od dnia 15 lipca 2024 r.), nie istnieją inne formalne lub nieformalne limity cenowe niż te, które zostały wprowadzone na mocy art. 41 ust. 1 i art. 54 ust. 1 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222¹⁰.

Tym samym, w przypadku rynku dnia następnego cena minimalna wynosi równowartość -500 EUR/MWh, a cena maksymalna +4 000 EUR/MWh. W przypadku rynku dnia bieżącego cena minimalna wynosi równowartość -9 999 EUR/MWh, a maksymalna równowartość +9 999 EUR/MWh.

Istotnym z punktu widzenia postępującej transformacji energetycznej było również wprowadzenie przez Towarową Giełdę Energii (TGE) nowych rozwiązań na rynku krótkoterminowym energii elektrycznej. 13 czerwca 2024 r. TGE rozszerzyła ofertę dla uczestników rynku giełdowego o dwie nowe grupy produktów: instrumenty 15-minutowe na Rynku Dnia Bieżącego w ramach notowań ciągłych oraz instrumenty godzinowe w ramach aukcji IDA (Intraday Auctions) połączonych rynków europejskich (SIDC, Single Intraday Coupling). Rozwój oferty TGE wynikał zarówno z dostosowania się do zmian wdrażanych w ramach reformy rynku bilansującego (produkty dla okresów dostawy 15-min), jak i z uczestnictwa w projektach optymalizujących działanie europejskiego Rynku Dnia Bieżącego (SIDC) poprzez wdrożenie modelu aukcyjnego. Planowane są także dalsze działania rozwojowe dotyczące instrumentów 15-minutowych na Rynku Dnia Następnego.

Odpis na Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny

W celu mitygowania wysokich cen energii elektrycznej Polska stosowała w poprzednim okresie sprawozdawczym regulacje krajowe wdrażające mechanizm ograniczania przychodów nadzwyczajnych przewidziany w rozporządzeniu Rady (UE) 2022/1854¹¹. Mechanizm został wdrożony w grudniu 2022 r. przepisami ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących

⁸ 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.U. L, 2024/1747, 26.6.2024).

⁹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1106 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011 i (UE) 2019/942 w odniesieniu do poprawy ochrony Unii przed manipulacjami na hurtowym rynku energii.

¹⁰ Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM)(Dz.U. L, 2024/1106, 17.4.202).

¹¹ Rozporządzeniu Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej (Dz. Urz. EU L1 261 z 07.10.2022, str. 1).

ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej¹², i był stosowany w odniesieniu do okresu od dnia 1 grudnia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2023 r.

Objęci mechanizmem zostali zarówno wytwórcy energii elektrycznej, jak i podmioty zajmujące się jej obrotem. Szczegółowe regulacje dot. sposobu obliczania limitu ceny służącego do kalkulacji tzw. odpisu na Fundusz zostały określone w rozporządzeniu Rady Ministrów w sprawie sposobu obliczania limitu ceny¹³. Wytwórcy energii elektrycznej z OZE opierali swój limit na cenie referencyjnej, która jest ustalana przez Ministra Klimatu i Środowiska w ramach systemów wsparcia na poziomie uzasadniającym ich wydatki operacyjne i inwestycyjne. Pozostali wytwórcy energii określają swój limit w oparciu o koszty operacyjne wytwarzania energii elektrycznej (np. koszty paliwa lub CO₂) w wysokości potwierdzonej w dokumentacji księgowej. W ramach obliczania limitu ceny, przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną opierali się na kosztach zakupionej energii elektrycznej i mogli dodatkowo powiększyć limit o wysokość marży, a w przypadku sprzedawców energii elektrycznej – również koszty świadectw pochodzenia.

We wrześniu 2023 r. weszły w życie przepisy regulujące kwestie sprawozdań rozliczeniowych składanych w czerwcu i listopadzie 2024 r. oraz sprawozdania końcowego w okresie od 1 lutego do 30 kwietnia 2025 r., dokonywania ewentualnych korekt przez podmioty podlegające pod obowiązek odpisu na Fundusz, a także procedurę rozliczenia końcowego salda odpisu na Fundusz każdego podmiotu zobowiązanego po zakończeniu mechanizmu¹⁴. Pierwsze sprawozdania cząstkowe były składane Zarządcy Rozliczeń S.A. do dnia 20 czerwca 2024 r., zaś drugie do 20 listopada 2024 r. Mechanizm ostatecznie zostanie rozliczony w 2025 r. (II/III kwartał).

W okresie sprawozdawczym, weszły w życie również inne zmiany regulacji dotyczących odpisu na Fundusz¹⁵ mające na celu w szczególności optymalizację funkcjonowania tego mechanizmu, tj. zwiększenia czytelności i jasności przepisów, w szczególności odnoszących się do sposobu obliczania odpisu na Fundusz.

W okresie od początku obowiązywania mechanizmu odpisu na Fundusz tj. 1 grudnia 2022 r. do września 2024 r. suma środków finansowych wpłaconych przed podmioty zobowiązane wyniosła ok. 16,4 mld zł. Obecnie trwają procesy rozliczeniowe mechanizmu odpisu na Fundusz.

a) Rynek bilansujący

Reforma rynku bilansującego

27 września 2023 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej Prezes URE) decyzją znak DRR.WRE.744.17.2023.ŁW zatwierdził w części Warunki Dotyczące Bilansowania (dalej WDB) oraz ustalił termin wejścia w życie WDB na 14 czerwca 2024 r.¹⁶ Decyzja Prezesa URE nie objęła zatwierdzenia postanowień dotyczących wyceny rezerwy operacyjnej (pkt. 12 WDB). Ze

¹² Ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz. U. 2024 poz. 1288).

¹³ Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny (Dz.U. 2022 poz. 2284 z późn. zm.)

¹⁴ Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2024 poz. 859)

¹⁵ Ustawa z dnia 16 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2023 poz. 1785) oraz Ustawa z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego (Dz. U. 2024 poz. 859).

¹⁶ Za stroną internetową URE, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/11325,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-zatwierdzil-Warunki-Dotyczace-Bilansowania.html>, (dostęp: 10.10.2024 r.).

względu na złożony charakter zmian Prezes URE zatwierdził pkt. 12 WDB dotyczący wyceny rezerwy w późniejszym terminie - 26 stycznia 2024 r. decyzją znak DRR.WRE.744.17.2023.ŁW i ustalił termin wejścia w życie na 14 czerwca 2024 r.¹⁷

Zatwierdzenie WDB stanowi kluczowy etap kontynuacji reformy rynku bilansującego energii elektrycznej (dalej RB), która została zawarta w przygotowanym przez Polskę Planie Wdrażania. Planowo, II etap reformy RB miał zostać wdrożony od 1 stycznia 2024 r., jednakże ze względu na znaczący obszar zmian oraz liczne postulaty uczestników rynku dotyczące konieczności przesunięcia wdrożenia reformy ze względu na czas potrzebny im do dostosowania się do nowych regulacji (w tym przede wszystkim dostosowania systemów IT), termin wdrożenia uległ przesunięciu.

W okresie poprzedzającym wejście w życie WDB Ministerstwo Klimatu i Środowiska (dalej MKiŚ) wraz z Operatorem Sieci Przesyłowych – Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA (dalej OSP) oraz Prezesem URE, monitorowało stan przygotowań uczestników rynku energii elektrycznej do wprowadzenia postanowień zawartych w WDB.

