Minister Klimatu i Środowiska

SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

za okres od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.

Warszawa, lipiec 2023 r.

Spis treści

Spis treści 2

Wstęp 5

Wnioski 9

1. Prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania 12

1.1. Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną 12

1.1.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną 12

1.1.2. Zapotrzebowanie na moc elektryczną 13

1.2. Wielkości zdolności wytwórczych 14

1.2.1. Jednostki konwencjonalne biorące udział w mechanizmie centralnego bilansowania 15

1.2.2. Jednostki konwencjonalne niebiorące udziału w mechanizmie centralnego bilansowania 15

1.2.3. Elektrownie wiatrowe 16

1.2.5. Elektrownie fotowoltaiczne 16

1.2.6. Źródła na biomasę i biogaz 16

1.2.7. Elektrownie wodne przepływowe 16

1.2.8. Elektrownie szczytowo-pompowe 17

1.2.8.1. Wybrane bieżące działania Ministra Klimatu i Środowiska w zakresie wsparcia rozwoju elektrowni szczytowo-pompowych 17

1.2.9. Instalacje termicznego przetwarzania odpadów komunalnych 18

1.2.10. Energetyka jądrowa 18

1.3. Metodyka analiz bilansowych 18

1.3.1. Scenariusze lat klimatycznych 18

1.3.2. Profile pracy konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych niebiorących udziału w mechanizmie centralnego bilansowania 18

1.3.3. Profile pracy OZE 19

1.3.4. Wymiana transgraniczna i DSR 19

1.3.5. Metoda oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego 19

1.4. Wyniki przeprowadzonych analiz wystarczalności 20

1.4.1. Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 1 20

1.4.2. Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 2 21

1.4.2.1. Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 2 uwzględniający potencjalne trzyletnie opóźnienie w oddawaniu do eksploatacji nowych mocy w morskich elektrowniach wiatrowych 22

1.4.3. Wyniki analizy wystarczalności – wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna 23

2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2021-2022 24

2.1. Bezpieczeństwo pracy sieci 24

2.2. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach 2021–2022 30

3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami 32

3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej 32

3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą 35

3.3. Wyzwania związane z kierunkami zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną 36

3.4. Wybrane bieżące działania Ministra Klimatu i Środowiska w zakresie wsparcia integracji OZE w KSE 38

4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego 39

4.1. Podsektor wytwarzania 39
4.2. Podsektor przesyłu 45
4.3. Podsektor dystrybucji 49
4.3. Wybrane bieżące działania Ministra Klimatu i Środowiska w zakresie wsparcia rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej 54
5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw 55
5.1. Postępowanie w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej 55
5.2. Zarządzanie transgranicznymi przepływami energii elektrycznej w systemie przesyłowym 57
5.2.1. Umowy międzyoperatorskie związane z prowadzeniem ruchu systemów, w tym umowy dotyczące pomocy awaryjnej (umowy dwustronne i wielostronne) *57*
5.2.2. Inne, umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych *57*
5.2.3. Umowy związane z działaniem połączonych rynków energii *58*
5.2.4. TSO Security Cooperation (TSC) *63*
5.2.5. Współpraca w ramach RSC / RCC *63*
5.2.6. Funkcjonowanie fizycznych przesuwników fazowych i międzyoperatorskie działania zaradcze *64*
5.3. Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej 67
5.3.1. Zarządzanie stroną popytową przez OSP – redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP *67*
5.3.2. Bieżące operatorskie środki zaradcze *68*
5.3.3. Pozostałe działania podejmowane dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw *69*
5.4. Nierynkowa redukcja generacji źródeł wiatrowych 70
6. Planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej 71
7. Zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływające w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych 73
7.1. Rozwój sieci przesyłowej 73
7.2. Stan obecny połączeń transgranicznych 80
7.3. Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi 82
7.3.1. Alokacja zdolności przesyłowych na rynku długoterminowym *82*
7.3.2. Alokacja zdolności na rynku dnia następnego *83*
7.3.3. Alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego *84*
7.3.4. Udostępnianie zdolności przesyłowych na połączeniu z Ukrainą (linia 220 kV Zamość – Dobrotwór) *85*
7.3.5. Alokacja zdolności przesyłowych – planowane modyfikacje *85*
7.4. Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych 86
7.4.1. Synchronizacja systemów Państw Bałtyckich z systemami Europy kontynentalnej *86*
7.4.2. Połączenie Polska – Ukraina *87*
7.4.3. Połączenia Polska – Niemcy *87*
7.4.4. Połączenia Polska – Czechy *88*
8. Ocena funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy 89
8.1. Certyfikacja ogólna 89
8.2. Certyfikacja do aukcji głównych 90
8.3. Certyfikacje do aukcji dodatkowych 91
8.4. Aukcje główne 92
8.5. Aukcje dodatkowe 94
8.6. Łączna wielkość obowiązków mocowych 95

8.7. Ogłoszenie okresu przywołania na rynku mocy 96
9. Główne działania legislacyjne Ministra Klimatu i Środowiska w zakresie kształtowaniu reguł funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w latach 2021-2022 97
9.1. Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw 97
9.2. Ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw 97
9.3. Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii 97
9.4. Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r. 97
9.5. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego 98
9.6. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną 98
9.7. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 24 października 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych 99
9.8. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 1 lipca 2022 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci 99
9.9. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła 100
9.10. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego 100

Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi art. 15b ust. 3-8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. z 2022 r. poz. 1385).

Sprawozdanie zawiera informacje obejmujące okres lat 2021 i 2022, a jego przedmiotem są w szczególności informacje dotyczące:

1) prognozy równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie następnych od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania;
2) bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
3) źródeł i kierunków zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
4) stanu infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego;
5) działań podejmowanych dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowania w przypadku niedoborów jej dostaw;
6) planowanych lub będących w budowie nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej;
7) zamierzeń inwestycyjnych w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływających w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych, z uwzględnieniem:
   a) zasad zarządzania ograniczeniami przesyłowymi określonych w rozporządzeniu (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003,
   b) istniejących i planowanych linii przesyłowych,
   c) przewidywanych modeli (struktury) wytwarzania, dostaw, wymiany transgranicznej i zużycia energii elektrycznej umożliwiających stosowanie mechanizmów zarządzania popytem na energię elektryczną,
   d) regionalnych, krajowych i europejskich celów w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projektów stanowiących element osi projektów priorytetowych określonych w załączniku I do decyzji nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiającej wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylającej decyzję 96/391/WE i decyzją nr 1229/2003/WE (Dz. Urz. UE L 262 z 22. 09. 2006, str. 1);
8) oceny funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.

Na potrzebę opracowania niniejszego sprawozdania wykorzystano dane, analizy i prognozy przygotowane według najlepszej wiedzy przez OSP Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.[1] w marcu 2023 r. Wspomniane opracowanie PSE S.A. stanowi wypełnienie postanowienia art. 9c ust. 9a ustawy Prawo energetyczne (dalej: ustawa Pe), zgodnie z którym OSP przekazuje ministrowi właściwemu do spraw energii, co 2 lata, w terminie do dnia 31 marca danego roku, informacje w zakresie objętym sprawozdaniem, o którym mowa w art. 15b ustawy Pe.

Na podstawie art. 9c ust. 9b ustawy Pe użytkownicy systemu elektroenergetycznego, w szczególności OSD, przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorcy końcowi są zobowiązani przekazywać OSP, na jego wniosek, dane niezbędne do sporządzenia informacji, o których mowa w ust. 9a, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych.

W związku z tym, w sprawozdaniu mogą wystąpić rozbieżności z prognozami ujętymi w „Scenariuszu 3. do prekonsultacji na potrzeby aktualizacji KPEiK/PEP2040[2]" prezentującymi wizję i plany rozwojowe polskiego sektora elektroenergetycznego, które zostały opracowane przez ministra ds. energii we współpracy z PSE S.A., w odpowiedzi na wydarzenia i nowe uwarunkowania funkcjonowania sektora energii w latach 2021 i 2022, w tym uwzględniając zmianę sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę.

[1] „Informacje Spółki PSE S.A. do sprawozdania Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres 2021-2022" - Konstancin-Jeziorna, marzec 2023 r.
[2] https://www.gov.pl/web/klimat/prekonsultacje-w-zkresie-aktualizacji-dokumentow-strategicznych-kpeikpep2040

Ważniejsze skróty i symbole:

ACER	(ang. *Agency for Cooperation of Energy Regulators*) Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
ARE S.A.	Agencja Rynku Energii S.A.
BAT	Konkluzje BAT (*ang. Best Available Techniques*) – dokument sporządzony na podstawie dokumentu BREF, przyjmowany przez Komisję Europejską i publikowany w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej, formułujący wnioski dotyczące najlepszych dostępnych technik, ich opisu, informacji służącej ocenie ich przydatności oraz wielkości emisji powiązanych z najlepszymi dostępnymi technikami
BREF	Dokument referencyjny sporządzony dla określonego rodzaju działalności i opisujący w szczególności stosowane techniki, aktualne wielkości emisji i zużycia, techniki uwzględniane przy okazji ustalania najlepszych dostępnych technik, a także opisujący konkluzje BAT oraz wszelkie nowe techniki
CACM	–Wytyczne Komisji Europejskiej dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi *(ang. Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management*) wprowadzone Rozporządzeniem KE (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (DZ. U. UE L197/24, 25.07.2015 r.)
CORE CCR	Region wyznaczania zdolności przesyłowych, obejmujący obszar państw Europy Środkowo-Zachodniej i Środkowo-Wschodniej (Austrii, Belgii, Chorwacji, Czech, Francji, Niemiec, Węgier, Luksemburga, Holandii, Polski, Rumunii, Słowacji i Słowenii)
DECYZJA NR 1364/2006	Decyzja NR 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiająca wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylająca decyzję 96/391/WE i decyzję nr 1229/2003/WE
Day-Ahead Market	Rynek Dnia Następnego – jest rynkiem kasowym (spot) dla energii elektrycznej, na którym w wyniku zawartych transakcji zawieranych z terminem realizacji na następną dobę, następuje fizyczna dostawa energii elektrycznej. Transakcje mogą dotyczyć zarówno wymiany wewnątrz danego obszaru rynkowego, jak i wymiany transgranicznej, w ramach dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych
DSR	*Demand Side Response* – rodzaj działalności prowadzonej na rynku energii elektrycznej polegającej na zmianie zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorcę końcowego w zależności od wysyłanego sygnału (np. cenowego); może mieć formę usługi systemowej dostarczanej przez podmiot rynkowy na rzecz OSP i pozwalającej OSP na bilansowanie systemu elektroenergetycznego poprzez redukowanie zapotrzebowania na moc przez odbiorców końcowych, w ramach zawartych umów dwustronnych
EENS	(ang. *Expected Energy Not Supplied)* oczekiwana wielkość/ilość niedostarczonej energii odbiorcom, wynikająca z zapotrzebowania przewyższającego zdolność wytwórczą systemu
ENTSO-E	(ang. *European Network of Transmission System Operators for Elecericity*) Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej
Explicit Auction	Aukcja explicit – aukcja, w której uczestnicy w trybie przetargowym nabywają prawo do korzystania ze zdolności przesyłowych na konkretnym przekroju lub granicy obszaru rynkowego, bez względu na to, czy dysponują kontraktem handlowym kupna (sprzedaży) samej energii; tj. dochodzi do osobnego nabywania zdolności przesyłowych oraz energii elektrycznej
Flow-Based Allocation (FBA)	Metodyka wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych między obszarami rynkowymi z uwzględnieniem fizycznych przepływów energii elektrycznej
Flow-Based Market Coupling	Mechanizm łączenia rynków (*market coupling*) funkcjonujący w oparciu o zdolności przesyłowe wyznaczone zgodnie z metodyką FBA.
IGCC	integrated gasification combined cycle - technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa

Implicit Auction	Aukcja implicit – zintegrowany obrót zdolnościami przesyłowymi i energią elektryczną ujawniający pełne koszty obydwu elementów kosztowych produkcji, tj. mocy i energii oraz kosztów ograniczeń
Intra-Day Market	Rynek Dnia Bieżącego – rynek kasowy (spot), na którym prowadzony jest obrót energią elektryczną w trybie handlu ciągłego na obszarze całej Unii Europejskiej, do jednej godziny przed czasem dostawy. Terminem realizacji dostawy jest bieżąca doba handlowa. Transakcje mogą dotyczyć zarówno wymiany wewnątrz danego obszaru rynkowego, jak i wymiany transgranicznej, w ramach dostępnych międzyobszarowych zdolności przesyłowych
IPS/UPS	(ang. *Integrated Power System / Unified Power System*) system energetyczny obejmujący swoim zasięgiem zsynchronizowane systemy elektroenergetyczne m.in. Ukrainy, Białorusi oraz Rosji (jako części państw byłego ZSRR) i który pracuje synchronicznie z obszarem państw bałtyckich
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IRZ	Interwencyjna Rezerwa Zimna
JAO	(ang. *Joint Allocation Office S.A.*) Biuro Przetargowe do organizowania rezerwacji na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
nJWCD	Jednostki wytwórcze niebędące JWCD
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
kV	kilowolt – jednostka napięcia elektrycznego = 10^3 V
LOLE	(ang. *Loss of Load Expectation*) oczekiwana sumaryczna liczba godzin w danym okresie (np. roku), w którym zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym
Market Coupling (MC)	Mechanizm łączenia rynków; dotyczy on organizacji międzyobszarowego handlu energią elektryczną, na potrzeby wymiany handlowej pomiędzy obszarami rynkowymi realizowanej przez NEMO w procesie obrotu energii elektrycznej na bazie ofert złożonych przez uczestników rynku oraz z wykorzystaniem zdolności przesyłowych wyznaczonych przez operatorów systemów przesyłowych
MRA	(ang. *Multilateral Remedial Actions*) wielostronne środki zaradcze; rodzaj działania podejmowanego przez OSP mający na celu zapewnienie stabilności działania sieci poprzez współpracę z OSP krajów sąsiednich
MRC	(ang. *Multi-Regional Coupling*) paneuropejski projekt integracji rynków *spot* energii elektrycznej
MVA	megawoltoamper – jednostka mocy znamionowej transformatorów = 10^6 VA
Mvar	megavar – jednostka mocy biernej = 10^6 Var
MW	megawat – jednostka mocy = 10^6 W
NEMO	(ang. *Nominated Electricity Market Operator*) Nominowani Operatorzy Rynku Energii, podmioty wyznaczone do wykonywania zadań związanych z funkcjonowaniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego energii elektrycznej w Unii Europejskiej; funkcja jest przeważnie pełniona przez giełdy energii, w Polsce m.in. przez TGE S.A.
NTC	(ang. *Net Transfer Capacity*) metoda wyznaczania zdolności przesyłowych na granicach oparta na ich bilateralnym uzgadnianiu przez sąsiadujących operatorów systemów przesyłowych. Na ich podstawie przeprowadzane są aukcje na giełdach energii elektrycznej
GW	gigawat – jednostka mocy = 10^9 W
MWe	megawat elektryczny – jednostka mocy elektrycznej = 10^6 W

MWh	megawatogodzina - jednostka energii = 10^6 Wh
GWh	gigawatogodzina - jednostka energii = 10^9 Wh
TWh	terawatogodzina - jednostka energii =10^{12} Wh
nN	niskie napięcie
NN	najwyższe napięcie
SN	średnie napięcie
WN	wysokie napięcie
OSD	operator systemu dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego - w Polsce wyznaczono jednego OSP i funkcję tą pełnią Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE S.A.)
OZE	odnawialne źródła energii
PEP2040	Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
PST	(ang. *phase shifting transformers*) przesuwniki fazowe
RGCE	(ang. *Regional Group Continental Europe*) Grupa regionalna Europy kontynentalnej, obejmująca OSP z byłego obszaru synchronicznego UCTE
SE	stacja elektroenergetyczna
Rozporządzenie UE 2019/943	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (wersja przekształcona) (Dz. U. UE L158/54, 14.06.2019 r.)
Rozporządzenie 714/2009	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. U. UE L211/15, 14.08.2009 r.)
SIDC	(ang. *single intraday coupling*) mechanizm jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego
SDAC	(ang. *single day-ahead coupling*) mechanizm jednolitego łączenia rynków dnia następnego
SMR	(ang. *small modular reactor*) mały modułowy reaktor (jądrowy)
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
Ustawa RM	Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2021 r. poz. 1854, z późn. zm.) - określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach przywołania
Ustawa Pe	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. z 2022 r. poz. 1385 z późn. zm.)
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
TSO	(ang. Transmission system operator) – operator system przesyłowego
XBID	(ang. *Cross-Border Intraday (XBID)*) - mechanizm umożliwiający zawieranie transakcji handlowych na rynku energii elektrycznej w dobie bieżącej (*intra-day*)

Wnioski

1. Pomimo odnotowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną związanego z odbiciem gospodarczym w wyniku łagodzenia pandemicznych obostrzeń, zawirowań na rynku surowców energetycznych i następnie przyjęciu przez Polskę kilku milionów uchodźców wojennych z Ukrainy, w latach 2021-2022, polski system elektroenergetyczny funkcjonował bez istotnych zakłóceń i nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy, ani wyłączenia odbiorców spowodowane niedoborem mocy w KSE.
2. Najwyższe zapotrzebowanie na moc występuje w miesiącach zimowych. Utrzymuje się relatywnie wysoki poziom zapotrzebowania na moc w okresie letnim, który jest spowodowany głównie wzrostem liczby wykorzystywanych urządzeń klimatyzacyjnych.
3. Na podstawie analiz niezawodności pracy sieci oraz bilansów mocy KSE identyfikowano jedynie potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Trudności te mogły występować w przypadku wystąpienia konkretnych zdarzeń takich jak m.in. niedostępność konkretnych źródeł wytwórczych lub elementów sieci, ekstremalny poziom zapotrzebowania na moc lub temperatury otoczenia, czy wysoki poziom generacji w elektrowniach wiatrowych. Zidentyfikowane zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci były mitygowane za pomocą środków zaradczych dostępnych dla OSP.
4. 23 września 2022 r. rezerwa mocy w KSE w szczycie wieczornym zapotrzebowania była znacznie niższa od wymaganej. W wyniku podjętych działań, w tym ogłoszenia okresu przywołania na rynku mocy, rezerwa mocy została odbudowana, a warunki bezpiecznej pracy KSE zachowane. Napięta sytuacja bilansowa KSE wynikała ze splotu kilku czynników, tj.: bardzo niskiej prognozowanej generacji źródeł wiatrowych przy braku generacji fotowoltaiki, braku możliwości importu energii elektrycznej w ramach wspólnotowego europejskiego rynku energii elektrycznej oraz nieplanowej niedyspozycyjności kilku jednostek wytwórczych. Pomimo znaczących ubytków rezerwy mocy, dzięki funkcjonowaniu wprowadzonego w 2017 r. rynku mocy - w ramach którego wszystkie podmioty posiadające obowiązki mocowe, wynikające z kontraktów zawartych na rynku mocy, w okresie przywołania są zobligowane do ich realizacji - zostało zachowane bezpieczeństwo pracy systemu i ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców.
5. W Polsce sukcesywnie postępuje proces transformacji sektora elektroenergetycznego, w wyniku którego w latach 2021-2022 nastąpił rokroczny wzrost mocy zainstalowanej w KSE, kolejno o 9% (do 53,66 GW) i 12,7% (do 60,45 GW), a największy udział we wzroście mocy zainstalowanej odnotowały odnawialne źródła energii, głównie w wyniku przyłączeń generacji fotowoltaicznej (w szczególności mikroinstalacji prosumenckich). Na koniec 2022 r. moc zainstalowana źródeł odnawialnych wynosiła 21,58 GW, co stanowiło 35,7% mocy osiągalnej w KSE i oznaczało wzrost mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych o 43% w stosunku do roku poprzedniego. W 2021 r. w stosunku do 2020 r. wzrost mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych wynosił około 47,5%.
6. W ramach procesu transformacji, stopniowo wzrasta moc osiągalna elektrowni gazowych, która na koniec 2022 r. wynosiła 3,26 GW[3], co stanowiło około 5,5% ogółu mocy osiągalnej w KSE. Planowany jest dalszy rozwój elektrowni gazowych, a ukończenie realizowanych inwestycji pozwoli do 2027 r. zwiększyć moc osiągalną o ponad 4,4 GW. Moce gazowe traktowane są jako źródła przejściowe w procesie transformacji. Źródła gazowe wpływają na zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego i będą pełniły rolę mocy rezerwowych dla OZE oraz wspomagały ich rozwój do momentu, w którym możliwe będzie zapewnianie stabilności pracy systemu przy wykorzystaniu zeroemisyjnych technologii i rozwiązań.
7. W kolejnych latach zwłaszcza w miesiącach zimowych należy liczyć się z pogarszaniem się możliwości pozyskania wymaganego poziomu rezerwy mocy dostępnej dla OSP w szczytach zapotrzebowania na moc, zwłaszcza w przypadku szybszego tempa trwałych odstawień z eksploatacji jednostek cieplnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

[3] Dane na podstawie wyników ankietyzacji sektora wytwórczego z przełomu roku 2022 i 2023; dane obejmują wyłącznie źródła zasilane gazem ziemnym wysokometanowym i nie obejmują w szczególności źródeł zasilanych gazem z odmetanowania kopalń i gazem zaazotowanym.

Wyniki analiz bilansowych wskazują na możliwość występowania istotnych i zwiększających się z biegiem czasu niedoborów wymaganej nadwyżki mocy w KSE, w przypadku scenariusza pesymistycznego, już w 2025 r. Mając na uwadze powyższe, konieczne jest zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną, w tym właściwych poziomów rezerw mocy w systemie poprzez podejmowanie działań prowadzących do zwiększenia dostępności mocy dyspozycyjnych oraz stworzenie warunków zgodnych z unijnymi regulacjami zapewnienia adekwatności mocy wytwórczych, zachęcających do podejmowania niezbędnych inwestycji w zakresie generacji energii elektrycznej.

8. Materializacja scenariusza pesymistycznego dotyczącego wcześniejszych odstawień źródeł wytwórczych oznacza brak zdolności do skutecznego bilansowania KSE i zwiększenie importu energii elektrycznej z sąsiednich systemów. Należy zaznaczyć, że poleganie na imporcie energii elektrycznej jest niepewnym źródłem pokrycia bilansu KSE, gdyż energia z importu może nie być dostępna w okresach równoczesnego występowania zwiększonego zapotrzebowania i problemów bilansowych w systemach europejskich, a ponadto jej dostępność jest limitowana możliwościami przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej pomiędzy systemami elektroenergetycznymi oraz wewnątrz nich. W rozpatrywanej perspektywie czasowej, problemy bilansowe w krajach europejskich oraz jednoczesność ich występowania należy uznać za wysoce prawdopodobne.

9. Warunkiem koniecznym zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie najbliższych 5 lat, jest terminowe zakończenie rozpoczętych inwestycji oraz utrzymanie funkcjonowania obecnie pracujących jednostek cieplnych. Ewentualne odstawienia obecnie eksploatowanych źródeł mogą następować w przypadku oddawania do eksploatacji ekwiwalentnej mocy dyspozycyjnej w stabilnych źródłach wytwórczych.

10. Ze względu na długość i ryzyka procesów inwestycyjnych, niezbędne jest niezwłoczne rozpoczęcie oraz budowa nowych, stabilnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, które wypełnią lukę bilansową KSE w okresie do 2038 r. i latach późniejszych. Brak takich inwestycji wywoła skutek w postaci niezbilansowania mocy w KSE, co przełoży się na występowanie niedoborów mocy i w konsekwencji na przerwy w jej dostawach do krajowych odbiorców. W skrajnych przypadkach może to grozić wystąpieniem awarii w funkcjonowaniu KSE, a także utrzymaniu prawidłowego funkcjonowania zsynchronizowanego systemu Europy kontynentalnej oraz systemu krajów bałtyckich, które w niedalekiej przyszłości zostaną zsynchronizowane z systemem Europy kontynentalnej.

11. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w okresie do 2038 r., planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze musi towarzyszyć skoordynowany i planowany rozwój infrastruktury sieciowej. Ma to szczególne znaczenie w związku z trwającym procesem transformacji sektora energii w celu znaczącego obniżenia emisyjności sektora (z perspektywą jego dekarbonizacji). Powoduje on szereg zmian strukturalnych w zapotrzebowaniu na energię i moc, miksie paliwowym i technologicznym, czy uwarunkowaniach pracy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, tworząc szereg wyzwań dla funkcjonowania KSE. OSP adresuje te wyzwania m.in. poprzez działania inwestycyjne, których skala i zakres może istotnie wzrastać w kolejnych latach. Realizacja tych inwestycji jest uzależniona od szeregu czynników zewnętrznych i materializacji związanych z nimi ryzyk.

12. W związku z dynamicznym rozwojem OZE, zależnych od warunków atmosferycznych, należy zakładać, że będą występowały przejściowe sytuacje, w których produkcja z tych źródeł będzie wyższa niż bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną. Przykładem tego był 26 i 27 grudnia 2022 r., czyli dni z niskim zapotrzebowaniem na energię elektryczną i wysoką generacją elektrowni wiatrowych. Dla zagospodarowania okresowej nadwyżki produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych korzystny jest intensywny rozwój technologii i innowacyjnych rozwiązań w szczególności w obszarach takich jak magazynowanie w elektrowniach szczytowo–pompowych, bateryjnych magazynach energii, wykorzystywanie energii elektrycznej do celów grzewczych, przekształcanie nadwyżek energii w elektrolizerach w wodór lub procesach produkcji paliw alternatywnych.

13. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w okresie do 2038 r., planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze musi towarzyszyć skoordynowany i planowany rozwój infrastruktury sieciowej. Występuje pilna potrzeba podejmowania działań inwestycyjnych ukierunkowanych na zwiększenie obciążalności linii elektroenergetycznych (w tym linii 110 kV należących do OSD), co jest istotne w szczególności w okresach występowania wysokich temperatur oraz dynamicznego przyrostu mocy odnawialnych źródeł energii, w szczególności fotowoltaiki.

14. Największe wyzwania w zakresie modernizacji i wzmocnienia sieci elektroenergetycznych dotyczą obszaru działalności OSD oraz sieci poniżej napięcia 110 kV, tj. sieci SN i nN. W związku z rozwojem energetyki rozproszonej, w tym głównie prosumenckiej, zmienia się charakter sieci dystrybucyjnej, która przestaje być siecią jednokierunkową, ponieważ coraz większe wolumeny energii elektrycznej dostarczane są do niej nie z kierunku wyższych napięć, ale od aktywnych odbiorców energii elektrycznej oraz od źródeł wytwórczych do niej przyłączonych. Dodatkowo, w okresach obniżonego zapotrzebowania nasilają się problemy z kompensacją mocy biernej i wysokimi poziomami napięć. W związku z powyższym konieczne jest podjęcie przez OSD wzmożonych działań inwestycyjnych oraz modernizacyjnych w celu dostosowania systemów dystrybucyjnych do nowych wyzwań.

1. Prognoza równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach oraz możliwości równoważenia dostaw w okresie od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania

1.1. Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną

W raporcie zaprezentowano wyniki analiz dotyczących możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (dalej: KSE) w latach 2023-2038 wraz z wnioskami i rekomendacjami.

Jako parametr kryterialny do oceny wymaganego poziomu bezpieczeństwa pracy KSE w horyzoncie długoterminowym, przyjęto nadwyżkę mocy dyspozycyjnej dostępnej dla OSP ponad prognozowane krajowe zapotrzebowanie na moc.

Wynikiem analizy jest prognoza bilansu mocy KSE oraz probabilistycznych wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych, tj.:

- LOLE (ang. Loss of Load Expectation) - oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 18.07.2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym wskaźnik ten jest standardem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych i wynosi nie więcej niż 3 godziny,
- EENS (ang. Expected Energy Not Supplied) - oczekiwany wolumen energii niedostarczonej w wyniku deficytów mocy w rozpatrywanym okresie.

Mimo faktu stosowania metody probabilistycznej, wyniki analiz pozostają wrażliwe na elementy otoczenia przyjmowane jako dane zdeterminowane, w tym przede wszystkim:

- terminy oddawania do eksploatacji obecnie budowanych konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- harmonogramy postojów remontowych jednostek wytwórczych,
- dostępność paliwa dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych w perspektywie krótko- i średnioterminowej,
- tempo rozwoju nowych mocy w źródłach odnawialnych,
- techniczne możliwości wykorzystywania mocy połączeń transgranicznych.

Biorąc pod uwagę zmienność m.in. powyższych czynników, ocena wystarczalności zasobów wytwórczych jest procesem ciągłym i na bieżąco aktualizowanym.

1.1.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

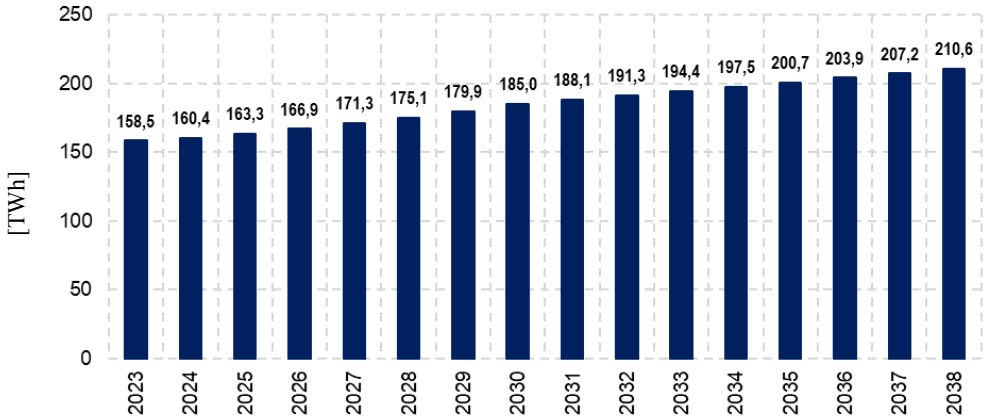
Projekcję zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE do roku 2030 założono biorąc pod uwagę historyczne trendy statystyczne oraz projekcję zużycia energii finalnej. Natomiast po roku 2030, roczny wolumen zapotrzebowania na energię elektryczną opracowano jako wynik długoterminowej projekcji zużycia energii finalnej. Punktem odniesienia dla wykonanej analizy są dane statystyczne Eurostat dla lat 2015-2021, przedstawione w opracowaniu Energy Balance – edycja z grudnia 2022 r. Przedmiotowe opracowanie stanowi obszerny zbiór danych statystycznych przedstawiających bilans energetyczny od importu i krajowego zużycia energii pierwotnej, poprzez procesy jej transformacji, aż do zużycia finalnego w krajach europejskich, w tym także w Polsce. Dane statystyczne przedstawione są według zużycia poszczególnych typów paliw, w podziale na sektory: transportu, przemysłu, usług, gospodarstw domowych, końcowego zużycia nieenergetycznego, branży energetycznej i innych.

W projekcji zużycia energii finalnej uwzględniono szereg makroczynników wpływających na strukturę zużycia energii w przyszłych latach. Wzięto pod uwagę czynniki o charakterze strukturalnym, wpływające na zmiany zużycia energii finalnej w poszczególnych sektorach: gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, tj. m.in.: zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej,

wzrost gospodarczy w poszczególnych sektorach, zmiany konsumenckie i technologiczne[4], oraz zmiany w zakresie wykorzystywanych rodzajów energii.

Okresowy skumulowany roczny wskaźnik wzrostu (CAGR) prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2023-2038 wyniósł w przybliżeniu 1,9%.

Wyniki sumarycznej projekcji zapotrzebowania na energię elektryczną netto dla lat 2023-2038 zostały przedstawione na rys. 1.1.



Rys. 1.1 Projekcja zapotrzebowania na energię elektryczną (średnia z wariantów klimatycznych 1982-2019) [TWh]

1.1.2. Zapotrzebowanie na moc elektryczną

Na potrzeby analiz opracowano roczne profile zapotrzebowania na moc w KSE w rozdzielczości godzinowej. Godzinowe wartości mocy netto stanowią wartości mocy brutto pomniejszone o sumę zapotrzebowania na moc w celu pokrycia potrzeb przemian energetycznych, w których wytwarzana jest energia elektryczna oraz potrzeb wynikających z pompowania wody w elektrowniach szczytowo-pompowych.

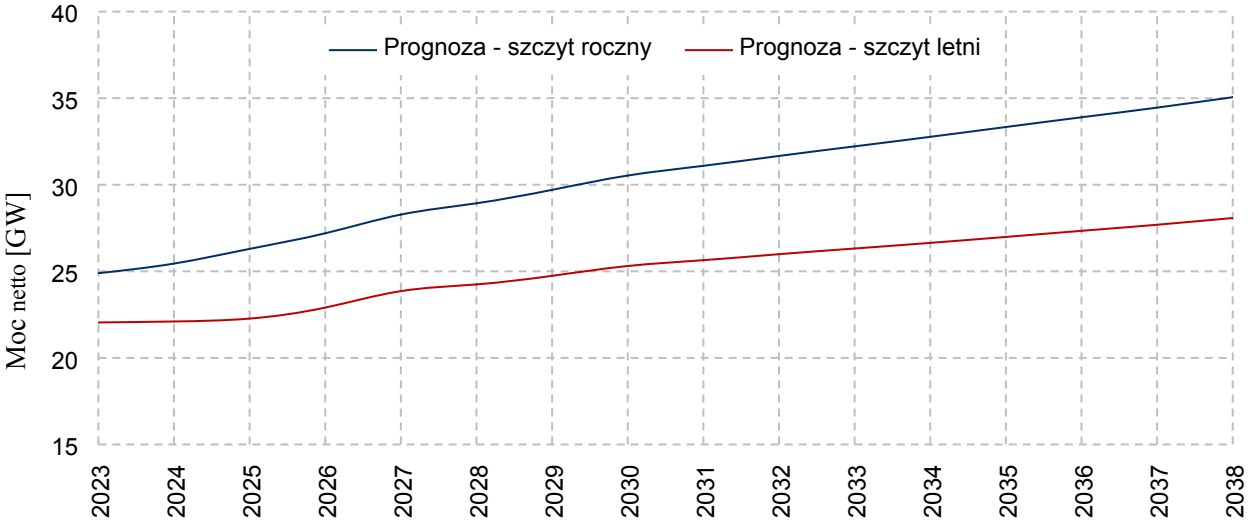
Projekcję opracowano w oparciu o znormalizowany roczny profil zapotrzebowania na moc. Profil znormalizowano względem średniej dobowej temperatury powietrza, wykorzystując do tego krzywe wrażliwości termicznej opracowane na podstawie godzinowego rejestru temperatur z dwunastu miast Polski w latach 1982-2019.

W celu odwzorowania zmiennych warunków pogodowych, które mają wpływ na profil zapotrzebowania na moc w KSE, wykorzystano metodę lat klimatycznych, gdzie profil znormalizowany jest przekształcany w zależności od temperatury powietrza występującej w danym roku klimatycznym.

W efekcie, dla każdego roku, wykorzystano wiele profili zapotrzebowania, odzwierciedlających możliwe warunki klimatyczne.

Na rys. 1.2. zostały zaprezentowane wyniki projekcji będące średnią arytmetyczną maksymalnych wartości zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie rocznym (zimowym) i letnim z lat klimatycznych 1982-2019 w okresie 2023-2038.

[4] Zmiany technologiczne dotyczą m.in. rozwoju rynku pojazdów elektrycznych, elektrolizerów, centrów przetwarzania danych oraz wykorzystania pomp ciepła i elektryfikacji sektora ciepłownictwa w Polsce. Należy jednak nadmienić, że obszary te mają charakter strukturalny, a założenia odnośnie do tempa zachodzących w nich zmian, bardzo istotnie wpływają na przedmiotowe projekcje zapotrzebowania na energię. Na potrzeby niniejszej analizy założono ostrożne tempo elektryfikacji transportu oraz umiarkowany wzrost udziału energii elektrycznej jako energii finalnej w ciepłownictwie.



Rys. 1.2 Projekcja zapotrzebowania na moc netto – średnia z lat klimatycznych 1982-2019 [GW]

W poniższej tabeli 1.1. przedstawiono wyniki projekcji będące średnią arytmetyczną maksymalnych wartości zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie rocznym (zimowym) i letnim z lat klimatycznych 1982-2019 w okresie 2023-2038.

Tab. 1.1 Projekcja zapotrzebowania na moc (netto) w szczycie rocznym i letnim - średnia z lat klimatycznych 1982-2019 [GW]

Lata	2023	2025	2030	2035	2038
W szczycie rocznym	24,9	26,3	30,5	33,3	35,1
W szczycie letnim	22,0	22,3	25,3	27,0	28,1

1.2. Wielkości zdolności wytwórczych

Wielkości zdolności wytwórczych w jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania oraz pozostałych konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych w poszczególnych latach, zostały określone na podstawie:

- przeprowadzonej na przełomie lat 2022 i 2023 ankietyzacji krajowych przedsiębiorstw energetycznych i inwestorów planujących budowę nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych,
- informacji przekazanych przez sektor wytwórczy dotyczących remontów planowanych dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych oraz elektrowni szczytowo-pompowych na lata 2023-2025 (plany remontowe na lata późniejsze określono na podstawie danych ankietowych),
- aktualnych informacji dotyczących przewidywanych terminów oddania do eksploatacji konwencjonalnych jednostek wytwórczych będących w trakcie realizacji.

W analizie wystarczalności zasobów wytwórczych założono dwa główne scenariusze różniące się dostępnością mocy dyspozycyjnej w KSE, tj.:

- Scenariusz nr 1[5] – wynikający z deklaracji wcześniejszych odstawień[6] istniejących jednostek konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania,
- Scenariusz nr 2 – nieuwzględniający wcześniejszych odstawień[7] istniejących jednostek konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

[5] Scenariusz tzw. bazowy – uwzględniający m.in. efektywność ekonomiczną bloków energetycznych, w tym zakładający utrzymanie dotychczas zabezpieczonego wsparcia w ramach Rynku Mocy oraz brak dalszego nasilenia polityki klimatycznej UE.

[6] i [5] Odstawień nie wynikających z braku dalszych technicznych możliwości eksploatacyjnych jednostek, a m.in. z uwarunkowań i przyczyn polityki klimatycznej UE i braku efektywności ekonomicznej.

Dodatkowo przeanalizowano wrażliwość scenariusza nr 2 na potencjalne trzyletnie opóźnienia w oddawaniu do eksploatacji nowych morskich elektrowni wiatrowych względem informacji ujętych w zawartych umowach o przyłączenie oraz informacji posiadanych przez PSE S.A. wg stanu na luty 2023 r.

Tab. 1.2 Wycofania mocy istniejących jednostek konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania w poszczególnych latach [MW]

Lata	2023-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2038
Scenariusz nr 1	6 817	2 403	6 178	1 473
Scenariusz nr 2	2 514	4 429	7 027	2 188

W zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii na lądzie, prognozy ich mocy osiągalnych w poszczególnych latach zostały oszacowane m.in. na podstawie dotychczas przeprowadzonych oraz planowanych aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE. Jednocześnie należy podkreślić, że w przypadku wystąpienia korzystnych warunków inwestycyjnych dla nowych mocy wytwórczych OZE, rozwój OZE może różnić się od przyjętego scenariusza.

W zakresie rozwoju morskich elektrowni wiatrowych przyjęto daty oddawania do eksploatacji na podstawie informacji zawartych w umowach o przyłączenie wg stanu wiedzy na luty 2023 r. Na tej podstawie założono oddanie do eksploatacji pierwszych jednostek w 2026 r. i ich stopniowy rozwój do poziomu mocy 10,9 GW. Dodatkowo przeanalizowano wrażliwość na ewentualne trzyletnie opóźnienie, o której mowa wyżej.

Wartości wolumenów mocy podane w podrozdziałach dotyczą wartości mocy na koniec roku kalendarzowego.

1.2.1. Jednostki konwencjonalne biorące udział w mechanizmie centralnego bilansowania

Projekcję zmian mocy osiągalnej (z uwzględnieniem planowanych wycofań i modernizacji zwiększających moc zainstalowaną) w istniejących jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania przedstawiono w tabeli 1.3.

Tab. 1.3. Projekcja mocy osiągalnej (netto) w istniejących jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania w latach 2023-2038 [MW]

Lata	2023	2025	2030	2035	2038
Scenariusz nr 1	24 659	20 381	15 719	10 630	8 025
Scenariusz nr 2	24 659	22 571	21 147	12 907	8 738

W tabeli 1.4. przedstawione zostały moce (netto) planowanych nowych jednostek konwencjonalnych, które będą brały udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

Tab. 1.4. Skumulowane moce netto planowanych nowych jednostek konwencjonalnych, które będą brały udział w mechanizmie centralnego bilansowania [MW]

Lata	2023	2025	2030	2035	2038
Moc netto	1 340	2 022	6 299	6 299	6 299

1.2.2. Jednostki konwencjonalne niebiorące udziału w mechanizmie centralnego bilansowania

Projekcję zmian mocy osiągalnej jednostek konwencjonalnych niebiorących udziału w mechanizmie centralnego bilansowania z grupy elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych przedstawiono w tabeli 1.5.

Tab. 1.5 Projekcja mocy osiągalnej (netto) w jednostkach konwencjonalnych niebiorących udziału w mechanizmie centralnego bilansowania w latach 2023-2038 [MW]

Lata	2023	2025	2030	2035	2038
Moc osiągalna elektrociepłowni zawodowych	4 836	4 955	3 822	2 718	2 371
Moc osiągalna elektrociepłowni przemysłowych	1 857	1 920	1 774	1 767	1 762

1.2.3. Elektrownie wiatrowe

Wartości mocy osiągalnej elektrowni wiatrowych przyjęte do analizy wystarczalności zasobów wytwórczych przedstawiono w tabeli 1.6.

Tab. 1.6 Projekcja mocy osiągalnej (netto) elektrowni wiatrowych morskich i lądowych w latach 2023-2038 [MW]

Lata	2023	2025	2030	2035	2038
Moc osiągalna elektrowni wiatrowych lądowych	10 399	11 175	14 013	14 013	14 013
Moc osiągalna elektrowni wiatrowych morskich	0	0	10 004	10 900	10 900
Moc osiągalna elektrowni wiatrowych morskich przy założeniu trzyletniego opóźnienia w oddawaniu do eksploatacji	0	0	5 933	10 900	10 900

1.2.5. Elektrownie fotowoltaiczne

Projekcja zmian mocy osiągalnej elektrowni fotowoltaicznych została przestawiona w tabeli 1.7.

Tab. 1.7 Projekcja mocy osiągalnej (netto) elektrowni fotowoltaicznych w latach 2023-2038 [MW]

Lata	2023	2025	2030	2035	2038
Moc osiągalna elektrowni fotowoltaicznych	14 017	16 757	22 671	22 671	22 671

1.2.6. Źródła na biomasę i biogaz

Projekcja zmian mocy osiągalnej źródeł na biomasę i biogaz została przestawiona w tabeli 1.8.

Tab. 1.8 Projekcja mocy osiągalnej (netto) źródeł na biomasę i biogaz w latach 2023-2038 [MW]

Lata	2023	2025	2030	2035	2038
Moc osiągalna źródeł na biomasę i biogaz	972	960	1 290	1 304	1 304

1.2.7. Elektrownie wodne przepływowe

Projekcja zmian mocy osiągalnej elektrowni wodnych przepływowych (w tym elektrowni wodnych przepływowych z członami pompowymi) została przestawiona w tabeli 1.9.

Tab. 1.9 Projekcja mocy osiągalnej (netto) elektrowni wodnych przepływowych w latach 2023-2038 [MW]

Lata	2023	2025	2030	2035	2038
Moc osiągalna elektrowni wodnych przepływowych	1 004	1 016	1 158	1 164	1 164

1.2.8. Elektrownie szczytowo-pompowe

Projekcja zmian mocy osiągalnej elektrowni szczytowo-pompowych (ESP) została przestawiona w tabeli 1.10.

Tab. 1.10 Projekcja mocy osiągalnej (netto) elektrowni szczytowo-pompowych w latach 2023-2038 [MW]

Lata	2023	2025	2030	2035	2038
Moc osiągalna ESP	1 334	1 334	1 334	1 334	1 334

1.2.8.1. Wybrane bieżące działania Ministra Klimatu i Środowiska w zakresie wsparcia rozwoju elektrowni szczytowo-pompowych

Elektrownie szczytowo-pompowe (dalej: ESP) mają szczególne znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w sytuacji konieczności szybkiego dostarczenia mocy do KSE. ESP pozwalają na zachowanie ciągłości dostaw energii elektrycznej co jest kluczowe dla prowadzenia działalności gospodarczej, a także funkcjonowania i bezpieczeństwa pracy KSE.

Obecnie w Polsce, według danych PSE S.A., moc osiągalna netto elektrowni szczytowo-pompowych wynosi ok. 1,3 GW. Inwestycje w tego typu moce wytwórcze były dość ograniczone m.in. ze względu na bariery o charakterze prawnym. Budowa ESP podlegała standardowemu procesowi inwestycyjnemu obejmującemu konieczność uzyskania szeregu decyzji administracyjnych, co sprawiało, że cały proces trwał wiele lat.

W celu przyśpieszenia i ułatwienia realizacji inwestycji w elektrownie szczytowo-pompowe Minister Klimatu i Środowiska opracował projekt ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących, a przedmiotowa ustawa weszła w życie 30 czerwca 2023 r. (Dz.U. 2023 poz. 1113). Zakłada się, że ustawa będzie stanowiła zachętę do realizacji inwestycji w ok. 6,4 GW nowych mocy w ESP.

Rozwiązania ustawy są przełomowe dla funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i mają na celu przyspieszenie oraz usprawnienie inwestycji w zakresie ESP głównie poprzez:

- uproszczenie i skrócenie procedur administracyjnych,
- zaliczenie inwestycji z zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących do inwestycji celu publicznego,
- uregulowanie kwestii nabywania tytułu prawnego do nieruchomości,
- wprowadzenie instytucji inwestycji towarzyszącej, co pozwoli to na zsynchronizowanie obydwu procesów inwestycyjnych,
- zdefiniowanie inwestora, którym będzie wyłącznie spółka o istotnym znaczeniu dla gospodarki państwa (lub przedsiębiorca wchodzący w skład grupy kapitałowej, w której spółka ta jest przedsiębiorcą dominującym), albo spółka kapitałowa, w której jedynym albo większościowym udziałowcem albo akcjonariuszem jest jednostka samorządu terytorialnego lub związek jednostek samorządu terytorialnego, lub Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie.

Rozwój potencjału ESP jest istotny z punktu widzenia transformacji energetycznej Polski i zapewnienia stabilnych dostawy energii elektrycznej dla odbiorców. ESP mogą pełnić rolę stabilizującą oraz służącą utrzymaniu parametrów jakościowych energii elektrycznej. ESP będą wspierały integrację OZE w KSE oraz ich dalszy rozwój.

Według raportu pt. „Rola elektrowni szczytowo-pompowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym: uwarunkowania i kierunki rozwoju" opracowanego przez Zespół działający przy Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, w perspektywie do 2030 r. rozważane są inwestycje w rozbudowę istniejących ESP, jak również budowa nowych jednostek.

