



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

Sprawozdanie z realizacji
Polskiego Planu Wdrażania reform
rynku energii elektrycznej
za okres wrzesień 2022- sierpień 2023

Warszawa, październik 2023 r.

Spis treści

I.	Wprowadzenie	3
II.	Wstęp	4
III.	Sprawozdanie z realizacji reform rynku energii elektrycznej	8
a)	Rynek bilansujący	8
b)	Odpowiedź odbioru, magazyny energii elektrycznej oraz inteligentne opomiarowanie	10
c)	Rynek detaliczny	11
d)	Rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne	13
e)	Ograniczenia alokacji	16
IV.	Informacja nt. rynku mocy i wystarczalność zasobów w Polsce	17
V.	Podsumowanie	19

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) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (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. Polska w październiku 2021 r. przekazała pierwsze, a w marcu 2023 r. drugie 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 2022 r. – sierpień 2023 r.

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, z uwagi na zrealizowanie wymaganych w Planie Wdrażania działań, tj. dostosowanie do przepisów przewidzianych w Rozporządzeniu (UE) 2019/943 zgodnie z art. 22 ust. 5, oraz zaprzestanie stosowania mechanizmów z płatnością za dostępność, wykorzystywanych do wsparcia realizacji przez OSP obowiązku w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, opisanych w poprzednim sprawozdaniu z realizacji Planu Wdrażania. Zgodnie z art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 i 1565 oraz z 2021 r. poz. 234), rynek mocy podlegał corocznemu monitoringowi. Zamieszczono zatem krótką informację nt. stosowania rynku mocy w Polsce oraz informacje nt. stanu wystarczalności zasobów w sprawozdawanym okresie.

Kluczowe dane dotyczące krajowego systemu elektroenergetycznego

Ze względu na brak oficjalnych danych statystycznych za sierpień 2023 r. dotyczących krajowego systemu elektroenergetycznego (na moment przygotowania opracowania), przedstawione poniżej dane odnoszą się do okresu wrzesień 2022 r. – lipiec 2023 r. i zostały porównane do okresu wrzesień 2021 – lipiec 2022 r.

W okresie wrzesień 2022 r. – lipiec 2023 r. wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto ukształtował się na niższym poziomie w stosunku do okresu poprzedniego i wyniósł 154 198 GWh. (spadek o 9% względem okresu wrzesień 2021 r. – lipiec 2022 r.)¹

W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 157 156 GWh, co stanowi spadek o ok. 5.1 % w porównaniu z poprzedzającym okresem.²

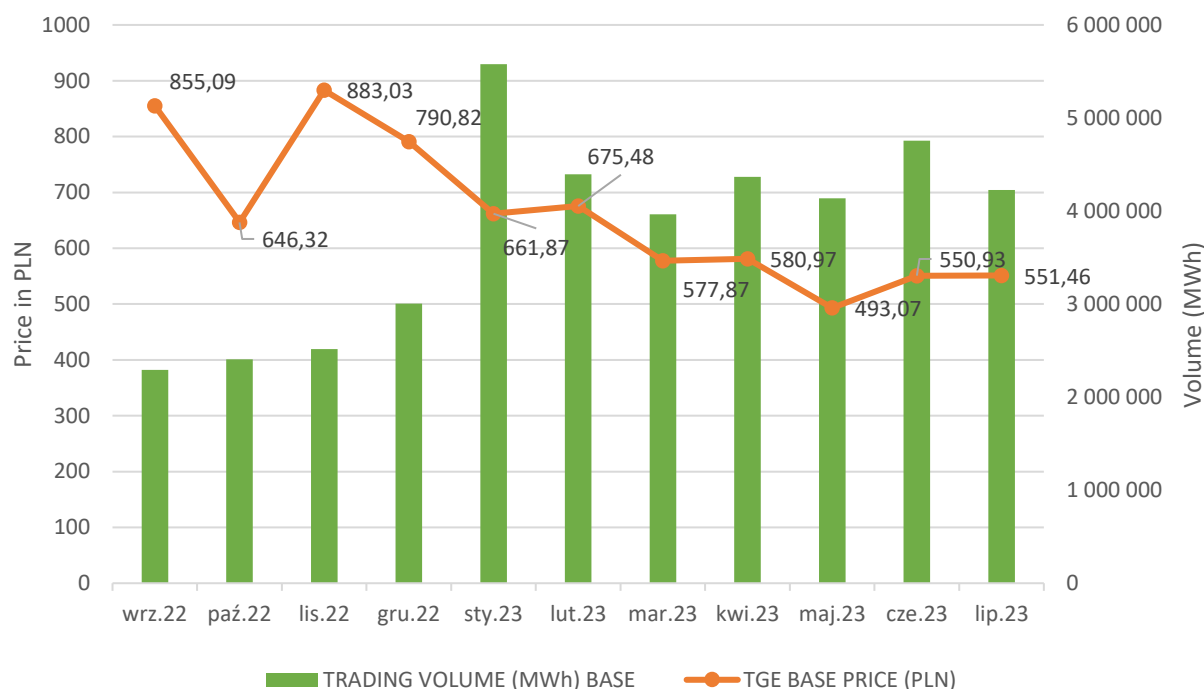
W badanym okresie Polska była importerem energii elektrycznej. Import wyniósł 13 850 GWh, co stanowi wzrost o ok. 1,1 % w stosunku do poprzedniego okresu. Eksport zmniejszył się o ok. 37,8% w stosunku do poprzedniego okresu i wyniósł 10 894 GWh. Saldo wymiany elektrycznej w okresie wrzesień 2022 r. – lipiec 2023 r. wyniosło 3 823 GWh (saldo importowe).³

Od listopada zeszłego roku odnotowano spadek cen energii elektrycznej zarówno na giełdach energii elektrycznej, jak i w kontraktach bilateralnych. Na wykresie 1 przedstawiono średnią ważoną wolumenem cenę energii elektrycznej na RDN.

¹ Dane za: Agencja Rynku Energii S.A – Informacja Statystyczna o energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny, numery 9(345) Wrzesień 2022 – 7 (355) Lipiec 2023 – Tabela 1.1 Krajowy Bilans Energii Elektrycznej – dane za miesiąc sprawozdawczy, str. 8.