II etap reformy RB wprowadził następujące główne zmiany:

- nowa struktura podmiotowa RB

Nowa struktura podmiotowa RB wprowadza możliwość udziału podmiotu w RB jako dostawcy usług bilansujących (dalej DUB) bez jednoczesnego obowiązku pełnienia na RB funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (dalej POB). Wprowadzenie udziału w RB wyłącznie jako DUB otwiera możliwość oferowania usług bilansujących na RB przez podmioty, które nie są zainteresowane świadczeniem usługi bilansowania handlowego.

- nowa struktura obiektowa RB

Nowa struktura obiektowa wprowadza rozróżnienie na jednostki bilansowe (dalej JB) oraz jednostki grafikowe (dalej JG). Oznacza to, że każdy zasób przyłączony do KSE na potrzeby bilansowania handlowego jest reprezentowany w JB, a zasoby, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące dodatkowo wchodzą w skład JG.

- nowy katalog usług bilansujących

Wprowadzony został nowy katalog usług bilansujących pozyskiwanych przez OSP, na które składają się:

- energia bilansująca;
- moce bilansujące:
 - rezerwa utrzymania częstotliwości w górę (FCR^G) i w dół (FCR^D);
 - rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną w górę (aFRR^G) i w dół (aFRR^D);
 - rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego w górę (mFRRd^G) i w dół (mFRRd^D);
 - rezerwa zastępcza w górę (RR^G) i w dół (RR^D).

- rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansujących

W WDB zostały wprowadzone nowe, oparte na zasadach konkurencji, mechanizmy pozyskiwania i rozliczania mocy bilansujących odrębnie dla kierunku w górę i w dół.

- wycena i rozliczanie rezerwy operacyjnej

¹⁷ Za stroną internetową PSE, <https://www.pse.pl/-/komunikat-osp-z-dnia-31-stycznia-2024-r-w-sprawie-zatwierdzenia-przez-prezesa-ure-warunkow-dotyczacych-bilansowania>, (dostęp 10.10.2024 r.).

Rezerwa operacyjna jest określana jako wielkość rezerwy mocy możliwej do wykorzystania przez OSP jako dostawa energii elektrycznej do sieci lub zmniejszenie poboru energii elektrycznej z sieci przez aktywację ofert na energię bilansującą, dostępną z okresem przygotowawczym nie dłuższym niż 30 minut. Cena rezerwy operacyjnej jest wyznaczana w oparciu o krzywą opisującą zależność prawdopodobieństwa niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych (dalej LOLP) od wielkości rezerwy operacyjnej wszystkich JG.

- zmiany zasad wyceny energii bilansującej i niezbilansowania oraz zasad rozliczeń tych energii, w tym okresy rozliczania energii bilansującej oraz niezbilansowania równe 15 minut
Skrócenie okresu rozliczania energii bilansującej oraz niezbilansowania do 15 minut (z jednej godziny) pozwoli na lepszą wycenę energii elektrycznej w czasie rzeczywistym. Cena energii elektrycznej będzie również uwzględniać wycenę rezerwy operacyjnej oraz koszty związane z utrzymaniem źródeł stabilizujących system.
- zmiany w zakresie zgłoszeń danych handlowych i technicznych, w tym wprowadzenie zgłoszeń programów pracy
- zmiany w procesie planowania pracy KSE
- zasady uczestniczenia w europejskiej platformie wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych oraz europejskiej platformie dla procesu kompensowania niezbilansowań

Obecnie MKiŚ wraz z OSP oraz Prezesem URE monitoruje funkcjonowanie RB na nowych zasadach w celu oceny poprawności funkcjonowania tego rynku.

b) Odpowiedź odbioru, magazyny energii elektrycznej oraz inteligentne opomiarowanie

Odpowiedź odbioru (DSR)

W okresie sprawozdawczym trwały prace nad zwiększeniem udziału odpowiedzi odbioru (dalej DSR) w rynkach energii elektrycznej. Jednostki odpowiedzi odbioru są uprawnione do uczestnictwa w hurtowych rynkach energii elektrycznej, w tym w rynkach dnia następnego i dnia bieżącego, oraz w rynku bilansującym, na zasadach analogicznych do innych uczestników rynku. Zasoby DSR mają również możliwość świadczenia dla OSP usługi Interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (dalej IRP), która polega na dobrowolnym i czasowym obniżeniu przez odbiorców poboru mocy z sieci elektroenergetycznej lub przesunięciu w czasie jej poboru na polecenie OSP, w zamian za wynagrodzenie.

Prezes URE decyzją znak DRR.WRE.744.28.2023.AOr z dnia 20 grudnia 2023 r. zatwierdził zmianę nr 10/2023 do WDB. Zmiana ta wprowadziła do istniejącego katalogu usług systemowych nową usługę Interwencyjnego ofertowego zwiększenia poboru mocy przez odbiorców (dalej IZP). Usługa polega na dobrowolnym i czasowym zwiększeniu na polecenie OSP poboru mocy przez aktywnych odbiorców energii elektrycznej. Za świadczenie usługi odbiorcy będą mogli otrzymywać wynagrodzenie.

Usługę IZP może świadczyć każdy odbiorca przyłączony do sieci elektroenergetycznej, którego zdolności techniczne do świadczenia usługi zostały pozytywnie zweryfikowane przez operatora systemu, do którego jest przyłączony oraz posiada aktywny certyfikat ORed (dokument uprawniający do udziału w usługach DSR). Odbiorcy energii mogą świadczyć IZP bezpośrednio na rzecz OSP, jeśli posiadają 1 MW lub więcej potencjału zwiększenia mocy. Mniejsi odbiorcy mogą świadczyć usługę poprzez podmiot pośredniczący, reprezentujący odbiorców w relacjach z OSP.

Usługa IZP będzie pozyskiwana w ramach otwartego systemu kwalifikacji. Kontraktowanie usługi IZP z dostawcami będzie następować w formie umowy zawartej na czas określony. Świadczenie usługi IZP będzie również możliwe dla podmiotów posiadających obowiązki mocowe w ramach rynku mocy. Podmiot może posiadać jednocześnie kontrakt mocy i świadczyć usługę IZP na tych samych zasobach, jednakże nie w tym samym czasie.

W 2023 r. w UE rozpoczęły się prace nad projektem nowego kodeksu sieciowego dotyczącego odpowiedzi odbioru (Network Code on Demand Response). Planuje się, że kodeks będzie określał wymogi dotyczące odpowiedzi odbioru, magazynowania energii, wytwarzania rozproszonego i ograniczania zapotrzebowania, w tym przepisy dotyczące agregacji, aby przyczynić się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku. Dodatkowo, będzie określał obowiązki w zakresie zapewnienia dostawcom zasobów energetycznych i usług energetycznych dostępu do rynków energii elektrycznej, jak również ułatwiał udzielanie zamówień na odpowiednie usługi przez operatorów systemów w zakresie eksploatacji i planowania unijnej sieci elektroenergetycznej.

Niezależnie od powyższego, zasoby DSR uczestniczą w rynku mocy, sukcesywnie zwiększając swój udział. Aukcje mocy na 2024 rok wygrało ok. 1 600 MW mocy dostarczanych przez DSR (w tym ponad 1 GW w aukcji głównej i prawie 0,6 GW w aukcjach dodatkowych), natomiast wolumen mocy DSR zakontraktowanej w aukcji głównej na rok dostaw 2026 i 2027 wynosi już ponad 1500 MW i może zostać jeszcze zwiększony po rozstrzygnięciu aukcji dodatkowych.

CSIRE oraz inteligentne opomiarowanie

W okresie sprawozdawczym w dalszym ciągu monitorowano proces wdrażania inteligentnego opomiarowania (harmonogram instalacji inteligentnych liczników) oraz Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (dalej CSIRE).