1.2.9. Instalacje termicznego przetwarzania odpadów komunalnych

Projekcja zmian mocy osiągalnej instalacji termicznego przetwarzania odpadów komunalnych (ITPOK) została przestawiona w tabeli 1.11.

Tab. 1.11 Projekcja osiągalnej (netto) instalacji termicznego przetwarzania odpadów komunalnych w latach 2023-2038 [MW]

Lata	2023	2025	2030	2035	2038
Moc osiągalna ITPOK	84	128	128	128	128

1.2.10. Energetyka jądrowa

W zakresie energetyki jądrowej nie zaprezentowano efektów budowy źródeł w rozpatrywanym horyzoncie analizy wystarczalności zasobów wytwórczych. Wynika to z przyjętej metody i celu polegającego na odzwierciedleniu i prezentacji skutków sytuacji, gdy nie będą podejmowane dalsze działania dla odbudowy i rozwoju wolumenu mocy wytwórczej w KSE. Zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2040 r. budowa i uruchomienie pierwszego bloku jądrowego ma nastąpić do 2033 r.

Perspektywy rozwoju elektrowni jądrowych zostały opisane w rozdziale 6.

1.3. Metodyka analiz bilansowych

1.3.1. Scenariusze lat klimatycznych

KSE jest coraz bardziej czuły na zmiany warunków pogodowych. Aby realistycznie przewidzieć możliwe przyszłe zdarzenia mające wpływ na sytuację bilansową, konieczne jest uwzględnienie danych obejmujących szeroki zakres możliwych kombinacji, uwzględniających zarówno warunki klimatyczne "normalne" jak i "skrajne".

Wykonana analiza bazuje na metodzie lat klimatycznych ENTSO-E, wykorzystywanej przy tworzeniu m.in. raportów European Resource Adequacy Assessment (ERAA) i Ten-Year Network Development Plan (TYNDP). Metoda ta pozwala na odwzorowanie w przyszłości zmiennych warunków pogodowych obserwowanych w ubiegłych latach. Każdy rok klimatyczny charakteryzuje się współzależnymi parametrami określającymi m.in. wietrzność, nasłonecznienie i temperaturę zewnętrzną, co umożliwia symulację pracy KSE z uwzględnieniem korelacji występowania tych zjawisk.

Analizę przeprowadzono z wykorzystaniem pełnej dostępnej bazy danych lat klimatycznych, tj. uwzględniono profile godzinowe wynikające z 38 lat klimatycznych dla okresu 1982-2019.

1.3.2. Profile pracy konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych niebiorących udziału w mechanizmie centralnego bilansowania

Wartości współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej dla konwencjonalnych jednostek wytwórczych przemysłowych i zawodowych niebiorących udziału w mechanizmie centralnego bilansowania zostały wyznaczone w oparciu o dane historyczne generacji tych źródeł. Dla jednostek zawodowych wyznaczono krzywe termosensytywności opisujące relację obciążenia w funkcji temperatury. Dla każdego miesiąca w roku zastosowano odrębną krzywą termosensytywności.

Dane dostosowano do wykorzystywanej w modelu granulacji godzinowej. Otrzymano krzywe charakteryzujące pracę jednostek dla poszczególnych lat klimatycznych w postaci współczynników uwzględniających zarówno remonty planowe jak i awarie.

1.3.3. Profile pracy OZE

Profile pracy elektrowni wiatrowych lądowych i morskich oraz źródeł fotowoltaicznych wykorzystane w obliczeniach powstały w oparciu o bazę danych ENTSO-E tj. dedykowaną bazę danych klimatycznych – Pan-European Climatic Database (PECD). Dla każdej z powyższych technologii, zastosowano godzinowy profil wykorzystania mocy zainstalowanej, odpowiadający warunkom pogodowym, odpowiednio: wietrzności lub nasłonecznienia w rozpatrywanych latach klimatycznych (1982-2019).

W celu uwzględnienia rozwoju technologii lądowych i morskich elektrowni wiatrowych oraz elektrowni fotowoltaicznych w analizowanym okresie 2023-2038, godzinowe profile współczynników wykorzystania mocy zostały skorygowane w funkcji prognozowanego postępu technologicznego dla instalacji planowanych oraz degradacji istniejących urządzeń. Powyższe przełożyło się na zmianę wartości średniorocznych współczynników wykorzystania mocy względem bazy PECD.

1.3.4. Wymiana transgraniczna i DSR

Jednym z celów krajowej analizy wystarczalności zasobów wytwórczych jest wskazanie ewentualnego, wymaganego wolumenu wymiany transgranicznej, potrzebnego w celu spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych w KSE. Jednakże obliczenia wykonano bez uwzględniania mocy dostępnej w ramach połączeń transgranicznych. Powodem takiego podejścia są liczne niepewności oraz zmieniające się uwarunkowania funkcjonowania systemów elektroenergetycznych w krajach Unii Europejskiej, które w praktyce uniemożliwiają wiarygodne prognozowanie długoterminowe wykorzystywania połączeń transgranicznych.

W analizie wystarczalności zasobów wytwórczych nie uwzględniono pracy DSR.

Wobec:

1) małych jak dotychczas doświadczeń operacyjnych DSR poza rynkiem mocy,

2) zasad aktywacji DSR w ramach rynku mocy, w sposób nieselektywny, wraz z innymi zasobami,

DSR traktowany jest jako potencjalny, dodatkowy, środek zaradczy.

1.3.5. Metoda oceny niezawodności systemu elektroenergetycznego

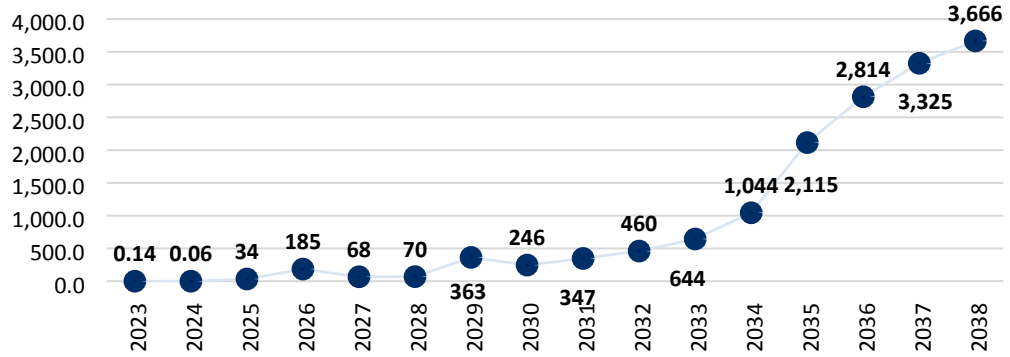
Ocena niezawodności pracy KSE związana jest z zapewnieniem wystarczającej liczby źródeł wytwórczych pozwalających na pokrycie zapotrzebowania na moc w określonym czasie. W celu określenia niezawodności pracy KSE wyznaczone zostały następujące wskaźniki (opisane uprzednio w rozdz. 1.1):

- **LOLE (Loss of Load Expectation) -** oczekiwana sumaryczna liczba godzin w danym okresie (roku), w którym zdolność wytwórcza nie zapewnia pokrycia zapotrzebowania w systemie elektroenergetycznym (LOLE jest równoznaczne z sumarycznym czasem trwania deficytów mocy w danym okresie).
- **EENS (Expected Energy Not Supplied) -** oczekiwana ilość niedostarczonej energii odbiorcom, wynikająca z zapotrzebowania przewyższającego zdolność wytwórczą systemu.

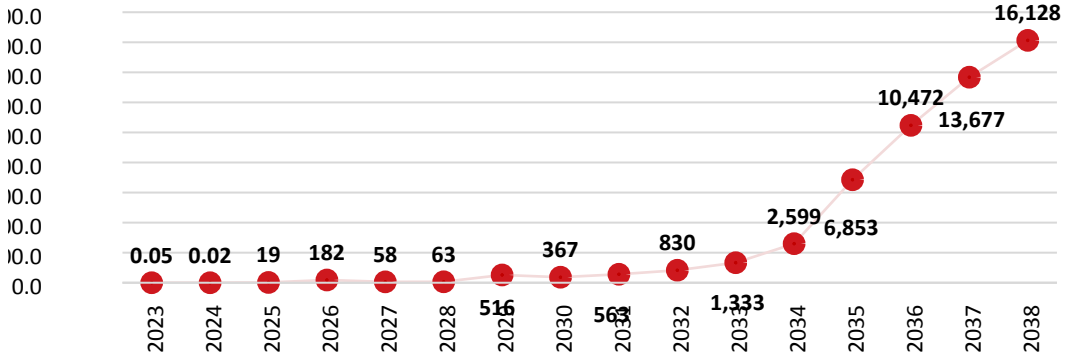
1.4. Wyniki przeprowadzonych analiz wystarczalności

1.4.1. Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 1

Dla każdego z analizowanych lat wyznaczono wartości wskaźników LOLE oraz EENS w horyzoncie do 2038 r. Na poniższych wykresach i w tabeli przedstawiono średnie oraz skrajne wartości wyżej wymienionych wskaźników dla rozpatrywanych lat klimatycznych.



Rys. 1.3 Średnie wartości wskaźnika LOLE [h/rok] w latach 2023-2038



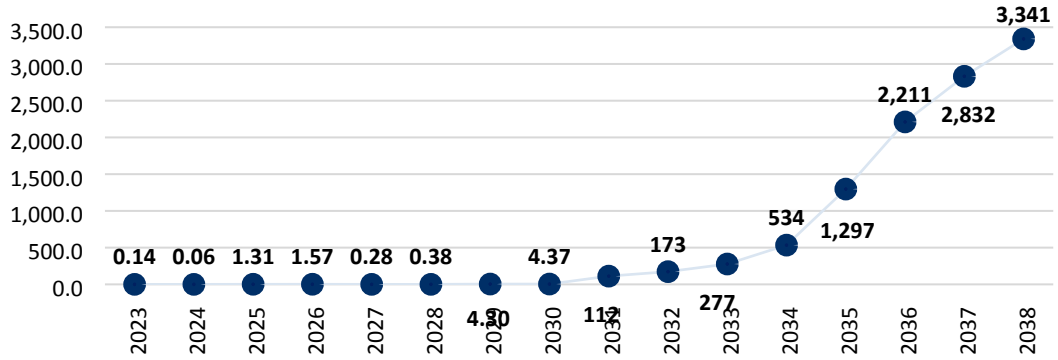
Rys. 1.4 Średnie wartości wskaźnika EENS [GWh/rok] w latach 2023-2038

Tab. 1.1 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE oraz EENS w latach 2023-2038

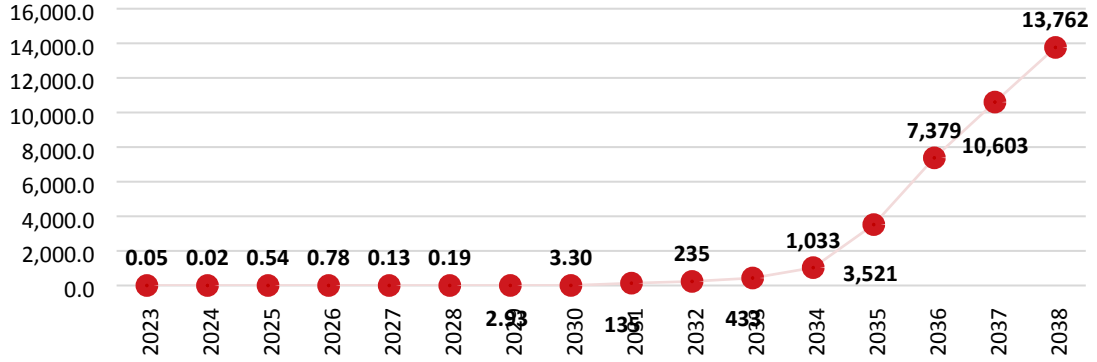
Wartości wskaźników LOLE i EENS																
Rok	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
LOLE [h]																
Minimum (CY82-19)	0,02	0,00	15	83	24	26	198	109	174	244	367	677	1 651	2 314	2 822	3 144
Średnia (CY82-19)	0,14	0,06	34	185	68	70	363	246	347	460	644	1 044	2 115	2 814	3 325	3 666
Maksimum (CY82-19)	0,62	0,26	59	279	118	121	564	436	563	703	927	1 467	2 776	3 609	4 171	4 532
EENS [GWh]																
Minimum (CY82-19)	0,01	0,00	7	53	14	15	259	121	274	414	688	1 445	4 512	7 409	10 120	12 233
Średnia (CY82-19)	0,05	0,02	19	182	58	63	516	367	563	830	1 333	2 599	6 853	10 472	13 677	16 128
Maksimum (CY82-19)	0,24	0,11	35	339	129	137	860	674	955	1 369	2 082	3 837	9 559	14 346	18 485	21 618

1.4.2. Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 2

Dla każdego z analizowanych lat wyznaczono wartości wskaźników LOLE oraz EENS w horyzoncie do 2038 r. Na poniższych wykresach i w tabeli przedstawiono średnie oraz skrajne wartości wyżej wymienionych wskaźników dla rozpatrywanych lat klimatycznych.



Rys. 1.5 Średnie wartości wskaźnika LOLE [h/rok] w latach 2023-2038



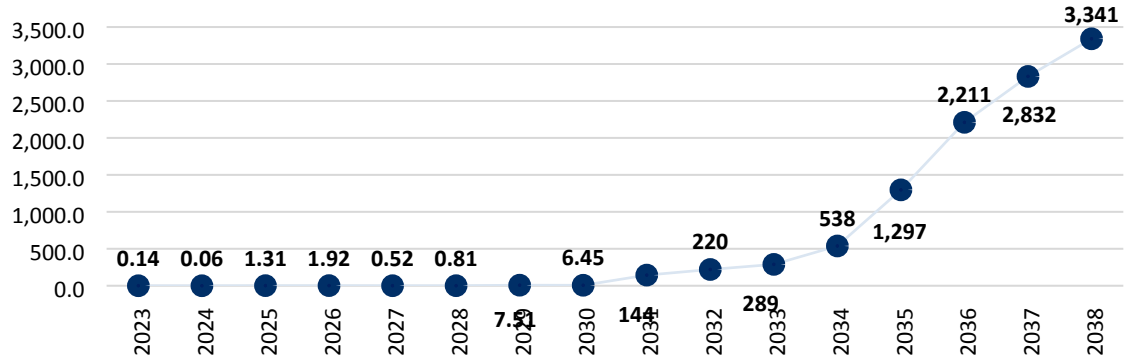
Rys. 1.6 Średnie wartości wskaźnika EENS [GWh/rok] w latach 2023-2038

Tab. 1.2 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE oraz EENS w latach 2023-2038

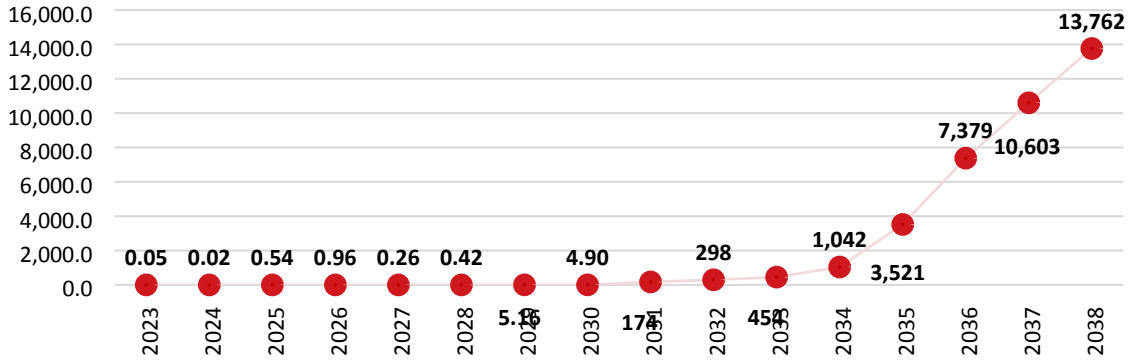
Wartości wskaźników LOLE i EENS																
Rok	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
LOLE [h]																
Minimum (CY82-19)	0,02	0,00	0,32	0,01	0,00	0,00	0,12	0,04	44	78	132	288	892	1 745	2 323	2 828
Średnia (CY82-19)	0,14	0,06	1,31	1,57	0,28	0,38	4,30	4,37	112	173	277	534	1 297	2 211	2 832	3 341
Maksimum (CY82-19)	0,62	0,26	3,30	11,31	1,65	2,11	19	23	196	300	459	794	1 788	2 913	3 639	4 199
EENS [GWh]																
Minimum (CY82-19)	0,01	0,00	0,11	0,00	0,00	0,00	0,04	0,01	32	75	181	508	2 043	4 885	7 498	10 124
Średnia (CY82-19)	0,05	0,02	0,54	0,78	0,13	0,19	2,93	3,30	135	235	433	1 033	3 521	7 379	10 603	13 762
Maksimum (CY82-19)	0,24	0,11	1,55	6,37	0,84	1,11	16	21	277	443	748	1 677	5 095	10 370	14 582	18 609

1.4.2.1. Wyniki analizy wystarczalności – scenariusz nr 2 uwzględniający potencjalne trzyletnie opóźnienie w oddawaniu do eksploatacji nowych mocy w morskich elektrowniach wiatrowych

Dla każdego z analizowanych lat wyznaczono wartości wskaźników LOLE oraz EENS w horyzoncie do 2038 r. Na poniższych wykresach i w tabeli przedstawiono średnie oraz skrajne wartości wyżej wymienionych wskaźników dla rozpatrywanych lat klimatycznych.



Rys. 1.7 Średnie wartości wskaźnika LOLE [h/rok] w latach 2023-2038



Rys. 1.8 Średnie wartości wskaźnika EENS [GWh/rok] w latach 2023-2038

Tab. 1.3 Wartości minimalne, średnie i maksymalne wskaźników LOLE oraz EENS w latach 2023-2038

Wartości wskaźników LOLE i EENS																
Rok	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
LOLE [h]																
Minimum (CY82-19)	0,02	0,00	0,32	0,03	0,01	0,02	0,28	0,07	59	97	138	291	892	1 745	2 323	2 828
Średnia (CY82-19)	0,14	0,06	1,31	1,92	0,52	0,81	7,51	6,45	144	220	289	538	1 297	2 211	2 832	3 341
Maksimum (CY82-19)	0,62	0,26	3,30	13	2,76	4,18	32	30	241	361	474	797	1 788	2 913	3 639	4 199
EENS [GWh]																
Minimum (CY82-19)	0,01	0,00	0,11	0,01	0,00	0,01	0,11	0,03	43	96	189	513	2 043	4 885	7 498	10 124
Średnia (CY82-19)	0,05	0,02	0,54	0,96	0,26	0,42	5,16	4,90	174	298	454	1 042	3 521	7 379	10 603	13 762
Maksimum (CY82-19)	0,24	0,11	1,55	7,52	1,41	2,16	26	28	339	542	780	1 691	5 095	10 370	14 582	18 609

Należy zaznaczyć, że maksymalna wartość wskaźnika LOLE, rozumianego jako wartość dla krytycznego roku klimatycznego, jest istotnie większa od średniej z lat klimatycznych 1982-2019. Ta zależność obrazuje możliwość wystąpienia w przyszłych latach niekorzystnych warunków pogodowych.

1.4.3. Wyniki analizy wystarczalności – wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna

Dla uzyskanych wyników oszacowano wymaganą dodatkową moc dyspozycyjną celem spełnienia wskaźników wystarczalności zasobów wytwórczych. Jako standard bezpieczeństwa przyjęto spełnienie warunku utrzymania średniej wartości wskaźnika LOLE z lat klimatycznych 1982-2019 na poziomie nie większym niż 3 godziny w roku.

Tab. 1.4 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE [MW]

Scenariusz	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Nr 1	0	0	1 400	3 600	2 600	2 800	5 200	5 400	6 000	6 600	7 800	9 400	12 200	13 800	15 000	15 800
Nr 2	0	0	0	0	0	0	400	400	4 000	4 800	5 800	7 200	10 200	12 600	14 000	15 000
Nr 2 z trzyletnim opóźnieniem rozwoju MEW	0	0	0	0	0	0	800	800	4 200	5 000	5 800	7 400	10 200	12 600	14 000	15 000

Należy mieć na uwadze, iż wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna może być wyższa ze względu na następujące uwarunkowania:

- wzrost tempa transformacji energetycznej, szybszy niż założono wzrost zapotrzebowania na energię i moc oraz plany realizacji wielkich inwestycji przemysłowych na obszarach specjalnych stref ekonomicznych,
- wystąpienie skrajnie niekorzystnych warunków klimatycznych w przyszłych latach,
- niepewność co do terminowego oddawania do eksploatacji źródeł konwencjonalnych, które będą brały udział w mechanizmie centralnego bilansowania,
- niepewność co do terminów trwałych odstawień istniejących jednostek wytwórczych.

Z tego powodu dla zapewnienia w przyszłości standardu bezpieczeństwa konieczne jest podejmowanie działań prowadzących do zwiększenia dostępnych mocy dyspozycyjnych. Źródłem takiej mocy mogą być w szczególności:

- nowe konwencjonalne źródła wytwórcze, które aktualnie znajdują się na etapach przygotowawczych i nie są uwzględnione w niniejszej analizie – wg danych OSP są to projekty o łącznej mocy ok. 2,6 GW,
- przedłużanie eksploatacji istniejących konwencjonalnych jednostek węglowych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania – przyjęty scenariusz nr 1 zakłada wyłączenie ponad 6,8 GW mocy do końca 2025 r.,
- budowa nowych mocy źródeł kogeneracyjnych w miejsce likwidowanych jednostek węglowych,
- nowe magazyny energii, w tym nowe elektrownie szczytowo-pompowe, a także towarzyszący im dalszy rozwój OZE,
- nowe elektrownie biomasowe i biogazowe,
- elektrownie jądrowe, w latach 30-tych, zgodnie z harmonogramem określonym w Programie Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ),
- elektrownie jądrowe, nieujęte w PPEJ, a planowane do realizacji równolegle, w tym budowa małych reaktorów jądrowych (SMR, ang. small modular reactor),
- technologie wodorowe i paliw alternatywnych typu P2P, prawdopodobnie w latach 30-tych, po osiągnięciu przez nie wystarczającej komercjalizacji,
- ewentualny import energii (w tym – w trybie pomocy międzyoperatorskiej) oraz formy ograniczania popytu, np. usługi typu DSR, w odpowiedzi na występowanie warunków skrajnych i zdarzeń ekstremalnych.

2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2021-2022

2.1. Bezpieczeństwo pracy sieci

Zarejestrowane zdarzenia awaryjne

W latach 2021-2022 warunki pracy krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) były zbliżone do warunków występujących w latach ubiegłych. Mimo stosunkowo łagodnych warunków pogodowych omawiany okres charakteryzował się wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną na co wpływ miało łagodzenie restrykcji związanych ze stanem epidemii wirusa SARS CoV-2. Rekordowe zapotrzebowanie na moc elektryczną brutto w przekroju okresów zimowych wystąpiło 12.02.2021 r. i wyniosło 27 617 MW, z kolei w przekroju okresów letnich wystąpiło 15.07.2021 r. i wyniosło 24 533 MW. Tak duże obciążenia nie wywołały zakłóceń pracy KSE, mimo pełnego wykorzystania dostępnych mocy. Dodatkowo w okresach obniżonego zapotrzebowania dni świątecznych nasiliły się problemy z kompensacją mocy biernej i wysokimi poziomami napięć. Jako działania zaradcze stosowano w szerszym zakresie niż zwykle wyłączenia ruchowe mało obciążonych linii 400 kV.

