



Ministerstwo  
Energii

---

**Sprawozdanie z realizacji  
Polskiego Planu Wdrażania reform  
rynku energii elektrycznej  
za okres  
wrzesień 2024 – sierpień 2025**

Warszawa, 2026 r.

## Spis treści

I.	Wprowadzenie.....	3
II.	Wstęp.....	4
a)	Rynek bilansujący .....	8
b)	Odpowiedź odbioru, magazyny energii elektrycznej oraz inteligentne opomiarowanie.....	10
c)	Rynek detaliczny .....	13
d)	Rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne .....	15
e)	Ograniczenia alokacji .....	21
f)	Reformy rynku energii w związku z udzieleniem derogacji na podstawie art. 64 ust. 2b rozporządzenia 2019/943 .....	22
IV.	Informacja nt. rynku mocy i wystarczalność zasobów w Polsce .....	29
V.	Podsumowanie.....	33

## Spis wykresów

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 .....	5
Wykres 2 – Struktura produkcji energii elektrycznej .....	6
Wykres 3 – Wyniki wskaźnika LOLE – scenariusz bazowy .....	32
Wykres 4 – Wyniki wskaźnika LOLE - scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych.....	33

## Spis tabel

Tabela 1 – Wielkość obowiązków mocowych zawarta w poszczególnych aukcjach.....	11
Tabela 2 – Status sieciowych projektów inwestycyjnych.....	16

## I. Wprowadzenie

W maju 2020 r. Polska przyjęła Plan wdrażania reform rynku energii elektrycznej (dalej jako Plan Wdrażania) opracowany na podstawie art. 20 ust 3. rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943<sup>1</sup> (dalej jako rozporządzenie 2019/943). Zgodnie z art. 20 ust. 6 rozporządzenia 2019/943 państwa członkowskie monitorują stosowanie swoich planów wdrażania oraz publikują wyniki monitorowania w sprawozdaniu rocznym i przedkładają to sprawozdanie Komisji Europejskiej (dalej jako KE). Pierwsze sprawozdanie z realizacji Planu Wdrażania Polska przekazała w październiku 2021 r.

Niniejszy dokument stanowi piąte 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 2024 r. – sierpień 2025 r.

---

<sup>1</sup> 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:

- a) rynek bilansujący,
- b) odpowiedź odbioru (dalej jako DSR), magazyny energii elektrycznej oraz opomiarowanie inteligentne,
- c) rynek detaliczny,
- d) rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne,
- e) ograniczenia alokacji i wymiana transgraniczna energii elektrycznej.

Rynek Mocy został opisany w niniejszym sprawozdaniu w sposób skrócony. Zamieszczono krótką informację nt. stosowania rynku mocy w Polsce oraz informacje nt. stanu wystarczalności zasobów w sprawozdawczym okresie.

W tegorocznym sprawozdaniu został również zawarty opis działań regulacyjnych, do wdrożenia których Polska zobowiązała się w ramach procesu uzyskania derogacji na podstawie art. 64 ust. 2b rozporządzenia UE 2019/943 o przyznanie odstępstwa od stosowania limitu emisji 550kgCO<sub>2</sub>/MWh i 350 kgCO<sub>2</sub>/kWe/rok w ramach polskiego rynku mocy. Polska zadeklarowała realizację działań regulacyjnych w zakresie sektora OZE, ochrony odbiorców końcowych oraz przyłączy do sieci elektroenergetycznej.

### Kluczowe dane dotyczące krajowego systemu elektroenergetycznego

W okresie wrzesień 2024 r. – sierpień 2025 r. wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto ukształtował się na nieznacznie wyższym poziomie w stosunku do okresu poprzedniego i wyniósł 173 500 GWh (wzrost o ok. 5 850 GWh względem okresu wrzesień 2023 r. – sierpień 2024 r. tj. ok 3,5 %).<sup>2</sup>

W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 172 444 GWh, co stanowi wzrost o ok. 1,6 % w porównaniu z poprzedzającym okresem.<sup>3</sup>

W badanym okresie Polska była eksporterem netto energii elektrycznej. Import wyniósł 14 733 GWh, co stanowi spadek o ok. 4,2 % w stosunku do poprzedniego okresu. Eksport wzrósł o ok. 19,2 % w stosunku do poprzedniego okresu i wyniósł 15 818 GWh. Saldo wymiany elektrycznej w okresie wrzesień 2024 r. – sierpień 2025 r. wyniosło -1 085 GWh (saldo eksportowe).<sup>4</sup>

Ceny energii elektrycznej w okresie sprawozdawczym cechowały się znacząco zmiennością. W okresie od września 2024 r. do lutego 2025 r. można zauważyć trend wzrostowy. W lutym 2025 r. wystąpiła najwyższa cena w okresie sprawozdawczym – 568,5 zł/MWh. W kolejnych miesiącach odnotowano spadek cen energii elektrycznej. W czerwcu 2025 r. odnotowano

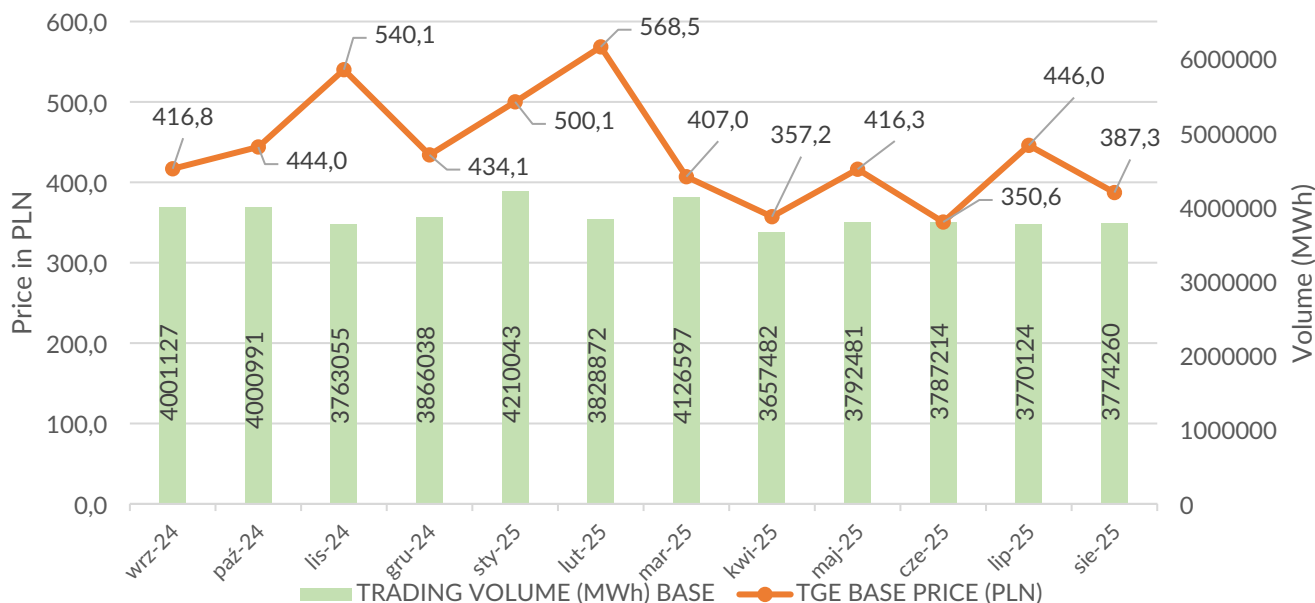
---

<sup>2</sup> Dane za: Agencja Rynku Energii S.A – Informacja Statystyczna o energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny, numery 9(369) Wrzesień 2024 – 1 (373) Styczeń 2025 – Tabela 1.1 Krajowy Bilans Energii Elektrycznej – dane za miesiąc sprawozdawczy, str. 8, 2 (374) Luty 2025 – 8 (380) Sierpień 2025 – Tabela 1.1 Krajowy Bilans Energii Elektrycznej – dane za miesiąc sprawozdawczy, str. 10.

<sup>3</sup> *Ibidem.*

<sup>4</sup> *Ibidem.*

najniższą cenę wynoszącą 350,6 zł/MWh. Na wykresie 1 przedstawiono średnią ważoną wolumenem cenę energii elektrycznej na rynku dnia następnego (dalej RDN).<sup>5</sup>

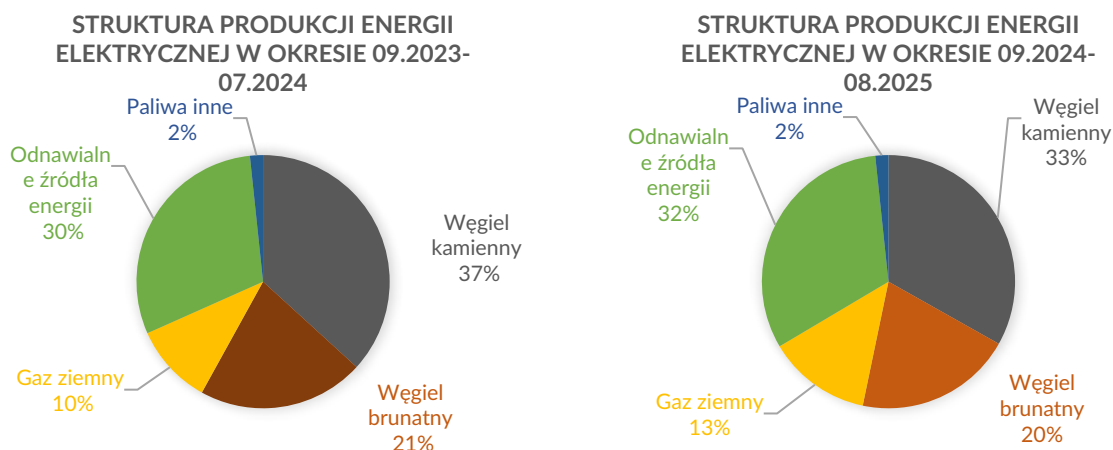


Wykres 1 – Średniomiesięczne ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem TGE BASE [zł/MWh] oraz miesięczny wolumen obrotu energią elektryczną na rynku dnia następnego (RDN) (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach

W strukturze produkcji energii elektrycznej w okresie od września 2024 r. do sierpnia 2025 r. w stosunku do poprzedniego okresu (wrzesień 2023 r. – sierpień 2024 r.) wzrost udział odnawialnych źródeł energii. Większość wytwarzania nadal jest oparta na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym (33%) oraz węgla brunatnym (20%), ale w porównaniu z okresem poprzednim zmalał udział węgla kamiennego (o 4 punkty procentowe – p.p.) oraz brunatnego (o 1 p.p.) w generacji energii elektrycznej. Warto podkreślić, że udział źródeł OZE wzrósł o 2 p.p. do poziomu 32%. Na wykresie 2 przedstawiono porównanie struktury wytwarzania energii elektrycznej.<sup>6</sup>

<sup>5</sup> Dane za: Towarowa Giełda Energii S.A. – Raporty miesięczne Wrzesień 2024 – Sierpień 2025, Rynek dnia następnego.

<sup>6</sup> Dane za: Agencja Rynku Energii S.A – Informacja Statystyczna o energii elektrycznej, Biuletyn miesięczny, numery 9(369) Wrzesień 2024 – 1 (373) Styczeń 2025 – Tabela 5.1 Produkcja energii elektrycznej – dane za miesiąc sprawozdawczy, str. 17, 2 (374) Luty 2025 – 8 (380) Sierpień 2025 – Tabela 5.1 Produkcja energii elektrycznej – dane za miesiąc sprawozdawczy, str. 22.