² Ibidem.

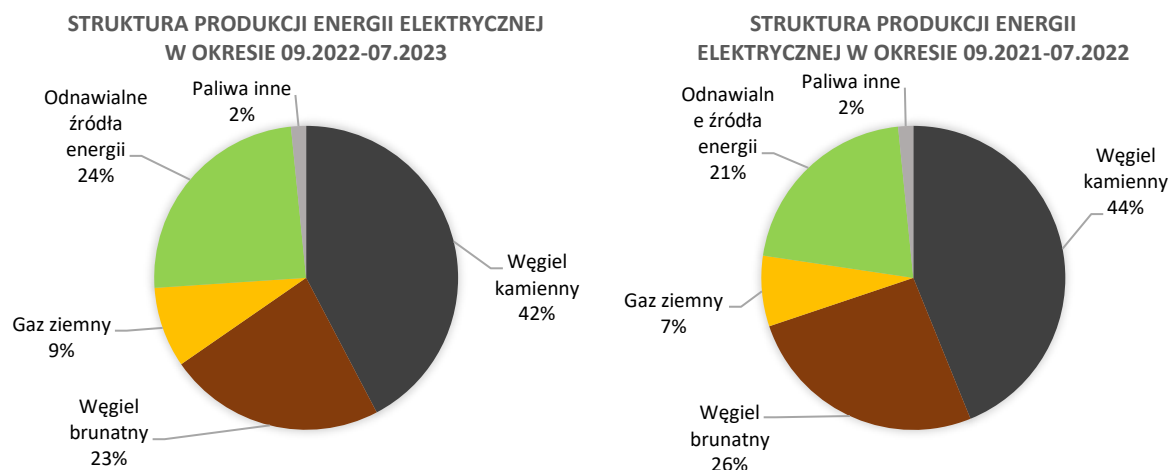
³ Dane za: Towarowa Giełda Energii S.A. – Raporty miesięczne Wrzesień 2022 – Lipiec 2023, Rynek dnia następnego.



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 2022 r. do lipca 2023 r. zmieniła się nieznacznie w stosunku do poprzedzającego okresu (wrzesień 2021 r. – lipiec 2022 r.). Zdecydowana większość wytwarzania nadal jest oparta na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. W porównaniu z okresem poprzednim zmalał udział węgla kamiennego (o 2 p.p.) oraz brunatnego (o 3 p.p.) w generacji energii elektrycznej, natomiast udział źródeł OZE wzrósł o 3 p.p. Na wykresie 2 przedstawiono porównanie struktury wytwarzania energii elektrycznej.⁴

⁴ Dane za: Dane za: Agencja Rynku Energii S.A – Informacja Statystyczna o energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny, numery 9(345) Wrzesień 2022 – 7 (355) Lipiec 2023 – Tabela 1.1 Krajowy Bilans Energii Elektrycznej – dane za miesiąc sprawozdawczy, str. 8.



Wykres 2 Struktura produkcji energii elektrycznej

Rynek hurtowy energii elektrycznej

Polska podejmuje działania mające na celu zapewnienie przejrzystości i jakości kształtowania cen na rynku giełdowym. Zgodnie z przyjętymi w 2022 r. regulacjami prawnymi⁵ zniesiony został obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej poprzez giełdę energii elektrycznej (tj. zniesienie tzw. „obliga giełdowego”). Zmiana struktury krajowego rynku energii, rozwój mechanizmów konkurencji oraz wprowadzone wcześniej zmiany legislacyjne, które w efekcie wiązały się z przejściem na model zdecentralizowany rynku, umożliwiły zniesienie wprowadzonego z dniem 1 stycznia 2019 r. 100% obliga giełdowego. Ponadto wprowadzono przepisy zaostrzające odpowiedzialność w zakresie manipulacji na rynku energii elektrycznej. Celem wprowadzanych przepisów jest dążenie do przebudowy krajowego modelu obrotu energią elektryczną, nastawione na wspieranie transformacji krajowej elektroenergetyki oraz jej integracji z rynkiem europejskim.

W okresie sprawozdawczym Polska uczestniczyła również w pracach Rady nad przedstawionym w marcu 2023 r. Wnioskiem Komisji Europejskiej dotyczącym Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającego rozporządzenia (UE) 2019/943 i (UE) 2019/942 oraz dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w celu udoskonalenia struktury unijnego rynku energii elektrycznej (COM(2023)148) oraz Wnioskiem dotyczącym rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającego rozporządzenia (UE) nr 1227/2011 i (UE) 2019/942 w celu poprawy ochrony Unii przed manipulacją na hurtowym rynku energii (COM 147). Podczas prac Rady Polska zabiegała, aby reforma rynku energii obejmowała środki dostosowujące rynek energii elektrycznej do obecnych wyzwań w zakresie bezpieczeństwa energetycznego i budowania odporności systemu elektroenergetycznego na kryzysy oraz 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 81/24/22 z dnia 31 maja 2022 r., obowiązującymi od dnia 8 czerwca 2022 r. oraz „Szczegółowymi zasadami obrotu i rozliczeń dla energii elektrycznej sprzedawanej na Rynku Dnia Bieżącego” zatwierdzonymi Uchwałą Zarządu nr 114/34/22 z dnia 02.08.2022 r., obowiązującymi od dnia 11 sierpnia 2022 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 2015/1222 (CACM).

⁵ Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2022 poz. 2370)

Tym samym, w przypadku rynku dnia następnego cena minimalna stanowi 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.

W zakresie wykorzystania połączeń wzajemnych oraz wykorzystania potencjału połączonych rynków energii elektrycznej należy podkreślić znaczenie czwartego etapu integracji w ramach europejskiego rynku dnia bieżącego („SIDC”). Do 29 listopada 2022 r. na granicy polsko-słowackiej obowiązywało rozwiązanie przejściowe oparte na mechanizmie aukcji typu explicit stosowanym do 19 listopada 2019 r. na całym profilu synchronicznym. Z dniem 29 listopada 2022 r. granica polsko-słowacka została włączona do mechanizmu SIDC, w ramach czwartego etapu integracji. Tym samym obecnie alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego na wszystkich połączeniach transgranicznych polskiego systemu elektroenergetycznego z krajami UE odbywa się w trybie notowań ciągłych w ramach „SIDC”.