Z uwagi na niższą dopuszczalną obciążalność linii 110 kV w wyższych temperaturach otoczenia, trudne warunki pracy sieci 110 kV występowały na obszarach działania spółek dystrybucyjnych: PGE Dystrybucja S.A. (Oddziały: Warszawa, Białystok, Łódź, Lublin), ENERGA-OPERATOR SA (Oddział Kalisz), oraz Stoen Operator Sp. z o.o. W odniesieniu do wcześniejszych lat dzięki przeprowadzonym modernizacjom i wzroście generacji fotowoltaicznej, warunki pracy sieci 110 kV w okresach letnich uległy nieznacznej poprawie. Niezależnie od tego w okresach występowania temperatur otoczenia powyżej 25ºC w celu likwidacji przeciążeń linii 110 kV, wprowadzono układy specjalne pracy sieci 110 kV, niekiedy wydzielające ciągi promieniowe czy układy sieci zasilane jednostronnie.

W dniu 17.05.2021 r. (poniedziałek) o godz. 16:34 doszło do poważnej awarii w stacji elektroenergetycznej (SE) Rogowiec w wyniku nieprawidłowego wykonania operacji łączeniowej przez Dyżurnego Ruchu, polegającego na omyłkowym zamknięciu uziemnika linii 400 kV Ołtarzew zamiast planowanego przejścia do pracy z pola własnego na szynę obejściową. Konsekwencją tego błędu było zwarcie jednofazowe na fazie L2, skutkujące wyłączeniami elementów rozdzielni 400 kV i 220 kV w SE Rogowiec. Wskutek zakłócenia w SE Rogowiec nastąpiło wyłączenie:

- 10 bloków Elektrowni Bełchatów (numer: 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11),
- linii 400 kV Rogowiec – Ołtarzew,
- linii 400 kV Rogowiec – Joachimów tor 3,
- transformatora blokowego TB-12B 22/110 kV 300 MVA,
- linii 220 kV Rogowiec – Janów,
- linii 220 kV Rogowiec – Pabianice tor 1,
- linii 220 kV Rogowiec – Pabianice tor 2,
- linii 220 kV Rogowiec – Joachimów tor 1,
- AT-1 400/220 kV 500 MVA,
- AT-2 400/220 kV 500 MVA,
- transformatorów potrzeb ogólnych Elektrowni Bełchatów TR-1 i TR-2 220/6 kV 50 MVA,
- sprzęgieł w rozdzielni 400 kV: poprzecznego B, podłużnego 2 systemu szyn.

Utrata 3 556 MW mocy generowanej w Elektrowni Bełchatów spowodowała aktywację prawie całej regulacji pierwotnej w pracujących elektrowniach i uruchomiła międzyoperatorski import energii z połączonego systemu Europy kontynentalnej. W wyniku działań służb PSE S.A., SE Rogowiec była gotowa do przyłączenia bloków w ciągu ok. godziny – pierwsze trzy linie blokowe zostały załączone o 18:42.

Pozostałe awarie, które wystąpiły w omawianym okresie miały w większości charakter lokalny i były możliwe do likwidacji środkami będącymi w dyspozycji OSP. Awarie o charakterze obszarowym związane były z przejściem frontów burzowych.

W dniach 14-15.07.2021 r. przechodzący front burzowy spowodował wyłączenie:

- linii 220 kV Joachimów – Kielce (uszkodzone słupy),
- linii 220 kV Rogowiec – Pabianice tor 1,
- linii 220 kV Joachimów – Łagisza/Wrzosowa,
- linii 220 kV Rogowiec – Piotrków,
- linii 220 kV Adamów - Pabianice,
- linii 220 kV Toruń Elana – Włocławek Azoty,
- linii 220 kV Podolszyce – Mory (uszkodzone słupy),
- linii 400 kV Rogowiec – Płock,
- linii 220 kV Mikułowa – Polkowice t.2,
- linii 220 kV Pątnów – Podolszyce,
- linii 220 kV Rogowiec – Kopalnia Bełchatów t.1
- linii blokowej nr 2 do Elektrowni Bełchatów.

Wyłączenia awaryjne ograniczyły możliwości wyprowadzenia mocy z rozdzielni 220 kV Rogowiec wymuszając zmianę rozkładu generacji między Elektrownią Bełchatów i Elektrownią Kozienice oraz dodatkowo konieczna była realizacja przez OSP operatywnej dostawy z Litgrid do KSE na poziomie 190-195 MW.

W dniu 21.10.2021 r. przechodzący front burzowy spowodował wyłączenie:

- linii 220 kV Leśniów – Żukowice,
- linii 220 kV Leśniów – Gorzów,
- linii 220 kV Mikułowa – Leśniów,
- linii 220 kV Polkowice – Żukowice,
- linii 400 kV Rogowiec – Joachimów tor 3.

W wyniku wyłączeń, w godzinach 13:09-18:20, SE Leśniów utraciła zasilanie z sieci 220 kV i była zasilana tylko blokiem gazowo-parowym Elektrociepłowni Zielona Góra. Z kolei SE Żukowice, w godzinach 13:38 - 17:28, była pozbawiona zasilania od strony 220 kV. Liczne wyłączenia w sieci 110 kV (zadziałania automatyki samoczynnego ponownego załączania skutkowały ograniczeniami w dostarczaniu energii dla odbiorców. Ograniczenia w szczytowym momencie wyniosły 216 MW.

W dniu 17.01.2022 r. przechodzący front burzowy spowodował wyłączenie:

- linii 220 kV Włocławek – Pątnów (uszkodzone słupy) – linia była wyłączona do 11.02.2022 r.
- linii 220 kV Sochaczew – Konin,
- linii 220 kV Ołtarzew – Janów,
- linii 220 kV Wielopole – Kędzierzyn.

Liczne wyłączenia w sieci 110 kV skutkowały ograniczeniami w dostarczaniu energii dla odbiorców. Ograniczenia w tym dniu na terenie Obszarowej Dyspozycji Mocy (ODM) Warszawa osiągnęły wartość 144 MW.

W dniach 29-31.01.2022 r. przechodzący front burzowy spowodował wyłączenie:

- linii 400 kV Morzyczyn – Dunowo,
- linii 220 kV Żydowo – Piła Krzewina (uszkodzony słup),
- linii 220 kV Mikułowa – Leśniów,
- linii 220 kV Konin – Adamów tor 1,
- linii 220 kV Pątnów – Konin tor 1,
- linii 400 kV Ostrów – Pasikurowice,
- linii 400 kV Dobrzeń – Albrechtice i Dobrzeń – Wielopole (uszkodzone słupy),
- linii 220 kV Gorzów – Leśniów,
- linii 220 kV Włocławek Azoty – Olsztyn,
- linii 220 kV Boguszów – Cieplice.

Ze względu na szereg wyłączeń w sieci 110 kV (66 linii) i średniego napięcia ograniczenia w tych dniach w całym kraju osiągnęły wartość ok. 275 MW.

W dniu 17.02.2022 r. przechodzący front burzowy spowodował wyłączenie:

- linii 220 kV Krajnik – Glinki,
- linii 220 kV Żydowo – Piła Krzewina (uszkodzone słupy),
- linii 220 kV Gorzów – Leśniów,
- linii 220 kV Kozienice – Rożki tor 1,
- linii 220 kV Mikułowa – Leśniów,
- linii 220 kV Polkowice – Leszno,
- linii 220 kV Adamów – Konin tor 2,
- linii 220 kV Janów – Piotrków (uszkodzone słupy),
- linii 220 kV Leśniów – Żukowice (uszkodzony słup),
- linii 220 kV Polkowice – Żukowice,
- linii 220 kV Miłosna – Ostrołęka.

W tym dniu na terenie ODM Poznań rozdzielnie 220 kV w SE Leśniów i Żukowice pozostały bez zasilania od strony napięcia 220 kV. Najwyższą wartość ograniczeń zarejestrowano o godzinie 6:00, która wyniosła 300,8 MW.

W dniu 19.02.2022 r. przechodzący front burzowy (bardzo silny wiatr) spowodował wyłączenie:

- linii 400 kV Krajnik – Plewiska,
- linii 220 kV Gorzów – Leśniów,
- linii 400 kV Dunowo – Morzyczyn,
- linii 400 kV Żarnowiec – Gdańsk Przyjaźń,
- linii 220 kV Krajnik – Glinki,
- linii 220 kV Miłosna – Ostrołęka,
- linii 220 kV Krajnik – Morzyczyn,
- linii 220 kV Leśniów – Elektrociepłownia Zielona Góra wraz blokiem gazowo-parowym 140 MW,
- linii 400 kV Grudziądz – Płock,
- linii 220 kV Adamów – Konin tor 2,
- linii 220 kV Konin – Pątnów tor 1 i 2,
- linii 220 kV Włocławek Azoty – Olsztyn,
- linii 220 kV Włocławek Azoty – Pątnów,
- linii 220 kV Byczyna – Halemba – Łagisza,
- linii 220 kV Abramowice – Stalowa Wola.

Na terenie ODM Poznań, w związku z licznymi wyłączeniami, wydzielił się w rejonie Szczecina obszar sieci zasilany tylko linią 400 kV Krajnik – Vierraden, blokami w Elektrowni Dolna Odra, Elektrociepłowni Szczecin i Elektrociepłowni Pomorzany. W sieci 110 kV wydzieliła się wyspa „gorzowska" zasilana przez Elektrociepłownię Gorzów. Najwyższą wartość ograniczeń zarejestrowano o godzinie 6:00, która wyniosła 476,3 MW. Spośród awarii o charakterze lokalnym, mających wpływ na pracę systemów połączonych, należy wymienić:

- wyłączenie wstawki konwertorowej HVDC w stacji Słupsk w dniu 27.09.2021 r. z powodu usterki układu zraszaczowego na transformatorze przekształtnikowym (przesył wznowiono kolejnego dnia).
- wyłączenie łącza HVDC Słupsk – Stärnö w okresie 30.01-07.02.2022 r. ze względu na pożar filtra DC w stacji HVDC Słupsk.

Ponadto, w 2021 roku miały miejsce dwie poważne awarie w połączonym systemie Europy kontynentalnej:

- 08.01.2021 r. system synchroniczny Europy kontynentalnej podzielił się na dwa osobne obszary: zachodnio-północny i wschodnio-południowy. Było to spowodowane serią następujących po sobie wyłączeń elementów systemu przesyłowego, które wystąpiły w bardzo krótkim czasie. W obszarze wydzielonym znalazła się większa część Rumunii, Bośnia i Hercegowina, Serbia, Bułgaria, Macedonia, Albania, Grecja, Turcja oraz część Chorwacji.
- 24.07.2021 r. nastąpiło oddzielenie Półwyspu Iberyjskiego od reszty systemu Europy kontynentalnej.

W trakcie wystąpienia obu awarii nie doszło do zakłóceń pracy KSE. Szczegółowe raporty opisujące przyczyny i przebieg awarii są dostępne na stronie ENTSO-E pod następującymi linkami:

- ENTSO-E Continental Europe Synchronous Area Separation on 08 January 2021 (entsoe.eu)
- ENTSO-E Continental Europe Synchronous Area Separation on 24 July 2021 (entsoe.eu)

Stosowane działania zapobiegawcze

Zagrożenie powstania rozległej awarii, powiązanej z pozbawieniem zasilania odbiorców na znacznym obszarze kraju pojawić się może w ekstremalnie trudnych warunkach pracy KSE. Ryzyko takiego stanu może zaistnieć zwykle, gdy w okresie skrajnie dużego zapotrzebowania na moc wystąpią znaczne anomalie pogodowe, przy których dojdzie do jednoczesnego wyłączenia dużej liczby elementów sieci oraz jednostek wytwórczych. Innym zagrożeniem jest negatywny wpływ systemów elektroenergetycznych krajów sąsiednich związany z ryzykiem wyłączeń kaskadowych w sieci przesyłowej, czy zakłóceniem częstotliwościowym. Zagrożenia te dotyczą zarówno okresów zimowych jak i letnich.

W stanach normalnych pracy KSE, stosując dostępne środki takie jak:

- odpowiednie planowanie prac remontowych i inwestycyjnych w sieci,
- zmiany układów pracy wybranych fragmentów sieci,
- zmiany grafików generacji wybranych jednostek wytwórczych,
- zmiany salda wymiany międzynarodowej,

OSP był w stanie zapewnić odpowiedni poziom jej niezawodności i bezpieczeństwa pracy. Często jednak odbywało się to kosztem przesunięcia w czasie części prac remontowych oraz zmiany harmonogramów prac inwestycyjnych.

Lata 2021-2022 były okresem intensywnej rozbudowy systemu przesyłowego. Spośród ważnych inwestycji należy wymienić:

- Uruchomienie linii 400 kV Mikułowa – Pasikurowice co odciążyło linię 400 kV Mikułowa – Czarna (jednocześnie zwiększając przepływ na liniach 400 kV Mikułowa – Hagenwerder i odciążając linię 400 kV Krajnik – Vierraden).
- Uruchomienie nowych linii 400 kV Kromolice – Pątnów i Pątnów – Jasiniec (w relacji Kromolice – Jasiniec utworzonej z nowych linii 400 kV Kromolice – Pątnów tor 1 i Pątnów – Jasiniec zmostkowanych na przedpolu stacji Pątnów). Inwestycje te znacząco zmieniły rozpływy w sieci przesyłowej odciążając linie: 400 kV Grudziądz – Płock, 220 kV Pątnów – Jasiniec, 220 kV Pątnów – Włocławek, 220 kV Toruń Elana – Grudziądz, jednocześnie zwiększając obciążenie linii: 400 kV Kromolice – Ostrów, 400 kV Krajnik – Plewiska i 400 kV Grudziądz – Pelplin – Gdańsk Przyjaźń. Nowe linie wpłynęły na zmniejszenie strat mocy w KSE o 8 – 11 MW (w zależności od poziomu generacji wiatrowej).
- Uruchomienie nowego autotransformatora AT-3 400/110 kV o mocy 450 MVA w stacji Dunowo. Inwestycja ta rozwiązała problemy z zasilaniem obszaru Koszalina, które występowały przy wyłączeniu transformatora TR-2 400/110 kV w stacji Dunowo.
- Uruchomienie linii 220 kV Radkowice – Kielce Piaski – dzięki czemu zapewniono dwustronne zasilanie SE Kielce Piaski.
- Uruchomienie regulacji kąta przekładni dla AT 400/220kV w stacji Połaniec, Dunowo i Miłosna.
- Modernizację rozdzielni 220 kV Police do układu H5 wraz z wymianą autotransformatorów AT-1 i AT-2 o mocy 180 MVA.
- Uruchomienie nowej stacji 220/110 kV Recław wraz z liniami 220 kV Glinki – Recław – Morzyczyn. Inwestycja ta wzmocniła powiązanie z siecią przesyłową lewobrzeżnej części aglomeracji szczecińskiej oraz poprawiła warunki pracy sieci 110 kV w rejonie stacji Recław, Kamień Pomorski i Gryfice.

- Uruchomienie stacji Praga wraz z dwoma AT 220/110 kV 275 MVA i nowymi relacjami 220 kV Miłosna – Praga – Mory powstałymi z wcięcia w linię Miłosna – Mory. Inwestycja ta wraz z uruchomieniem bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni Żerań wzmocniła pewność zasilania północnej części Warszawy. W nowym układzie obserwuje się odciążenie transformatorów 220/110 kV w stacji Mory, Warszawa Towarowa i Piaseczno. W układzie pełnym żaden z tych transformatorów nie obciąża się powyżej 70% obciążalności znamionowej. Jednocześnie inwestycja ta powoduje zwiększenie przepływów w sieci 110 kV na przekroju od stacji Mory, Miłosna, Praga w kierunku stacji Warszawa Południowa i Siekierki co wymusza utrzymanie odpowiedniego poziomu generacji w Elektrociepłowni Siekierki.
- Modernizację linii 400 kV Krajnik – Morzyczyn do parametrów obciążalności przewodu 2xAFL-8 525 (+80ºC) – 2340 A/0ºC
- Wymianę w stacji Żukowice AT-1 220/110 kV 160 MVA na jednostkę (AT-3) 275 MVA.
- Modernizację linii 220 kV Rogowiec – Pabianice do parametrów obciążalności przewodu 525 AFL-8 +80ºC. Linia po modernizacji nie podlega monitorowaniu.
- Modernizację linii 220 Joachimów – punkt gwiazdowy Łagisza/Wrzosowa do parametrów obciążalności przewodu 525 AFL-8 +80ºC.
- Likwidację rozdzielni 750 kV Rzeszów wraz z przełączeniem linii Rzeszów – Chmielnicka do pracy na napięciu roboczym 400 kV (ze względu na opóźnienia prac po stronie ukraińskiej linia ta do końca 2022 roku pozostawała wyłączona).

Ponadto, w latach 2021-2022, w rozdzielni 400 kV Rogowiec wprowadzono układ pracy na dwa rozdzielone systemy szyn (1ss i 2ss; sprzęgła poprzeczne SP-A i SP-B wyłączono, sprzęgła podłużne SP-1 i SP-2 załączono). Praca tej rozdzielni na dwa węzły elektryczne wymuszona była ze względu na niewystarczające przekroje siatki uziemiającej i w związku z tym konieczność ograniczenia prądów zwarciowych poniżej dopuszczalnej wartości 29 kA. Praca rozdzielni na dwa węzły elektryczne w układzie pełnym nie zmieniła znacząco rozpływów. Obserwowano zwiększone obciążenie linii 400 kV Rogowiec – Joachimów (o ok. 25 MW) oraz odciążenie linii 400 kV Rogowiec – Trębaczew (o ok. 30 MW).

Mimo rozbudowy sieci w rejonie aglomeracji warszawskiej i licznych punktów transformacji (stacje Miłosna, Mościska, Mory, Praga, Piaseczno, Warszawa Towarowa i Ołtarzew) nadal występowały problemy w jej zasilaniu. W okresach wysokiego zapotrzebowania i niższej generacji Elektrociepłowni Siekierki w stanach awaryjnych nadal mogą występować przypadki niedopuszczalnych przekroczeń prądowych na ciągach wyprowadzających moc z rozdzielni 110 kV Praga, Mory i Miłosna oraz na linii 220 kV Mory – Warszawa Towarowa. Wzrost zapotrzebowania na moc aglomeracji warszawskiej wskazuje na potrzebę dalszej rozbudowy sieci NN na terenie miasta i w jego okolicach. Należy mieć na uwadze, że dalsza rozbudowa sieci przesyłowej i 110 kV na obszarze aglomeracji warszawskiej prowadzi do wzrostu prądów zwarciowych. Aby uniknąć przekroczenia ich dopuszczalnych wartości, oprócz dostosowania (w miarę możliwości) aparatury łączeniowej, konieczna będzie głęboka rekonfiguracja sieci 110 kV. Już w okresach zimowych 2021-2022 przy pracy bloku gazowo-parowego Elektrociepłowni Żerań, konieczne było wprowadzenie w rozdzielni 110 kV Elektrociepłowni Siekierki układu pracy na 3 węzły elektryczne wraz z odpowiednimi podziałami w sąsiednich stacjach.

Duże przepływy niegrafikowe powodowały wzrost obciążenia dwutorowej linii 400 kV Krosno Iskrzynia – Lemesany. Niejednokrotnie obciążenie było na tyle wysokie, że nie było spełnione kryterium n-1 na wypadek wyłączenia jednego z torów tej linii. Stan ten wymuszał wprowadzanie układu specjalnego rozdzielni 400 kV Rzeszów ograniczającego przepływ na dwutorowej linii 400 kV Krosno Iskrzynia – Lemesany poprzez wydzielenie w mostku nr 4 linii Rzeszów – Tarnów i Rzeszów – Krosno Iskrzynia. Po usunięciu na koniec 2022 r. części ograniczeń aparaturowych w torze prądowym linii Krosno Iskrzynia – Lemesany konieczność wprowadzania opisanego układu nie powinna występować zbyt często.

W stanach wysokiej generacji farm wiatrowych, w związku z koniecznością obniżenia generacji w jednostkach cieplnych, obszar sieci ODM Katowice z obszaru o nadwyżce generacji staje się obszarem importującym moc. Stan ten powoduje, że dociążają się linie ze stacji Rogowiec w kierunku

południowej części KSE. W celu ograniczenia potencjalnych dużych przeciążeń w stanach n-1 prewencyjnie wprowadza się układy specjalne. Działania te czasami mogą okazać się niewystarczające i ostatecznie konieczna może być zmiana rozkładu generacji (zmniejszenie generacji Elektrowni Bełchatów i zwiększenie w południowej części KSE).

W okresach obniżonego zapotrzebowania na moc w KSE, szczególnie w okresach świątecznych, problemem ruchowym lokalnie niekorzystnie wpływającym na bezpieczeństwo pracy KSE jest nadmierny wzrost napięć w sieci przesyłowej oraz sieci 110 kV spowodowany generacją mocy biernej przez odciążone linie przesyłowe. Z tego powodu po wyczerpaniu wszystkich podstawowych środków operatywnego obniżenia napięć, takich jak:

- odłączenie baterii kondensatorów podłączonych do sieci średniego napięcia,
- załączenie dostępnych dławików kompensacyjnych w sieci NN i WN,
- zmniejszenie generacji (lub zwiększenie poboru) mocy biernej przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz jednostki koordynowane,
- zmiana przekładni transformatorów sprzęgających 400/110 oraz 220/110 kV,

konieczne staje się wyłączanie słabo obciążonych linii w tym linii 400 kV. W sieci przesyłowej najczęściej z tego powodu wyłączane są linie 400 kV:

- Łomża Systemowa – Ełk Bis (jeden tor),
- Łomża Systemowa – Ostrołęka (jeden tor),
- Ostrołęka – Olsztyn Mątki,
- Dobrzeń – Pasikurowice (jeden tor),
- Plewiska – Kromolice (jeden tor),
- Miłosna – Ołtarzew,
- Czarna – Polkowice (jeden tor),
- Kielce – Połaniec,
- Kozienice – Lublin Systemowa,
- Kozienice – Stanisławów,
- Stanisławów – Siedlce Ujrzanów,
- Słupsk – Żydowo Kierzkowo (jeden tor),
- Grudziądz – Jasiniec,
- Pasikurowice – Ostrów,
- Wielopole – Joachimów
- Żarnowiec – Gdańsk Błonia,
- Rogowiec – Ostrów,
- Skawina – Rzeszów,
- Miłosna – Stanisławów (jeden tor),
- Płock – Ołtarzew,
- Skawina – Tucznawa,
- Tarnów – Rzeszów,
- Wrocław – Świebodzice.

Dla rozwiązania tego problemu OSP podjął działania zmierzające do instalacji w sieci przesyłowej dodatkowych dławików kompensacyjnych.

Ponadto należy mieć na uwadze, że większość polskich linii 220 kV i 400 kV została zaprojektowana zgodnie z praktyką stosowaną do drugiej połowy lat 90-tych, która nie uwzględniała nagrzewania się przewodów fazowych przez prąd i w związku z tym odległości przewodów fazowych od ziemi i obiektów krzyżowanych wymiarowano dla temperatury pracy +40°C. Uzasadnieniem takiej praktyki (stosowanej nie tylko w Polsce, ale i w wielu krajach europejskich) był fakt, że przepływy mocy przyjmowane do projektowania linii były dużo niższe niż obecnie i ich wpływ na temperaturę przewodów był niewielki. Powszechnie stosowano przewody stalowo-aluminiowe, których dopuszczalna temperatura pracy długotrwałej wynosi +80°C, ale z powodu stosowanej praktyki wymiarowania odległości doziemnych przewodów linii, dopuszczalna temperatura pracy przewodów było ograniczona do +40°C.