Wykres 2 – Struktura produkcji energii elektrycznej

### Rynek hurtowy energii elektrycznej

Zgodnie z obowiązującymi zasadami działania Towarowej Giełdy Energii S.A. ujętymi w „Szczegółowych zasadach obrotu i rozliczeń dla energii elektrycznej sprzedawanej na Rynku Dnia Następnego”<sup>7</sup> oraz „Szczegółowych zasadach obrotu i rozliczeń dla energii elektrycznej sprzedawanej na Rynku Dnia Bieżącego”<sup>8</sup>, w przypadku rynku dnia następnego cena minimalna wynosi równowartość wyrażoną w PLN kwoty – 500 EUR/MWh, a cena maksymalna równowartość +4 000 EUR/MWh wyrażoną w PLN. W przypadku rynku dnia bieżącego cena minimalna wynosi równowartość -9 999 EUR/MWh, a maksymalna równowartość +9 999 EUR/MWh.

Ważnym dla zapewnienia przejrzystości i jakości kształtowania cen na rynku giełdowym było wejście w życie rozporządzenia (UE) 2024/1106<sup>9</sup> tzw. REMIT II. Rozporządzenie REMIT II wprowadziło szereg zmian w zakresie przepisów chroniących hurtowy rynek energii przed manipulacjami oraz nieuprawnionym wykorzystywaniem informacji wewnętrznych.

Zmiany wprowadzone rozporządzeniem REMIT II skutkują koniecznością dostosowania ustawy – Prawo energetyczne<sup>10</sup> w zakresie:

- objęcia zakresem zastosowania przepisów wynikających z rozporządzenia (UE) 1227/2011<sup>11</sup> produktów, które dotychczas były wyłączone, tj. produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które są instrumentami finansowymi,
- sposobów egzekwowania przepisów rozporządzenia (UE) 1227/2011<sup>12</sup> przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako Prezes URE) i ACER,

<sup>7</sup> Zatwierdzone Uchwałą Zarządu TGE nr 159/45/25 z dnia 17.09.2025 r. i które weszły w życie z dniem 30.09.2025 r.

<sup>8</sup> Zatwierdzone Uchwałą Zarządu TGE nr 160/45/25 z dnia 17.09.2025 r. i które weszły w życie z dniem 30.09.2025 r.

<sup>9</sup> 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 (Dz.U. L, 2024/1106, 17.04.2024).

<sup>10</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tj. Dz. U. 2026 r. poz. 43).

<sup>11</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz.U. L 326 z 8.12.2011).

<sup>12</sup> *Ibidem*.

- rozszerzenia katalogu naruszeń, za które Prezes URE może wymierzyć administracyjną pieniężną karę oraz dostosowania wysokości tych kar, a także sankcji nakładanych przez sąd, przewidzianych za naruszenie rozporządzenia (UE) 1227/2011<sup>13</sup>.

W marcu 2025 r. do uzgodnień, opiniowania oraz konsultacji publicznych przekazany został projekt obejmujący zmiany ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (nr UC84 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów<sup>14</sup>, dalej jako projekt UC84) dostosowujący przepisy krajowe do zmian wprowadzonych rozporządzeniem REMIT II. W niniejszym okresie sprawozdawczym prowadzone były analizy przekazanych uwag. Wg stanu na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania projekt UC84 jest przedmiotem prac parlamentarnych.

### **Odpis na Fundusz Wyłaty Różnicy Ceny**

W celu mitygowania wysokich cen energii elektrycznej Polska wdrożyła w grudniu 2022 r. regulacje krajowe wdrażające mechanizm ograniczania przychodów nadzwyczajnych przewidziany w rozporządzeniu Rady (UE) 2022/1854<sup>15</sup>. Mechanizm został wdrożony przepisami ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023-2025<sup>16</sup>, w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej i był stosowany w odniesieniu do okresu od dnia 1 grudnia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. W okresie sprawozdawczym, podmioty dokonywały końcowych rozliczeń odpisu na Fundusz, umożliwiających Zarządcy Rozliczeń S.A. rozpoczęcie procesu zmierzającego do zamknięcia całego mechanizmu.

W okresie sprawozdawczym, podmioty zobowiązane zostały do dokonania w okresie od 1 lutego do 30 kwietnia 2025 r. końcowych rozliczeń, tj. dokonania odpisu na Fundusz w zakresie tej części odpisu na Fundusz, która nie została przekazana na rachunek Funduszu oraz przekazania sprawozdania rozliczeniowego potwierdzającego odpis na Fundusz, a w przypadku, gdy zaistniała konieczność dokonania korekty odpisu na Fundusz, złożenia korekty sprawozdań. Obecnie trwają końcowe procesy rozliczeniowe mechanizmu odpisu na Fundusz.

---

<sup>13</sup> *Ibidem*.

<sup>14</sup> Rządowe Centrum Legislacji – Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Numer UC84 w wykazie prac legislacyjnych Rady Ministrów), <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12396003> (data dostępu 09.02.2026 r.).

<sup>15</sup> Rozporządzenie Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii (Dz. Urz. UE L nr 261 z 07.10.2022 r.).

<sup>16</sup> Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023 -2025 (Dz. U. z 2024 r. poz. 1622, z późn. zm.).

## a) Rynek bilansujący

### Reforma rynku bilansującego

14 czerwca 2024 r. wszedł w życie II etap reformy rynku bilansującego energii elektrycznej (dalej jako RB), czym zakończono reformę RB określoną w Planie Wdrażania.

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 jako DUB) bez jednoczesnego obowiązku pełnienia na RB funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie (dalej jako 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 jako JB) oraz jednostki grafikowe (dalej jako JG). Oznacza to, że każdy zasób przyłączony do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (dalej jako KSE) na potrzeby bilansowania handlowego jest reprezentowany w JB, a zasoby, z wykorzystaniem których są świadczone usługi bilansujące dodatkowo wchodzi w skład JG.

- nowy katalog usług bilansujących

Wprowadzony został nowy katalog usług bilansujących pozyskiwanych przez Operatora Systemu Przesyłowego (dalej jako OSP), na które składają się:

- energia bilansująca,
  - moce bilansujące,
  - rezerwa utrzymania częstotliwości w górę (FCR<sup>G</sup>) i w dół (FCR<sup>D</sup>),
  - rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną w górę (aFRR<sup>G</sup>) i w dół (aFRR<sup>D</sup>),
  - rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną typu bezpośredniego w górę (mFRR<sup>G</sup>) i w dół (mFRR<sup>D</sup>),
  - rezerwa zastępcza w górę (RR<sup>G</sup>) i w dół (RR<sup>D</sup>).
- rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansujących

W Warunkach dotyczących bilansowania (dalej jako 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

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 jako 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

Wprowadzone w ramach reformy RB zmiany umożliwiły OSP przystąpienie do europejskich platform wymiany energii bilansującej (dalej jako platformy bilansujące) – platformy PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) i MARI (Manually Activated Reserves Initiative). Celem uczestnictwa w platformach bilansujących jest umożliwienie międzystrefowej wymiany energii bilansującej zgodnie z Rozporządzeniem (UE) 2017/2195<sup>17</sup>.

W raportowanym okresie OSP prowadził prace mające na celu przystąpienie do platform bilansujących. W dniu 11 lipca 2025 r. OSP dołączył do platformy PICASSO, umożliwiając tym samym korzystanie z zasobów rezerw aFRR innych operatorów przyłączonych do tej platformy.

W bieżącym okresie sprawozdawczym prowadzone było również monitorowanie funkcjonowania RB na nowych zasadach. W marcu 2025 r. OSP przedstawił dokument pt. „Ocena jakości bilansowania handlowego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w okresie od 14.06 – 31.12.2024 r”.<sup>18</sup>

Zgodnie z ww. dokumentem reforma rynku bilansującego istotnie poprawiła jakość wyceny energii niezbilansowania, a zatem również sygnały cenowe na rynku hurtowym energii elektrycznej, obecnie cena na rynku hurtowym znacznie lepiej odzwierciedla sytuację bilansową w KSE.

Jednakże jakość bilansowania poboru i wytwarzania energii elektrycznej przez uczestników rynku jest nadal niezadowalająca. OSP wskazał w dokumencie na następujące problemy:

- niezbilansowanie KSE w ciągu doby jest wysokie a odchylenia wahają się od -4000 MW do +4000 MW,
- największe dodatnie niezbilansowanie przypada w godzinach okołopołudniowych (w godz. 10–16), czyli w okresie najwyższej generacji instalacji PV. W tym okresie w KSE najczęściej występuje nadprodukcja energii elektrycznej względem jej zakontraktowanej wielkości przy jednoczesnym mniejszym poborze energii w stosunku do prognozowanego poboru wynikającego z zawartych umów sprzedaży energii,

<sup>17</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz.U. L 312 z 28.11.2017, str. 6–53).

<sup>18</sup> PSE. S.A. – Ocena jakości bilansowania handlowego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w okresie od 14.06 – 31.12.2024 r. (data dostępu 02.01.2026 r.).

- Okresy ujemnego niezbilansowania przypadają głównie we wczesnych godzinach porannych (godz. 6–9) oraz popołudniowo-wieczornych (16–20). W tych okresach zapotrzebowanie przewyższa zakontraktowaną dostawę i/lub jednostki wytwórcze nie są w stanie dostarczyć sprzedanej przez nie energii elektrycznej.

Ze względu na zaobserwowany wysoki poziom niezbilansowania KSE, w ocenie OSP należy podjąć dalsze kroki, które pozwolą na dalsze wzmocnienie zachęt do lepszego bilansowania po stronie uczestników rynku. Obecnie podstawowym środkiem w tym zakresie są zachęty finansowe tworzone przez ceny rozliczeniowe na RB. W ramach wzmocnienia zachęt do bilansowania ceny te powinny powodować, aby nieplanowe wprowadzanie energii do systemu lub nieplanowy jej pobór z KSE były nieatrakcyjne dla uczestników rynku w porównaniu do innych rynków, w szczególności rynków krótkoterminowych. Nieatrakcyjność tych cen powinna zależeć od poziomu niezbilansowania KSE.

W okresie sprawozdawczym rozpoczęte zostały prace legislacyjne nad nowelizacją Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych zasad funkcjonowania systemu elektroenergetycznego<sup>19</sup> (dalej jako rozporządzenie systemowe) w celu umożliwienia przystąpienia przez OSP do platformy MARI (nr 18 w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Energii).

## **b) Odpowiedź odbioru, magazyny energii elektrycznej oraz inteligentne opomiarowanie**

### **Odpowiedź odbioru (DSR)**

Od 2023 r. UE pracuje nad kodeksem sieciowym NC DR dotyczącym odpowiedzi odbioru. Ma on uregulować dostęp do rynku, prekwalifikację, wymianę danych między OSP i Operatorami Systemów Dystrybucyjnych (dalej jako OSD), zarządzanie ograniczeniami i regulację napięcia. Obejmie zasady dla redukcji zapotrzebowania, magazynowania energii, wytwarzania rozproszonego i agregacji, wspierając integrację rynku i konkurencję. W maju 2025 r. ACER przekazała projekt Komisji Europejskiej, zaś w lipcu ruszyły konsultacje z państwami członkowskimi, regulatorami, operatorami, giełdami energii, uczestnikami rynku i organizacjami społecznymi.

W ramach krajowych prac legislacyjnych w projekcie ustawy UC84 zaproponowano dodanie przepisów regulujących sprawozdanie na temat szacowanych potrzeb w zakresie elastyczności, którego przygotowanie wymaga art. 19e rozporządzenia 2019/943 w brzmieniu nadanym rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747<sup>20</sup> (dalej jako rozporządzenie 2024/1747). Projektodawca wskazał OSP elektroenergetycznego jako podmiot właściwy do sporządzenia tegoż sprawozdania. Zgodnie z powyższą propozycją, OSP – na podstawie danych i analiz od OSD – ma przygotowywać ww. sprawozdanie, co pozwoli określić potrzeby KSE w zakresie elastyczności, jak i narzędzi jej pozyskania, w szczególności ocenić potrzebę ewentualnego wdrożenia mechanizmów wsparcia.

<sup>19</sup> Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2025 r. poz. 919).

<sup>20</sup> 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).