Przepisy w zakresie systemu pomiarowego¹⁸ przewidują m.in.:

a) obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu (dalej LZO) zgodnie z ustawowym harmonogramem:

- 2023 r. - min. 15%,
- 2025 r. - min. 25 %,
- 2027 r. - min. 65 %,
- 2028 r. - min. 80%

łącznie liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych. Według danych zbieranych od operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, realizacja wymiany LZO nie jest zagrożona, a nawet wyprzedza harmonogram (na koniec II kwartału 2024 r. udział LZO wynosił ponad 30%).

b) oraz ogólne wymagania dla systemu pomiarowego i zasady przetwarzania danych pomiarowych.

Regulacje w zakresie Operatora Informacji Rynku Energii (dalej OIRE)/CSIRE¹⁹ określają m.in.:

- zasady funkcjonowania OIRE oraz CSIRE,
- role poszczególnych użytkowników CSIRE,

¹⁸ Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2021 poz. 1093 z późn. zm.)

¹⁹ Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2021 poz. 1093 z późn. zm.); Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii (Dz.U. 2022 poz. 234); Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. 2022 poz. 788); Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 maja 2023 r. w sprawie wymagań dla standardów komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a urządzeniami odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym oraz dla tych urządzeń na potrzeby komunikacji z licznikiem zdalnego odczytu (Dz.U. 2023 poz. 1142).

- zasady wymiany informacji rynku energii (przetwarzanie tych informacji przez enumeratywnie określony krąg podmiotów w ściśle określonym celu),
- zasady i sposób ochrony, przetwarzania i przechowywania informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych energii elektrycznej.

Uruchomienie CSIRE jest przewidziane na dzień 1 lipca 2025 r. Pierwotny termin uruchomienia CSIRE przewidziany był na 1 lipca 2024 r., jednakże ze względu na konieczność lepszego przygotowania się uczestników rynku, co zapewni sprawniejsze wdrożenie projektu, termin wdrożenia został przesunięty na rok 2025²⁰. W okresie sprawozdawczym Ministerstwo monitorowało postęp prac wdrożeniowych i wspierało wzajemną komunikację pomiędzy OIRE a przedsiębiorstwami obrotu energią elektryczną.

Magazyny energii elektrycznej

W okresie sprawozdawczym monitorowano przyrost instalacji magazynowania energii elektrycznej oraz podejmowano dalsze działania służące wdrażaniu i wsparciu technologii magazynowania energii. Zaimplementowane zostały przepisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 (dalej dyrektywa UE 2019/944)²¹ w zakresie możliwości i warunków posiadania magazynów energii elektrycznej przez operatorów systemów elektroenergetycznych na potrzeby stabilizacji jakości sieci²². Wprowadzone zostały przepisy²³ mające na celu usprawnienie procesu inwestycyjnego w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych będących najbardziej efektywnym sposobem wielkoskalowego magazynowania energii elektrycznej.

Prowadzone były prace nad przygotowaniem programu priorytetowego pt. „Magazyny energii elektrycznej i związana z nimi infrastruktura dla poprawy stabilności polskiej sieci elektroenergetycznej” W okresie od 23 lipca 2024 r. do 6 sierpnia 2024 r. trwały konsultacje społeczne programu. Celem programu jest poprawa stabilności pracy KSE oraz bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez wsparcie budowy magazynów energii elektrycznej o mocy nie mniejszej niż 2 MW oraz pojemności nie mniejszej niż 4 MWh, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na wszystkich poziomach napięcia. W założeniu program ma stanowić silny impuls do rozwoju technologii magazynowania energii elektrycznej w Polsce, co przełoży się na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

c) Rynek detaliczny

Polska dokonała transpozycji do prawa krajowego dyrektywy UE 2019/944 poprzez nowelizację ustawy – Prawo energetyczne²⁴, wprowadzając również szereg rozwiązań mających wpływ na rynek detaliczny oraz wzmocnienie pozycji odbiorców końcowych. Nowe przepisy pozwolą na zwiększenie konkurencyjności oraz na znaczne usprawnienie i przyspieszenie procesów zachodzących na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce. Należy zaliczyć do nich m.in.:

- prawo odbiorców końcowych do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej,

²⁰ Zmiana terminu została wprowadzona Ustawą z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2024 poz. 859).

²¹ 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.U. L 158 z 14.6.2019, str. 125).

²² Ustawa z dnia 8 lutego 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2023 r. poz. 295).

²³ Ustawa z dnia 14 kwietnia 2023 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. 2023 r. poz. 1113)

²⁴ Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2024 r. poz. 859).

- wprowadzenie dostępu do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej,
- możliwość technicznej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny,
- wzmocnienie obowiązujących praw odbiorców końcowych oraz wprowadzenie nowych praw w zakresie sprzedaży energii elektrycznej (nowy uproszczony model sprzedaży rezerwowej, obowiązki dotyczące rozliczeń, rozwiązywania sporów ze sprzedawcą, obowiązki informacyjne nałożone na sprzedawców energii),
- wprowadzenie ram prawnych do funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych oraz agregatorów, regulacje w zakresie odbiorców aktywnych

Ceny regulowane i wsparcie odbiorców końcowych

Sytuacja na rynku energii elektrycznej uległa znacznej poprawie w stosunku do lat ubiegłych, kiedy zawirowania na rynkach hurtowych energii elektrycznej były wywołane m.in. przez agresję Rosji na Ukrainę. Niemniej skutki wojny czy wysoka inflacja dalej są odczuwane i przekładają się na ceny energii elektrycznej, tak samo jak struktura krajowego mixu energetycznego. Zdecydowano się więc na dalsze przedłużenie rozwiązań wspierających najbardziej wrażliwe grupy odbiorców w zakresie ponoszenia kosztów energii elektrycznej, które pomogą Polakom przejść przez okres transformacji energetycznej²⁵.

31 grudnia 2023 r. weszły w życie rozwiązania ochronne, które zniwelowały wzrost kosztów energii oraz zagwarantowały ciągłość dostaw energii po akceptowalnych cenach dla odbiorców w pierwszej połowie 2024 r. Wszystkie gospodarstwa domowe skorzystały z zamrożenia cen i stawek opłat na poziomie cen z 2022 r. Zgodnie z obowiązującymi przepisami w zakresie szczególnych rozwiązań służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej, na pierwszą połowę 2024 r. ustalono niższe limity zużycia²⁶:

- do 1500 kilowatogodzin rocznie dla wszystkich gospodarstw domowych,
- do 1800 kilowatogodzin rocznie dla gospodarstw domowych z osobami niepełnosprawnymi,
- do 2000 kilowatogodzin rocznie dla rodzin trzy plus – czyli rodziny z Kartą Dużej Rodziny oraz dla rolników,
- do 125 kilowatogodzin dla każdej z działek w rodzinnym ogrodzie działkowym,
- do 1500 kilowatogodzin w związku z budową na własne potrzeby budynku mieszkalnego jednorodzinnego.
- do 1500 kilowatogodzin dla wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych wobec energii elektrycznej zużywanej w częściach wspólnych w budynkach wielolokalowych.

Po przekroczeniu limitów, gospodarstwa domowe były objęte wsparciem w postaci ceny maksymalnej wynoszącej 693 zł/MWh. Wsparcie w postaci ceny maksymalnej za energię elektryczną otrzymały również m.in. jednostki samorządu terytorialnego, podmioty wrażliwe takie jak np. szkoły, szpitale, żłobki, a także mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa – w tym przypadku cena została ustanowiona na poziomie 693 zł/MWh. Dodatkowo w okresie sprawozdawczym, rozpoczęto wypłacanie dla odbiorców z sektora MŚP upustu w przypadku zużycia przez tych odbiorców w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. maksymalnie 90% średniego rocznego wolumenu zużycia z lat: 2018-2022 r. Zgodnie z ustawą o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz

²⁵ Ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz. U. 2024 r. poz. 1288); Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku (Dz. U. 2024 r. poz. 859).