Praktyka ta przyniosła wymierne korzyści w postaci oszczędności w kosztach budowy linii (niższe słupy i związane z tym oszczędności stali i robocizny), ale jej skutki w postaci niedostatecznej zdolności przesyłowej linii są odczuwane także obecnie. Obciążalność linii przy temperaturze przewodów +40°C jest bowiem o około połowę niższa niż obciążalność przy temperaturze przewodów +80°C. Najtrudniejsza sytuacja występuje w lecie, w warunkach wysokich temperatur otoczenia. PSE S.A. wykonują corocznie prace modernizacyjne, mające na celu zwiększenie dopuszczalnej obciążalności linii. Prace te polegają głównie na podwyższaniu lub wymianie wybranych słupów, regulacji zwisów i wymianie przewodów fazowych na nowe lub innego typu.

2.2. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach 2021–2022

Zarówno w roku 2021 jak też w roku 2022, nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców spowodowane niedoborem mocy w KSE.

Podstawowe wskaźniki techniczne z zakresu bezpieczeństwa dostaw dla roku 2021:

Suma mocy osiągalnej brutto jednostek wytwórczych w KSE wyniosła 54 382 MW (stan na dzień 31.12.2021 r.) i wzrosła o 5 287 MW w stosunku do analogicznego dnia roku 2020. Moc osiągalna brutto jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) zmniejszyła się w stosunku do roku 2020 o 1 007 MW, co wynika głównie z:

- wycofania z eksploatacji dwóch jednostek wytwórczych o łącznej mocy 454 MW w Elektrowni Dolna Odra,
- wycofania z eksploatacji dwóch jednostek wytwórczych o łącznej mocy 240 MW w Elektrowni Łagisza,
- wycofania z eksploatacji dwóch jednostek wytwórczych o łącznej mocy 450 MW w Elektrowni Rybnik,
- wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 125 MW w Elektrowni Łaziska,
- wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 125 MW w Elektrowni Stalowa Wola,
- wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 200 MW w Elektrowni Pątnów,
- przekazania do eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 497 MW w Elektrociepłowni Żerań 2.

Moc osiągalna brutto jednostek wytwórczych nie będących centralnie dysponowanymi (nJWCD) w 2021 roku zwiększyła się o 6 294 MW w porównaniu z rokiem 2020, co wynikało głównie z:

- wycofania z eksploatacji trzech jednostek wytwórczych o łącznej mocy 87 MW w Elektrociepłowni Żerań,
- wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 55 MW w Elektrociepłowni Miechowice,
- wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 75 MW w Elektrociepłowni Stalowa Wola 2,
- wycofania z eksploatacji jednej jednostki wytwórczej o mocy 33 MW w Elektrociepłowni Zabrze,
- przekazania do eksploatacji jednostki wytwórczej o mocy 30 MW, obiekt ZARMEN,
- przekazania do eksploatacji źródeł odnawialnych (głównie fotowoltaicznych i wiatrowych) o mocy 5 448 MW.

Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie brutto na moc w dniach roboczych w 2021 r. wzrosło w stosunku do roku 2020, przy czym w szczycie wieczornym odnotowano wzrost o 5,6%, natomiast w szczycie porannym o 5,5%.

Moc dyspozycyjna brutto w 2021 roku w elektrowniach krajowych w dniach roboczych była niższa w stosunku do roku 2020 o 1,5% w szczycie wieczornym, natomiast była wyższa o 0,7% w szczycie porannym.

Podstawowe wskaźniki techniczne z zakresu bezpieczeństwa dostaw dla roku 2022:

- Suma mocy osiągalnej brutto jednostek wytwórczych w KSE wyniosła 59 578 MW (stan na dzień 31.12.2022 r.) i wzrosła o 5 196 MW w stosunku do analogicznego dnia 2021 roku. Moc osiągalna brutto JWCD w 2022 roku pozostała na zbliżonym poziomie w porównaniu z rokiem 2021.
- Moc osiągalna brutto nJWCD w 2022 roku zwiększyła się o 5 210 MW w porównaniu z rokiem 2021, co wynikało głównie z przekazania do eksploatacji źródeł odnawialnych (głównie fotowoltaicznych i wiatrowych) o mocy 5 285 MW.
- Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie brutto na moc w dniach roboczych w 2022 roku zmalało w stosunku do roku 2021, przy czym w szczycie wieczornym odnotowano spadek o 0,8%, natomiast w szczycie porannym o 1,6%.
- Moc dyspozycyjna brutto w 2022 roku w elektrowniach krajowych w dniach roboczych była niższa w stosunku do roku 2021 o 5,4% w szczycie wieczornym oraz o 1,9% w szczycie porannym.

Planowanie Koordynacyjne

W celu zapewnienia zdolności wytwórczych niezbędnych do pokrycia zapotrzebowania OSP realizuje planowanie koordynacyjne w KSE poprzez opracowywanie i udostępnianie planu koordynacyjnego dostępnych zasobów KSE oraz planów koordynacyjnych wykorzystania zasobów KSE. Plan koordynacyjny dostępnych zasobów KSE jest opracowywany i udostępniany przez OSP dla 5-cio letniego horyzontu planowania, z uwzględnieniem danych planistycznych przekazywanych przez podmioty. Uczestnicy rynku energii sami, na podstawie bilansu mocy, wskazują optymalne dla nich okresy remontów urządzeń. OSP opracowuje następujące rodzaje planów koordynacyjnych wykorzystania zasobów KSE: plan koordynacyjny dobowy (PKD) i bieżący plan koordynacyjny dobowy (BPKD). Plany koordynacyjne PKD i BPKD są planami realizacyjnymi. W planach tych optymalizacji podlega dobór jednostek do pracy, ich Bieżące Punkty Pracy (BPP) i stany regulacji.

3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej

Operator Systemu Przesyłowego, wypełniając przepisy ustawy Pe, podejmuje działania, które mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE. Przepisy nakładają na OSP obowiązek dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV. OSP zobowiązany jest do bilansowania wytwarzania i zużycia energii elektrycznej oraz do uwzględniania w planowaniu pracy jednostek wytwórczych ograniczeń systemowych. Przy bilansowaniu wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, brane jest pod uwagę zapotrzebowanie na energię elektryczną, ograniczenia sieciowe oraz parametry techniczne jednostek wytwórczych i ich możliwości regulacyjne. Ze względu na prowadzenie ruchu, jednostki wytwórcze dzielą się na: jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) będące w dyspozycji OSP i jednostki wytwórcze niebędące JWCD, czyli nJWCD.

W tabelach 3.1. i 3.2. przedstawiono strukturę mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec 2020, 2021 i 2022 roku.

Tab. 3.1 Struktura mocy zainstalowanej w KSE [MW].

Wyszczególnienie	31.12.2020 r.	31.12.2021 r.	31.12.2022 r.
Elektrownie zawodowe	36 364	38 570	38 867
Elektrownie zawodowe wodne	2 356	2 380	2 421
Elektrownie zawodowe cieplne, w tym:	34 008	36 190	36 446
na węglu kamiennym	22 747	24 611	24 897
na węglu brunatnym	8 478	8 262	8 262
gazowe[8]	2 782	3 317	3 288
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	10 229	15 086	21 578
Elektrownie przemysłowe	2 645	------*	------*
JWCD	29 429	27 850	27 129
nJWCD	19 810	25 806	33 317
Ogółem	**49 238**	**53 656**	**60 446**

*Od 1 stycznia 2021 r. elektrownie przemysłowe są wliczane do elektrowni zawodowych cieplnych.
Źródło: PSE S.A.

Tab. 3.2 Struktura mocy osiągalnej w KSE [MW].

Wyszczególnienie	31.12.2020 r.	31.12.2021 r.	31.12.2022 r.
Elektrownie zawodowe	36 357	38 877	38 787
Elektrownie zawodowe wodne	2 406	2 501	2 501
Elektrownie zawodowe cieplne, w tym:	33 951	36 375	36 286
na węglu kamiennym	22 642	24 792	24 703
na węglu brunatnym	8 546	8 327	8 327
gazowe[9]	2 763	3 256	3 256
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	10 057	15 505	20 791
Elektrownie przemysłowe	2 681	------*	------*
JWCD	29 197	28 190	28 176
nJWCD	19 898	26 192	31 402
Ogółem	**49 095**	**54 382**	**59 578**

*Od 1 stycznia 2021 r. elektrownie przemysłowe są wliczane do elektrowni zawodowych cieplnych.
Źródło: PSE S.A.

Suma mocy osiągalnej elektrowni krajowych na dzień 31 grudnia 2022 r. wyniosła 59 578 MW i wzrosła o 5 196 MW w stosunku do stanu dla analogicznego dnia roku 2021 r. i o 10 483 MW względem końca 2020 r.

[8] i [9] Dane na podstawie wyników ankietyzacji sektora wytwórczego z przełomu roku 2022 i 2023; dane obejmują wyłącznie źródła zasilane gazem ziemnym wysokometanowym i nie obejmują w szczególności źródeł zasilanych gazem z odmetanowania kopalń i gazem zaazotowanym.

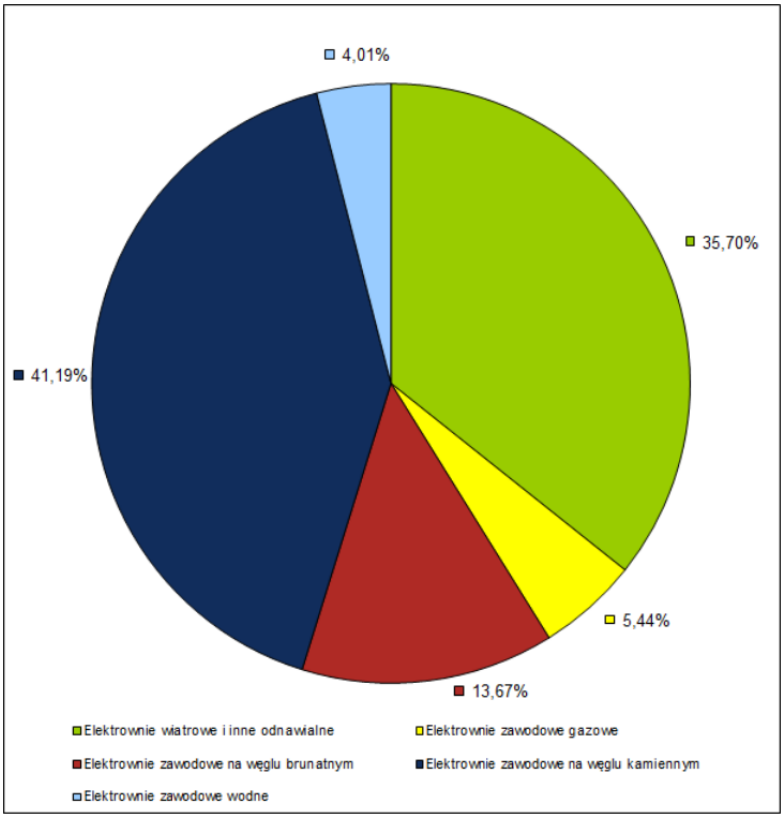
Łącznie suma mocy osiągalnej elektrowni zawodowych cieplnych na koniec 2022 r. stanowiła 61% ogółu mocy osiągalnej w KSE, przy czym udział elektrowni zawodowych na węglu kamiennym stanowił 41,5%, udział elektrowni zawodowych na węglu brunatnym 14%, a udział elektrowni gazowych 5,5%.

Ze względu na prowadzenie ruchu jednostki wytwórcze dzielą się na: Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD), będące w dyspozycji Operatora Systemu Przesyłowego, i jednostki wytwórcze niedysponowane centralnie (nJWCD).

Moc osiągalna JWCD w 2022 r. zmniejszyła się o 14 MW w porównaniu z rokiem 2021 i o 1 021 MW względem 2020 r. Udział JWCD w mocy osiągalnej KSE w 2022 r. stanowił około 47,3%.

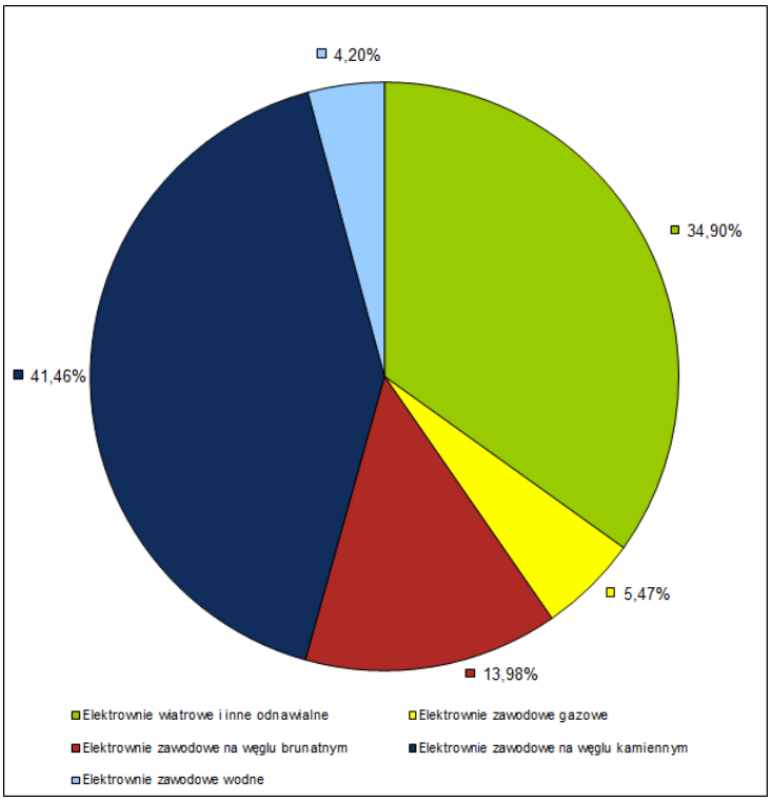
Moc osiągalna nJWCD w 2022 r. zwiększyła się o 5 210 MW w porównaniu z 2021 r. i o 11 504 MW względem 2020 r. Udział nJWCD w mocy osiągalnej KSE w 2022 r. stanowił około 52,7%.

Rysunki 3.1. i 3.2. przedstawiają procentową strukturę mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na dzień 31 grudnia 2022 r.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 3.1 Struktura procentowa mocy zainstalowanej w KSE stan na 31.12.2022 r.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 3.2 Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE stan na 31.12.2022 r.

Tabela 3.3 przedstawia wielkości roczne i strukturę produkcji energii elektrycznej oraz wielkości wymiany międzysystemowej i krajowego zużycia energii elektrycznej w 2022 r. na tle lat 2021 i 2020. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach krajowych w 2021 r. zwiększyła się znacząco, w porównaniu z 2020 r., o około 21,3 TWh. W 2022 r. względem roku 2021 nastąpił wzrost na poziomie około 1,5 TWh. Należy przy tym zaznaczyć, że w 2020 r. miał miejsce wzrost wymiany zagranicznej energii w kierunku importu (o 24,5%), a w kolejnych latach sytuacja ta uległa zmianie. W 2021 roku, mimo że Polska była nadal importerem netto energii elektrycznej, to poziom importu spadł ponad 16-krotnie do 820 GWh, natomiast w 2022 r. Polska stała się eksporterem netto energii elektrycznej na poziomie 1 679 GWh.

Ponadto w 2022 r. w porównaniu z rokiem 2021, nastąpił wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE o ponad 45% i na węglu brunatnym o ok. 3,5%. W przypadku pozostałych źródeł wytwórczych odnotowano spadek produkcji energii elektrycznej.

Tab. 3.3 Struktura produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych, wielkości wymiany energii elektrycznej z zagranicą i krajowe zużycie energii elektrycznej w latach 2020-2022 [GWh].

Wyszczególnienie		2020	2021	Dynamika	2022	Dynamika
		[a]	[b]	[c]	[d]	[e]
1.	**Produkcja energii elektrycznej ogółem**	152 308	173 583	13,97	175 157	0,91
1.1.	**Elektrownie zawodowe,** w tym:	126 137	154 599	22,56	147 555	-4,56
1.1.1.	elektrownie zawodowe wodne	2 698	2 830	4,88	2 815	-0,53
1.1.2.	elektrownie zawodowe cieplne, w tym:	123 439	151 769	22,95	144 740	-4,63
1.1.2.1.	na węglu kamiennym	71 546	93 037	30,04	87 761	-5,67
1.1.2.2.	na węglu brunatnym	37 969	45 367	19,48	46 978	3,55
1.1.2.3.	gazowe	13 924	13 366	-4,01	10 002	-25,17
1.2.	**Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne**	16 372	18 984	15,95	27 602	45,4
1.3.	**Elektrownie przemysłowe**	9 799	------*	------*	------*	------*
2.	**Wymiana zagraniczna**	13 224	820	-93,8	-1 679	-
3.	**Krajowe zużycie energii**	165 532	174 402	5,36	173 479	-0,53

*Od 1 stycznia 2021 r. elektrownie przemysłowe są wliczane do elektrowni zawodowych cieplnych.
Źródło: PSE S.A.

3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą

KSE współpracuje synchronicznie z krajowymi systemami elektroenergetycznymi państw obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej ENTSO-E (Niemcy, Czechy, Słowacja) i wydzieloną częścią krajowego systemu elektroenergetycznego Ukrainy[10] (tj. dwa generatory elektrowni Dobrotwór połączonych ze stacją Zamość) oraz asynchronicznie z krajowym systemem elektroenergetycznym Szwecji poprzez podmorski kabel prądu stałego, krajowym systemem elektroenergetycznym Litwy poprzez wstawkę prądu stałego *back to back*. Połączenia Polski z krajami sąsiednimi obejmują kilkanaście międzysystemowych linii transgranicznych (na napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV oraz 750 kV).

Wymianę międzysystemową energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2021-2022 (GWh) przedstawia tabela 3.4. Saldo wymiany energii elektrycznej między Polską a sąsiednimi krajami wyniosło w 2021 roku 819,6 GWh (import), a w 2022 1678,6 GWh (eksport).

Tab. 3.4 Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2021-2022 (GWh)

Lp.	Wyszczególnienie	2021			2022		
		Pobór	Oddanie	Saldo	Pobór	Oddanie	Saldo
1.	Czechy	342,5	8422,1	-8079,6	70,2	9547,5	-9477,3
2.	Litwa	1684,4	695,6	988,9	1731,6	942,7	788,9
3.	Niemcy	8733,9	326,0	8407,9	8390,6	306,1	8084,6
4.	Słowacja	77,7	4626,6	-4548,9	15,0	6008,8	-5993,8
5.	Szwecja	3432,4	210,2	3222,2	3900,3	111,1	3789,2
6.	Ukraina	829,1	0,0	829,1	1129,8	0,0	1129,8
	Razem	**15100,0**	**14280,5**	**819,6**	**15237,5**	**16916,2**	**-1678,6**

Źródło: PSE S.A.

Aktualny stan wymiany energii elektrycznej z zagranicą w latach 2021-2022, na poszczególnych liniach międzysystemowych, przedstawia tabela nr 3.5.

Tab. 3.5 Wymiana energii elektrycznej z zagranicą w latach 2021-2022 (GWh) na poszczególnych liniach - przepływy fizyczne

Wyszczególnienie	2021			2022		
	Pobór	Oddanie	Saldo	Pobór	Oddanie	Saldo
Wymiana równoległa	**9037,6**	**14042,2**	**4004,5**	**8474,9**	**15104,0**	**-6629,1**
Krosno - Lemesany (400 kV)	77,7	4 626,6	-4 548,9	15,0	6 008,8	-5 993,8
Albrechtice - Dobrzeń (400 kV)	3,3	3 391,3	-3 388,0	0,789	3 749,5	-3 748,7
Nosowice - Wielopole (400 kV)	87,0	3 438,7	-3 351,7	14,8	3 743,7	-3 728,9
Hagenverder - Mikułowa (400 KV)	5 340,3	318,3	5 022,3	5 341,2	270,2	5 071,0
Liskovec - Kopanina - Bujaków (220 kV)	135,8	1 259,6	-1 123,8	53,7	1 295,9	-1 242,2
Vierraden - Krajnik (220 kV)	3 393,3	7,7	3 385,6	3 049,4	35,8	3 013,5
Wymiana nierównoległa	**6 062,3**	**1 238,3**	**4 824,0**	**6 762, 5**	**1 812,2**	**4 950,4**
Triniec - Mnisztwo (110 KV)	0	84,4	-84,4	0	225,2	-225, 2
Porici - Boguszów (110 kV)	115,0	248,1	-133,1	0	533,2	-533,2

[10] Wyłączona w latach 80-tych XX w. linia 750kV Chmielnicka-Rzeszów, została przywrócona do pracy w kwietniu 2023 r. w reżimie synchronicznym na napięciu 400 kV.

Nachod - Kudowa (110 KV)	1,40	0	1,4	0,847	0	0,847
Darkow - Pogwizdów (110 kV)	0	0	0	0	0	0
Ełk - Alytus (400 kV)	1 684,4	695,6	988,9	1 731,6	942,7	788,9
Starno - Słupsk (DC 450 kV)	3 432,4	210,2	3 222,2	3 900,3	111,1	3 789,2
Dobrotwór - Zamość (220 kV)	829,1	0,0	829,1	1 129,8	0	1 129,8
Razem	**15 100,0**	**14 280,5**	**819,6**	**15 237,5**	**16 916,2**	**-1 678,6**

Źródło: PSE S.A.

Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami, w okresie ostatnich lat przedstawia tabela nr 3.6.

Tab. 3.6 Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami [GWh]

Rok	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Saldo przepływów fizycznych energii elektrycznej	-4 521	2 167	-334	1 999	2 287	5 718	10 624	13 224	819,5	-1679
Pobór (import)	7 801	13 509	14 459	14 016	13 271	13 839	17 869	20 434	15100	15238
Oddanie (eksport)	12 323	11 342	14 792	12 018	10 984	8 121	7 245	7 210	14280	16916

Źródło: PSE S.A.

Transgraniczne fizyczne przepływy energii wynikają ze zjawisk fizycznych występujących w połączonych synchronicznie systemach elektroenergetycznych. Energia elektryczna jest też towarem handlowym, a prawo Unii Europejskiej wspiera handel tą energią poprzez regulacje prawne.

Wielkość zdolności przesyłowych transgranicznych jest uzależniona od możliwości technicznych krajowego systemu przesyłowego oraz możliwości przesyłowych systemów sąsiednich. Dodatkowym czynnikiem, który operatorzy są zobowiązani uwzględniać, są przepisy prawne w zakresie zasad alokowania zdolności przesyłowych, w tym m.in. minimalnych wielkości zdolności, które operatorzy są zobowiązani udostępniać.

Na rynku energii elektrycznej o kierunkach przepływów handlowych energii elektrycznej decydują relacje ofert cenowych składanych przez uczestników rynku w zakresie zakupu oraz sprzedaży energii elektrycznej. Rolą OSP jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu podczas realizacji przepływów energii elektrycznej wynikających z transakcji handlowych uczestników rynku. Podstawowym narzędziem OSP do utrzymania parametrów pracy systemu elektroenergetycznego jest rynek bilansujący, służący do bilansowania popytu i podaży energii w KSE w czasie rzeczywistym. W sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa pracy systemu, OSP ma prawo sięgnąć po działania interwencyjne, w tym po interwencyjną wymianę międzyoperatorską. Wymiana handlowa obserwowana na graniach KSE jest agregatem transakcji zawieranych przez indywidualnych uczestników rynku w ramach realizowanych przez nich strategii biznesowych.

Historycznie do roku 2013 Polska była eksporterem energii elektrycznej netto. Następnie w okresie do 2021 r., przede wszystkim z uwagi na wzrost ceny energii generowanej w kraju z uwagi na obciążenia związane z ceną uprawnień do emisji CO_2, Polska była importerem energii. W 2022 r. trend się odwrócił, w dużej mierze w związku ze wzrostem cen energii w państwach UE wywołanym wojną Rosji przeciw Ukrainie. W 2021 roku import netto wyniósł ok. 820 GWh, a w roku 2022 Polska wyeksportowała 1679 GWh.