Niezależnie od powyższego, obecnie prowadzone są prace legislacyjne mające na celu przyjęcie nowego rozporządzenia systemowego (nr 17 w Wykazie prac legislacyjnych Ministra Energii), które określi zasady nabywania usług elastyczności przez OSD oraz zasady współpracy pomiędzy OSP i OSD w obszarze elastyczności systemu elektroenergetycznego.

Ponadto zasoby DSR (tj. magazyny energii, wytwarzanie rozproszone) aktywnie uczestniczą w rynku mocy. Ich udział w rynku mocy utrzymuje się na poziomie ok. 1,5 GW. Dokładną wielkość obowiązków mocowych zawartą w poszczególnych aukcjach zaprezentowano w Tabeli 1. Zasoby DSR będą miały możliwość zawarcia dodatkowych umów mocowych w toku aukcji dodatkowych na lata 2027–2029 oraz aukcji uzupełniających na lata 2027–2028.

		Aukcje główne	Aukcje dodatkowe	Aukcje uzupełniające	Aukcje dogrywkowe
2024	III kwartał	1 029 MW	568 MW		
	IV kwartał		574 MW		
2025	I kwartał	949 MW	493 MW	172 MW	
	II kwartał		406 MW		
	III kwartał		224 MW		
	IV kwartał		361 MW		
2026	I kwartał	1 504 MW	182 MW	55 MW	
	II kwartał		50 MW		
	III kwartał		50 MW		
	IV kwartał		228 MW		
2027		1 539 MW			
2028		981 MW			
2029		1 088 MW			584 MW

Tabela 1 – Wielkość obowiązków mocowych zawarta w poszczególnych aukcjach<sup>21</sup>

OSP kontynuuje rozwój usług DSR poprzez dalsze realizowanie programów Interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców (dalej jako IZP) oraz Interwencyjnej Redukcji Poboru (dalej jako IRP). IZP polega na dobrowolnym i czasowym zwiększeniu (na polecenie OSP) poboru mocy przez aktywnych odbiorców energii elektrycznej. Za świadczenie usługi – w zależności od oczekiwanych cen zwiększenia poboru i cen ustalonych na RB – odbiorcy będą mogli otrzymywać wynagrodzenie. 1 września 2025 r. OSP uruchomił nabór do świadczenia usługi IZP w okresie od 1 października 2025 r. do 31 marca 2026 r. IRP z kolei 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

<sup>21</sup> Opracowanie własne na podstawie Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównych na lata 2024-2029, dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2024-2026, uzupełniających na okres dostaw od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. i na rok dostaw 2026 oraz dogrywkowej na rok dostaw 2029.

wynagrodzenie. 1 marca 2025 r. OSP uruchomił nabór do świadczenia usługi IRP w okresie od 1 kwietnia 2025 r. do 31 marca 2026 r.

### CSIRE oraz inteligentne opomiarowanie

1 lipca 2025 r. został uruchomiony centralny system informacji rynku energii (dalej jako CSIRE). Podmiotem odpowiedzialnym za uruchomienie i prowadzenie CSIRE jest operator informacji rynku energii (dalej jako OIRE), którego rolę pełni spółka Polskie Siecie Elektroenergetyczne S.A. – polski OSP elektroenergetyczny. Dzięki CSIRE dane z zakresu funkcjonowania detalicznego rynku energii elektrycznej będą zbierane według jednolitych standardów i przetwarzane w ramach w pełni zdigitalizowanych i zunifikowanych procesów, co zwiększy skuteczność oraz efektywność funkcjonowania tego rynku. CSIRE będzie wspierać rozwój usług rynkowych związanych z zaspokajaniem potrzeb odbiorców energii elektrycznej oraz służących zwiększaniu elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego.

CSIRE jest platformą realizowania zadań przez wszystkie grupy profesjonalnych użytkowników funkcjonujących na rynku energii w Polsce, do których należą: operatorzy systemów elektroenergetycznych, sprzedawcy energii elektrycznej oraz podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe. Z uwagi na wysoki stopień złożoności technicznej i organizacyjnej budowy systemów informatycznych niezbędnych dla integracji z CSIRE po stronie użytkowników rynkowych, a także ze względu na ich znaczną liczbę (łącznie jest to kilkaset organizacji), zdecydowano o wprowadzeniu etapowego dołączania do CSIRE. Ustawą<sup>22</sup> o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw uzależniono kolejność dołączania do CSIRE poszczególnych podmiotów od liczby punktów poboru energii obsługiwanych przez danego operatora systemu dystrybucyjnego. Zakończenie procesu wdrożenia CSIRE nastąpi 19 października 2026 r.

W okresie sprawozdawczym nadal szybko postępowało wdrażanie kolejnego elementu inteligentnego systemu elektrycznego, jakim są liczniki zdalnego odczytu (dalej jako LZO).

Przepisy w zakresie systemu pomiarowego<sup>23</sup> przewidują obowiązek instalacji LZO zgodnie z ustawowym harmonogramem:

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

– łącznej 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 2025 r. udział LZO wynosił ponad 40%).

---

<sup>22</sup> Ustawa z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw (Dz.U. 2025 r. poz. 759).

<sup>23</sup> Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2021 poz. 1093 z późn. zm.).

## Magazyny energii elektrycznej

W okresie sprawozdawczym monitorowano przyrost instalacji magazynowania energii elektrycznej oraz podejmowano dalsze działania służące wdrażaniu i wsparciu technologii magazynowania energii.

Zakończono prace nad przygotowaniem finansowanego ze środków Funduszu Modernizacyjnego programu priorytetowego pn. „Magazyny energii elektrycznej i związana z nimi infrastruktura dla poprawy stabilności polskiej sieci elektroenergetycznej”. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) uruchomił nabór wniosków, który trwał od 4 kwietnia do 30 maja 2025 r. i cieszył się ogromnym zainteresowaniem przedsiębiorców. 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. Budżet programu wynosi 4,15 mld zł<sup>24</sup>.

NFOŚiGW jako Jednostka Wspierająca w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO), ogłosił nabór wniosków w trybie konkurencyjnym o objęcie bezzwrotnym wsparciem budowy wielkoskalowego baterijnego magazynu energii elektrycznej BESS o pojemności 0,9 GWh w ramach inwestycji G1.1.3 „Systemy magazynowania energii”. Pula środków na dofinansowanie wynosi 893,5 mln zł. Planowane jest również wsparcie modernizacji istniejącej elektrowni szczytowo-pompowej Porąbka-Żar w ramach wykorzystania środków z pożyczkowej części KPO w wysokości 152,6 mln zł<sup>25</sup>.

### c) Rynek detaliczny

Polska kontynuowała w okresie sprawozdawczym wdrażanie do prawa krajowego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1711<sup>26</sup> (dalej jako dyrektywa 2024/1711) oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1106<sup>27</sup> w projekcie ustawy UC84. W ustawie znalazło się wiele rozwiązań wzmacniających pozycję odbiorcy na rynku energii elektrycznej. Do najważniejszych należy zaliczyć:

- prawo do więcej niż jednej umowy – umożliwienie odbiorcy końcowemu zawarcia więcej niż jednej umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej na jednym przyłączy,
- prawo do umowy na czas określony po stałej cenie – ustawa ma zagwarantować, zgodnie z wymogami określonymi w dyrektywie 2024/1711, możliwość zawarcia przez odbiorcę końcowego umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii elektrycznej na czas określony po stałej cenie na okres co najmniej jednego roku, co stanowi

---

<sup>24</sup>Serwis Rzeczypospolitej Polskiej – Magazyny energii elektrycznej i związana z nimi infrastruktura dla poprawy stabilności polskiej sieci elektroenergetycznej, <https://www.gov.pl/web/funduszmodernizacyjny/magazyny-energii-elektrycznej-i-zwiazana-z-nimi-infrastruktura-dla-poprawy-stabilnosc-polskiej-sieci-elektroenergetycznej2> (dostęp 02.01.2026 r.).

<sup>25</sup>Krajowy Plan Odbudowy – Nabory dla przedsiębiorców, [https://www.kpo.gov.pl/strony/o-kpo/wsparcie/nabory-dla-przedsiębiorców/#target\\_23](https://www.kpo.gov.pl/strony/o-kpo/wsparcie/nabory-dla-przedsiębiorców/#target_23) (dostęp 02.01.2026 r.).

<sup>26</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1711 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniająca dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz.U. L, 2024/1711, 26.6.2024).

<sup>27</sup> 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 (Dz.U. L, 2024/1106, 17.4.2024).

odpowieź na wzrost cen na rynku energii elektrycznej w Europie w ostatnich latach. W tym celu wskazani zostaną sprzedawcy zobowiązani do realizacji tego obowiązku,

- streszczenie umowy dla odbiorcy – projekt wprowadza obowiązek dostarczenia przez sprzedawcę odbiorcy końcowemu krótkiej informacji o kosztach, korzyściach i ryzykach związanych z danym rodzajem umowy oraz kluczowych warunkach umowy, tj. cenie i jej składnikach, rodzaju ceny (stała, zmienna lub dynamiczna), adresie e-mail sprzedawcy i infolinii, oraz informacjach na temat sposobów płatności, promocji, dodatkowych usług, adresie porównywarki internetowej,
- ochrona przed wstrzymaniem dostarczania energii elektrycznej – w projekcie proponuje się przepisy wskazujące, że sprzedawca energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej promuje zachowania mające na celu racjonalne i oszczędne zużycie energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego, poprzez opracowanie i publikację na swojej stronie internetowej kodeksu dobrych praktyk lub zamieszczenia na tej stronie stosownych informacji. Informacje o publikacji na stronie internetowej zamieszczane są na fakturze za energię elektryczną.

### Ceny regulowane i wsparcie odbiorców końcowych

Sytuacja na rynkach hurtowych uległa poprawie względem okresu kryzysu energetycznego panującego w Polsce i w Europie w II połowie 2022 r. Niemniej w czerwcu 2024 r. weszła w życie ustawa o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego<sup>28</sup>, która wprowadziła kontynuację mechanizmów chroniących odbiorców końcowych energii elektrycznej.

Zgodnie z przyjętymi rozwiązaniami ostonowymi, cena maksymalna dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych spadła w II połowie 2024 r. z 693 do 500 zł/MWh i była 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”.

Wprowadzony ustawą bon energetyczny wspomógł gospodarstwa domowe w pokrywaniu rachunków za energię elektryczną. Jednorazowe świadczenie pieniężne było przyznawane na okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia 2024 r. Świadczenie cieszyło się dużym powodzeniem – złożono 1 925 907 wniosków o przyznanie bonu, a na wypłaty przeznaczono ok. 764 mln zł.

Wraz ze stabilizacją cen na rynkach hurtowych energii elektrycznej, zasadne jest stopniowe odchodzenie od stosowania mechanizmów interwencyjnych i powracania do modelu funkcjonowania rynku energii elektrycznej sprzed kryzysu energetycznego. Należy jednak podkreślić, że odchodzenie od wsparcia odbiorców energii elektrycznej musi być realizowane w sposób stopniowy, uwzględniający przede wszystkim budżety gospodarstw domowych, które w największym stopniu są wrażliwe na zmiany cen energii elektrycznej. Dlatego też zdecydowano, że stosowanie ceny maksymalnej zostanie przedłużone do 30 września 2025 r.

---

<sup>28</sup> 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 z późn. zm.).

Tym samym, z uwagi na przepisy ustawy<sup>29</sup>, cena maksymalna dla gospodarstw domowych wynosiła 500 zł/MWh i również była stosowana bez żadnych limitów zużycia tej energii.