Odpis na fundusz wypłaty różnicy ceny

W celu mitygowania wysokich cen energii elektrycznej Polska przyjęła regulacje krajowe wdrażające mechanizm ograniczania przychodów nadzwyczajnych przewidziany w Rozporządzeniu Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej. Mechanizm został wdrożony w grudniu 2022 r. przepisami ustawy z dnia 27 października 2022 r. o działaniach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie cen energii oraz pomoc niektórym odbiorcom w 2023 r. (Dz. U. 2022 poz. 2127 z późn. zm.). 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 z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu (Dz.U. 2022 poz. 2284 z późn. zm.). Wytwórcy energii z OZE opierają 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 opierają się na kosztach zakupionej energii elektrycznej i mogą dodatkowo powiększyć limit o wysokość marży, a w przypadku sprzedawców energii elektrycznej – również koszty świadectw pochodzenia. Mechanizm odpisu na Fundusz ma zastosowanie od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2023 r.

III. Sprawozdanie z realizacji reform rynku energii elektrycznej

a) Rynek bilansujący

Reforma rynku bilansującego

W okresie sprawozdawczym kontynuowane były prace w zakresie opracowania i przyjęcia aktu prawnego wdrażającego II etap reformy rynku bilansującego energii elektrycznej. Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniający rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (rozporządzenie systemowe) był przedmiotem prac Komisji Prawniczej – organu zajmującego się zapewnieniem jakości stanowionego prawa, szczególnie pod względem jasności przepisów oraz poprawności ich brzmienia zgodnie z zasadami techniki prawodawczej. Biorąc pod uwagę zakres i wagę regulacji, jej złożoność oraz mnogość zgłaszanych uwag, ten etap trwał ponad pół roku i zakończył się w listopadzie 2022 r. W grudniu 2022 r. projekt aktu prawnego został przekazany do procesu notyfikacji technicznej, który zakończył się 16 marca 2023 r. W procesie notyfikacji technicznej nie zostały zgłoszone żadne uwagi do projektu rozporządzenia. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 22 marca 2023 r. (Dz. U. z 2023 r. poz. 819) zostało opublikowane w dzienniku ustaw w dniu 28 kwietnia 2023 r. i weszło w życie 13 maja 2023 r. Rozporządzenie systemowe umożliwia wprowadzenie m.in. następujących elementów II etapu reformy rynku bilansującego:

1. wdrożenie mechanizmu wyceny niedoboru mocy w celu zapewnienia zachęt do krótkoterminowej elastyczności i wysyłania odpowiednich sygnałów cenowych dla uczestników rynku,
2. wdrożenie możliwości nabywania mocy bilansującej odrębnie dla regulacji w górę i w dół, zgodnie z wymogami Rozporządzenia UE 2019/943 i EBGL,
3. wdrożenie zmian w zasadach i procesach rynku bilansującego umożliwiających rozpoczęcie wdrażania europejskich platform energii bilansującej,
4. wdrożenie zaktualizowanych reguł planowania i rozliczeń dla dostawców usług bilansujących oraz rozliczeń niezbilansowania podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie w celu zwiększenia efektywności działania nowych zasad rynku.

Nowe rozporządzenie systemowe umożliwiło opracowanie przez operatora systemu przesyłowego zmienionych Warunków Dotyczących Bilansowania (WDB), które pełnią rolę regulaminu funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej, oraz opracowanie zmienionej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), która również zawiera regulacje dotyczące procesu bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE).

Zgodnie z §53 ust. 1 i 2 rozporządzenia systemowego operator systemu przesyłowego przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia:

- Warunki Dotyczące Bilansowania, nie później niż w terminie 4 miesięcy od dnia wejścia w życie ww. rozporządzenia,
- Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy z dnia 19 maja 2022 r. Prawo Energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z późn. zm.), nie później niż w terminie czterech miesięcy od dnia uprawomocnienia się decyzji o zatwierdzeniu Warunków Dotyczących Bilansowania.

Ze względu na złożoność oraz techniczny charakter ww. dokumentów proces ich tworzenia jest niezmiernie czasochłonny. Zgodnie z art. 10 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania oraz art. 9g ust. 2 ustawy prawo

energetyczne w celu zapewnienia publicznego dostępu do projektu odpowiednio WDB oraz IRiESP zostały poddane publicznym konsultacjom:

1. konsultacje WDB trwały od 22 lutego do 5 maja 2023 r.,
2. konsultacje IRiESP trwały od 5 kwietnia do 31 maja 2023 r.

Operator systemu przesyłowego przedłożył Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia:

1. WDB w dniu 30.06.2023 r.
2. IRiESP w dniu 14.07.2023 r.

W okresie sprawozdawczym, postępowania administracyjne przed Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki mające na celu zatwierdzenie ww. dokumentów były jeszcze w toku. Planowo, II etap reformy rynku bilansującego miał zostać wdrożony od 1.01.2024 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. Zarówno operator systemu przesyłowego jak i Ministerstwo Klimatu i Środowiska otrzymali sygnały od uczestników rynku, że wdrożenie reformy w terminie wskazanym w konsultowanym projekcie WDB – tj. 1.01.2024 r. będzie stanowić znaczące wyzwanie i wnioskują o przesunięciu terminu wdrożenia na lipiec 2024 r.

Zgodnie z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzją z dnia 27 września 2023 r., znak DRR.WRE.744.17.2023.ŁW, postanowił zatwierdzić w części dokument WDB oraz ustalić termin wejścia w życie WDB na 14 czerwca 2024 r.⁶

Inne reformy rynku bilansującego oraz reformy dotyczące bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego

Powyższy zakres wdrażania II etapu reformy rynku bilansującego należy uzupełnić o zmiany przepisów dot. rynku bilansującego energii elektrycznej oraz bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego, które zostały wdrożone lub opracowane w okresie sprawozdawczym.