Dla utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej niezwykle istotne jest utrzymanie odpowiedniej mocy dyspozycyjnej w jednostkach krajowych, ale również odpowiedniego poziomu mocy połączeń transgranicznych, pozwalających na ograniczanie ryzyka oraz skutków zdarzeń losowych, w przypadku jednoczesnej niedyspozycyjności jednostek wytwórczych.

3.3. Wyzwania związane z kierunkami zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną

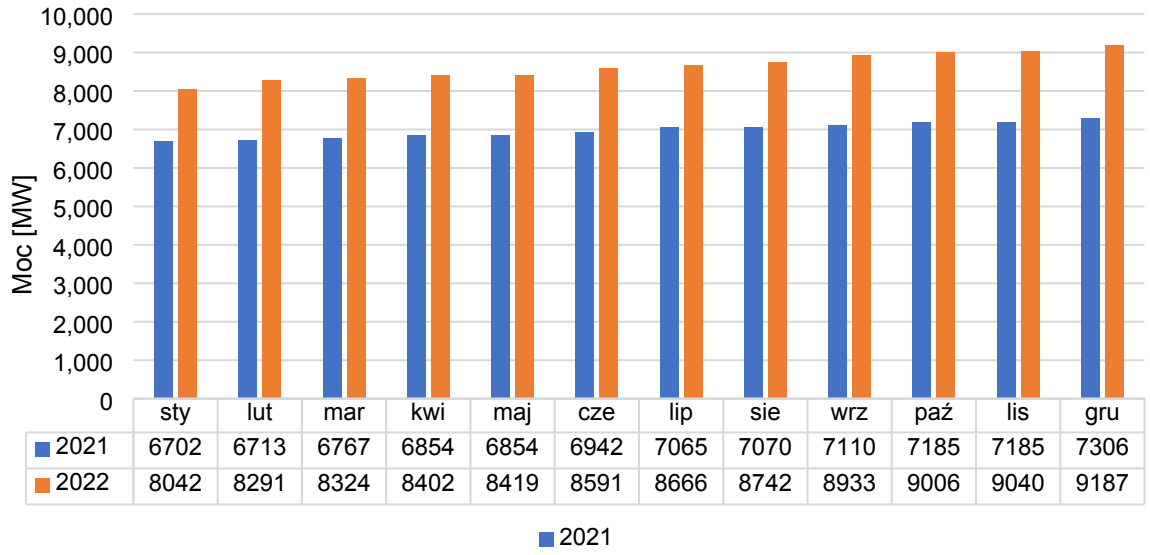
Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną w latach 2021 i 2022 przedstawione są w raportach z funkcjonowania KSE za rok 2021 oraz 2022, które są przekazywane do 31 marca każdego roku do ministra właściwego do spraw energii na podstawie art. 9c ust. 9 ustawy Pe.

W latach 2021-2022 zaobserwowano dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych – głównie fotowoltaicznych. Trend wzrostu, bazujący na danych historycznych, nie wykazuje oznak spowolnienia, jest wręcz przeciwnie – dynamika przyłączania nowych źródeł fotowoltaicznych wzrasta. Powodem takiego stanu rzeczy były:

- programy wsparcia – uruchomione na poziomie krajowym, powiatowym a także gminnym,
- system aukcyjny – prowadzone przez Urząd Regulacji Energetyki, gwarantujące zwycięzcom, na mocy ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz przepisów wykonawczych minimalną cenę po jakiej zostanie zakupiona energia wytworzona z tych źródeł,
- zauważalny, spadający poziom nakładów dla tego typu inwestycji oraz wysoka dostępność tych źródeł w zastosowaniach prosumenckich, funkcjonujących w obszarze sieci najniższych napięć.

Możliwy jest dalszy rozwój lądowej energetyki wiatrowej. W latach 2026-2030 spodziewane jest pojawienie się i intensywnego przyrostu mocy morskich farm wiatrowych. W 2033 roku spodziewane jest uruchomienie pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej.

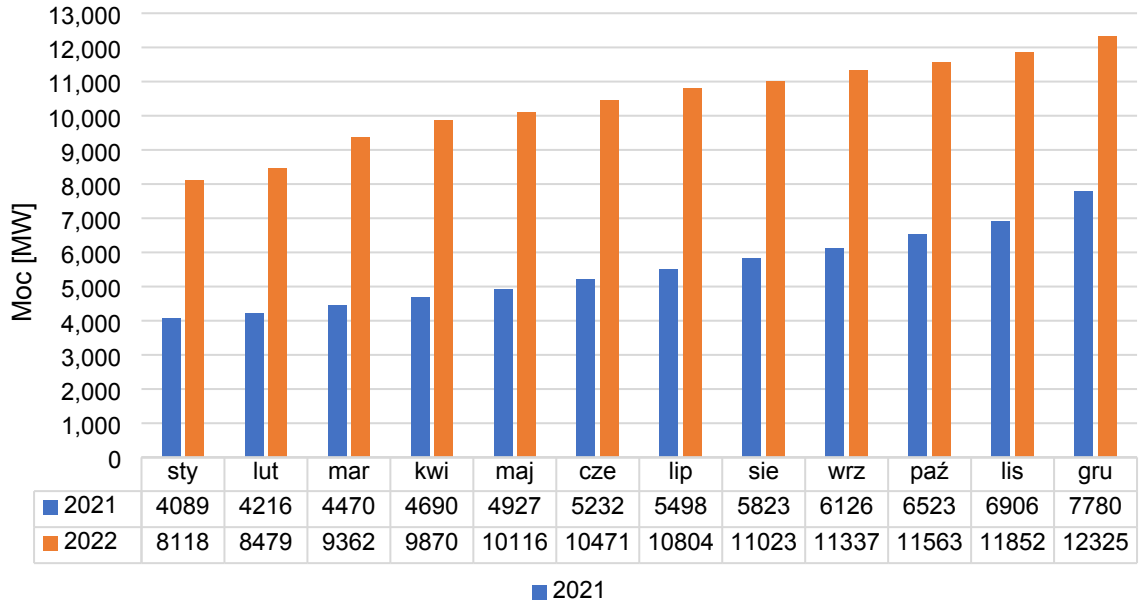
Trendy przyrostu mocy zainstalowanej dla przykładowych rodzajów wytwarzania (źródła fotowoltaiczne i lądowe elektrownie wiatrowe) dla okresu 2021-2022 zostały zaprezentowane na rys. 3.3 i 3.4. W przypadku farm wiatrowych przyrost mocy w 2021 roku wyniósł 10,5% r/r, a w 2022 r. dodatkowo o 25,7% r/r. Natomiast w przypadku instalacji fotowoltaicznych w 2021 r. przyrost mocy kształtował się na poziomie 127,5% r/r, a w 2022 r. nastąpił dodatkowy wzrost mocy o 58,4% r/r.



	sty	lut	mar	kwi	maj	cze	lip	sie	wrz	paź	lis	gru
2021	6702	6713	6767	6854	6854	6942	7065	7070	7110	7185	7185	7306
2022	8042	8291	8324	8402	8419	8591	8666	8742	8933	9006	9040	9187

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Rys. 3.3 Moc zainstalowana w farmach wiatrowych w latach 2021-2022 [MW]



	sty	lut	mar	kwi	maj	cze	lip	sie	wrz	paź	lis	gru
2021	4089	4216	4470	4690	4927	5232	5498	5823	6126	6523	6906	7780
2022	8118	8479	9362	9870	10116	10471	10804	11023	11337	11563	11852	12325

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A.

Rys. 3.4 Moc zainstalowana w instalacjach fotowoltaicznych w latach 2021-2022

Dynamiczny rozwój OZE, w szczególności fotowoltaiki (głównie mikroinstalacji) w połączeniu z obecnym stanem i spodziewanym rozwojem energetyki wiatrowej, w tym morskich elektrowni wiatrowych, powoduje, że praca źródeł fotowoltaicznych wpływa na pracę innych źródeł, w tym źródeł stabilnych uczestniczących w regulacji mocy wymiany i częstotliwości, odpowiedzialnych za bezpieczeństwo bilansowe KSE. Należy zakładać, że będą występowały częste sytuacje, w których generacja OZE będzie na tyle wysoka, że wymagana będzie jej redukcja w celu utrzymania koniecznego dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE poziomu generacji w źródłach stabilnych. Wymuszać to będzie zmienną pracę źródeł stabilnych, co najprawdopodobniej skutkować będzie obniżeniem ich dyspozycyjności oraz tym samym pogorszeniem i tak trudnej sytuacji bilansowej KSE.

3.4. Wybrane bieżące działania Ministra Klimatu i Środowiska w zakresie wsparcia integracji OZE w KSE

W ostatnich latach nastąpił znaczący wzrost udziału OZE w wolumenie wyprodukowanej energii. Przyczyną takiego stanu rzeczy były wprowadzone zmiany legislacyjne i programy wsparcia, które pozwoliły na intensywny rozwój zarówno energetyki wielkoskalowej, jak i obywatelskiej – rozpoczynając gwałtowny przyrost liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych.

Dzięki wydanym dotychczas decyzjom o warunkach przyłączenia oraz zawartym kontraktom w różnych systemach wsparcia, przewiduje się, że w 2025 r. moc zainstalowana OZE w Polsce wyniesie ok. 28 GW, a do roku 2030 możemy osiągnąć nawet 50 GW. Zgodnie z danymi operatorów sieci elektroenergetycznych inwestorzy aktualnie dysponują projektami kolejnych instalacji OZE i warunkami ich przyłączenia do sieci o mocy ponad 30 GW.

Zgodnie z przyjętymi przez Radę Ministrów w dniu 29 marca 2022 r. założeniami do aktualizacji PEP2040, przewidywany jest dalszy dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii we wszystkich sektorach. W perspektywie do 2040 r. dążyć się będzie do tego, aby około połowa produkcji energii elektrycznej pochodziła z odnawialnych źródeł energii. Ważnym elementem wspierającym integrację OZE w KSE są rozwiązania legislacyjne wprowadzone do projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74[11] – druk sejmowy nr 3237). Wśród nich możemy m.in. wskazać:

[11] https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450

- wprowadzenie umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej - dzięki instalacji inteligentnych liczników (systemów opomiarowania) oraz możliwości zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, odbiorcy końcowi uzyskają możliwość dostosowywania swojego zużycia energii elektrycznej do sygnałów cenowych w czasie rzeczywistym, odzwierciedlającym rzeczywistą wartość energii elektrycznej danym okresie. Umowy z ceną dynamiczną pozwolą na zmniejszenie poboru energii elektrycznej z sieci w okresach szczytowego zapotrzebowania oraz zwiększą jej zużycie w sytuacji wysokiej generacji OZE, kiedy ceny energii będą dużo niższe i kiedy występują problemy z bilansowanie KSE, co również pozytywnie wpłynie na stabilną pracę KSE oraz może stanowić impuls rozwój przydomowych magazynów energii. Szczególnie należy tu podkreślić możliwość zastosowania wspomnianych taryf w przypadku pomp ciepła i ładowania samochodów elektrycznych, których liczba dynamicznie wzrasta,
- zmiany w zakresie liberalizacji dotychczasowych przepisów dot. linii bezpośredniej – dzięki wprowadzonym zmianom odnawialne źródła energii będą mogły być w większym stopniu wykorzystywane lokalnie, a także nie będą powodować zmniejszenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Rozwiązania stwarzają zachęty dla odbiorców w postaci ograniczenia kosztów sieciowych energii kupowanej linią bezpośrednią, jednocześnie pozwalają na wprowadzanie nadwyżki energii do sieci w sposób zapewniający bezpieczeństwo dostaw.

4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego

4.1. Podsektor wytwarzania

Wielkość mocy osiągalnych źródeł wytwórczych w 2022 r. wynosiła wyniosła 59 578 MW i wzrosła o 5 196 MW w stosunku do stanu dla analogicznego dnia roku 2021 r., co wynika przede wszystkim z przyrostu mocy w segmencie wytwarzania w źródłach odnawialnych. Udział mocy oraz strukturę źródeł wytwarzania przedstawiono w rozdziale 3.

Poniższa tabela przedstawia wykaz najważniejszych jednostek wytwórczych pracujących w KSE z wyszczególnieniem pojedynczych bloków energetycznych, ich mocy osiągalnej oraz rodzaju paliwa podstawowego.

Tab. 4.1 Wykaz Jednostek Wytwórczych w KSE

Nazwa wytwórcy	Nazwa Jednostki Wytwórczej	Moc osiągalna [MW]	Rodzaj paliwa podstawowego
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	**Bełchatów**	**5102**	**Węgiel brunatny**
	Bełchatów B02	370	
	Bełchatów B03	380	
	Bełchatów B04	380	
	Bełchatów B05	380	
	Bełchatów B06	394	
	Bełchatów B07	390	
	Bełchatów B08	390	
	Bełchatów B09	390	
	Bełchatów B10	390	
	Bełchatów B11	390	
	Bełchatów B12	390	
	Bełchatów B14	858	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	**Dolna Odra**	**900**	**Węgiel kamienny**
	Dolna Odra B5	222	
	Dolna Odra B6	222	
	Dolna Odra B7	224	
	Dolna Odra B8	232	
PGE Energia Odnawialna S.A.	**Dychów**	**85**	**Woda**
	Dychów H1	28	

	Dychów H2	29	
	Dychów H3	28	
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.	**EC Stalowa Wola**	**450**	**Gaz ziemny**
	EC Stalowa Wola Stalowa Wola BGP	450	
Orlen S.A.	**EC Włocławek**	**465**	**Gaz ziemny**
	EC Włocławek B1	465	
PGNiG TERMIKA SA	**EC Żerań 2**	**497**	**Gaz ziemny**
	EC Żerań 2 B20	497	
Nowe Jaworzno Grupa TAURON Sp. z o.o.	**Jaworzno 2**	**910**	**Węgiel kamienny**
	Jaworzno 2 JWCD B7	910	
TAURON Wytwarzanie S.A.	**Jaworzno 3**	**1345**	**Węgiel kamienny**
	Jaworzno 3 B1	225	
	Jaworzno 3 B2	225	
	Jaworzno 3 B3	225	
	Jaworzno 3 B4	225	
	Jaworzno 3 B5	220	
	Jaworzno 3 B6	225	
Veolia Energia Poznań ZEC S.A.	**Karolin**	**212**	**Węgiel kamienny**
	Karolin B2	100	
	Karolin B3	112	
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	**Kozienice 1**	**1800**	**Węgiel kamienny**
	Kozienice 1 B1	228	
	Kozienice 1 B2	228	
	Kozienice 1 B3	220	
	Kozienice 1 B4	228	
	Kozienice 1 B5	228	
	Kozienice 1 B6	228	
	Kozienice 1 B7	220	
	Kozienice 1 B8	220	
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	**Kozienice 2**	**2207**	**Węgiel kamienny**
	Kozienice 2 B09	566	
	Kozienice 2 B10	566	
	Kozienice 2 B11	1075	
TAURON Wytwarzanie S.A.	**Łagisza**	**460**	**Węgiel kamienny**
	Łagisza B10	460	
TAURON Wytwarzanie S.A.	**Łaziska 3**	**905**	**Węgiel kamienny**
	Łaziska 3 B09	230	
	Łaziska 3 B10	225	
	Łaziska 3 B11	225	
	Łaziska 3 B12	225	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	**Opole**	**3342**	**Węgiel kamienny**
	Opole B1	386	
	Opole B2	383	
	Opole B3	383	
	Opole B4	380	
	Opole B5	905	
	Opole B6	905	
ENERGA Elektrownie Ostrołęka S.A.	**Ostrołęka B**	**690**	**Węgiel kamienny**
	Ostrołęka B B01	230	
	Ostrołęka B B02	230	
	Ostrołęka B B03	230	
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.	**Pątnów**	**644**	**Węgiel brunatny**
	Pątnów B1	222	
	Pątnów B2	222	
	Pątnów B5	200	

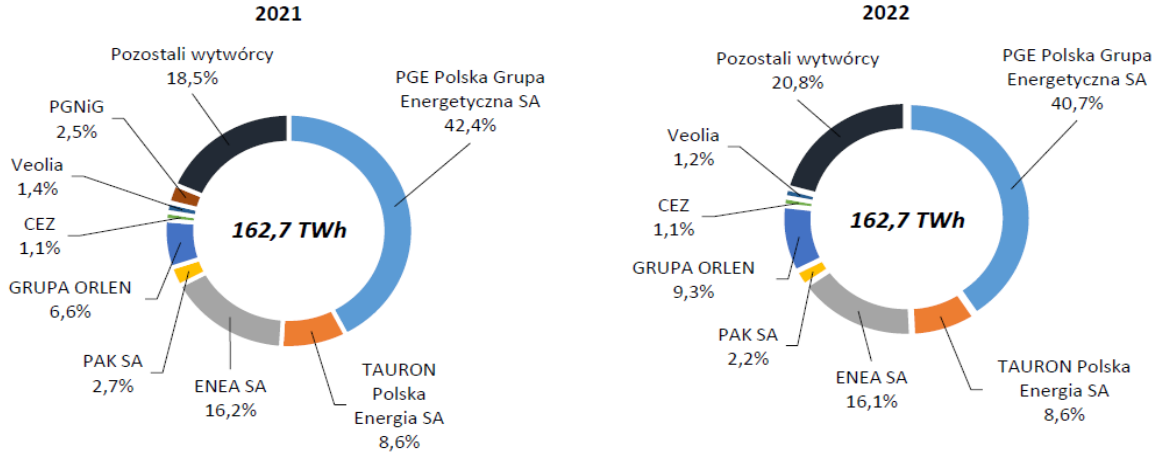
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.	**Pątnów B9**	**474**	**Węgiel brunatny**
	Pątnów B9	474	
Orlen S.A.	**Płock**	**630**	**Gaz ziemny**
	Płock B01	630	
ENEA Elektrownia Połaniec S.A.	**Połaniec**	**1674**	**Węgiel kamienny**
	Połaniec B1	225	
	Połaniec B2	242	
	Połaniec B3	242	
	Połaniec B4	242	
	Połaniec B5	242	
	Połaniec B6	242	
	Połaniec B7	239	
PGE Energia Odnawialna S.A.	**Porąbka Żar**	**540**	**Woda**
	Porąbka Żar H1	135	
	Porąbka Żar H2	135	
	Porąbka Żar H3	135	
	Porąbka Żar H4	135	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	**Rybnik**	**1350**	**Węgiel kamienny**
	Rybnik B3	225	
	Rybnik B4	225	
	Rybnik B5	225	
	Rybnik B6	225	
	Rybnik B7	225	
	Rybnik B8	225	
TAURON Wytwarzanie S.A.	**Siersza**	**557**	**Węgiel kamienny**
	Siersza B1	153	
	Siersza B2	153	
PGE Energia Odnawialna S.A.	**Solina**	**198**	**Woda**
	Solina H1	68	
	Solina H2	68	
	Solina H3	31	
	Solina H4	31	
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	**Turów**	**2029**	**Węgiel brunatny**
	Turów B01	250	
	Turów B02	250	
	Turów B03	250	
	Turów B04	261	
	Turów B05	261	
	Turów B06	261	
	Turów B11	496	
PGE Energia Odnawialna S.A.	**Żarnowiec**	**716**	**Woda**
	Żarnowiec H1	179	
	Żarnowiec H2	179	
	Żarnowiec H3	179	
	Żarnowiec H4	179	
Energa OZE SA	**Żydowo**	**167**	**Woda**
	Żydowo H1	55	
	Żydowo H2	55	
	Żydowo H3	57	

Źródło danych: Giełdowa Platforma Informacyjna, grudzień 2022 r.

Od kilku lat, największym udziałem w rynku w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej dysponuje grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W 2021 r. jej udział w rynku energii elektrycznej wyniósł 42,4%, natomiast w 2022 r. stanowił 40,7%[12)]. Grupa ta w badanym okresie utrzymywała również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych.

[12] Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotą według stanu na 31 grudnia danego badanego roku.

Udział grup kapitałowych w energii elektrycznej wprowadzonej do sieci prezentuje rysunek poniżej.



*Uwaga: Do grupy „pozostałych wytwórców" zaliczono zarówno wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych (np. Azoty, E.ON, Polenergia, FORTUM), jak i wytwórców działających samodzielnie na rynku wytwarzania energii elektrycznej tj. poza grupami kapitałowymi.
Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Rys. 4.2 Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w latach 2021–2022 (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia danego roku)

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2022 r.[13]) nieznacznie spadł i wyniósł 66,1% (spadek o 1 punkt procentowy w porównaniu do 2021 r.). Wyraźny trend spadkowy kolejny rok z rzędu utrzymywał się dla wskaźnika udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 6,2 punktu procentowego. W gronie trzech największych wytwórców, skupionych w grupach kapitałowych w badanym 2022 r., byli nadal: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A. (dysponowali oni w sumie prawie połową mocy zainstalowanych). Z kolei pod względem ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej, z grupy trzech wymienionych wytwórców wyparty został przez Orlen S.A. TAURON Polska Energia S.A. (wytwórcy ci odpowiadali za ponad 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju).

Warto zaznaczyć, że w 2022 r. wytwórcy z grupy Orlen S.A. znacząco umocnili swoją pozycję na rynku wytwarzania energii elektrycznej m.in. w związku z przejęciem w swoje struktury wytwórców z grupy kapitałowej PGNiG S.A.

Tab. 4.2 Udziały w rynku i stan koncentracji podsektora wytwarzania*

Rok	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w zainstalowanych mocach	Liczba podmiotów, które dysponują przynajmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci	Udział trzech największych podmiotów w mocach zainstalowanych [%]	Udział trzech największych podmiotów w energii wprowadzonej do sieci [%]	Wskaźnik HHI[14]	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2020	3	4	58,3	63,8	1 562,2	2 019,9
2021	4	4	54,5	67,1	1 370,6	2 198,9
2022	4	4	48,3	66,1	1 156,7	2 088,1

*Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych. Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na 31 grudnia badanego roku.
Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

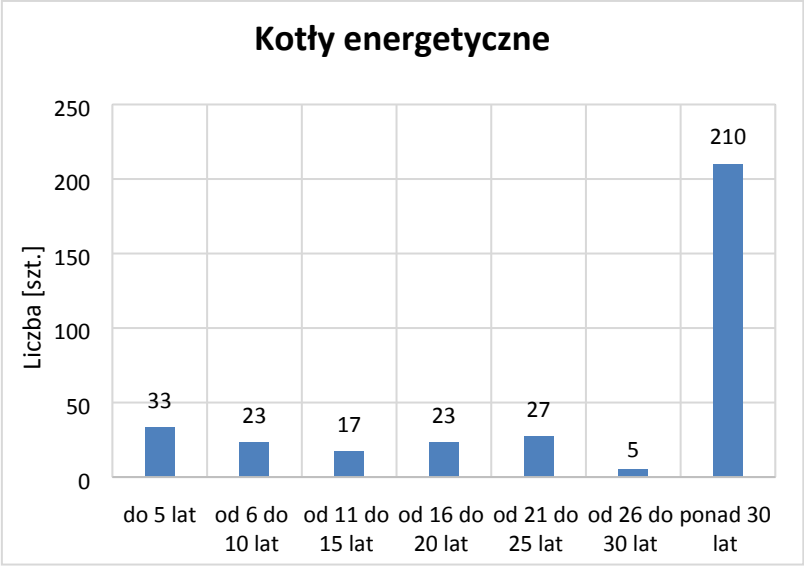
[13] Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia 2022 r.
[14] Wskaźnik Herfindahla-Hirschmana (HHI) określany jest jako suma kwadratów indywidualnych udziałów w rynku wszystkich przedsiębiorstw tworzących daną gałąź: HHI > 5 000 – koncentracja bardzo wysoka, HHI od 1 800 do 5 000 – koncentracja wysoka, HHI od 750 do 1 800 – koncentracja średnia, poniżej 750 – niska koncentracja (wg „Raportu z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku energii elektrycznej i gazu", Bruksela 2005 oraz J. Kamiński: *Metody szacowania siły rynkowej w sektorze energetycznym*, Polityka Energetyczna, Tom 12, Zeszyt 2/2, 2009).