W 2025 r. podejmowano również działania służące poprawie sytuacji odbiorców końcowych energii elektrycznej. Jednym z nich była zmiana okresu, na który były zatwierdzone nowe taryfy dla energii elektrycznej sprzedawców z urzędu. Skrócenie okresu obowiązywania zmienionych taryf z 6 do 3 miesięcy miało na celu doprowadzenie do jak największego obniżenia cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Jednocześnie, Rząd RP na bieżąco monitoruje sytuację na rynku, w tym tendencje kształtowania się cen hurtowych energii elektrycznej, jak również poddaje analizie sytuację ekonomiczną największych spółek energetycznych Skarbu Państwa. Przepisy dotyczące działań osłonowych w zakresie cen energii elektrycznej na okres IV kw. 2025 r. zostały zaimplementowane do ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw. Ze względu na to, że ostatecznie ww. ustawa nie weszła w życie, przepisy dotyczące działań osłonowych w zakresie cen energii elektrycznej na okres IV kw. 2025 r. zostały wprowadzone w ustawie o bonie ciepłowniczym<sup>30</sup>.

#### d) Rozbudowa sieci przesyłowej i połączenia wzajemne

##### Inwestycje sieciowe

Dokumentem określającym zakres rozwoju elektroenergetycznych sieci przesyłowych w Polsce ze szczegółowym wykazem planowanych inwestycji jest „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034” (dalej jako Plan rozwoju). Jest on opublikowany na stronie internetowej polskiego OSP<sup>31</sup>.

Realizacja Planu rozwoju ma na celu m.in. zwiększenie całkowitych możliwości wymiany międzysystemowej (międzyobszarowej) dla połączeń transgranicznych prądu przemiennego (dalej jako AC) i prądu stałego (dalej jako DC).

Stan realizacji wskazanych w Planie Wdrażania inwestycji sieciowych jest przedstawiony w Tabeli 1. Inwestycje realizowane są zgodnie z aktualnym Planem rozwoju OSP. Projekty inwestycyjne, które zostały wskazane w Sprawozdaniu za okres 2023-2024 jako ukończone nie zostały uwzględnione w niniejszym Sprawozdaniu. Ostatnia z realizowanych inwestycji, tj. linia 400 kV Mikułowa - Świebodzice została ukończona 14 lipca 2025 r.

Projekt	Zmiany	Status	Działania	Okres realizacji
Linia 400 kV Mikułowa - Świebodzice:	NIE	Zgodnie z planem	W lipcu 2025 r. zakończono prace budowlano-montażowe.	2017-2025

<sup>29</sup> Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w latach 2023-2025 (t.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 1622 z późn. zm.).

<sup>30</sup> Ustawa z dnia 12 września 2025 r. o bonie ciepłowniczym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia wysokości cen energii elektrycznej (Dz.U. 2026 r. poz. 32).

<sup>31</sup> PSE. S.A. – Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034, (data dostępu 02.01.2026).

Tabela 2 – Status sieciowych projektów inwestycyjnych

Zrealizowane inwestycje z Planu Wdrażania pozwolą na osiągnięcie celu wskazanego w Planie Działania do 2025 r., przyjętego na podstawie rozporządzenia UE 2019/943<sup>32</sup>. Szczegółowe dane dotyczące realizacji Planu Działania znajdują się w dalszej części niniejszego Sprawozdania.

Poza inwestycjami związanymi z realizacją Planu Działania i Planu Wdrażania, OSP kontynuował w okresie objętym niniejszym Sprawozdaniem realizację ambitnego Planu rozwoju. Najważniejszymi obszarami rozwoju elektroenergetycznej sieci przesyłowej 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 lat jest zaangażowany w projekty o charakterze transgranicznym i regionalnym. Kluczowymi projektami realizowanymi w okresie sprawozdawczym były:

- przeprowadzenie synchronizacji systemów państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej,
- wymiana energii elektrycznej z zsynchronizowanymi systemami Ukrainy i Mołdawii a ENTSO-E.

### **Synchronizacja systemów państw bałtyckich z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej**

OSP z Polski, Litwy, Łotwy i Estonii przeprowadzili pomyślnie operację synchronizacji systemów w dniu 9 lutego 2025 r. Synchroniczne połączenie systemów nastąpiło w stacji Alytus na Litwie o godzinie 13:05 (CET) po zakończeniu całodobowego testu pracy izolowanej. Synchronizacja odbyła się w terminie przyspieszonym, zgodnie z uzgodnieniem OSP z państw bałtyckich z lipca 2023 r., potwierdzonym decyzją szefów rządów.

Trwa jeszcze realizacja niektórych inwestycji związanych z synchronizacją. Drugie połączenie elektroenergetyczne pomiędzy systemami Polski i Litwy, tj. linia o nazwie *Harmony Link* jest najkosztowniejszym i najbardziej złożonym projektem w ramach projektów tzw. II fazy synchronizacji. W okresie objętym niniejszym Sprawozdaniem, w grudniu 2024 r.<sup>33</sup> polski OSP zatwierdził finansową decyzję inwestycyjną (FID), która dotyczyła realizacji projektu *Harmony Link* w zmienionej technologii oraz trasie połączenia. Ze względów strategicznych, technicznych i ekonomicznych OSP z Polski i Litwy – w uzgodnieniu z organami Komisji Europejskiej – wybrali rozwiązanie techniczne polegające na poprowadzeniu dwutorowego kabla prądu przemiennego o napięciu 220 kV drogą lądową wzdłuż trasy drogowej Via Baltica.

<sup>32</sup> Ministerstwo Aktywów Państwowych – Plan działania opracowany na podstawie art. 15 Rozporządzenia (UE) 2019/943, <https://www.gov.pl/attachment/b39e7283-3929-4835-b451-32618ee00d7f> (data dostępu 02.01.2026).

<sup>33</sup> PSE. S.A. – Komunikat z dnia 23 grudnia 2024 r. dotyczący finansowania inwestycji Harmony Link (data dostępu 16.02.2026).

W okresie objętym niniejszym Sprawozdaniem dokonano także aktualizacji porozumienia (Grant Agreement) pomiędzy polskim OSP i Europejską Agencją Wykonawczą ds. Klimatu, Środowiska i Infrastruktury (CINEA), w celu zapewnienia dofinansowania ze środków mechanizmu Connecting Europe Facility (CEF).

Należy podkreślić, że polski OSP czynnie uczestniczył w pracach przygotowawczych dotyczących synchronizacji, przewodnicząc pracom Grupy Roboczej PG Baltic w Grupie Regionalnej Europa Kontynentalna ENTSO-E (ENTSO-E RGCE), m.in. reprezentując ENTSO-E w pracach Grupy SO (Senior Officials) BEMIP (Baltic Electricity Market Interconnection Plan). SO BEMIP składa się z przedstawicieli wysokiego szczebla administracji rządowej państw bałtyckich i Polski oraz przedstawicieli OSP z tych państw. W przygotowania były zaangażowane także polskie instytuty badawcze, opracowując niezbędne analizy techniczne. Poparcie dla synchronizacji państw bałtyckich było regularnie potwierdzane na najwyższym szczeblu państwowym i rządowym RP. Ze strony RP w pracach uczestniczyli przedstawiciele administracji rządowej reprezentujący e strony Pełnomocnika Rządu do Spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej (Ministerstwo Przemysłu, obecnie Ministerstwo Energii) oraz Departament Elektroenergetyki Ministerstwa Klimatu i Środowiska (obecnie Ministerstwo Energii). Pracom tej grupy przewodniczy Komisja Europejska (DG ENER).

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

W okresie objętym Sprawozdaniem nastąpił dalszy rozwój współpracy, w tym wyznaczenie zdolności przesyłowych pomiędzy systemami Ukrainy i Mołdawii z obszarem Europy kontynentalnej. Do maja 2025 r. wyznaczenie maksymalnego poziomu zdolności było prowadzone przez ENTSO-E RGCE. Od 5 maja 2025 r. obowiązuje umowa przez operatorów systemów przesyłowych Ukrainy i Mołdawii oraz Polski, Rumunii, Słowacji i Węgier oraz TSCNET „Service Level Agreement for monthly capacity calculation”, która określa sposób wyznaczania zdolności przesyłowych na granicach państw UE z Ukrainą i Mołdawią. Zgodnie z umową TSCNET, które pełni rolę Regionalnego Centrum Koordynacyjnego (ang. Regional Coordination Centre – RCC), od lipca 2025 r. realizuje zadania wyliczania zdolności przesyłowych na granicach Ukrainy i Mołdawii z państwami UE. Zdolności są wyznaczane dla poszczególnych tygodni danego miesiąca.

Od grudnia 2024 r. dopuszczalny wolumen wymiany energii elektrycznej z Europy kontynentalnej do Ukrainy i Mołdawii wynosi 2100 MW. Natomiast limit wymiany z Ukrainy i Mołdawii do Europy kontynentalnej wynosił od maja do lipca 2025 r. 650 MW, a od lipca 2025 r. już 900 MW.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222<sup>34</sup> ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych oraz zarządzania ograniczeniami w wersji dostosowanej i przyjętej we Wspólnocie Energetycznej (dalej jako EnC CACM) zdefiniowało Region wyznaczania zdolności przesyłowych Europy Wschodniej (dalej jako EE CCR) obejmujący OSP Ukrainy, Mołdawii i sąsiednich państw członkowskich UE. Zgodnie tym rozporządzeniem OSP z regionu EE CCR byli zobowiązani do zawarcia umowy o współpracy oraz przedłożenia wspólnie opracowanej

---

<sup>34</sup> 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).

propozycji dotyczącej wspólnej skoordynowanej metodyki wyznaczania zdolności przesyłowych dla rynków dnia następnego i dnia bieżącego.

Od 16 stycznia 2024 r. odbywają się skoordynowane przetargi dobowe na rezerwację zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Rzeszów – Chmielnicka EJ (UA). Za organizację przetargów odpowiada Joint Allocation Office SA (dalej jako JAO). Rynkowa alokacja zdolności i wymiana handlowa odbywają się także na linii 220 kV Zamość – Dobrotwór (UA). Ze względów systemowych możliwy jest tylko import do Polski z wydzielonych bloków elektrowni Dobrotwór. Zdolności są alokowane w miesięcznych jednostronnych przetargach organizowanych przez polski OSP.

### Realizacja Planu Działania<sup>35</sup>

Informację na temat obowiązku udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych i realizacji Planu Działania, wynikającego z wypełnienia przepisów rozporządzenia UE 2019/943, OSP przedstawił Prezesowi URE w corocznym dokumencie pn. „Sprawozdaniu za rok 2024 z udostępniania zdolności przesyłowych zgodnie z art. 16 oraz Planem działania przygotowanym na podstawie art. 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943”<sup>36</sup>. Prezes URE zatwierdził<sup>37</sup> wkład OSP do Sprawozdania ACER za 2024 r., o którym mowa w art. 15 ust. 4 rozporządzenia 2019/943.

Przedstawione w sprawozdaniu OSP informacje odnoszą się do 2024 r. i obejmują transgraniczne połączenia asynchroniczne i synchroniczne Polski.

#### Połączenia asynchroniczne

Na połączeniu Polska-Litwa LitPol Link (dalej jako LitPol) wypełnienie trajektorii liniowej CEP70 wystąpiło w 2024 r. dla wszystkich godzin Połączenie LitPol było niedostępne technicznie (w obu kierunkach) łącznie przez 150 godzin (1,71%), z uwagi na planowe lub nieplanowe wyłączenie wstawki stałoprądowej lub elementów sieciowych połączonych z nią promieniowo.

W 2024 r. dla połączenia Polska – Szwecja SwePol zarówno w kierunku eksportu jak i importu nie zanotowano godzin, dla których trajektoria liniowa CEP70 byłaby niespełniona. W 1695 godzinach roku (19,30%) połączenie to było niedostępne technicznie (w obu kierunkach) z uwagi na planowe lub nieplanowe wyłączenie kabla stałoprądowego bądź stacji konwertorowej. Dla 919 godzin (10,46%) w kierunku importu oraz 83 godzin (0,94%) w kierunku eksportu brak było możliwości uzgodnienia przez polski OSP z operatorem szwedzkim środków zaradczych w postaci zakupów przeciwnych bądź redysponowania. Oznaczało to brak możliwości oferowania wyższych zdolności przesyłowych bez naruszenia granic bezpiecznej pracy systemu.