Zgodnie z informacjami przekazanymi w drugim sprawozdaniu z realizacji Planu Wdrażania, we wrześniu 2022 r. wprowadzono mechanizm uprzedniej weryfikacji ofert cenowych na rynku bilansującym (ang. ex ante bid evaluation) w ramach przepisów Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2022 poz. 2007). Regulacja doprecyzowała warunki w zakresie ofert bilansujących dla jednostek wytwórczych, tak aby ceny ofertowe były oparte na kosztach zmiennych wytwarzania energii elektrycznej. Zmiana ta nie wprowadzała modyfikacji samego mechanizmu kształtowania cen na rynku bilansującym – nadal oferty składane są przez poszczególnych dostawców usług bilansujących, a cena na rynku bilansującym kształtowana jest jako cena krańcowa zgodnie z merit order. Oczekiwany skutek w postaci racjonalizacji cen na rynku bilansującym i w konsekwencji również na rynkach krótkoterminowych i długoterminowych, został osiągnięty. Mechanizm ten został wdrożony w związku z nasilającymi się wzrostami cen energii elektrycznej w UE, spowodowanymi m.in. sytuacją na rynku surowców energetycznych, zbrojną agresją Rosji na Ukrainę oraz konsekwencjami gospodarczymi nakładającymi się kryzysów gospodarczych (pandemicznego i wojennego). Tym samym zaistniała konieczność ograniczenia negatywnego wpływu ww. sytuacji na odbiorców końcowych poprzez wdrożenie

⁶ Za stronę internetową URE, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/11325,Rynek-energii-elektrycznej-Prezes-URE-zatwierdzil-Warunki-Dotyczace-Bilansowania.html>, (dostęp: 10.10.2023 r.).

mechanizmu wspierającego zbliżenie wartości cen energii elektrycznej do jej krańcowych kosztów zmiennych wytworzenia. Głównym celem było zapewnienie stabilnych dostaw energii elektrycznej do odbiorców po racjonalnych cenach. Mechanizm pozostaje w mocy do momentu wejścia w życie II etapu reformy rynku bilansującego, tj. do 14 czerwca 2024 r., stosownie do decyzji Prezesa URE z dnia 27 września 2023 r. dotyczącej zatwierdzenia nowych WDB.

b) Odpowiedź odbioru, magazyny energii elektrycznej oraz inteligentne opomiarowanie

Odpowiedź odbioru (DSR)

W zakresie zobowiązania do zwiększenia udziału odpowiedzi odbioru (DSR) w rynkach energii, 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 Operatora Systemu Przesyłowego usługi Interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (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. W okresie sprawozdawczym kontynuowano prace nad rozszerzeniem uprawnień DSR na rynku bilansującym w ramach II etapu reformy RB opisanych w poprzednim punkcie.

Dalsze rozszerzenie uprawnień DSR odbywa się m.in. poprzez nowelizację ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”. Dzięki przyjęciu przepisów ustawy z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1681) wdrażającej przepisy Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE PE i Rady, zwana dalej „dyrektywą 2019/944”, odbiorcy końcowi będą mieć szersze możliwości uczestniczenia w odpowiedzi odbioru, zwłaszcza dzięki wprowadzeniu inteligentnych systemów opomiarowania oraz umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, które dadzą odbiorcom końcowym możliwość dostosowywania swojego zużycia energii elektrycznej do sygnałów cenowych w czasie rzeczywistym.

Niezależnie od powyższego, zasoby DSR uczestniczą w rynku mocy, sukcesywnie zwiększając swój udział. Aktualnie aktywnie uczestniczy w rynku mocy ponad 800 MW dostarczanych przez DSR, natomiast wolumen mocy DSR zakontraktowanej na rok dostaw 2026 wynosi ponad 1500 MW i może zostać jeszcze zwiększony po rozstrzygnięciu aukcji dodatkowych.

CSIRE oraz inteligentne opomiarowanie

W okresie sprawozdawczym kontynuowano prace nad opracowaniem ram prawnych dla inteligentnego opomiarowania oraz magazynowania energii. Stosowne rozwiązania zostały już przyjęte w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2021 poz. 1093), w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii (Dz.U. 2022 poz. 234), które m.in. określa wykaz procesów rynku energii elektrycznej, jakie mają być realizowane za pośrednictwem CSIRE i sposób ich realizacji oraz w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. 2022 poz. 788), które m.in. określa wymagania techniczne i funkcjonalne jakie powinien spełniać system pomiarowy i układy pomiarowe. Regulacje ustawowe można podzielić na dwa podstawowe obszary ujęte w odrębnych rozdziałach ustawy: (i) system pomiarowy oraz (ii) Operator Informacji Rynku Energii (OIRE) wraz Centralnym Systemem Informacji Rynku Energii (CSIRE).

Przepisy w zakresie systemu pomiarowego (regulacje weszły w życie 3 lipca 2021 r.) przewidują m.in.:

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

- 1) 2023 r. - min. 15%,
- 2) 2025 r. - min. 25 %,
- 3) 2027 r. - min. 65 %,

- 4) 2028 r. - min. 80%
- łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych.

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

Regulacje w zakresie OIRE/CSIRE określają m.in.:

1. zasady funkcjonowania OIRE oraz CSIRE,
2. role poszczególnych użytkowników CSIRE,
3. zasady wymiany informacji rynku energii (przetwarzanie tych informacji przez enumeratycznie określony krąg podmiotów w ściśle określonym celu),
4. zasady i sposób ochrony, przetwarzania i przechowywania informacji rynku energii, w tym danych pomiarowych energii elektrycznej.

W okresie sprawozdawczym zostało wydane rozporządzenie wykonawcze do przedmiotowej ustawy w zakresie inteligentnego opomiarowania, tj. rozporządzenie z dnia 30 maja 2023 r. Ministra Klimatu i Środowiska 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).

Dodatkowo, ustawą z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, stanowiąca kolejną dużą aktualizację Prawa energetycznego, przesunięto o rok termin uruchomienia CSIRE (z pierwotnie zapisanego 1 lipca 2024 r. na 1 lipca 2025 r.), tak aby zapewnić jego sprawne wdrożenie. Ustawa wprowadziła zapisy doprecyzowujące, w szczególności dotyczące obowiązku przekazywania danych pomiarowych do CSIRE przez przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną oraz w zakresie ich migracji i walidacji.