²⁶ Ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz. U. 2024 r. poz. 1288).

wspieraniu niektórych odbiorców²⁷, wysokość upustu wynosi 10% wartości rachunku za obrót energią elektryczną. Upust ten został rozliczony w pierwszej fakturze za 2024 r. bądź w kolejnych.

Efektywni energetycznie odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych również byli upoważnieni do skorzystania z obniżki rachunków za tę energię w 2024 r. Warunkiem było obniżenie o 10% zużycia energii elektrycznej w okresie od dnia 1 października 2022 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. w stosunku do analogicznego okresu rok wcześniej. Energooszczędność poskutkowała 10% obniżką kosztów za energię elektryczną i usługi dystrybucji energii elektrycznej, co rozliczono w pierwszej fakturze za 2024 r. bądź w kolejnych.

Wprowadzona²⁸ została również dodatkowa ochrona odbiorców w gospodarstwach domowych poprzez ustanowienie 12% obniżki rocznego rachunku za energię elektryczną. Wartość obniżki wyniosła ok. 120 zł i została uzależniona od spełnienia jednego z warunków dotyczących m.in. oszczędnego korzystania z energii elektrycznej, zgody na otrzymywanie korespondencji, w tym faktur drogą elektroniczną czy posiadania statusu prosumenta. Obniżenie to zostało zastosowane niezwłocznie bądź najpóźniej przy ostatniej fakturze za 2023 rok.

W pierwszej połowie 2024 r. przywrócono wsparcie finansowe w postaci wypłacanego jednorazowo dodatku osłonowego. Dodatek ten pomógł zniwelować koszty energii elektrycznej, gazu i żywności dla mniej zamożnych gospodarstw domowych, których przeciętne miesięczne dochody (netto) nie przekraczały 2100 zł w gospodarstwie jednoosobowym albo 1500 zł na osobę w gospodarstwie wieloosobowym. Wysokość dodatku uzależniono od wielkości gospodarstwa domowego: 228,80 zł dla gospodarstwa domowego prowadzonego przez osobę samotną, 343,20 zł dla gospodarstwa domowego składającego się z 2 do 3 osób, 486,20 dla gospodarstwa domowego składającego się z 4 do 5 osób i 657,80 zł dla gospodarstwa domowego składającego się z co najmniej 6 osób. W przypadku gdy głównym źródłem ogrzewania gospodarstwa domowego był kocioł na paliwo stałe, kominek, koza, ogrzewacz powietrza, trzon kuchenny, piecokuchnia, kuchnia węglowa lub piec kaflowy na paliwo stałe, zasilane węglem lub paliwami węglopochodnymi, zgłoszone do centralnej ewidencji emisyjności budynków, wynosi rocznie: 286 zł dla gospodarstwa domowego prowadzonego przez osobę samotną, 429 zł dla gospodarstwa domowego składającego się z 2 do 3 osób, 607,75 dla gospodarstwa domowego składającego się z 4 do 5 osób i 822,25 zł dla gospodarstwa domowego składającego się z co najmniej 6 osób

Wnioski o wypłatę dodatków składano w gminach do 30 kwietnia 2024 r., natomiast termin wypłaty ustalono do dnia 30 czerwca 2024 r. Rozwiązanie to skierowano do odbiorców wrażliwych energetycznie, w przypadku których często ubóstwo dochodowe pokrywa się z ubóstwem energetycznym.

Ponadto w dniu 23 maja 2024 r. przyjęto ustawę²⁹ o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego, która wprowadziła rozwiązania wpierające najbardziej wrażliwe grupy odbiorców energii elektrycznej na II poł. 2024 r.

Brak wprowadzenia rozwiązań osłonowych spowodowałby, że od 1 lipca 2024 r. cena za energię elektryczną wzrosłaby w przypadku gospodarstw domowych z 412 do 739 zł/MWh, a łączny rachunek za energię (uwzględniający koszty jej dystrybucji) wzrósłby aż o ok. 68%. Jednakże,

²⁷ Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku (Dz. 2024 r. poz. 859).

²⁸ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. 2023 r. poz.1847).

²⁹ Ustawa z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego (Dz. U. 2024 r. poz. 859).

dzięki mechanizmom wsparcia zawartym w ustawie, odbiorcy nie odczują gwałtownego wzrostu kosztów energii.

Zgodnie z przyjętymi rozwiązaniami oślonowymi, cena maksymalna dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych spadnie w II p. 2024 r. z 693 do 500 zł/MWh i będzie stosowana bez limitu, tj. od pierwszej zużytej kWh. Rozwiązania te są skierowane do wszystkich gospodarstw domowych bez wyjątku, a także do sektora mikro, małych i średnich przedsiębiorstw, jednostek samorządu terytorialnego, oraz tzw. odbiorców „wrażliwych”.

Rozwiązania uzupełniono instrumentem socjalnym tj. bonem energetycznym. Bon energetyczny to jednorazowe świadczenie pieniężne przyznawane na okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia br. Świadczenie skierowano do osób o niższych dochodach, które będą mogły skorzystać z takiego świadczenia po spełnieniu kryterium: do 2500 zł dochodu dla gospodarstw jednoosobowych i do 1700 zł na osobę w gospodarstwach wieloosobowych. Przyjęte kryteria dochodowe bonu energetycznego pozwolą w drugiej połowie 2024 roku objąć wsparciem różne grupy beneficjentów, którzy z różnych przyczyn mają trudności w pokrywaniu rachunków za energię elektryczną. Wysokość bonu zależała od liczby osób w gospodarstwie domowym: 300 zł dla gospodarstw jednoosobowych, 400 zł dla 2-3 osobowych, 500 zł dla 4-5 osobowych, 600 zł dla 6 osobowych i większych. Dodatkowo bon był dwukrotnie wyższy dla gospodarstw używających energię elektryczną do ogrzewania. Jest to grupa, która jest szczególnie narażona na poziom kosztów energii, dlatego przygotowano rozwiązanie skierowane specjalnie do nich. Wnioski o bon energetyczny można składać w gminach właściwych na miejsce zamieszkania wnioskodawcy w terminie od dnia 1 sierpnia do dnia 30 września br.

d) Rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne

Inwestycje sieciowe

Obecnie obowiązującym dokumentem dotyczącym m.in. rozwoju sieci przesyłowej jest „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032”³⁰ (dalej Plan rozwoju). Plan rozwoju został uzgodniony z Prezesem URE w listopadzie 2022 r. Jest on opublikowany na stronie internetowej OSP - Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A.

Projekt dokumentu „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034” został przekazany do zatwierdzenia przez Prezesa URE³¹. W okresie marzec – kwiecień 2024 projekt dokumentu był konsultowany publicznie.

Polska realizując program inwestycji w sieć przesyłową, zwiększa całkowite możliwości importowe i eksportowe linii transgranicznych prądu przemiennego (AC) i połączeń prądu stałego (DC). Stan realizacji wskazanych w Planie Wdrażania inwestycji sieciowych został przedstawiony w Tabeli 1. Inwestycje realizowane są zgodnie z aktualnym Planem Rozwoju PSE. Projekty inwestycyjne wskazane w poprzednim Sprawozdaniu jako ukończone nie zostały uwzględnione w niniejszym sprawozdaniu.