Tabela 4.3 oraz rys. 4.3 i 4.4 i przedstawiają strukturę wiekową kotłów energetycznych.

Tab. 4.3 Struktura wiekowa kotłów energetycznych

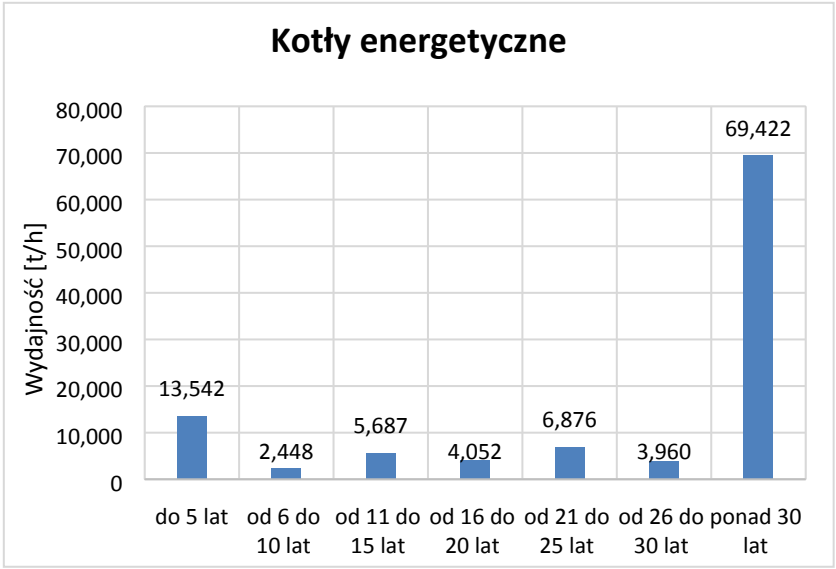
Kotły energetyczne			
Wiek	**Ilość [szt.]**	**Wydajność [t/h]**	**Struktura [%]**
do 5 lat	33	13 542	12,8
od 6 do 10 lat	23	2 448	2,3
od 11 do 15 lat	17	5 687	5,4
od 16 do 20 lat	23	4 052	3,8
od 21 do 25 lat	27	6 876	6,4
od 26 do 30 lat	5	3 960	3,7
ponad 30 lat	210	69 422	65,5
RAZEM	**338**	**105 987**	**100**

Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2021



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2021

Rys. 4.3 Struktura wiekowa kotłów energetycznych



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2021

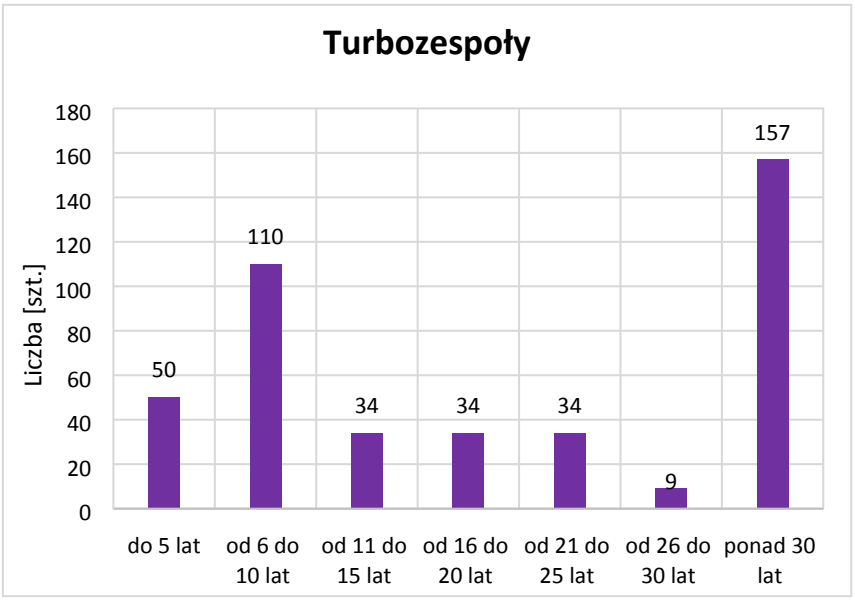
Rys. 4.4 Wydajność kotłów energetycznych wg czasu pracy

Tabela 4.4 oraz rys. 4.5 i 4.6 przedstawiają strukturę wiekową turbozespołów.

Tab. 4.4 Struktura wiekowa turbozespołów

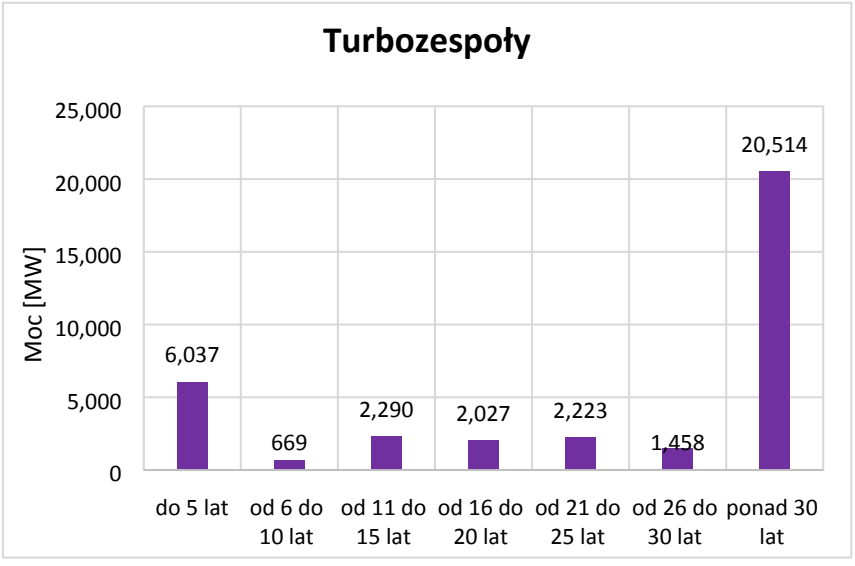
Turbozespoły			
Wiek	**Ilość [szt.]**	**Moc [MW]**	**Struktura [%]**
do 5 lat	50	6 037	17,1
od 6 do 10 lat	110	669	1,9
od 11 do 15 lat	34	2 290	6,5
od 16 do 20 lat	34	2 027	5,8
od 21 do 25 lat	34	2 223	6,3
od 26 do 30 lat	9	1 458	4,1
ponad 30 lat	157	20 514	58,3
RAZEM	**428**	**35 219**	**100**

Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2021



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2021

Rys. 4.5 Struktura wiekowa turbozespołów



Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej, 2021

Rys. 4.6 Mocy osiągana turbozespołów wg czasu pracy

Wśród wszystkich instalacji w KSE dominują bloki kondensacyjne. Moc zainstalowana w turbozespołach kondensacyjnych lub upustowo-kondensacyjnych stanowi ok. 86% mocy wszystkich bloków występujących w elektrowniach cieplnych zawodowych w Polsce. Pod względem wielkości, polska energetyka opiera się na blokach klasy 200 MW, 360 MW, 500 MW oraz najnowszych klasy 900 MW.

W polskich elektrowniach zawodowych dominują kotły pyłowe, których łączna wydajność odpowiada 80% udziału w rynku. Innym, istotnym rodzajem tego typu urządzeń są kotły fluidalne, które w liczbie 37 stanowią 12% sumarycznej wydajności.

Pomimo statystycznie starzejącego się majątku wytwórczego energetyki zawodowej znajduje się on w dobrej kondycji dzięki licznym remontom i modernizacjom, które przedłużają życie polskich bloków energetycznych. Obecnie większość kotłów i turbozespołów w energetyce pracuje od ponad 30 lat. Nie oznacza to, że wszystkie jednostki są na wyczerpaniu swojej żywotności technicznej. Większość obiektów przechodziła gruntowne modernizacje, których efektem było przedłużenie czasu pracy do 300 tyś. godzin. Praktycznie wszystkie bloki zostały dostosowane do nowych wymagań ochrony środowiska (Konkluzje BAT). Dostępne są już sprawdzone systemy monitoringu i kontroli wrażliwych krytycznych elementów bloków energetycznych pozwalających na dalszą eksploatację. Oznacza to, że ze względów technicznych większość bloków jest wciąż zdatnych do dalszej produkcji energii elektrycznej. Z powodu uwarunkowań rynkowych zmniejsza się znacznie czas pracy w ciągu roku tych jednostek.

4.2. Podsektor przesyłu

Operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego (OSP) - zdefiniowanym w ustawy Pe - jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Wynika to z decyzji wydanej przez Prezesa URE w zakresie przyznanej koncesji w dniu 15 kwietnia 2004 r. na okres od 1 lipca 2004 r. do 31 grudnia 2030 r., a także z decyzji wydanej przez Prezesa URE w dniu 16 czerwca 2014 r. wyznaczającej PSE S.A. operatorem systemu elektroenergetycznego na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r. na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

OSP ponosi odpowiedzialność za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu oraz eksploatację, konserwację, remonty i niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Jego obowiązkiem jest również bilansowanie systemu polegające na równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami energii oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi w celu zapewnienia bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Do głównych celów działalności PSE S.A. należy:

- zapewnienie bezpiecznej i ekonomicznej pracy KSE jako części wspólnego, europejskiego systemu elektroenergetycznego, z uwzględnieniem wymogów pracy synchronicznej i połączeń asynchronicznych;
- zapewnienie niezbędnego rozwoju krajowej sieci przesyłowej oraz połączeń transgranicznych;
- udostępnianie na zasadach rynkowych zdolności przesyłowych dla realizacji handlowej wymiany transgranicznej;
- tworzenie infrastruktury technicznej dla działania krajowego hurtowego rynku energii elektrycznej.

Według stanu na 31 grudnia 2022 r., w skład infrastruktury sieciowej najwyższych napięć zainstalowanej w sieci przesyłowej OSP wchodziło ponad 303 linii elektroenergetycznych o łącznej długości ponad 15 964 km, gdzie:

1) 15 964 km stanowiły linie elektroenergetyczne przesyłowe o napięciu znamionowym, według zestawienia:
   - 1 linia o napięciu 750 kV o długości 114 km,

- 131 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 8 562 km,
- 171 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7 288 km,

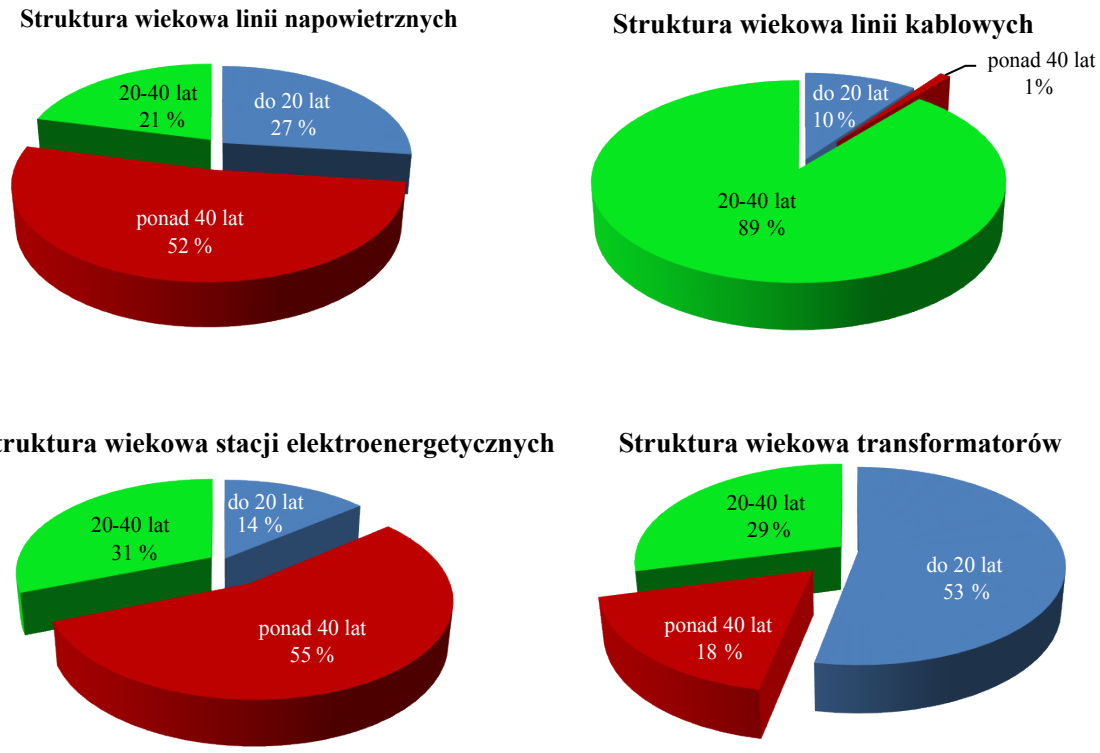
Ponadto OSP realizował swoje zadania operatora systemu przesyłowego w oparciu o:

- 110 stacji najwyższych napięć (NN);
- podmorskie połączenie 450 kV DC Polska – Szwecja o całkowitej długości 254 km (z czego 127 km należy do PSE S.A.),
- dysponując transformatorami sieciowymi o mocy 63,717 GVA.

Schemat sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć przedstawia rys. 4.7.

Źródło: PSE S.A.

Rys. 4.7 Mapa sieci przesyłowej – stan na 1.01.2023 r.

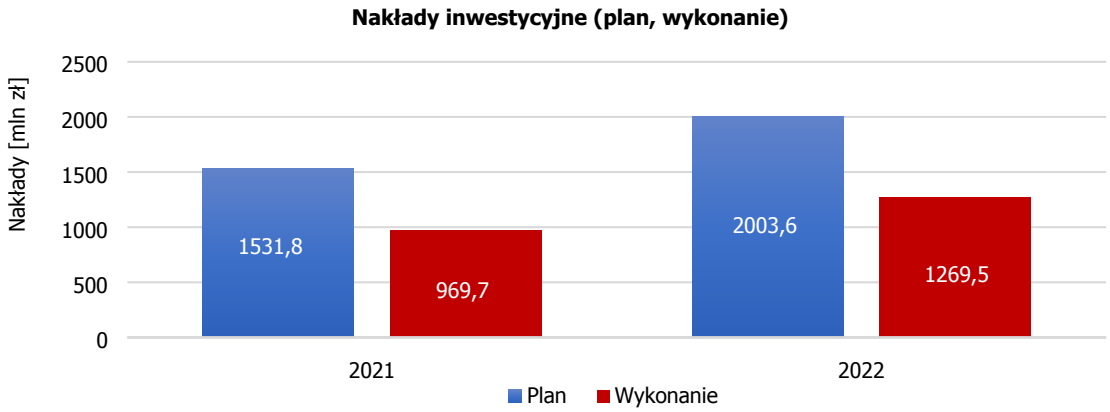


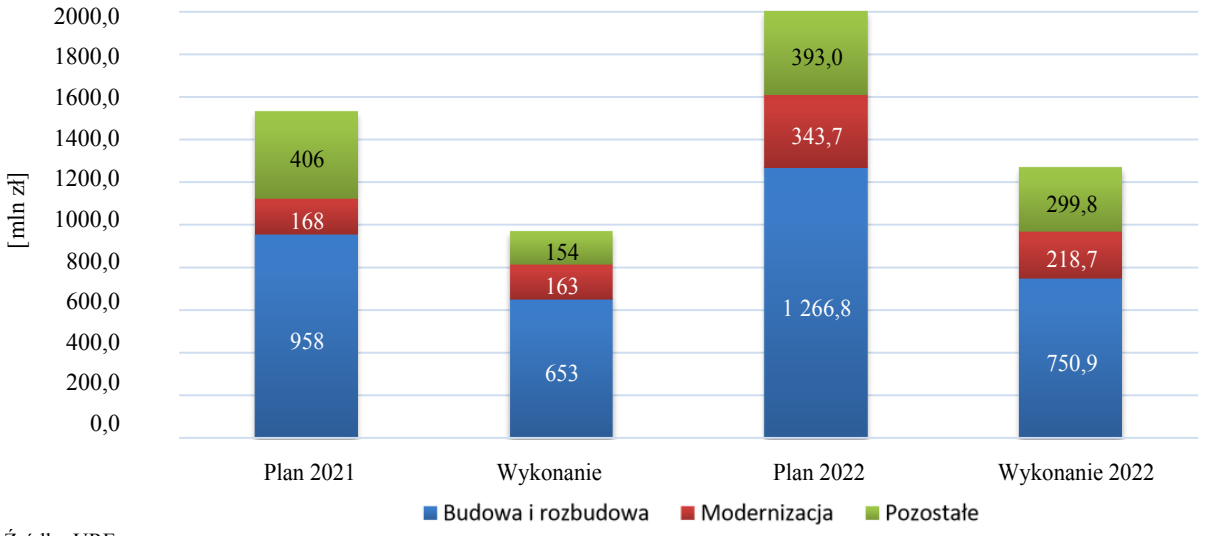
Uwaga: w strukturze wiekowej linii kablowych został uwzględniony kabel prądu stałego o napięciu 450 kV łączący stację Słupsk (Polska) ze stacją Starno (Szwecja).
Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za 2022 r.

Rys. 4.8 Majątek OSP – struktura wiekowa

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2021 r. wynosiły 1 531,8 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 969,7 mln zł, co stanowiło 63% planu.

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju OSP na 2022 r. wynosiły 2 003,6 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w wysokości 1 269,5 mln zł, co stanowiło 63% planu.





Źródło: URE.

Rys. 4.9 Nakłady inwestycyjne OSP oraz ich struktura

Tab. 4.5 Efekty rzeczowe zadań inwestycyjnych PSE S.A. w latach 2021-2022

Rodzaj urządzeń	Efekty rzeczowe zadań inwestycyjnych	
	2021 r.	2022 r.
Linie napowietrzne 400 kV [km]	501,18	335,5
Linie napowietrzne 220 kV [km] – demontaż	-27,36	-61,6
Linie kablowe 220 kV [km]	-	8,1
Trakty światłowodowe [km]	894	705,0
Transformatory 400/220 kV oraz nN/110 kV [MVA]	910	-961,0
Urządzenia kompensujące moc bierną [Mvar]	-	-

Źródło: URE na podstawie sprawozdania z realizacji planu rozwoju PSE S.A. za lata 2021-2022.

Transgraniczną wymianę energii elektrycznej umożliwiają połączenia najwyższych i wysokich napięć z systemami elektroenergetycznymi sąsiednich krajów. Połącznia transgraniczne zostały opisane w rozdziale 7.2.

W ostatnich latach prowadzono znaczące inwestycje w budowę nowych mocy wytwórczych, które są niezbędne nie tylko ze względu na zaspokojenie potrzeb odbiorców energii elektrycznej, ale również konieczność głębokiej modernizacji sektora wytwórczego w odpowiedzi na postawione cele europejskiej polityki klimatycznej. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w okresie do 2038 r., planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze musi towarzyszyć skoordynowany rozwój infrastruktury sieciowej, w tym linii przesyłowych zwiększających możliwość wymiany mocy z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi.

Uwagę należy zwrócić na zwiększenie nadzoru nad terminową realizacją przez wytwórców zadań w zakresie inwestycji związanych z odtworzeniem istniejących lub budową nowych mocy. Nadmierne przesunięcia w czasie realizacji inwestycji mimo zastosowania zidentyfikowanych przez OSP środków zaradczych mogą zagrozić dotrzymaniu warunków bezpiecznej pracy KSE.

Przez większość dni w latach 2021-2022 nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców, spowodowane brakiem mocy w KSE lub awariami systemowymi. Na podstawie analiz niezawodności pracy sieci oraz bilansów mocy KSE na poszczególnych etapach planowania i prowadzenia ruchu, identyfikowano jedynie potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw. Były one związane z okresowym utrzymywaniem się rezerwy mocy dostępnej dla OSP poniżej wartości wymaganej, trudnościami w spełnieniu kryterium n-1 pracy sieci w związku z obniżoną obciążalnością linii elektroenergetycznych (głównie linii 110 kV) w okresach występowania wysokich temperatur oraz okresowego naruszenia spełnienia kryterium n-1, związanego z wycofaniem z eksploatacji bloków wytwórczych.

Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych w sieci przesyłowej w 2021 r. oszacowano na 0 MWh, zaś w 2022 r. na 45 MWh.

4.3. Podsektor dystrybucji

Operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD) zgodnie z ustawy Pe, są przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej. Podobnie jak OSP, tak OSD jest w zakresie swojego majątku odpowiedzialny za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Na terenie naszego kraju działa 5 głównych OSD (ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA OPERATOR S.A., innogy STOEN Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A.) oraz 198 innych jednostek, posiadających koncesję prezesa URE na dystrybucję energii elektrycznej według stanu na koniec 2022 r.

Elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne w Polsce stanowią sieci:
- o napięciu 110 kV,
- średniego napięcia,
- niskiego napięcia.

Podstawową siecią średniego napięcia są sieci 20 kV w przypadku głównie Dolnego Śląska i 15 kV na terenie reszty kraju. Tylko w nielicznych przypadkach występują sieci średniego napięcia o napięciach 30 kV czy poniżej 15 kV. W ostatnich latach zauważalny był bardzo mały udział linii o napięciach 40-60 kV. Obecnie żaden z OSD nie posiada takich sieci w swoim majątku.

Sieci średniego i niskiego napięcia stanowią najczęściej linie napowietrzne, jednak coraz częściej są stosowane linie kablowe – najczęściej w miejscach, gdzie nie jest możliwa budowa linii napowietrznej (np. w miastach) lub lepszym rozwiązaniem jest budowa linii kablowej.

Obszary działania pięciu głównych OSD w kraju przedstawia rysunek 4.10.

Źródło: ARE S.A., Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2021

Rys. 4.10 Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

Natomiast ich charakterystykę ww. OSD przedstawia tabela 4.6.

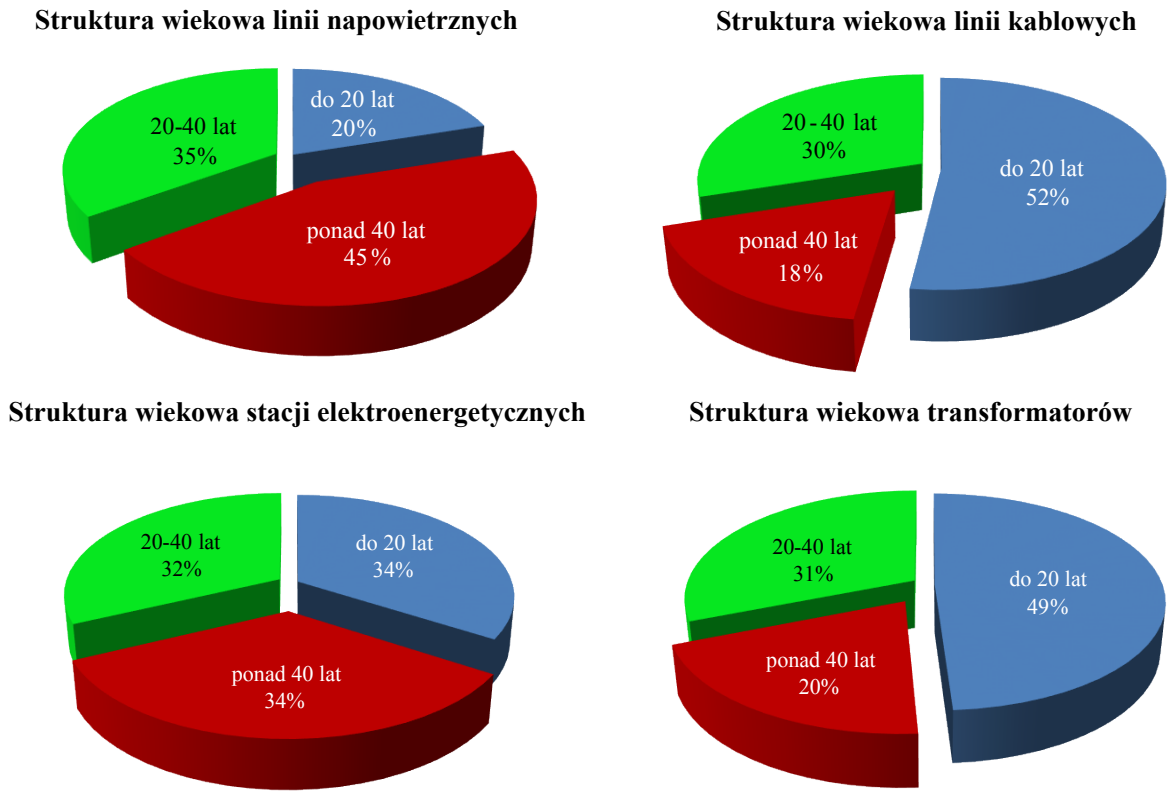
Tab. 4.6 Charakterystyka największych przedsiębiorstw dystrybucyjnych pełniących rolę OSD w 2022 r.