Magazyny energii elektrycznej

W ślad za wprowadzeniem ram prawnych dotyczących magazynów energii ustawą z dnia 20 maja 2021 r. *o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* oraz rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 października 2021 r. *w sprawie rejestru magazynów energii elektrycznej*, podjęto dalsze działania służące wdrażaniu i wsparciu technologii magazynowania energii.

Ustawą 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* implementowano przepisy dyrektywy 2019/944 w zakresie możliwości i warunków posiadania magazynów energii elektrycznej przez operatorów systemów elektroenergetycznych na potrzeby stabilizacji jakości sieci.

Uchwalona dnia 14 kwietnia 2023 r. *ustawa o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących* ma na celu usprawnienie procesu inwestycyjnego w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych będących najbardziej efektywnym sposobem wielkoskalowego magazynowania energii elektrycznej.

c) Rynek detaliczny

Polska dokonała transpozycji do prawa krajowego dyrektywy 2019/944 poprzez nowelizację ustawy – Prawo energetyczne (dokonaną ustawą z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw), 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.:

1. prawo odbiorców końcowych do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej,
2. wprowadzenie dostępu do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej,
3. możliwość technicznej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny,

4. 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),
5. wprowadzenie ram prawnych do funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych oraz agregatorów, regulacje w zakresie odbiorców aktywnych

Doprecyzowano również możliwość korzystania z tzw. linii bezpośrednich, jak również dookreślono zasady funkcjonowania mechanizmu nierynkowej redukcji OZE przewidziane w regulacjach Rozporządzenia PE i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

Ceny regulowane i wsparcie odbiorców końcowych

W związku z nieakceptowalnym wzrostem cen energii elektrycznej w 2022 r., wywołanym przyczynami zewnętrznymi, Polska podjęła kompleksowe działania osłonowe mające na celu ochronę odbiorców energii elektrycznej na rynku.

W obliczu trudnej sytuacji ekonomicznej obywateli i znaczącego wzrostu poziomu inflacji, Rząd RP wprowadził działania osłonowe określane mianem „Tarczy antyinflacyjnej”. Ten pakiet ochronny przewidywał czasowe zmniejszenie obciążeń podatkowych w obrębie energii elektrycznej, gazu ziemnego, ciepła czy też paliw. Wskazać należy, że w ramach dwóch tarcz antykryzysowych do końca 2022 r. obniżono m.in. podatek VAT na energię elektryczną i ciepło do 5%, podatek VAT na gaz ziemny do 0%, a także zwolniono z podatku akcyzowego energię elektryczną zużywaną w gospodarstwach domowych (a dla pozostałych odbiorców ograniczono jej wysokość do minimalnego dozwolonego przez przepisy unijne poziomu – 4,6 zł/MWh).

Minister Klimatu i Środowiska przygotował rozwiązania, które zapewniły odbiorcom w gospodarstwach domowych w 2023 r. ceny energii elektrycznej poniżej cen rynkowych wynikających z rzeczywistych jej kosztów.

Ustawa z dnia 7 października 2022 r. *o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej* gwarantuje ceny netto energii elektrycznej i stawki opłat dystrybucyjnych, nie wyższe niż obowiązujące w taryfach zatwierdzonych na rok 2022:

- 1) do 3000 kilowatogodzin rocznie dla wszystkich gospodarstw domowych,
- 2) do 3600 kilowatogodzin rocznie dla gospodarstw domowych z osobami niepełnosprawnymi,
- 3) do 4000 kilowatogodzin rocznie dla rodzin trzy plus – czyli rodziny z Kartą Dużej Rodziny oraz dla rolników,
- 4) do 250 kilowatogodzin dla każdej z działek w rodzinnym ogrodzie działkowym,
- 5) do 3000 kilowatogodzin w związku z budową na własne potrzeby budynku mieszkalnego jednorodzinnego.
- 6) do 3000 kilowatogodzin dla wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych wobec energii elektrycznej zużywanej w częściach wspólnych w budynkach wielolokalowych.

Z kolei, 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* (Dz.U. 2022 poz. 2243, z późn. zm.) wprowadza zaś mechanizm ceny netto energii elektrycznej „maksymalnej” do rozliczeń z odbiorcami uprawnionymi przez sprzedawców energii nie wyższej niż:

- 1) 693 zł/MWh dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych powyżej limitów zużycia wskazanych w ustawie z dnia 7 października 2022 r., oraz
- 2) 785 zł/MWh w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 30 września 2023 r. oraz 693 zł/MWh w okresie od dnia 1 października do dnia 31 grudnia 2023 r. dla jednostek samorządu

terytorialnego oraz podmiotów świadczących usługi użyteczności publicznej, a także mikro, małych i średnich przedsiębiorców.

Cena maksymalna stosowana jest przez sprzedawców wobec gospodarstw domowych od momentu przekroczenia limitów zużycia określonych w ustawie z dnia 7 października 2022 r. *o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej* – od dnia 1 stycznia 2023 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. Dodatkowo, dla odbiorców z sektora MŚP przewiduje się zastosowanie opustu 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. Wysokość opustu będzie wynosić 10% wartości rachunku za obrót energią elektryczną i zostanie on rozliczony przez sprzedawców w 2024 i 2025 r.

Efektywni energetycznie odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych skorzystają z obniżki rachunków za tę energię w 2024 r. Warunkiem jest 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 będzie skutkowała 10% obniżką kosztów za energię elektryczną i usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Uzupełniające ochronę odbiorców w gospodarstwach domowych rozwiązanie zostało zawarte w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 września 2023 r. *zmieniającym rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, wprowadzono w nim dla odbiorców w gospodarstwach domowych 12% obniżkę rocznego rachunku za energię elektryczną. Wartość obniżki wyniesie ok. 120 zł i będzie uzależniona od spełnienia jednego z warunków dotyczących m.in. oszczędnego korzystania z energii elektrycznej, zgody na otrzymywanie korespondencji, w tym faktur VAT drogą elektroniczną czy posiadania statusu prosumenta.