³⁰ Za stronę internetową PSE, <https://www.pse.pl/documents/20182/291785a3-7832-4cb6-a5ae971d29024b82?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565>, (dostęp 10.10.2024 r.).

³¹ Za stronę internetową PSE, <https://www.pse.pl/documents/20182/dc3ab1a8-4554-4e93-9696-596f83b3b5fb?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565>, (dostęp 10.10.2024 r.).

Tabela 1. Status sieciowych projektów inwestycyjnych

Projekt:	Zmiany	Status	Działania	Okres realizacji
Linia 400 kV Krajnik – Baczyzna:	NIE	Zgodnie z planem	Zakończono prace budowlane linii 400kV, do grudnia 2022 wykonano prace demontażowe linii 220kV. Linie na napięciu 400 kV uruchomiono w listopadzie w 2023 r.;	2015-2023
Linia 400 kV Baczyzna – Plewiska:	NIE	Zgodnie z planem	Zakończono prace budowlano-montażowe. Linia została uruchomiona listopadzie 2023 r.	2017-2024
Linia 400 kV Mikułowa – Świebodzice:	NIE	Zgodnie z planem	Trwają prace budowlano-montażowe. Planowane uruchomienie 1 toru w 2024 r. oraz 2 toru w 2025 r.	2017-2025
Linia 400 kV Ostrów – Kromolice:	NIE	Zgodnie z planem	Zakończono prace budowlano-montażowe dot. podwieszenia drugiego toru. Uruchomienie drugiego toru linii nastąpiło w październiku 2023 r.	2017-2024
Linia 400 kV Stanisławów – Ostrołęka	NIE	Zgodnie z planem	Zakończono prace budowlano-montażowe. Linie uruchomiono w grudniu 2023 r.	2017-2024

Terminy realizacji poszczególnych inwestycji zawarte w Tabeli 1 zostały zweryfikowane w stosunku do poprzedniego Sprawozdania w oparciu o Plan rozwoju. W okresie objętym niniejszym sprawozdaniem większość inwestycji wymienionych w Tabeli 1 została zakończona, trwały prace budowlano-montażowe nad jedną inwestycją. Inwestycje te pozwolą na osiągnięcie celu wskazanego w Planie Działania do 2025 r., przyjętego na podstawie rozporządzenia UE 2019/943. Szczegółowe dane dotyczące realizacji Planu Działania znajdują się w dalszej części niniejszego Sprawozdania.

Poza przedstawionymi inwestycjami, związanymi głównie z realizacją Planu Działania, OSP kontynuował w okresie sprawozdania realizację szerokiego i ambitnego planu rozbudowy i modernizacji krajowej sieci przesyłowej energii elektrycznej. Najważniejszymi obszarami rozwoju sieci przesyłowej elektroenergetycznej w Polsce określonymi w tym dokumencie są rozbudowa i modernizacja sieci na potrzeby rozwoju OZE w Polsce, w tym źródeł wiatrowych na morzu oraz rozbudowa sieci przesyłowej na potrzeby przyłączenia i wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej.

Synchronizacja systemów państw bałtyckich oraz Ukrainy i Mołdawii z systemem Europy kontynentalnej

Poza inwestycjami o znaczeniu krajowym polski OSP od wielu lat jest zaangażowany w projekty o charakterze transgranicznym i regionalnym. Kluczowymi projektami realizowanymi w okresie sprawozdawczym była: (i) kontynuacja prac nad procesem synchronizacji systemów państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej, (ii) ustalanie zasad wymiany energii elektrycznej z zsynchronizowanymi systemami Ukrainy i Mołdawii pomiędzy ENTSO-E a OSP z tych państw.

Synchronizacja systemów państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej.

Operatorzy systemów przesyłowych z Polski, Litwy, Łotwy i Estonii realizują kolejne etapy procesu synchronizacji. W tym celu zostało zaktualizowane porozumienie (Grant Agreement) pomiędzy PSE SA i CINEA, co zapewni dofinansowanie ze środków mechanizmu Connecting Europe Facility (CEF). Najbardziej kosztowną inwestycją w ramach procesu synchronizacji jest budowa drugiego połączenia elektroenergetycznego pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i Litwy o nazwie Harmony Link. W okresie sprawozdawczym została dokonana modyfikacja technologii oraz trasy połączenia Harmony Link. Ze względów technicznych i ekonomicznych OSP z Polski i Litwy w uzgodnieniu z organami Komisji Europejskiej, wybrali rozwiązanie polegające na poprowadzeniu dwutorowego kabla prądu przemiennego o napięciu 220 kV drogą lądową (AC) wzdłuż trasy drogowej Via Baltica.

OSP czynnie uczestniczy w pracach dotyczących synchronizacji państw bałtyckich w ramach ENTSO-E, przewodnicząc Grupie Roboczej PG Baltic w Grupie Regionalnej Europa Kontynentalna ENTSO-E (ENTSO-E RGCE). MKiŚ uczestniczy w pracach Grupy SO (Senior Officials) BEMIP, skupiającej przedstawicieli wysokiego szczebla administracji rządowej PB i Polski oraz OSP z tych państw. Pracom tej grupy przewodniczy Komisja Europejska (DG ENER).

W lipcu 2023 r. został uzgodniony przez OSP państw bałtyckich i potwierdzony decyzją premierów tych państw termin przyspieszonej synchronizacji z Europą kontynentalną, która ma nastąpić w lutym 2025 r. Przyspieszenie terminu synchronizacji oraz modyfikacja rozwiązania technologicznego Harmony Link została zawarta także w deklaracji politycznej podpisanej przez ministrów ds. energii czterech zainteresowanych państw oraz Komisarz ds. Energii Komisji Europejskiej w dniu 19 grudnia 2023 r.

W lipcu 2024 r. OSP z państw bałtyckich skutecznie notyfikowali odstąpienie od umowy BRELL, co było warunkiem koniecznym odłączenia od pracy synchronicznej z systemami Rosji i Białorusi.

Synchronizacja i stopniowy wzrost wolumenu handlu energią Ukrainy i Mołdawii z Europą kontynentalną ENTSO-E

W wyniku agresji Rosji na Ukrainę doszło do przyspieszenia synchronizacji systemu Ukrainy i Mołdawii z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej; synchronizacja ta została dokonana dnia 16 marca 2022 r. Natomiast w maju 2023 r. została uruchomiona jako połączenie synchroniczne linia 400 kV Rzeszów – Chmielnicka EJ. Współpraca pomiędzy systemami Ukrainy i Mołdawii z obszarem Europy kontynentalnej jest monitorowana przez ENTSO-E RGCE, które podejmuje m.in. decyzje o dopuszczalnym poziomie wymiany handlowej na granicach systemów. Od 28 listopada 2023 r. dopuszczalny wolumen wymiany energii z Europy

kontynentalnej do Ukrainy i Mołdawii wynosi 1700 MW. Natomiast limit wymiany z Ukrainy i Mołdawii do Europy kontynentalnej wynosi od 1 marca 2024 r. 550 MW.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222³² ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych oraz zarządzania ograniczeniami w wersji dostosowanej i przyjętej we Wspólnocie Energetycznej (dalej EnC CACM) definiuje Region wyznaczania zdolności przesyłowych Europy Wschodniej (EE CCR) obejmujący OSP Ukrainy, Mołdawii i sąsiednich państw członkowskich UE.