#### Połączenia synchroniczne:

- przy uwzględnieniu wymiany handlowej energii elektrycznej z państwami trzecimi:

---

<sup>35</sup> Wszystkie dane w tym rozdziale wskazano na podstawie sprawozdania OSP za rok 2024 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/europejskiee/decyzje/12755,Decyzja-zatwierdzajaca-wklad-PSE-SA-do-sprawozdania-za-2024-r-o-ktorym-mowa-w-ar.html>, (data dostępu 02.01.2026 r.).

<sup>36</sup> *Ibidem*.

<sup>37</sup> Decyzja z dnia 11 lipca 2025 r. (sygn. DRR.WRE.744.12.2025.AOr).

Dla metody flow-based trajektoria liniowa CEP70 w 2024 r. była spełniona dla 99,994% przypadków. W pozostałym odsetku godzin, tj. 0,006% (382) przypadków w 2024 r. udostępnione zostały zdolności poniżej wymaganego minimum poprzez zastosowanie parametru IVA<sup>38</sup> celem zachowania granic bezpieczeństwa pracy systemu po wykorzystaniu wszystkich dostępnych dla polskiego OSP środków zaradczych na podstawie metody Core DA CC.

Przez łącznie 25 godzin w 2024 r. (w dniach 26 maja oraz 25 czerwca) w badanym okresie zastosowano DFP, co było związane z brakiem wyznaczenia parametrów flow-based dla całego obszaru CORE. Godziny te nie zostały ujęte w sprawozdaniu.

Dla łącznie 8 godzin w 2024 r. (w dniach 5 maja, 15 maja, 26 maja, 1 czerwca, 15 czerwca) w badanym okresie zastosowano spanning<sup>39</sup>, co było związane z brakiem wyznaczenia parametrów flow-based dla całego obszaru CORE. Godziny te nie zostały ujęte w sprawozdaniu.

- bez uwzględnienia wymiany handlowej energii elektrycznej z państwami trzecimi:

Dla metody flow-based stopień wypełnienia trajektorii liniowej CEP70 wyniósł 98,985%. W 1,0124% przypadków poziom udostępnianych zdolności zawierał się w przedziale 75%-100%, w 0,023% w przedziale 50%-75% i dla 0,0003% w przedziale 0%-50%.

#### Odstępstwo dla polskiego OSP

Prezes URE dnia 10 grudnia 2024 r. wydał Decyzję zatwierdzającą odstąpienie od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego, zgodnie z wymaganiami wynikającymi z art. 16 ust. 8 rozporządzenia UE 2019/943, na jeden rok (2025) w zakresie polskich krytycznych elementów sieci i skojarzonych z nimi zdarzeń losowych (dalej jako CNEC) uwzględnianych w procesie wyznaczenia zdolności przesyłowych dnia następnego w regionie wyznaczenia zdolności przesyłowych Core. Powodem odstąpienia są przepływy kołowe powyżej dopuszczalnego poziomu<sup>40</sup>. W poprzednich latach odstąpienie zostało przyznane także na roczne okresy 2020, 2021, 2022, 2023 i 2024.

We wniosku, którego dotyczy Decyzja Prezesa URE, polski OSP zwrócił uwagę, że zdolność do spełnienia obowiązków w zakresie minimalnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych nadal zależy od przepływów kołowych przez polską sieć, które są poza kontrolą polskiego OSP. Poziom przepływów kołowych w polskim systemie przesyłowym i związane z tym niepewności mogą przekraczać maksymalny poziom przewidziany w art. 16 ust. 8 rozporządzenia UE 2019/943, zgodnie z którym do 30% obciążalności termicznej może być zarezerwowane łącznie dla przepływów kołowych, przepływów wewnętrznych i marginesów niezawodności (dalej jako FRM). W trakcie wyznaczenia zdolności przesyłowych w oparciu o przepływy w regionie Core, polski OSP zaobserwował, że poziomy przepływów kołowych na polskich CNEC bardzo często przekraczają 30% granic bezpieczeństwa pracy systemu określonych przez

<sup>38</sup> 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.

<sup>39</sup> Spanning – metoda procedury awaryjnej stosowana w przypadku braku uzyskania parametrów opartych na podejściu FBA w ciągu mniej niż trzech kolejnych godzin określona w art. 22 metody Core DA CC.

<sup>40</sup> Urząd Regulacji Energetyki – Decyzja zatwierdzająca odstąpienie od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego, zgodnie z wymaganiami wynikającymi z art. 16 ust. 8 rozporządzenia UE 2019/943, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/12313,Decyzja-zatwierdzajaca-odstapienie-od-obowiazku-udostepniania-miedzystrefowych-zd.html>, (data dostępu 02.01.2026 r.).

maksymalne dopuszczalne obciążenie CNEC (dalej jako  $F_{max}$ ). Te przekroczenia stanowiły powód do złożenia polskiego OSP do Prezesa URE wniosku o odstępstwo na okres jednego roku (od 1 stycznia 2025 r.), pozwalające na zastosowanie wyższego marginesu przepływów kołowych niż maksymalny limit dla sumy przepływów kołowych, przepływów wewnętrznych i marginesu niezawodności, zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia UE 2019/943.

#### Zakończenie realizacji Planu działania

Plan działania wygaś z końcem 2025 r. Zaplanowane w nim inwestycje sieciowe zostały w pełni zrealizowane, co w znacznym stopniu przyczyniło się do wypełnienia trajektorii liniowej udostępniania zdolności w okresie realizacji Planu. Zgodnie art. 15. ust. 6 rozporządzenia UE 2019/943, na pół roku przed wygaśnięciem planu działania państwo członkowskie ze stwierdzonymi strukturalnymi ograniczeniami przesyłowymi decyduje, czy rozwiązać pozostałe kwestie ograniczeń przesyłowych w drodze zmiany swojego obszaru rynkowego czy też rozwiązać pozostałe kwestie wewnętrznych ograniczeń przesyłowych w drodze działań zaradczych, których koszty pokryje. Po zbadaniu stanu wypełnienie celu CEP70 na 2025 r. i spodziewanych poziomu udostępniania zdolności po 2025 r. rząd RP – po konsultacjach z URE i OSP w czerwcu 2025 r. – podjął decyzję, aby nie dzielić polskiego obszaru rynkowego, a pozostałe kwestie ograniczeń przesyłowych rozwiązywać w drodze działań zaradczych w przypadku, gdyby od stycznia 2026 r. nie byłby spełniony wymóg udostępniania 70% maksymalnych zdolności przesyłowych połączeń dla handlu międzyobszarowego. O decyzji została powiadomiona KE.

#### Wymiana energii elektrycznej z systemami sąsiednimi

Wymiana energii elektrycznej pomiędzy polskim KSE a systemami sąsiadujących państw analizowana jest pod kątem wymiany handlowej oraz przepływów rzeczywistych (fizycznych) energii elektrycznej. Odnotowywana jest różnica tych wielkości na połączeniach synchronicznych. Powodem różnicy jest fakt, że oprócz przepływów zakontraktowanych występują w sieciach synchronicznych nieplanowe przepływy kołowe i tranzytowe oraz inne np. dostawy awaryjne.

Zgodnie ze Sprawozdaniem Prezesa URE za rok 2024<sup>41</sup> bilans w handlu energią wyniósł 2 678 GWh (import) natomiast bilans przepływów rzeczywistych 1966 GWh (import). Różnica w przepływach handlowymi i rzeczywistymi utrzymuje się od wielu lat na granicach synchronicznych (z systemem niemieckim, czeskim i słowackim), a w 2023 r. pojawiła się także na połączeniu synchronicznym z Ukrainą. Wynika ona z nieplanowych przepływów energii elektrycznej z systemu niemieckiego przez polski do czeskiego i słowackiego. Przepływy kołowe z Ukrainą mają charakter dwustronny i obejmują także Słowację i w mniejszym stopniu Czechy.

Przepływy nieplanowe przyczyniają się do ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych do handlu uczestnikom w regionie CORE na tych granicach. Polski OSP już w 2017 r. zainstalował przesuwniki fazowe na jednym z połączeń z systemem niemieckim, skutecznie ograniczając nadmiarowe przepływy nieplanowe, natomiast przesuwniki fazowe po stronie niemieckiej nie zostały uruchomione w pełnym zakresie.

---

<sup>41</sup> Urząd Regulacji Energetyki – Sprawozdanie z Działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 2024 r., Warszawa kwiecień 2025 r. <https://bip.ure.gov.pl/download/3/19618/Sprawozdanie2024.pdf>, (data dostępu 02.01.2026 r.).

## Udostępnianie zdolności przesyłowych

Zgodnie ze sprawozdaniem Prezesa URE<sup>42</sup>, w 2024 r., podobnie jak w latach poprzednich, 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), a poziom redispatchingu dwustronnego z niemieckim OSP 50 Hertz był zbliżona do poprzedniego roku.

Techniczne możliwości wymiany międzysystemowej w 2024 r. określone były oddzielnie dla profilu synchronicznego (tj. dla połączeń z systemem Niemiec, Czech i Słowacją), połączeń z systemem Szwecji i Litwy, pracującej promieniowo linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina) oraz połączenia synchronicznego Rzeszów - Chmielnicka EJ (Ukraina).

Co do zasady wykorzystywano metodę NTC (net transfer capacity) z uwzględnieniem warunków bilansowych:

- na profilu synchronicznym 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 Approach (FBA).

Od maja 2024 r. rozpoczęto wdrażanie metody FBA w ramach procedury dnia bieżącego,

- na połączeniach ze Szwecją i Litwą wyznaczone były wartości NTC dla eksportu i importu dla potrzeb aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego (handel ciągły),
- na połączeniu promieniowym Zamość-Dobrotwór (Ukraina) wyznaczone były wartości NTC jedynie dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych (aukcje jawne typu explicit),
- na połączeniu synchronicznym Rzeszów-Chmielnicka EJ (Ukraina) od 15 maja 2023 r. wyznaczone były wartości NTC dla potrzeb przetargów miesięcznych (aukcje jawne typu explicit).

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 niejawne, typu implicit).

### **e) Ograniczenia alokacji**

Zgodnie ze Sprawozdaniem<sup>43</sup> w 2024 r. nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych w wymianie międzysystemowej spowodowane brakiem mocy lub awariami sieciowymi.

---

<sup>42</sup> Urząd Regulacji Energetyki – Sprawozdanie z Działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z 2024 r. Warszawa kwiecień 2025 r. <https://bip.ure.gov.pl/download/3/19618/Sprawozdanie2024.pdf>, (data dostępu 02.01.2026 r.).

<sup>43</sup> *Ibidem*.

Polska nie stosuje ograniczania udostępnianych transgranicznych zdolności przesyłowych, które nie byłyby konieczne dla utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego i byłyby niezgodne z prawem Unii Europejskiej.

Przypadki występowania ograniczeń alokacji są monitorowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zgodnie z Rozporządzeniem ws. wewnętrznego rynku energii elektrycznej (UE) 2019/943 oraz rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1222 ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi.

#### Informacje dodatkowe na temat podjętych działań

W celu zwiększenia wolumenu udostępnianych zdolności, poza wymienionymi wcześniej pracami inwestycyjnymi, Polska wdrożyła w 2023 r. reformę polegającą na umożliwieniu nabywania rezerw mocy przed zamknięciem bramki w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (dalej jako SDAC). Rozwiązanie to jest zgodne z podejściem zaproponowanym przez ACER w Metodologii CORE CCM<sup>44</sup>, jako jedno z możliwych rozwiązań, w celu zmniejszenia wpływu stosowanych ograniczeń alokacji. Reforma ta została ujęta jako działanie w Krajowym Planie Odbudowy i Zwiększenia Odporności (dalej jako KPO) i stanowi jeden z kamieni milowych przewidzianych działań. Rozwiązanie to zostało zrealizowane przez opublikowanie rozporządzenia systemowego.