Dodatek elektryczny: Ww. ustawa z dnia 7 października 2022 r. wprowadziła również jednorazowe świadczenie dla gospodarstwa domowego ogrzewającego swój dom czy mieszkanie źródłem zasilanym energią elektryczną. Osoba uprawniona mogła złożyć wniosek o przyznanie dodatku elektrycznego od dnia 1 grudnia 2022 r. do dnia 1 lutego 2023 r. Świadczenie było przyznawane w wysokości:

1. 1000 złotych – w przypadku, gdy zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie domowych w 2021 r. nie przekroczyło 5 MWh;
2. 1500 złotych- w przypadku, gdy zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie domowym w 2021 r. wyniosło więcej niż 5 MWh.

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*”⁷. Plan został uzgodniony z Prezesem URE w listopadzie 2022 r. Jest on opublikowany na stronie internetowej PSE S.A.⁸

Polska realizując program inwestycji w sieć przesyłową, zwiększa całkowite możliwości importowe i eksportowe linii transgranicznych prądu przemiennego (AC) i połączeń prądu stałego (DC). Status wskazanych w Planie Wdrażania inwestycji sieciowych został przedstawiony w tabeli 2. Inwestycje realizowane są zgodnie z aktualnym Planem Rozwoju PSE⁶.

⁷ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032. Listopad 2022 r.

⁸ Plan dostępny jest w języku polskim pod adresem: <https://www.pse.pl/documents/20182/291785a3-7832-4cb6-a5ae-971d29024b82>

Tabela 2. Status sieciowych projektów inwestycyjnych⁹

Projekt:	Zmiany	Status	Działania	Okres realizacji
Linia 400 kV Krajnik – Baczyna:	NIE	Zgodnie z planem	Zakończono prace budowlane linii 400kV, do grudnia 2022 wykonano prace demontażowe linii 220kV. Planowane uruchomienie linii na napięciu 400 kV w 2023 r.;	2015-2023
Linia 400 kV Baczyna – Plewiska:	NIE	Zgodnie z planem	trwają prace budowlano-montażowe. Uruchomienie linii planowane jest w 2023 r.	2017-2024
Linia 400 kV Mikułowa – Świebodzice:	NIE	Zgodnie z planem	rozpoczęto 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	trwają prace budowlano-montażowe dot. podwieszenia drugiego toru. Uruchomienie drugiego toru linii planowane jest w 2023 r.	2017-2024
Linia 400 kV Stanisławów – Ostrołęka	NIE	Zgodnie z planem	trwają prace budowlano-montażowe. Uruchomienie linii planowane jest na przełomie lat 2023 i 2024	2017-2024

Terminy realizacji poszczególnych inwestycji zawarte w tabeli 2. zostały zweryfikowane w stosunku do poprzedniego Sprawozdania w oparciu o Plan rozwoju PSE⁶. W okresie objętym niniejszym Sprawozdaniem trwał proces pozyskiwania zgód środowiskowych i decyzji administracyjnych, a także trwały prace budowlano-montażowe. Wymienione inwestycje pozwolą na osiągnięcie celu wskazanego w Planie Działania do 2025 r., przyjętego na podstawie Rozporządzenia PE i Rady (2019/943) z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

Poza przedstawionymi powyżej inwestycjami – związanymi głównie z realizacją Planu Działania, Operator Systemu Przesyłowego, PSE S.A. – realizuje szeroki i ambitny plan 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.

⁹ Projekty inwestycyjne wskazane w poprzednim Sprawozdaniu jako ukończone nie zostały uwzględnione w niniejszym sprawozdaniu.

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

Poza inwestycjami o znaczeniu krajowym polski OSP 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 oraz (ii) prace nad uruchomieniem połączenia Rzeszów-Chmielnicka, w tym ustalenie zasad wymiany energii elektrycznej z zsynchronizowanymi systemami Ukrainy i Mołdawii.

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 pozyskują dofinansowanie ze środków mechanizmu Connecting Europe Facility (CEF). Najbardziej kosztowną inwestycją w ramach synchronizacji jest budowa podmorskiego kabla HVDC – Harmony Link – łączącego systemy elektroenergetyczne Polski i Litwy. W raporcie OSP za okres 1 stycznia – 31 grudnia 2022 r. wskazano, że występuje ponad trzyletnie opóźnienie w pracach nad Harmony Link, spowodowane znacznie zwiększonym popytem na inwestycje wysokiego napięcia prądu stałego (HVDC). Odnotowano także globalny wzrost kosztów związany z sytuacją po pandemiczną oraz agresją Rosji na Ukrainę. W związku z tym oszacowano znaczny wzrost kosztów projektu. Trwają obecnie prace przygotowawcze do przeprowadzenia drugiego przetargu na budowę kabla podmorskiego i stacji konwerterowych.

PSE S.A. czynnie uczestniczy w pracach dotyczących synchronizacji w ramach ENTSO-E, przewodnicząc Grupie Roboczej PG Baltic w Grupie Regionalnej Europa Kontynentalna ENTSO-E (ENTSO-E RGCE). MKiŚ uczestniczy w pracach Grupy BEMIP, skupiającej przedstawicieli wysokiego szczebla administracji rządowej PB i Polski oraz OSP z tych państw.

W lipcu 2023 r. uzgodniono przez OSP Państw Bałtyckich, potwierdzony decyzją Premierów tych państw, termin przyspieszonej synchronizacji z Europą kontynentalną, która ma nastąpić w lutym 2025 r.

Wzrost wolumenu handlu energią z Ukrainą i Mołdawią

W wyniku agresji Rosji na Ukrainę doszło do znacznego przyspieszenia integracji synchronicznej systemu Ukrainy i Mołdawii z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej. Po testach pracy wyspowej systemów Ukrainy i Mołdawii przeprowadzanych w dniach 26-28 lutego 2022 r., systemy te nie zostały ponownie zsynchronizowane z systemem rosyjskim (UPS/IPS), natomiast dnia 16 marca 2022 r. zostały zsynchronizowane z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej. Współpraca pomiędzy systemami Ukrainy i Mołdawii z obszarem Europy kontynentalnej jest na bieżąco monitorowana przez ENTSO-E RGCE, które podejmuje m.in. decyzje o dopuszczalnym poziomie wymiany handlowej na granicach systemów. W czerwcu 2022 r. OSP z Europy kontynentalnej rozpoczęły proces stopniowego udostępniania zdolności dla handlu. Od czerwca 2023 r. dopuszczalny wolumen wymiany pomiędzy obszarem Europy kontynentalnej oraz Ukrainy i Mołdawii został zwiększony do 1200 MW.