Zgodnie z EnC CACM OSP z regionu EE CCR byli zobowiązani do zawarcia umowy o współpracy oraz przedłożenia wspólnie opracowanej propozycji dotyczącej wspólnej skoordynowanej metodyki wyznaczania zdolności przesyłowych dla rynków dnia następnego i dnia bieżącego, do dnia 15 czerwca 2023 r. Dokumenty te są jednak opóźnione. Ponadto zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/1719³³ ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych dla kontraktów terminowych, w wersji dostosowanej i przyjętej we Wspólnocie Energetycznej, wspólnie opracowany wniosek dotyczący regionalnego planowania długoterminowych praw przesyłowych oraz wspólnej metodyki skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych dotyczącej długoterminowych ram czasowych, OSP mieli przedstawić do dnia 15 czerwca 2024 r.

W praktyce w roku 2023 i 2024 oferowane zdolności na granicach pomiędzy Ukrainą a państwami członkowskimi UE ulegały dużym wahaniom zarówno z dnia na dzień jak i w ciągu dnia, jak wynika z danych publikowanych przez JAO na granicach Ukrainy z państwami członkowskimi UE (HU, SK, PL, RO) w 2024 r³⁴.

Od 1 stycznia 2024 r. Ukrenerg, operator systemu przesyłowego Ukrainy, stał się 40. członkiem stowarzyszenia ENTSO-E, po zatwierdzeniu decyzji przez Zgromadzenie ENTSO-E. Ukrenerg było członkiem obserwatorem stowarzyszenia od kwietnia 2022 r.

Dnia 16 stycznia 2024 r. odbył się pierwszy skoordynowany przetarg dobowy na rezerwację zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Rzeszów – Chmielnicka EJ. Za organizację przetargów odpowiada Joint Allocation Office SA (JAO).

Rynkowa alokacja zdolności i wymiana handlowa odbywa się także na linii promieniowej 220 kV Zamość (PL) – Dobrotwór (UA). Ze względów systemowych możliwy jest tylko import do Polski z wydzielonych bloków elektrowni Dobrotwór. Zdolności są alokowane w miesięcznych jednostronnych przetargach PSE.

Realizacja Planu Działania

Informacja na temat udostępniania zdolności przesyłowych, tj. wypełnienie przepisów rozporządzenia UE 2019/943 jest corocznie składana przez OSP i zatwierdzana przez Prezesa URE³⁵. Aktualnym dokumentem jest „Sprawozdanie za rok 2023 z udostępniania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 oraz Planem działania przygotowanym na podstawie art. 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943”, które zostało złożone w

³² Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.U. L 197 z 25.7.2015, str. 24).

³³ Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz.U. L 259 z 27.9.2016, p. 42).

³⁴ Wspólnota Energetyczna, UKRAINE ENERGY MARKET OBSERVATORY no. 16/2024, październik 2024.

³⁵ Sprawozdanie PSE SA jak i zatwierdzająca je Decyzja Prezesa URE z 4 lipca 2024 r. znajdują się pod linkiem: <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/12057,Decyzja-zatwierdzajaca-wklad-PSE-SA-do-sprawozdania-za-2023-r-z-udostepniania-zd.html> (dostęp 10.10.2024 r.).

czerwcu i zatwierdzone w lipcu 2024 r. Z tego względu przedstawione w niniejszym sprawozdaniu informacje odnoszą się do 2023 roku. Sprawozdanie OSP obejmuje wszystkie połączenia transgraniczne Polski.

Połączenia asynchroniczne

Na połączeniu Polska-Litwa wypełnienie trajektorii liniowej CEP70 dla połączenia LitPol Link wystąpiło dla wszystkich godzin w 2023 r. Połączenie LitPol było niedostępne technicznie (w obu kierunkach) łącznie przez 242 godzin (1,38%)³⁶, z uwagi na planowe lub nieplanowe wyłączenie wstawki stałoprądowej lub elementów sieciowych połączonych z nią promieniowo.

Na połączeniu ze Szwecją SwePol w kierunku eksportowym i importowym nie zanotowano godzin, dla których trajektoria liniowa CEP70 nie byłaby spełniona. W 710 godzinach (4,05%)³⁸ połączenie transgraniczne było niedostępne technicznie (w obu kierunkach) z uwagi na planowe lub nieplanowe wyłączenie kabla stałoprądowego bądź stacji konwertorowej. Dla 792 godzin (9,04%)³⁸ w kierunku importu oraz 6 godzin (0,07%)³⁸ w kierunku eksportu brak było możliwości uzgodnienia przez PSE SA z sąsiadującym operatorem środków zaradczych w postaci zakupów przeciwnych bądź redysponowania, a co za tym idzie brak było możliwości oferowania wyższych zdolności przesyłowych bez naruszenia granic bezpiecznej pracy systemu.

Połączenia synchroniczne:

- *z uwzględnieniem wymiany handlowej energii elektrycznej z krajami trzecimi:*

Dla metody flow-based trajektoria liniowa CEP70 była spełniona w 99,957% przypadków. W 0,043% (2815) przypadków udostępnione zostały zdolności poniżej wymaganego minimum poprzez zastosowanie parametru IVA³⁷ celem zachowania granic bezpieczeństwa pracy systemu po wykorzystaniu wszelkich dostępnych dla PSE S.A. środków zaradczych na podstawie metody Core DA CC.

Dla 1 godz. (w dniu 23.10.2023 r.; godz. 23:00) w badanym okresie zastosowano DFP³⁸, co spowodowało brak wyznaczenia parametrów flow-based dla całego obszaru CORE. Godziny te nie zostały ujęte w obliczeniach.

- *bez uwzględnienia wymiany handlowej energii elektrycznej z krajami trzecimi:*

Dla metody flow-based stopień wypełnienia trajektorii liniowej CEP70 wyniósł⁴¹ 99,121%. W 0,860% MACZT_NO3RD zawierał się w przedziale 75%-100%, w 0,011% w przedziale 50%-75% i dla 0,008% w przedziale 0%-50%.

Dnia 21 grudnia 2023 r. Prezes URE przyznał na wniosek operatora systemu przesyłowego PSE S.A. odstępstwo od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego, zgodnie z wymaganiami wynikającymi z art. 16 ust. 8 rozporządzeniem UE 2019/943, na jeden rok, od 1 stycznia 2024 r., w zakresie polskich krytycznych elementów sieci

³⁶ Dane na podstawie Sprawozdania PSE za rok 2023 z udostępniania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 oraz Planem działania przygotowanym na podstawie art. 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/12057,Decyzja-zatwierdzajaca-wklad-PSE-SA-do-sprawozdania-za-2023-r-z-udostepniania-zd.html> (dostęp 10.10.2024 r.).

³⁷ IVA (individual validation adjustment) – wyrażony w MW parametr określony w art. 20 ust. 5 metody Core DA CC umożliwiający OSP redukcję zdolności sieciowych w przypadkach zagrożenia bezpiecznej pracy systemu.

³⁸ DFP – (default flow-based parameters) – metoda procedury awaryjnej stosowana w przypadku braku uzyskania parametrów opartych na podejściu FBA w ciągu trzech lub więcej kolejnych godzin, określona w art. 22 metody Core DA CC.

i skojarzonych z nimi zdarzeń losowych uwzględnianych w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core, ze względu na przepływy kołowe powyżej dopuszczalnego poziomu³⁹.