Wdrożenie skorygowanego mechanizmu nabywania rezerw mocy nastąpiło w czerwcu 2024 r. i zostało szerzej opisane w części dotyczącej rynku bilansującego.

W ramach realizacji kamieni milowych KPO, w IV rewizji KPO w 2025 r. został dodany nowy kamień milowy (B6aL) dotyczący przeprowadzenia przez Prezesa URE oceny skuteczności wprowadzonych reform. W grudniu 2025 r. (tj. po okresie sprawozdawczym) Prezes URE opublikował raport z badania skuteczności wprowadzonych działań dotyczących ograniczeń alokacji w polskim systemie oparciu o dane za okres 14 czerwca 2024 r. – 30 czerwca 2025 r.<sup>45</sup>. Prezes URE wskazał m.in., że II etap reformy RB pozytywnie wpłynął na limitowanie aktywności ograniczeń alokacji. Korzystanie z ograniczeń alokacji jest prawnie dopuszczalne i w określonych sytuacjach konieczne, ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu, ich stosowanie powinno być ograniczane do niezbędnego minimum. Analizy Prezesa URE wykazały, że aktywność ograniczeń alokacji powiązana jest przede wszystkim z dostępnością mocy regulacyjnych, jakością planów pracy oraz poziomem niezbilansowania URB.

#### **f) Reformy rynku energii w związku z udzieleniem derogacji na podstawie art. 64 ust. 2b rozporządzenia 2019/943**

Rzeczypospolita Polska na podstawie art. 64 ust. 2b rozporządzenia 2019/943 wystąpiła do Komisji Europejskiej o przyznanie odstępstwa od stosowania limitu emisji 550kgCO<sub>2</sub>/MWh w ramach polskiego rynku mocy.

W ramach złożonego wniosku derogacyjnego Polska przedstawiła sprawozdanie przedstawiające ocenę wpływu odstępstwa pod względem emisji gazów cieplarnianych oraz

---

<sup>44</sup>Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) – Decyzja ACER nr 02/2019, [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM\\_0.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM_0.pdf), (data dostępu: 16.02.2026 r.).

<sup>45</sup>Urząd Regulacji Energetyki – Ocena wpływu reformy rynku bilansującego na stosowanie ograniczeń alokacji w krajowym systemie elektroenergetycznym w okresie 14.06.2024–30.06.2025 oraz rekomendacje dalszych działań, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/ocena-wplywu-reformy-rynku-bil/12984,Ocena-wplywu-reformy-rynku-bilansujacego-na-stosowanie-ograniczen-alokacji-w-kra.html>, (data dostępu: 17.02.2026 r.).

przejścia w kierunku energii ze źródeł odnawialnych, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru. W ramach sprawozdania państwo członkowskie było zobowiązane przedłożyć plan z celami pośrednimi dotyczący odchodzenia od udziału zdolności wytwórczych oraz ocenę barier inwestycyjnych.

Wskazane w ocenie bariery inwestycyjne oraz obszary regulacyjne znajdują odzwierciedlenie w działaniach regulacyjnych podejmowanych w ramach Planu Wdrażania, który jest na bieżąco wdrażany i podlega obowiązkowi sprawozdawczości. Poza obszarem reform zgłoszonych w ramach Planu Wdrażania, Polska zadeklarowała realizację działań regulacyjnych w zakresie sektora OZE, ochrony odbiorców końcowych oraz przyłączy do sieci elektroenergetycznej.

Niniejszy rozdział zawiera opis działań regulacyjnych podjętych przez Polskę określonych we wniosku derogacyjnym, które jednocześnie nie były zawarte w Planie Wdrażania.

### Zmiany regulacyjne w zakresie regulacji dla sektora OZE

#### Ustawa o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw<sup>46</sup>

##### Aktualizacja zasad wsparcia dla instalacji biogazowych, biomasowych i wodnych o mocy do 1 MW

W ramach nowelizacji<sup>47</sup> ustawy o odnawialnych źródłach energii dokonano dostosowania przepisów krajowych do rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014<sup>48</sup> (dalej jako rozporządzenie GBER) i rozporządzenia 2019/943.

W związku z wymogami rozporządzenia UE 2019/943 dostosowano program wsparcia systemu taryf gwarantowanych i dopłat do ceny rynkowej (dalej jako systemy FiT i FiP) w obszarze zastosowania progów określonych w art. 5 ust. 2 lit. b lub art. 5 ust. 4 rozporządzenia UE 2019/943. W odniesieniu do instalacji służących do wytwarzania energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 400 kW, a dla instalacji uruchamianych po dniu 1 stycznia 2026 r. – nie większej niż 200 kW. Zgodnie z ww. regulacjami unijnymi, tylko te instalacje mogą uzyskiwać prawo do gwarantowanego odbioru energii przez sprzedawcę zobowiązanego oraz być zwolnione z obciążeń finansowych w zakresie bilansowania handlowego.

Powyższe zmiany wynikające z wymagań rozporządzenia GBER mają także wpływ na system aukcyjny w odniesieniu do wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE o mocy poniżej 500 kW, którzy wygrali aukcję, a od których zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii dokonuje sprzedawca zobowiązany. Podobnie i do nich stosowane będą ww. ograniczenia mocowe w okresie od dnia wejścia w życie przepisów niniejszej ustawy do dnia 31 grudnia 2025 r. (ograniczenie do 400 kW) oraz po dniu 1 stycznia 2026 r. (200 kW).

Dodatkowo dokonano zmian w obrębie rozliczenia przez wytwórców otrzymujących wsparcie cen ujemnych we wszystkich systemach wsparcia. W tym kontekście prawodawca unijny wprost wskazał w rozporządzeniu GBER, że pomocy nie wypłaca się w odniesieniu do żadnego okresu obowiązywania ujemnych cen i doprecyzował, że dla uniknięcia wątpliwości powyższe

<sup>46</sup> Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2024 r. poz. 1847).

<sup>47</sup> *Ibidem*.

<sup>48</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz.U. L 187 z 26.06.2014, str. 1–78).

ma zastosowanie od chwili osiągnięcia ujemnej wartości cen, co zostało odzwierciedlone w krajowych przepisach w tym zakresie.

Zgodnie z rozporządzeniem GBER, pomoc operacyjna na propagowanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych nie może wynosić więcej niż 30 mln EUR na przedsiębiorstwo na projekt. Zaś suma budżetów wszystkich programów objętych art. 42 rozporządzenia GBER suma budżetów wszystkich programów objętych art. 43 GBER nie może przekraczać odpowiednio 300 mln EUR rocznie oraz wysokości środków przeznaczonych na dany system wsparcia zgłoszony do KE przez Polskę.

W związku z powyższym, w ustawie utworzono mechanizm monitorowania limitu pomocy operacyjnej udzielanej ww. projektom w ramach systemów FiT i FiP tak dla energii elektrycznej z OZE jak i dla biometanu, a także monitorowania całości przydzielonego wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE i wytwórców biometanu. Jest on realizowany przez Prezesa URE.

### Dostosowanie ulg dla przemysłu energochłonnego

Ustawa znacząco zmieniła system ulg dla odbiorców energochłonnych regulowanych ustawą o odnawialnych źródłach energii<sup>49</sup>. Wprowadzono zmiany zwiększające konkurencyjność przedsiębiorstw energochłonnych takie jak:

- dwa poziomy ulg w wysokości 75% oraz 85%, dotyczące obowiązku zakupu i umorzenia świadectw pochodzenia oraz opłat: OZE i kogeneracyjnej w miejsce dotychczasowych trzech progów (20%/40%/85%). Są to najwyższe możliwe poziomy ulg, zgodne z komunikatem Komisji<sup>50</sup> – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (dalej jako CEEAG),
- rozszerzenie zakresu sektorów objętych ulgami: dotychczas ulgi przysługiwały 63 sektorom wskazanym w wytycznych CEEAG. Po wejściu w życie nowelizacji, liczba ta wzrosła o kolejne 53 sektory – do łącznie 116 sektorów według klasyfikacji PKD określonej w CEEAG,
- zwiększenie liczby uprawnionych podmiotów: szacuje się, że po wejściu w życie projektowanej ustawy, liczba firm kwalifikujących się do ulg wzrosła z około 380 do około 1100.

Wprowadzenie tych rozwiązań stanowi istotny krok w kierunku zwiększenia przewagi konkurencyjnej polskiego przemysłu na rynku europejskim, przy jednoczesnym wspieraniu celów klimatycznych i środowiskowych.

Wprowadzenie mechanizmu warunkowości w ustawie o OZE, czyli możliwości skorzystania z ulg przez odbiorców przemysłowych, pod warunkiem, że przedsiębiorstwo ubiegające się o ulgę spełni co najmniej jeden z poniższych warunków:

- wdrożenia zaleceń z audytu energetycznego, o ile okres zwrotu inwestycji nie przekracza 3 lat, a koszty są proporcjonalne,

---

<sup>49</sup> Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, z późn. zm.).

<sup>50</sup> Komunikat Komisji – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (Dz.U. C 80 z 18.02.2022, str. 1–89).

- ograniczenia śladu węglowego zużycia energii elektrycznej, tak aby co najmniej 30% zużywanej energii pochodziło ze źródeł bezemisyjnych – co w praktyce oznacza m.in. inwestycje we własne instalacje OZE lub zakup energii elektrycznej z OZE,
- w ramach kontraktów Power Purchase Agreement (dalej jako PPA), alokacji co najmniej 50% wartości pomocy na inwestycje prowadzące do znacznej redukcji emisji gazów cieplarnianych – w tym modernizacji procesów technologicznych, instalacje OZE lub integrację z magazynami energii.

Wspomniana wyżej warunkowość stanowi zatem nie tylko wymóg formalny, ale również narzędzie wspierające transformację energetyczną przemysłu, zwiększając udział energii odnawialnej w zużyciu końcowym oraz przyczyniając się do realizacji celów klimatycznych i środowiskowych.

#### Zwiększenie atrakcyjności systemu net-billing dla prosumentów

Ustawa wprowadziła ponadto regulacje zwiększające opłacalność rozliczeń prosumentów w systemie net-billing, polegające na:

- rozliczaniu prosumentów w oparciu o średnią miesięczną cenę energii elektrycznej (dalej jako RCEm), którzy byli w ten sposób rozliczani do dnia 30 czerwca 2024 r. Prosumenci Ci mogą, składając oświadczenie sprzedawcy, zmienić sposób rozliczeń na rozliczenie w oparciu o rynkową cenę energii elektrycznej obowiązującą w okresach rozliczenia niezbilansowania, wprowadzoną 1 lipca 2024 r. w rozliczeniach dla wszystkich prosumentów rozliczających się w tym systemie. Powrót do systemu rozliczeń opartego na RCEm chroni tych prosumentów przed niższymi godzinowymi cenami za energię elektryczną wprowadzaną do sieci. Zachętą do zmiany systemu rozliczenia jest zwiększenie wartości zwrotu niewykorzystanych przez prosumenta środków za wprowadzoną do sieci energię elektryczną w okresie kolejnych 12 miesięcy (tzw. nadpłaty) do 30%. Jeżeli natomiast dany prosument zdecyduje się nadal stosować dotychczasowy sposób rozliczeń, wysokość zwrotu jego nadpłaty nie ulegnie podwyższeniu i będzie wynosić do 20% wartości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w miesiącu kalendarzowym, którego dotyczy zwrot nadpłaty,
- zwiększeniu wartości depozytu prosumenckiego w danym miesiącu kalendarzowym o 23% i jej przyporządkowanie do konta prosumenckiego w kolejnym miesiącu kalendarzowym. Depozyt ten to środki finansowe, które prosument otrzymuje za energię elektryczną wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej, którą może wykorzystać na zakup energii elektrycznej od sprzedawcy. W efekcie wzrośnie opłacalność rozliczeń w systemie net-billing, poprzez zmniejszenie różnicy między rynkową ceną energii dla prosumenta energii odnawialnej a oferowaną stawką z taryfy operatora.