W ramach projektu synchronizacji systemów Ukrainy i Mołdawii z systemem Europy kontynentalnej oraz zwiększania możliwości międzysystemowej wymiany energii elektrycznej pomiędzy systemami Ukrainy i państw UE, podjęto decyzję o przywróceniu do pracy nieczynnego od lat 80-tych XX w. połączenia 750 kV Rzeszów-Chmielnicka EJ, łączącego Polskę i Ukrainę. 28 kwietnia 2023 r. rozpoczęto

próbną pracę synchroniczną linii Rzeszów - Chmielnicka EJ na napięciu 400 kV, a 15 maja 2023 r. uruchomiono rynkową alokację zdolności przesyłowych i wymianę handlową na tym połączeniu.

Rynkowa alokacja zdolności i wymiana handlowa odbywa się także na linii promieniowej 220 kV Zamość - Dobrotwór (tylko import do Polski).

Realizacja Planu Działania

Zdolności przesyłowe¹⁰ na połączeniu DC Polska-Litwa wyznaczone wg metody NTC dla celów market coupling wynoszą nie mniej niż 70% technicznych zdolności połączenia, z wyłączeniem godzin, dla których: (i) nie są dostępne zasoby redispatchingu niezbędne do zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub (ii) występują odstawienia krytycznych elementów sieci, w związku z ich utrzymaniem lub pracami w zakresie rozbudowy sieci. Na pozostałych granicach Polska realizuje Plan Działania stopniowo zwiększając udostępniane zdolności przesyłowe na potrzeby wymiany transgranicznej, zgodnie z trajektorią zwiększania zdolności przesyłowych określoną w Planie Działania.

Dnia 9 grudnia 2022 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 rozporządzenia 2019/943, na jeden rok, od 1 stycznia 2023 r., w zakresie polskich krytycznych elementów sieci 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 poziomu. W uzasadnieniu wniosku spółka PSE S.A. zaznaczyła m.in., że odstępstwo konieczne jest do utrzymania bezpieczeństwa operacyjnego i wynika z braku możliwości ograniczenia przepływów kołowych z sąsiednich systemów do poziomu, który zapewni możliwość korzystania z właściwych zdolności przesyłowych krajowym i europejskim uczestnikom rynku. 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 i 2022.

Zgodnie z raportem URE¹¹ w 2022 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 (brak konieczności użycia redispatchingu wielostronnego), przy czym skala redispatchingu dwustronnego z niemieckim OSP 50 Hertz była niższa od wolumenu z 2021 r., jednakże całkowity koszt redispatchingu znacząco wzrósł. Alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych niesynchronicznych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa odbywała się poprzez mechanizm market coupling na rynku dnia następnego z udziałem wielu NEMO w Polsce, tzw. Multi-NEMO Arrangements.

e) Ograniczenia alokacji

Od 29 listopada 2022 r., wraz z włączeniem granicy polsko-słowackiej do mechanizmu jednolitego łączenia rynku dnia bieżącego, krótkoterminowa alokacja zdolności przesyłowych na wszystkich

¹⁰ Sprawozdanie z udostępniania zdolności przesyłowych składane jest w cyklach rocznych. Z tego względu przedstawione w sprawozdaniu informacje odnoszą się w głównej mierze do 2022 roku.

¹¹ Sprawozdanie z Działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 2022 r., Warszawa 20.04.2023 r.

granicach Polski z państwami członkowskimi UE odbywa się w ramach paneuropejskich mechanizmów jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego.

Polska kontynuowała prace w ramach II etapu reformy rynku bilansującego nad zmniejszeniem wpływu stosowania ograniczeń alokacji. W ramach tej reformy Polska wdrożyła już 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 02/20192), jako jednym 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 elektroenergetycznego, z dnia 22 marca 2023 r. (Dz. U. z 2023 r. poz. 819), które zastąpiło rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Wdrożenie skorygowanego mechanizmu nabywania rezerw mocy jest planowane na połowę 2024 roku, po czym będzie możliwe dokonanie oceny jego skuteczności w kontekście zmniejszania wpływu ograniczeń alokacji. Polska przyjmuje, że wymagany będzie okres dwóch lat do dokonania wiarygodnej oceny w tym zakresie.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki monitoruje ograniczenia alokacji zgodnie z obowiązującymi przepisami UE. Prezes URE przeprowadzi badanie skuteczności wprowadzonych działań dotyczących ograniczeń alokacji w polskim systemie. Ocena skuteczności nastąpi w 2025 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 2022 r.- sierpień 2023 r. przeprowadzono następujące aukcje rynku mocy:

1. 15 grudnia 2022 r. – aukcję główną na rok dostaw 2027,
2. 16 marca 2023 r. – aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały roku dostaw 2024,
3. 24 sierpnia 2023 r. – aukcje wstępne do aukcji głównej na rok dostaw 2028 oraz aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2025 (aukcje dla jednostek fizycznych zlokalizowanych w sąsiednich systemach elektroenergetycznych).

Po ogłoszeniu wstępnych wyników aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2024 uruchomiono rynek wtórny, w ramach którego uczestnicy rynku mieli możliwość zgłaszania transakcji obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym na 2024 r. Wytwórcy mogli również w 2022 i 2023 r. dokonywać transakcji na wcześniejsze okresy dostaw.