We wniosku do URE PSE S.A. wskazała jako uzasadnienie, konieczność utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego, brak możliwości ograniczenia przepływów kołowych z sąsiednich systemów do poziomu, który zapewniłby możliwość korzystania z właściwych zdolności przesyłowych krajowym i europejskim uczestnikom rynku. Przy czym przyczyna ta dotyczy wyłącznie granic polskiego obszaru rynkowego przypisanych do regionu Core (tj. granic Niemcy - Polska, Czechy - Polska, Polska - Słowacja) oraz krytycznych elementów sieci i skojarzonych z nimi zdarzeń losowych uwzględnianych w procesie wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego dla tych połączeń. Odstępstwo zostało wcześniej przyznane także na lata 2020, 2021, 2022 i 2023.

Zgodnie ze sprawozdaniem Prezesa URE⁴⁰, W 2023 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, podejmowane były międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały wyłącznie redispatching dwustronny (nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego), przy czym jego skala z niemieckim OSP 50 Hertz GmbH była zbliżona do roku poprzedniego.

W ramach procedury jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla połączeń synchronicznych oraz ze Szwecją i Litwą wyznaczone były wielkości NTC dla eksportu i importu oraz osobno ograniczenia alokacyjne dla tych połączeń. Handel w ramach mechanizmu dnia bieżącego był realizowany w sposób ciągły. Krótkoterminowa alokacja zdolności przesyłowych na wszystkich granicach KSE z krajami członkowskimi UE odbywała się w ramach paneuropejskich mechanizmów jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (aukcje niejawnie, typu implicite).

Techniczne możliwości wymiany międzysystemowej w 2023 r. i w 2024 r. określone były oddzielnie dla:

- profilu synchronicznego (połączenia z Niemcami, Czechami i Słowacją),
- połączeń ze Szwecją oraz Litwą,
- linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina) pracującej promieniowo oraz
- połączenia synchronicznego Rzeszów-Chmielnicka (Ukraina).

W szczególności

- dla profilu synchronicznego (DE, CZ, SK) wyznaczone były wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych (aukcje jawne, typu explicit) oraz w ramach procedur dnia bieżącego; dla profilu synchronicznego w obrębie horyzontu dobowego obowiązywała metoda Flow Based Allocation (FBA);
- dla połączeń ze Szwecją i Litwą wyznaczone były wartości NTC dla eksportu i importu dla potrzeb aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego;
- dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór wyznaczone były jedynie wartości NTC dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych (przetargi jawne typu explicit);

³⁹ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/11574,Decyzja-dotyczaca-przyznania-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-udostepniania-miedzy.html>, (dostęp 10.10.2024 r.).

⁴⁰ Sprawozdanie z Działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 2023 r., Warszawa kwiecień 2024 r. - <https://www.ure.gov.pl/download/9/14628/Sprawozdanie2023.pdf>, (dostęp 10.10.2024 r.).

- dla połączenia synchronicznego Rzeszów-Chmielnicka od 15 maja 2023 r. wyznaczone były wartości NTC dla potrzeb przetargów miesięcznych (przetargi jawne typu explicit).

e) Ograniczenia alokacji

Zgodnie ze Sprawozdaniem⁴¹ w wymianie międzysystemowej na połączeniach synchronicznych oraz na połączeniach ze Szwecją i Litwą nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych.

Ograniczenia alokacji, które wystąpiły w okresie objętym Sprawozdaniem miały miejsce w związku z pracami remontowymi lub sytuacjami awaryjnymi.

Na połączeniach Polska-Ukraina po stronie polskiej wystąpiło przedłużenie remontu linii 400 kV Rzeszów-Chmielnicka, co skutkowało ograniczeniem zaplanowanych dostaw do 0 MW w okresach 7-8 października 2023 r., 14-15 października 2023 r. oraz 21-22 października 2023 r. Natomiast na połączeniu 220 kV Zamość-Dobrotwór wystąpiło wyłączenie awaryjne linii skutkujące ograniczeniem praw przesyłowych alokowanych w przetargu miesięcznym w kierunku importowym do 0 MW w dniach 15 listopada 2023 r. (w godzinach 12:00-24:00) oraz 16 listopada 2023 r. (w godzinach 00:00-24:00).

W celu zwiększenia wolumenu udostępnianych zdolności, poza wymienionymi wcześniej pracami inwestycyjnymi Polska wdrożyła przepisy umożliwiające proces nabywania rezerw mocy przed zamknięciem bramki w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC). Środek ten jest zgodny z zaproponowanym przez ACER w Metodologii CORE CCM (decyzja ACER 02/2019), jako jedno z możliwych rozwiązań w celu zmniejszenia wpływu stosowanych ograniczeń alokacji. W celu realizacji tej reformy minister właściwy do spraw energii wydał rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego⁴², Wdrożenie skorygowanego mechanizmu nabywania rezerw mocy nastąpiło w czerwcu 2024 r. i zostało szerzej opisane w części dot. rynku bilansującego.

Polska planuje dokonanie oceny skuteczności mechanizmu w kontekście zmniejszania wpływu ograniczeń alokacji. Przyjmujemy, że wymagany będzie okres minimum dwóch lat od wdrożenia wszystkich wymaganych zmian (w tym IRiESP i WDB) do dokonania wiarygodnej oceny w tym zakresie. Prezes URE przeprowadzi badanie skuteczności wprowadzonych działań dotyczących ograniczeń alokacji w polskim systemie. Ocena skuteczności nastąpi nie wcześniej niż w 2026 r., a rekomendacje Prezesa URE zostaną wzięte pod uwagę w dalszych pracach nad zmniejszeniem wpływu ograniczeń alokacji.

IV. Informacja nt. rynku mocy i wystarczalność zasobów w Polsce

Rynek Mocy

W okresie wrzesień 2023 r.- sierpień 2024 r. przeprowadzono następujące aukcje rynku mocy:

1. 14 grudnia 2023 r. – aukcję główną na rok dostaw 2028,
2. 14 marca 2024 r. – aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały roku dostaw 2025,
3. 22 sierpnia 2023 r. – aukcje wstępne do aukcji głównej na rok dostaw 2029 oraz aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2026 (aukcje dla jednostek fizycznych zlokalizowanych w sąsiednich systemach elektroenergetycznych).

⁴¹ Ibidem.

⁴² Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. 2023 r. poz. 2280).

Po ogłoszeniu wstępnych wyników aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2025 uruchomiono rynek wtórny, w ramach którego uczestnicy rynku mieli możliwość zgłaszania transakcji obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym na 2025 r. Wytwórcy mogli również w 2023 r. i 2024 r. dokonywać transakcji na wcześniejsze okresy dostaw.

Od września 2023 r. przeprowadzono następujące certyfikacje:

1. od 7 września do 17 listopada 2023 r. – certyfikację do aukcji głównej na rok dostaw 2028;
2. od 23 listopada do 16 lutego 2024 - certyfikację do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2025,
3. od 4 stycznia do 11 marca 2023 r. – certyfikację ogólną w 2024 r.,
4. w dniu 5 września 2023 r. rozpocznie się certyfikacja do aukcji głównej na rok dostaw 2029, która potrwa do 15 listopada 2024 r.,

W okresie wrzesień 2023 – sierpień 2024 r. polski OSP nie ogłosił okresu przywołania na rynku mocy.