#### Przyspieszenie procesu permittingowego

Ustawa wprowadziła również grupę przepisów upraszczających zasady postępowania w procesie inwestycyjnym OZE w zakresie skrócenia terminów procedur administracyjnych dla poszczególnych rodzajów inwestycji. Rozwiązania ustawowe dotyczyły instalowanych na budynkach instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego oraz wchodzących w ich skład magazynów energii elektrycznej, w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy Prawo energetyczne, pomp ciepła, urządzeń

i instalacji niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji OZE oraz nadbudowy, rozbudowy, przebudowy lub remontu instalacji OZE.

### **Ustawa o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD89)<sup>51</sup>**

Ustawa z dnia 5 sierpnia 2025 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw przeszła pełen proces legislacyjny, jednak w dniu 21 sierpnia 2025 r. Prezydent RP zawetował ustawę, w związku z czym jej przepisy nie weszły ostatecznie w życie.

Ustawa ta zawierała rozwiązania mające na celu liberalizację zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych na lądzie, przepisy regulujące obszar aukcyjnego systemu wsparcia dla biometanu, ułatwienia dla inwestycji związanych z budową tzw. gazociągów bezpośrednich służących do dostarczania biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, regulacje wspierające rozwój energetyki prosumenckiej, a także przepisy doprecyzowujące i rozwijające systemy wsparcia OZE.

Wymienione rozwiązania dotyczące biometanu są obecnie procedowane w ustawie o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw<sup>52</sup> (nr UD332 w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów).

W ramach projektu ustawy planuje się rozszerzenie mocy magazynu energii elektrycznej, dla której będzie obowiązywała uproszczona procedura zgłoszenia do 2,2 mocy mikroinstalacji. Obecnie przyłączenie magazynu na zasadzie zgłoszenia obowiązuje tylko dla magazynów o mocy nieprzekraczającej mocy mikroinstalacji (dotyczy zmian w ustawie Prawo energetyczne). Zmiana umożliwi przyłączenie magazynów energii o większej mocy, zwiększając autokonsumpcję energii produkowanej przez prosumentów, dzięki czemu nadmiar energii nie będzie wprowadzany do sieci elektroenergetycznej. Według danych Agencji Rynku Energii na koniec 2025 r. w Polsce działało ponad 1,6 mln prosumentów, posiadających mikroinstalacje o mocy ponad 13 GW. Obecnie prosumenci są posiadaczami prawie 99 tys. magazynów energii o mocy prawie 518 tys. kW i pojemności ponad 1,89 mln kWh.

Zgodnie z założeniami projektowanej ustawy szacuje się, że jeżeli 20% prosumentów, którzy w danym roku przystąpią do systemu rozliczeń net-billing, zamontuje magazyn energii elektrycznej o mocy max. 2,2 mocy mikroinstalacji, to maksymalna łączna moc przyłączonych magazynów energii do końca 2029 r. wyniesie około 3,7 GW. Przy założeniu, że magazyn energii zamontowałiby wszyscy prosumenci, którzy przystąpią do systemu rozliczeń net-billing, w 2029 r. łączna moc ich magazynów energii wyniesie 18,3 GW. W ciągu 5 lat oznaczałoby to wzrost mocy zainstalowanej domowych magazynów energii na poziomie ok. 10 GW.

W odniesieniu do spółdzielni energetycznych, w ramach projektu sprecyzowano, które przepisy stosuje się do procesów zakładania, rejestracji, przystępowania członków, włączania punktów poboru energii do spółdzielni energetycznej, a także do późniejszego zarządzania energią elektryczną, jak również biogazem, biogazem rolniczym, biometanem i ciepłem, przez ich bilansowanie, rozliczanie, zakup i dostarczanie, między sprzedawcą, spółdzielnią energetyczną i poszczególnymi członkami. Rozwieje to m.in. wątpliwości interpretacyjne w zakresie braku

---

<sup>51</sup> Rządowe Centrum Legislacji – Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, <https://legislacja.gov.pl/projekt/12389803>, (data dostępu 13.03.2026 r.).

<sup>52</sup> Rządowe Centrum Legislacji – Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, <https://legislacja.gov.pl/projekt/12405700>, (data dostępu 16.02.2026 r.).

konieczności stosowania przepisów ustawy – Prawo zamówień publicznych w odniesieniu do procesów zarządzania energią elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej.

W projekcie UD332 zdecydowano się na uwzględnienie szeregu zmian usprawniających proces inwestycyjny w energetyce wiatrowej na lądzie np.:

- ☐ uregulowanie możliwości zlokalizowania elektrowni wiatrowej na podstawie szczególnej formy miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP), jakim jest zintegrowany plan inwestycyjny (ZPI),
- ☐ ujednoczenie zasad konsultacji w procesie planistycznym dedykowanym inwestycjom wiatrakowym z ogólnymi zasadami konsultacyjnymi znajdującymi się w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym,
- ☐ wprowadzenie możliwości jednoczesnego prowadzenia procedury środowiskowej i planistycznej.

Oczekuje się, że wejście w życie opisanych rozwiązań przyniesie realne korzyści, w szczególności w zakresie zwiększenia udziału energii elektrycznej z OZE w końcowym zużyciu energii brutto czy stworzenia nowych miejsc pracy, stałych wpływów do budżetu gmin z tytułu podatków od nieruchomości, a także partycypacji w korzyściach, jakie da mechanizm gratyfikacji społecznej, możliwości korzystania z taniej, zielonej energii dla lokalnego biznesu, itp.

#### **Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych<sup>53</sup>**

Zgodnie z zaleceniem Komitetu Ekonomicznego Rady Ministrów z dnia 30 października 2024 r. w celu znalezienia równowagi między rozwojem morskiej energetyki wiatrowej a niedopuszczeniem do nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych oraz dla poprawy efektywności kosztowej systemu wsparcia i możliwości konkurencyjności projektów z różnych obszarów morskich ustawą wprowadzono rozwiązania umożliwiające ustalenie odmiennych maksymalnych cen dla poszczególnych obszarów, grupy obszarów lub grup obszarów. Ewentualne grupy obszarów mogą być tworzone w oparciu o obszary wskazane w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych, biorąc pod uwagę ich warunki geofizyczne lub oddalenie od brzegu.

#### **Ustawa z dnia 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw<sup>54</sup>**

Ustawa pozwoliła m.in. na skuteczne przeprowadzenie pierwszej aukcji dla morskiej energetyki wiatrowej w 2025 r, a także na wyznaczenie Obszarów Przyspieszonego Rozwoju OZE (OPRO) oraz publikację map potencjału OZE, zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652.

Dodatkowo ustawa dostosowała zasady waloryzacji wsparcia oraz rozliczania ujemnego salda w przypadku redysponowania morskich farm wiatrowych na zasadach rynkowych, a także

---

<sup>53</sup> Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1828).

<sup>54</sup> Ustawa z dnia 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2025 r. poz. 1535).

uprościła niektóre procedury administracyjne (m.in. w zakresie mikroprzesunięć fundamentów turbin, wspólnego wykorzystania infrastruktury elektroenergetycznej przez więcej niż jedną farmę czy doprecyzowanie zasad etapowania inwestycji).

Na bazie tej ustawy, z dniem 27 listopada 2025 r. w odniesieniu do prosumenta lokatorskiego zdjęto obowiązek umiejscowienia mikroinstalacji na budynku (będzie mogła być umiejscowiona przykładowo na gruncie lub wiacie parkingowej). Poszerzono katalogów celów, na które można przeznaczyć zaoszczędzone środki, o przedsięwzięcia służące efektywności energetycznej. Ponadto, wprowadzono brzmienie przepisu, zgodnie z którym instalacja musi być przyłączona za licznikiem nieruchomości wspólnej (a niekoniecznie części wspólnej budynku), czyli może to być również np. garaż, który stanowi prawnie część tej samej nieruchomości co budynek wielolokalowy lub licznik wykorzystywany na potrzeby oświetlenia zewnętrznego tej nieruchomości.

Ustawa ta umożliwia także zawieranie umów na zakup energii elektrycznej, ciepła lub paliw w ramach klastra energii przez jednostki samorządu terytorialnego (JST) i spółki z ich udziałem z innymi członkami tego klastra, po spełnieniu wymagań określonych w ustawie. Dzięki tej regulacji JST nie będzie zobowiązana do stosowania regulacji zawartych w ustawie Prawo Zamówień Publicznych i będzie miała możliwość nabywania tańszej energii wytworzonej w strukturze klastra. Przyczyni się to do zwiększenia autokonsumpcji energii podmiotów współpracujących w ramach klastra i bilansowania energii na obszarze jego działania.

### **Inne działania**

W badanym okresie MKiŚ prowadziło także prace nad opracowaniem projektu regulacji prawnych dotyczących lokalnego bilansowania energii przez społeczności energetyczne, obejmujących określenie zasad współpracy z OSD i spółkami obrotu, a także zasad dotyczących rozliczeń i korzyści wynikających dla tych społeczności ze świadczenia usług bilansowania na rzecz OSD, a także regulacji dotyczących dzielenia się energią (w związku z wymaganiami zawartymi w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1711 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniającej dyrektywy (UE) 2018/2001 i (UE) 2019/944 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej).

Planowane rozwiązania pozwolą zapobiec problemom, takim jak: trudności w bilansowaniu energii na poziomie krajowym, nadmierne obciążenie systemu elektroenergetycznego przez nadwyżki energii z PV, brak elastyczności po stronie wytwórców OZE – produkowana energia często nie jest używana wtedy, gdy jest potrzebna, lokalne przeciążenia sieci i czasowe wyłączenie mikroinstalacji prosumentów, ograniczona lokalna wymiana energii, co wymusza kosztowne bilansowanie centralne. Zwiększą także niewykorzystany lokalny potencjał prosumentów i społeczności energetycznych w dążeniu do osiągnięcia niezależności energetycznej, co nabiera szczególnego znaczenia w czasach kryzysu energetycznego.

### **Zmiany regulacyjne w zakresie ochrony odbiorców końcowych (konsumentów)**

Zmiany regulacyjne dla odbiorców końcowych zawarte we wniosku derogacyjnym zostały już szczegółowo opisane w niniejszym sprawozdaniu w części dotyczącej rynku detalicznego (str. 12 niniejszego sprawozdania).