Od września 2022 r. przeprowadzono następujące certyfikacje:

1. od 8 września do 18 listopada 2022 r. – certyfikację do aukcji głównej na rok dostaw 2027;
2. od 22 listopada 2022 r. do 17 lutego 2023 - certyfikację do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2024,
3. od 2 stycznia do 10 marca 2023 r. – certyfikację ogólną w 2023 r.,
4. w dniu 7 września 2023 r. rozpoczęto certyfikację do aukcji głównej na rok dostaw 2028, która potrwa do 17 listopada 2023 r.,

23 września 2022 r. polski OSP – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. ogłosiły okresy przywołania na rynku mocy na godziny 19:00-20:00 oraz 20:00 do 21:00. Jednostki rynku mocy zostały wezwane do wywiązania się ze swoich obowiązków mocowych. System elektroenergetyczny Polski został

przeprowadzony przez ten okres w sposób bezpieczny i pracował stabilnie, a ogłoszenie okresów przywołania na rynku mocy pozwoliło na odtworzenie wymaganych rezerw mocy.

Sytuacja w zakresie wystarczalności zasobów

W toku notyfikacji polskiego rynku mocy Komisji Europejskiej, spółka PSE S.A. wykonywała analizy wystarczalności zasobów wytwórczych dla lat 2020, 2025 i 2030, które następnie były weryfikowane przez zewnętrznego konsultanta i które finalnie zostały wykorzystane w Decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej rynek mocy¹¹ (dalej: „Decyzja KE”).

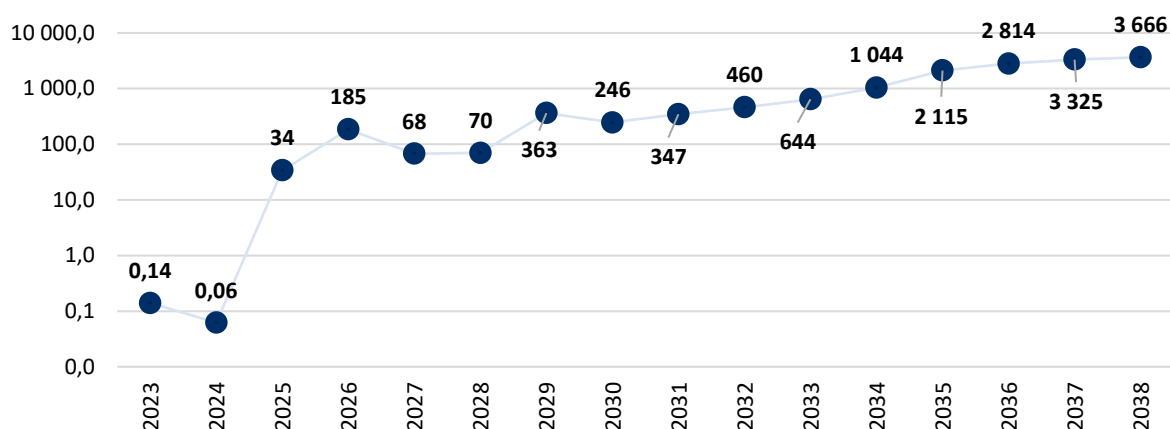
Przedmiotowe analizy były wykonane z wykorzystaniem metod probabilistycznych, a ich wynikiem była oczekiwana liczba godzin w roku, w których zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym (ang. LOLE tj. Loss of Load Expectation). Zgodnie z wynikami ww. analiz przedstawionymi w pkt 12 i 13 Decyzji KE, w scenariuszu bazowym, wartość wskaźnika LOLE dla lat 2020, 2025 i 2030 wynosiła odpowiednio 176,4; 101,7 oraz 12,56 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).

Opisana powyżej sytuacja w zakresie wystarczalności zasobów wytwórczych, od czasu uruchomienia rynku mocy, uległa istotnej poprawie. Jest to szczególnie widoczne w perspektywie 2025 r., w którym wartość prognozowanego wskaźnika LOLE spada do 34 godzin. Dodatkowo, należy nadmienić, że na ten rok dostaw będą jeszcze organizowane aukcje dodatkowe, które mogą pozwolić na zakontraktowanie dodatkowych zasobów mocy obejmujących np. nowe jednostki DSR. W zakresie lat późniejszych sytuacja ta może jeszcze ulec zmianie w związku z sukcesywnym oddawaniem do eksploatacji nowych źródeł wytwórczych i trwałym odstawianiem istniejących jednostek wytwórczych, z uwzględnieniem wyników przeprowadzonych i planowanych aukcji mocy i aukcji OZE.

Jednocześnie, w perspektywie do 2026 r. nie jest już możliwe istotne zmniejszenie luki zdolności wytwórczych poprzez inwestycje w dodatkowe sterowalne źródła wytwórcze, ponad inwestycje obecnie realizowane. Ewentualny import mocy na połączeniach transgranicznych może mieć pozytywny wpływ na sytuację bilansową, ale nie może być traktowany jako gwarancja spełnienia założonego standardu bezpieczeństwa. Wynika to z licznych niepewności oraz zmieniających się uwarunkowań funkcjonowania systemów elektroenergetycznych w krajach Unii Europejskiej, które w praktyce uniemożliwiają wiarygodne prognozowanie długoterminowe wykorzystania połączeń transgranicznych. Dodatkowym czynnikiem niepewności w tym zakresie jest sytuacja geopolityczna wpływająca na dostępność surowców energetycznych. 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.

¹¹ 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)

Poniżej przedstawiono średnie wartości wskaźnika LOLE ujęte w opublikowanym przez Ministra Klimatu i Środowiska w lipcu 2023 r. dokumencie pn. „Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.”.



Wykres 3 Średnie wartości wskaźnika LOLE

V. Podsumowanie

Jak przedstawiono w niniejszym Sprawozdaniu, Polska 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. Na stopień oraz kształt realizowanych reform w sposób istotny w dalszym ciągu wpływa agresja rosyjska na Ukrainę oraz konsekwencje tego konfliktu dla europejskiego rynku energii elektrycznej.

Polska dołoży należytych starań w celu kontynuacji zaplanowanych reform. Ewentualne opóźnienia w realizacji reform mogą być spowodowane koniecznością wdrażania innych środków, w tym środków interwencyjnych. Przykładem takiej interwencji było wdrożenie mechanizmów Rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii. Interwencja na rynku energii elektrycznej w czasie kryzysu energetycznego była celowa, jednakże miała ona wpływ na dalsze wdrażanie reform rynkowych.