W 2024 roku wydano trzy akty wykonawcze na podstawie ustawy o rynku mocy⁴³:

1. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2029 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2026, a także parametrów aukcji wstępnych do tych aukcji⁴⁴;
2. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie opłaty mocowej⁴⁵;
3. rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym⁴⁶

Ponadto 21 sierpnia 2024 r. OSP poinformował, że zawarło pięciopstronną umowę pomiędzy OSP a 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH. Umowa dotyczy dopuszczenia jednostek rynku mocy składających się z jednostek fizycznych zagranicznych zlokalizowanych w strefie profilu synchronicznego, obejmującej system przesyłowy Republiki Federalnej Niemiec, system przesyłowy Republiki Czeskiej, system przesyłowy Republiki Słowackiej, do udziału w aukcjach mocy na okresy dostaw od 2026 do 2030. Podpisanie umowy nie wpływa na funkcjonowanie rynku mocy, ponieważ uczestnictwo jednostek zagranicznych z obszarów OSP działających się na terenie Republiki Federalnej Niemiec innych niż 50Hertz Transmission GmbH było już możliwe na podstawie aneksu z dnia 21 sierpnia 2023 do dotychczasowej umowy, zawartej między PSE S.A., a 50Hertz Transmission GmbH.

Sytuacja w zakresie wystarczalności zasobów

W toku notyfikacji polskiego rynku mocy Komisji Europejskiej, OSP wykonywał analizy wystarczalności zasobów wytwórczych dla lat 2020, 2025 i 2030, które następnie były

⁴³ Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. 2023 r. poz. 2131).

⁴⁴ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 lipca 2024 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2029 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2026, a także parametrów aukcji wstępnych do tych aukcji (Dz.U. 2024 r. poz. 1154).

⁴⁵ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 5 września 2024 r. w sprawie opłaty mocowej (Dz. U. 2024 r. poz. 1350).

⁴⁶ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. 2024 r. poz. 1389).

weryfikowane przez zewnętrznego konsultanta i które finalnie zostały wykorzystane w Decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej rynek mocy⁴⁷ (dalej: „Decyzja KE”)

Przedmiotowe analizy były wykonane z wykorzystaniem metod probabilistycznych, a ich wynikiem była oczekiwana liczba godzin w roku, w których zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym (ang. LOLE tj. Loss of Load Expectation). Zgodnie z wynikami ww. analiz przedstawionymi w pkt 12 decyzji KE, w scenariuszu bazowym, wartość wskaźnika LOLE dla lat 2020, 2025 wynosiła odpowiednio 176,4; 101,7 h/rok. Wyniki te wskazywały na niespełnienie standardu bezpieczeństwa określonego na 3 h/rok we wszystkich analizowanych latach. Uzyskane wyniki pozwoliły także zewnętrznemu konsultantowi na oszacowanie brakujących mocy dyspozycyjnych w polskim systemie elektroenergetycznym na 2 750 MW w roku 2020 oraz 8 068 MW w roku 2025 (pkt 12 Decyzji KE). Dla roku 2030 OSP przeprowadził dodatkową analizę wystarczalności zasobów wytwórczych (pkt 13 Decyzji KE) otrzymując w najmniej konserwatywnym scenariuszu wartość wskaźnika LOLE na poziomie 12,56 h/rok, który przekraczał założony standard bezpieczeństwa (3 h/rok).

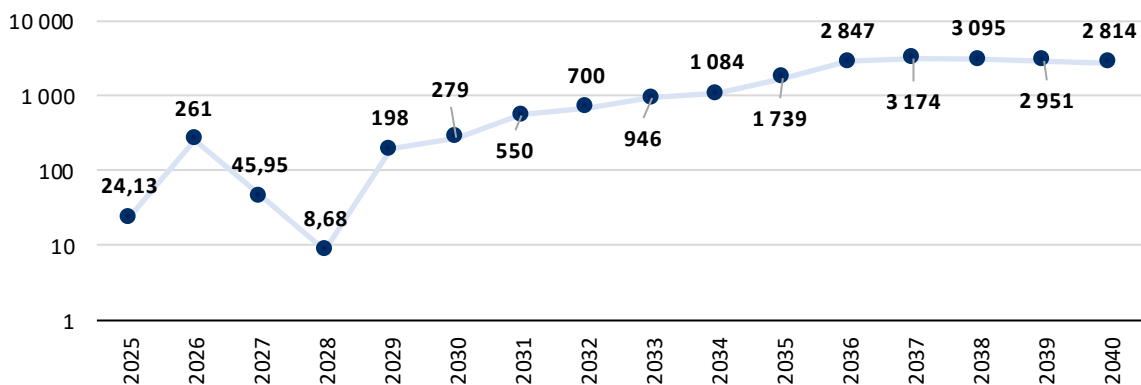
Opisana powyżej sytuacja w zakresie wystarczalności zasobów wytwórczych, od czasu uruchomienia rynku mocy, uległa istotnej poprawie w perspektywie roku 2025. W zakresie lat późniejszych sytuacja ta może jeszcze ulec zmianie w związku z wynikami przeprowadzonych aukcji mocy i aukcji OZE, a także w związku z oddawaniem do eksploatacji nowych źródeł wytwórczych i trwałym odstawianiem istniejących jednostek wytwórczych.

W perspektywie do 2027 roku nie jest już możliwe zmniejszenie luki zdolności wytwórczych poprzez inwestycje w dodatkowe konwencjonalne źródła wytwórcze, ponad inwestycje obecnie realizowane. Ewentualny import mocy na połączeniach transgranicznych nie może być traktowany jako zabezpieczenie spełnienia założonego standardu bezpieczeństwa (3 h/rok) z powodu licznych niepewności oraz zmieniających się uwarunkowań funkcjonowania systemów elektroenergetycznych w krajach Unii Europejskiej, które w praktyce uniemożliwiają wiarygodne prognozowanie długoterminowe wykorzystania połączeń transgranicznych. W celu spełnienia założonego standardu bezpieczeństwa może być konieczne podjęcie działań prowadzących do zwiększenia dostępnych mocy dyspozycyjnych. Źródłem takiej mocy może być w szczególności wydłużenie eksploatacji jednostek wytwórczych przewidzianych do odstawienia ze względu na warunki techniczne lub ekonomiczne poprzez skonstruowany w tym celu mechanizm lub poprzez uzupełnienie istniejących mechanizmów.

Poniżej przedstawiono uaktualnione średnie wartości wskaźnika LOLE ujęte w opublikowanym w kwietniu 2024 r. przez OSP i przesłanym do uzgodnienia przez Prezesa URE projekcie dokumentu⁴⁸ pn. „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034”.

⁴⁷ Decyzja Komisji Europejskiej - State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism z dnia 7 lutego 2018 r. https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf, (dostęp 10.10.2024 r.).

⁴⁸ PSE S.A., Plan rozwoju, <https://www.pse.pl/dokumenty/>, [dostęp: 31.10.2024 r.).



Wykres 3 Średnie wartości wskaźnika LOLE

V. Podsumowanie

Polska konsekwentnie realizuje reformy rynku energii elektrycznej przyjęte w Planie Wdrażania w maju 2020 r. W celu ich wdrożenia Polska kontynuuje realizację działań zarówno legislacyjnych jak i inwestycyjnych. Należy podkreślić, że w dalszym ciągu wpływ, na stopień oraz kształt realizowanych reform, ma rosyjska agresja na Ukrainę oraz konsekwencje tego konfliktu dla europejskiego rynku energii elektrycznej.

Niewątpliwie ważnym wydarzeniem mającym miejsce w bieżącym okresie sprawozdawczym było wejście w życie w dniu 14 czerwca 2024 r. II etapu reformy rynku bilansującego energii elektrycznej. Była to fundamentalna zmiana dla uczestników rynku energii elektrycznej.

Polska dokłada należytych starań w celu kontynuowania zaplanowanych reform. Obecnie działania są skupione m.in. na rozwoju usług elastyczności, DSR i magazynowania energii co pozwoli na zwiększenie zachęt do uczestnictwa źródeł wytwórczych OZE w rynku energii elektrycznej oraz ich lepszej integracji w KSE.