## Zmiany regulacyjne w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznej

Wdrożenie dyrektywy 2024/1711 odbędzie się w ramach ustawy z dnia 13 marca 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, której częścią jest szeroka reforma systemu przyłączeń do sieci elektroenergetycznej. Reforma ta wpłynie na usprawnienie procesu przyłączania do sieci, poprawę efektywności planowania rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz pozwoli na zwiększenie liczby możliwych do przyłączenia instalacji, w tym odnawialnych źródeł energii i magazynów energii. Zawarte w ustawie rozwiązania zoptymalizują koszty i nakłady związane z eksploatacją i rozwojem sieci oraz poprawią ich elastyczność. Odbędzie się to m.in. dzięki ułatwieniom w rozwoju inwestycji w zakresie magazynowania energii – rozszerzeniu ulegnie koncepcja *cable pooling*, co z kolei umożliwi realizację projektów wszelkich instalacji, w tym magazynów energii, w formule współdzielenia przyłącza. W ustawie przewidziano również ograniczenie ekspertyz wpływu na sieć przeprowadzanych w przypadku dodawania kolejnej instalacji lub zwiększenia mocy zainstalowanej, o ile zmiana nie ulega moc przyłączeniowa. Ustawa wprowadza także kategorię elastycznych umów przyłączeniowych umożliwiających w okresie przejściowym, czyli do czasu budowy lub modernizacji sieci elektroenergetycznej, przyłączenie do sieci, na obszarach, na których obecnie przepustowość sieci jest ograniczona. Poprawa sposobu wykorzystania istniejących zasobów sieciowych pozwoli na osiągnięcie bardziej zrównoważonych profili wytwarzania energii, a w konsekwencji przyczyni się do przyspieszenia procesu transformacji energetycznej. Do umów o przyłączenie wprowadzone zostaną obowiązki wykazywania kamieni milowych realizacji inwestycji, a brak postępów skutkować będzie wygaśnięciem umowy. Dzięki tym rozwiązaniom reforma znacząco usprawni proces przyłączeniowy oraz sprawi, że składane wnioski będą dotyczyły inwestycji dobrze przygotowanych i możliwych do szybkiej realizacji. Reforma obejmuje także zmiany w zakresie zwiększenia przejrzystości procesu przyłączeniowego, m.in. poprzez zobowiązanie operatorów do publikowania informacji m.in. o przepustowości sieci dostępnej dla nowych przyłączeń, kryteriach obliczania przepustowości sieci, statusie i sposobie rozpatrywania wniosków o przyłączenie. Dzięki powyższej reformie proces przyłączeniowy będzie sprawniejszy, bardziej przejrzysty i mniej podatny na działania spekulacyjne, a istniejąca sieć elektroenergetyczna będzie wykorzystywana w optymalny sposób.

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

### Rynek Mocy

W okresie wrzesień 2024 r. – sierpień 2025 r. przeprowadzono następujące aukcje rynku mocy:

- 12 grudnia 2024 r. – aukcję główną na rok dostaw 2029,
- 3 marca 2025 r. – aukcje wstępne do aukcji uzupełniającej na okres dostaw od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. (aukcje dla jednostek fizycznych zlokalizowanych w sąsiednich systemach elektroenergetycznych),
- 27 marca 2025 r. – aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały roku dostaw 2026,
- 12 maja 2025 r. – aukcje wstępne do aukcji dogrywkowej na rok dostaw 2029,
- 15 maja 2025 r. – aukcję uzupełniającą na okres dostaw od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r.,
- 17 lipca 2025 r. – aukcję dogrywkową na rok dostaw 2029,

- 21 sierpnia 2025 r. – aukcje wstępne do aukcji głównej na rok dostaw 2030 oraz aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2027 (aukcje dla jednostek fizycznych zlokalizowanych w sąsiednich systemach elektroenergetycznych).

Po ogłoszeniu wstępnych wyników aukcji uzupełniających na okres dostaw od 1 lipca 2025 r. do 31 grudnia 2025 r., uruchomiono rynek wtórny obejmujący ten okres, w ramach którego uczestnicy rynku mieli możliwości zgłaszania transakcji obrotu wtórnego obowiązkiem mocowym na 2025 r. Wytwórcy mogli również w 2024 r. i 2025 r. dokonywać transakcji na wcześniejsze okresy dostaw. Od września 2024 r. przeprowadzono następujące certyfikacje:

- od 5 września do 15 listopada 2024 r. – certyfikację do aukcji głównej na rok dostaw 2029,
- od 21 listopada do 25 lutego 2024 – certyfikację do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2025,
- od 4 stycznia do 11 marca 2023 r. – certyfikację ogólną w 2024 r.,
- od 26 marca do 28 kwietnia 2025 r. – certyfikację do aukcji uzupełniającej na okres dostaw od dnia 1 lipca 2025 r. do dnia 31 grudnia 2025 r.,
- od 26 maja do 27 czerwca 2025 r. – certyfikację do aukcji dogrywkowej na rok dostaw 2029.

W okresie wrzesień 2024 – sierpień 2025 r. polski OSP ogłosił trzy okresy przywołania na rynku mocy. 6 listopada 2024 r. polski OSP ogłosił okresy przywołania na rynku mocy na godziny 16:00-17:00, 17:00-18:00 oraz 18:00 do 19:00. Jednostki rynku mocy zostały wezwane do wywiązania się ze swoich obowiązków mocowych. System elektroenergetyczny Polski w tym okresie pracował stabilnie, a ogłoszenie okresów przywołania na rynku mocy pozwoliło na odtworzenie wymaganych rezerw mocy.

W 2025 r. trzykrotnie zmieniano ustawę o rynku mocy<sup>55</sup>:

- wprowadzając aukcje uzupełniające pozwalające na udział jednostek niespełniających limitu 550 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>56</sup> zgodnie z zasadami określonymi w art. 1 pkt 16 rozporządzenia 2024/1747,
- wprowadzając aukcje dogrywkowe pozwalające na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw KSE po zakończeniu derogacji umożliwiającej udział jednostek niespełniających limitu 550 gCO<sub>2</sub>/kWh, w przypadku, gdy w aukcjach głównych nie nabyto wystarczającego wolumenu mocy<sup>57</sup>,
- dostosowując przepisy dotyczące zatwierdzania aukcji mocy oraz dotyczące terminów publikowania stawek opłaty mocowej, w sposób umożliwiający uwzględnienie kosztów aukcji uzupełniających na dany tok w opłatach mocowych na dany rok<sup>58</sup>.

W 2025 r. minister właściwy do spraw energii wydał cztery akty wykonawcze na podstawie ustawy o rynku mocy i jej zmian wprowadzonych w 2025 r.:

<sup>55</sup> Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2025 r. poz. 610).

<sup>56</sup> Ustawa z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy (Dz.U. poz. 159).

<sup>57</sup> Ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 290).

<sup>58</sup> Ustawa z dnia 12 września 2025 r. o bonie ciepłowniczym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia wysokości cen energii elektrycznej (Dz.U. poz. 1302).

- obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie parametrów aukcji uzupełniającej na drugą połowę 2025 r. obejmującą okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia<sup>59</sup>,
- rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie parametrów aukcji dogrywkowej dla roku dostaw 2029<sup>60</sup>,
- obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie parametrów aukcji uzupełniającej na okres dostaw przypadający na 2026 r.<sup>61</sup>,
- rozporządzenie Ministra Energii w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2030 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2027, a także parametrów aukcji wstępnych do tych aukcji<sup>62</sup>.

### Sytuacja w zakresie wystarczalności zasobów

W toku notyfikacji polskiego rynku mocy Komisji Europejskiej, polski OSP wykonywał 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 mocy<sup>63</sup> (dalej jako 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 polski 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.

<sup>59</sup> Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 24 lutego 2025 r. w sprawie parametrów aukcji uzupełniającej na drugą połowę 2025 r. obejmującą okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia (M.P. poz. 160).

<sup>60</sup> Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 kwietnia 2025 r. w sprawie parametrów aukcji dogrywkowej dla roku dostaw 2029 (Dz.U. poz. 571).

<sup>61</sup> Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 maja 2025 r. w sprawie parametrów aukcji uzupełniającej na okres dostaw przypadający na rok 2026 (M.P. poz. 532).

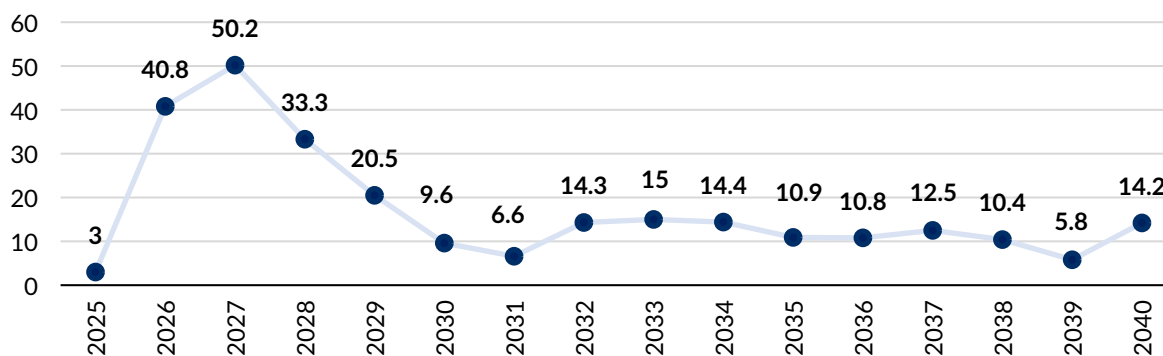
<sup>62</sup> Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2025 r. w sprawie parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2030 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2027, a także parametrów aukcji wstępnych do tych aukcji (Dz.U. poz. 1066).

<sup>63</sup> Komisja Europejska – Decyzja Komisji Europejskiej – State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity Mechanism, [https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/272253/272253\\_1977790\\_162\\_2.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf), (data dostępu 02.01.2026 r.).

W perspektywie do 2028 r. nie jest już możliwe zmniejszenie luki zdolności wytwórczych poprzez inwestycje w dodatkowe dyspozycyjne źródła wytwórcze, ponad inwestycje obecnie realizowane. 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 dla dwóch scenariuszy ujętych w opublikowanym w listopadzie 2024 r. raporcie pn. „Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025 – 2040”<sup>64</sup>.

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

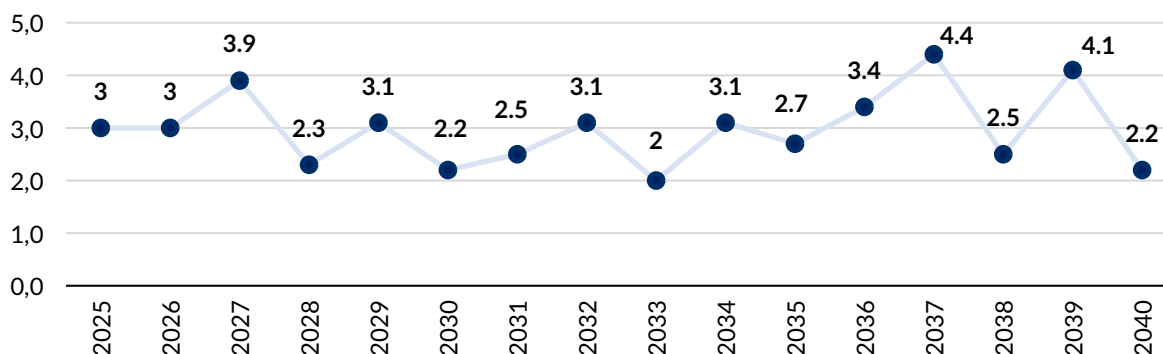


Wykres 3 – Wyniki wskaźnika LOLE – scenariusz bazowy<sup>65</sup>

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

<sup>64</sup> PSE S.A., Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025 – 2040, <https://www.pse.pl/-/publikacja-raportu-zgodnie-z-art-15-i-ustawy-prawo-energetyczne>, (data dostępu 02.01.2026 r.).

<sup>65</sup> Wyniki scenariusza bazowego „Oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym 2025 - 2040” opublikowanej w listopadzie 2024 nie uwzględniają przeprowadzenia aukcji uzupełniających na lata 2025-2028. W związku z przeprowadzeniem aukcji uzupełniającej na II połowę 2025 roku wyniki ww. raportu dla roku 2025 zaktualizowano w oparciu o jej wyniki.



Wykres 4 - Wyniki wskaźnika LOLE - scenariusz z mechanizmem zdolności wytwórczych

## 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. Ważnym wydarzeniem było zakończenie reformy RB energii elektrycznej poprzez wejście w życie w dniu 14 czerwca 2024 r. II etapu reformy, co stanowiło fundamentalną zmianę dla uczestników rynku energii elektrycznej.

Obecnie funkcjonowanie RB na nowych zasadach podlega ocenie w zakresie poprawności. Polska dokłada należytych starań w celu kontynuowania zaplanowanych reform. Bieżące działania są skupione m.in. na rozwoju usług elastyczności, DSR i magazynowania energii, co pozwoli na zwiększenie zachęty do uczestnictwa źródeł wytwórczych OZE w rynku energii elektrycznej oraz ich lepszej integracji w KSE.