Wyszczególnienie	Obszar działalności	Liczba klientów
	[tys. km^2]	[mln]
ENEA Operator Sp. z o.o.	58,17	2,78
ENERGA OPERATOR S.A.	75,00	3,26
innogy STOEN Operator Sp. z o.o.	0,51	1,14
PGE Dystrybucja S.A.	129,83	5,67
TAURON Dystrybucja S.A.	57,07	5,85

Źródło: ARE S.A.

Na koniec 2022 r. w skład infrastruktury sieciowej zainstalowanej w sieciach dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych (pięciu największych OSD) wchodziło: 783 825 km linii napowietrznych i kablowych, w tym:

- 29 362 km linii napowietrznych o napięciu 110-220 kV (w tym linii 2-torowych 5 143 km),
- 619 km linii kablowych o napięciu 110-220 kV,
- 215 433 km linii napowietrznych SN (w tym linii 2-torowych 926 km),
- 90 512 km linii kablowych SN,
- 277 422 km linii napowietrznych nN (w tym linii 2-torowych 5 471 km),
- 170 478 km linii kablowych nN,
- oraz 268 519 stacji elektroenergetycznych.

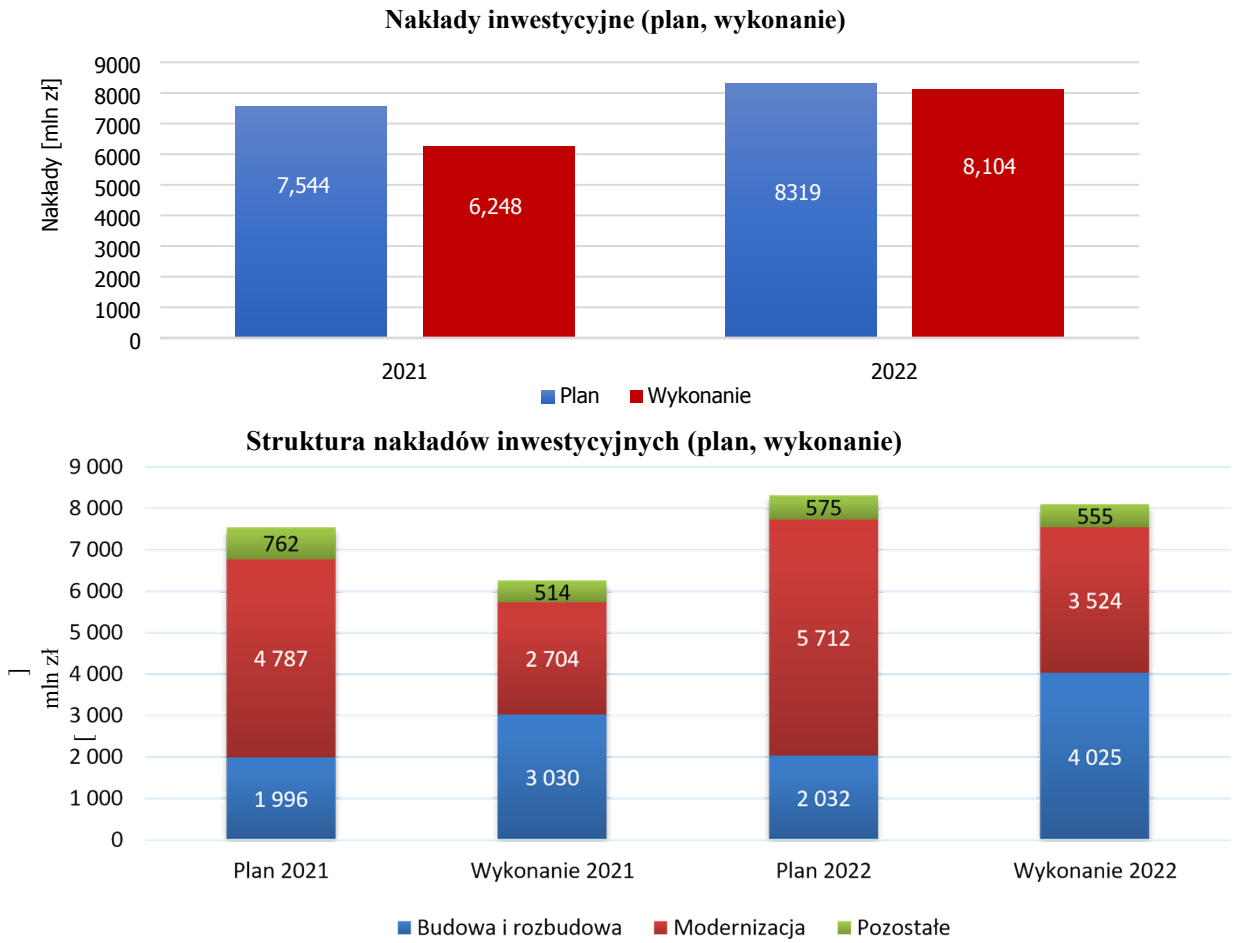


Źródło: URE na podstawie sprawozdań z realizacji planów rozwoju za 2022 r.

Rys. 4.11 Majątek OSD – struktura wiekowa

Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2021 r. wynosiły 7 544 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 6 248 mln zł, co stanowi 83% planu. Z kolei nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD

na 2022 r. wynosiły 8 319 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 8 104 mln zł, co stanowi 97% planu.



Źródło: URE.

Rys. 4.12 Nakłady inwestycyjne OSD oraz ich struktura

Tab. 4.7 Efekty rzeczowe wybranych zadań inwestycyjnych pięciu największych OSD[15]

Rodzaj urządzeń	Sumaryczne efekty rzeczowe wybranych zadań inwestycyjnych pięciu największych OSD			
	2021 r.		2022 r.	
	Zmodernizowane	Nowe	Zmodernizowane	Nowe
Linie napowietrzne 110-220 kV [km]	246	33	205	60
Linie kablowe 110-220 kV [km]	42	7	38	20
Linie napowietrzne SN [km]	357	65	484	56
Linie kablowe SN [km]	1 293	942	1 595	891
Linie napowietrzne nN [km]	891	501	916	485
Linie kablowe nN [km]	592	5 374	663	5 400
Stacje elektroenergetyczne [szt.] (łączna liczba) **w tym:**	12 761	2 643	10 358	2 563
a) Stacje elektroenergetyczne WN/SN [szt.]	2 962	33	1 753	26
b) Stacje elektroenergetyczne SN/SN [szt.]	581	10	501	17
c) Stacje elektroenergetyczne SN/nN [szt.]	9 217	2 600	8 104	2 519

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE.

[15] ENEA Operator Sp. z o.o.; ENERGA OPERATOR S.A.; Innogy STOEN Operator Sp. z o.o.; PGE Dystrybucja S.A.; TAURON Dystrybucja S.A.

Tab. 4.8 Efekty rzeczowe wybranych zadań inwestycyjnych pięciu największych OSD[16]

Rodzaj urządzeń	Grupa przyłączeniowa	Sumaryczne efekty rzeczowe wybranych zadań inwestycyjnych pięciu największych OSD	
		2021 r.	2022 r.
		Nowe	Nowe
Przyłącza do nowych odbiorców i IŁDTPoOSŁ[17]- zakres rzeczowy inwestycji **[km] - przyłącza napowietrzne**	**II**	-	-
	III	11	5
	IV	9	5
	V	412	358
	VI	1	1
Razem:		**433**	**368**
Przyłącza do nowych odbiorców i IŁDTPoOSŁ- zakres rzeczowy inwestycji **[km] - przyłącza kablowe**	**II**	-	-
	III	233	276
	IV	415	436
	V	4 711	4 622
	VI	1	1
Razem:		**5 359**	**5 335**

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE.

Wśród mierników oceny stanu sieci dystrybucyjnej wyróżnić należy:
- stopień wykorzystania obciążalności dopuszczalnej,
- długości obwodów niskiego napięcia,
- długości ciągów średniego napięcia,
- ocenę przekrojów zainstalowanych przewodów,
- napięcia na końcach obwodów nN,
- wartości wskaźników przerw w zasilaniu odbiorców końcowych.

W celu zapewnienia zadowalającej jakości zasilania odbiorców końcowych, OSD starają się utrzymywać ww. parametry na dobrym poziomie, tzn. skracają obwody niskiego napięcia i długości ciągów SN oraz wymieniają przewody o małej średnicy na przewody o większej średnicy. Również zwiększenie udziału linii kablowych wpływa na zmniejszenie ich awaryjności. Są one mniej narażone na działanie warunków atmosferycznych oraz uszkodzenia mechaniczne.

Zgodnie z § 41 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego[18] (Dz. U. Nr 93 poz. 623, z późn. zm.), OSD mają obowiązek wyznaczenia i opublikowania wskaźników czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za dany rok.

Wartości wskaźników za lata 2021 i 2022 przedstawia tabele 4.9 i 4.10.

[16] ENEA Operator Sp. z o.o.; ENERGA OPERATOR S.A.; Innogy STOEN Operator Sp. z o.o.; PGE Dystrybucja S.A.; TAURON Dystrybucja S.A.
[17] IŁDTPoOSŁ - Infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz ogólnodostępnych stacji ładowania
[18] Obecnie § 48 ust. 1 pkt 3 Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. z 2023 r. poz. 819).

Tab. 4.9 Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2021 r.

Wyszczególnienie		Jednostka miary	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. Z o.o.	ENERGA-Operator S.A.	innogy Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	271,22	121,69	137,46	151,47	38,30
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		334,1	122,73	139,88	186,01	38,94
	SAIDI planowe		33,44	27,96	12,52	22,12	8,06
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	4,07	2,24	2,60	2,28	0,71
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		4,09	2,24	2,6	2,29	0,71
	SAIFI planowe		0,19	0,19	0,08	0,15	0,14
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	8,57	2,97	6,06	8,57	0,56
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5 590 733	5 776 683	2 703 041	3 244 803	1 098 044

Źródło: Na podstawie informacji publikowanych przez OSD

Tab. 4.10 Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2022 r.

Wyszczególnienie		Jednostka miary	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. Z o.o.	ENERGA-Operator S.A.	innogy Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	360,05	113,23	384,72	244	53,38
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		459,5	114,09	524,72	384,7	63,92
	SAIDI planowe		35,56	33,11	19,14	25,8	7,19
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	4,96	2,31	4,23	2,97	0,9
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		5	2,31	4,28	3,02	0,91
	SAIFI planowe		0,2	0,22	0,13	0,17	0,14
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	9,4	3,15	7,2	10,19	0,63
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5 657 603	5 836 052	2 753 453	3 298 713	1 112 950

Źródło: Na podstawie informacji publikowanych przez OSD

Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych w sieci dystrybucyjnej w 2021 r. oszacowano na 20,6 GWh. Łącznie ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych była o 13,6 GWh wyższa niż w 2020 r. Największe ograniczenia dostaw energii elektrycznej, związane z awariami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej z powodu złych warunków atmosferycznych, wystąpiły w lipcu 2021 r. i wynosiły 8,6 GWh.

Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych w sieci dystrybucyjnej w 2022 r. oszacowano na 61,3 GWh. Łącznie ilość niedostarczonej energii elektrycznej w wyniku awarii sieciowych była o 40,7 GWh wyższa niż w 2021 r. Największe ograniczenia dostaw energii elektrycznej, związane z awariami sieciowymi w sieci dystrybucyjnej z powodu złych warunków atmosferycznych, wystąpiły w lutym 2022 r. i wynosiły 37,1 GWh.

4.3. Wybrane bieżące działania Ministra Klimatu i Środowiska w zakresie wsparcia rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej

Gwałtowny wzrost składanych do operatorów systemu dystrybucyjnego, jak również do operatora systemu przesyłowego, wniosków o wydanie warunków przyłączenia oraz podpisanych umów o przyłączenie spowodował, że wzrosła liczba odmów wydania warunków przyłączenia, a także wydłużył się czas realizacji przyłączeń do sieci.

W celu przyśpieszenia i ułatwienia realizacji inwestycji w sieci przesyłowe i dystrybucyjne, kluczowe dla rozwoju gospodarczego państwa i systemu elektroenergetycznego oraz rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce, Minister Klimatu i Środowiska podjął w październiku 2022 r. prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw (UD437[19] - druk sejmowy nr 3185).

Projekt ustawy powstał w odpowiedzi na pilną potrzebę wprowadzenia udogodnień regulacyjnych dla realizacji kluczowych z punktu widzenia Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zadań inwestycyjnych w zakresie sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Jest to działanie niezwykle ważne w perspektywie ambitnych i wielomiliardowych planów inwestycyjnych, podjętych przez operatora systemu przesyłowego i operatorów systemu dystrybucyjnego, na kolejne lata.

Projektowane zmiany dadzą możliwość efektywniejszego wykorzystania istniejących mechanizmów prawnych, które pozwolą na znaczne skrócenie oraz uproszczenie procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w sieci elektroenergetyczne, co przyczyni się do skuteczniejszej i szybszej integracji odnawialnych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym.

Ponadto ważnym elementem wspierającym rozwój sieci dystrybucyjnych oraz integracji OZE są rozwiązania legislacyjne wprowadzone do projektu ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74[20] - druk sejmowy nr 3237), związane z wprowadzeniem ram prawnych dla rozwoju usług elastyczności[21].

Wdrożenie docelowych rozwiązań w zakresie usług elastyczności sprawi, że OSD będą uprawnieni do zakupu różnego rodzaju usług elastyczności, tak aby efektywniej zarządzać ograniczeniami sieci dystrybucyjnej, zarówno na płaszczyźnie technicznej jak i zachowań użytkowników tego systemu, oraz zarządzania jej rozwojem. W dłuższej perspektywie OSD, będzie mógł korzystać z usług elastyczności, aby ograniczyć inwestycje w określonych punktach sieci dystrybucyjnych - a przez to przesunąć środki na inne kluczowe i pilne zadania inwestycyjne, a także aby zmniejszyć straty techniczne, poprawić parametry sieci i pewność zasilania odbiorców, ograniczyć konieczność stosowania nierynkowych działań interwencyjnych OSP oraz zwiększyć możliwości przyłączeniowe dla OZE.

[19] https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12365005
[20] https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450
[21] Dalsze prace w tym zakresie będą prowadzone w ramach nowelizacji rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, po wejściu w życie ustawy.

5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw.

5.1. Postępowanie w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej mogą być wprowadzane przez OSP zgodnie z postanowieniami ustawy Pe:

1. Do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy Pe, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin, w przypadku powstania zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

   lub

2. Na czas oznaczony, w drodze rozporządzenia powołanego w art. 11 ust. 7 Ustawy Pe, wydanego przez Radę Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw energii.

Ad 1.

W art. 11c – 11f Ustawy Pe określone są okoliczności, w następstwie których może powstać zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz mechanizm umożliwiający OSP, w ramach środków niezbędnych do usunięcia tego zagrożenia, wprowadzanie ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej do czasu wejścia w życie rozporządzenia Rady Ministrów, o którym mowa w art. 11 ust. 7 Ustawy Pe, na okres nie dłuższy niż 72 godziny.

Powyższe przepisy umożliwiają OSP podejmowanie, w sposób szybki, określonych działań, w tym również pozwalają na wprowadzanie ograniczeń w sytuacjach zagrożenia dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które mogą wystąpić nagle i wymagają natychmiastowych działań OSP dla zapobieżenia skutkom tych zagrożeń.

Ponadto w zakresie postępowania w stanach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przepisy te określają obowiązki i uprawnienia OSP oraz użytkowników systemu, w tym wytwórców i odbiorców energii elektrycznej oraz hierarchiczność służb dyspozytorskich i ich uprawnienia, jak też sankcje za niewykonywanie poleceń ruchowych, nieprzestrzeganie procedur postępowania i wymiany informacji lub niestosowanie się do obowiązujących zasad i kryteriów w zakresie bezpieczeństwa pracy KSE. Powyższe regulacje określają również obowiązki wytwórców energii elektrycznej w zakresie podejmowania działań w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz obowiązki OSP do pokrywania kosztów tych działań. Przepisy te umożliwiają OSP, w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania KSE, podejmowanie działań dających podstawę ochrony systemu elektroenergetycznego i jego użytkowników przed skutkami rozległej awarii w systemie.

Dodatkowo OSP jest zobowiązany do natychmiastowego informowania ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i podjętych działaniach w celu jego usunięcia oraz do przedłożenia w terminie 60 dni od daty zniesienia ograniczeń, raportu zawierającego w szczególności ustalenia, dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia.

Powyższe regulacje określają również zasady odpowiedzialności odszkodowawczej OSP z tytułu wprowadzonych ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, w tym limity tej odpowiedzialności w zależności od liczby odbiorców objętych ograniczeniami.

Opisane narzędzia znajdują zastosowanie jedynie do ograniczania lub likwidacji skutków zaistniałych stanów zakłóceniowych czy awaryjnych, bądź przeciwdziałania wystąpieniu tych skutków. W żadnym przypadku narzędzia te nie mogą być wykorzystywane jako mechanizm służący do równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Nie mogą również służyć jako mechanizm wykorzystywany do bieżącego bilansowania systemu w stanach normalnej pracy KSE.

Ad 2.

Zgodnie z postanowieniami ustawy Pe, OSP wprowadza ograniczenia w przypadku wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia powołanego w art. 11 ust. 7 Ustawy Pe, jako tzw. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane przez wskazanych odbiorców, na podstawie komunikatów ogłaszanych przez OSP, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 8.11.2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła, które weszło w życie w dniu 2.12.2021 r. i zastąpiło dotychczas obowiązujące rozporządzenie z dnia 23.07.2007 r. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej są wprowadzane zgodnie z *Planem wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej*, sporządzanym według zasad określonych w powołanym rozporządzeniu i corocznie uzgadnianym z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Plany obowiązujące w latach 2021 i 2022 zostały uzgodnione odpowiednio:

- na okres 01.01.2021 r. – 31.08.2021 r. decyzją Prezesa URE z dnia 8.07.2020 r., znak: DRE.WOSE.481.2.7.2020.MFr.

W dniu 28.12.2020 r. operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, spółka Wind Field Korytnica Sp. z o.o., wystąpiła do OSP z wnioskiem w sprawie uzgodnienia pierwszego dla tego podmiotu planu ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. OSP w dniu 21.01. 2021 r. wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem o dokonanie zmian w obowiązującym wówczas *Planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej* poprzez uwzględnienie w Planie danych zgłoszonych przez Wind Field Korytnica Sp. z o.o. W związku z wydzierżawieniem przez Liberty Częstochowa Sp. z o.o. na podstawie umowy dzierżawy majątku odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, uwzględnianego w Planach, spółki ISD Huta Częstochowa Sp. z o.o. w upadłości z siedzibą w Częstochowie, wcześniej dzierżawionej przez Sunningwell International Polska Sp. z o.o., Liberty Częstochowa Sp. z o.o. wystąpiła do OSP z wnioskiem z dnia 18.02.2021 r. o uzgodnienie zmiany Planu w zakresie zmiany nazwy podmiotu zgłaszającego. Na tej podstawie, OSP wystąpił do Prezesa URE z wnioskiem z dnia 21.04.2021 r. modyfikującym ww. wniosek z dnia 21.01.2021 r. poprzez dodatkowo uwzględnienie w obowiązującym *Planie wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej* zmiany nazwy podmiotu zgłaszającego Sunningwell International Polska Sp. z o.o. na Liberty Częstochowa Sp. z o.o.

Decyzję uwzględniającą powołany powyżej wniosek OSP oraz jego modyfikację Prezes URE wydał w dniu 8.07.2021 r., znak: DRE.WOSE.481.1.9.2021.MFr.

- na okres 01.09.2021 r. – 31.05.2022 r. decyzją Prezesa URE z dnia 8.07.2021 r., znak: DRE.WOSE.481.2.4.2021.MFr,
- na okres 01.06.2022 r. – 31.12.2022 r. decyzją Prezesa URE z dnia 31.05.2022 r., znak: DRE.WOSE.481.1.3.2022.MFr.

W latach 2021-2022 OSP nie zgłaszał do ministra właściwego ds. energii, na podstawie przepisów, o których mowa w art. 11 ust. 3 ustawy Pe, wniosku o konieczności wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ustawy Pe.

5.2. Zarządzanie transgranicznymi przepływami energii elektrycznej w systemie przesyłowym

Zasady zarzadzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi, w kontekście zamierzeń inwestycyjnych w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływających w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych, zostały dodatkowo opisane w podrozdziale 7.3.

5.2.1. Umowy międzyoperatorskie związane z prowadzeniem ruchu systemów, w tym umowy dotyczące pomocy awaryjnej (umowy dwustronne i wielostronne)

Zasady współpracy OSP z obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej reguluje umowa Synchronous Area Framework Agreement (**SAFA**), która weszła w życie w kwietniu 2019 r., wypełniając wymagania rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 02.08.2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (**SOGL**). W latach 2021-2022 umowa była wielokrotnie aktualizowana – zmiany obejmowały aktualizacje procedur i metodyk obowiązujących w obszarze Europy kontynentalnej.

Szczegółowe zasady współpracy na połączeniach transgranicznych KSE z innymi systemami regulują opisane niżej umowy dwustronne.

Umowy *System Operating Agreement* **(SOA)** określające zasady współpracy ruchowej na połączeniach transgranicznych synchronicznych i asynchronicznych zawarte przez PSE S.A. z następującymi OSP:

a) niemieckim 50Hertz – umowa z dnia 24.10.2008 r. (ostatnia aktualizacja w 2021 r.), dotycząca połączeń synchronicznych pomiędzy systemem polskim i niemieckim;
b) czeskim ČEPS – umowa z dnia 19.01.2010 r. dotycząca połączeń synchronicznych pomiędzy systemem polskim i czeskim (ostatnia aktualizacja w 2020 r.);
c) słowackim SEPS – umowa z dnia 02.07.2014 r., dotycząca połączenia synchronicznego pomiędzy systemem polskim i słowackim (ostatnia aktualizacja w 2022 r.);
d) szwedzkim Svk – umowa z dnia 28.11.2014 r. (ostatnia aktualizacja w 2022 r.) dotycząca połączenia kablowego pomiędzy systemem polskim i szwedzkim. Umowa zawiera również zasady udzielania i rozliczania pomocy awaryjnej.
e) ukraińskim UKRENERGO – umowa z dnia 15.10.2011 r. dotycząca pracy połączenia promieniowego Zamość – Dobrotwór pracującego z wydzielonymi z systemu ukraińskiego blokami Elektrowni Dobrotwór (ostatnia aktualizacja w 2022 r.)
f) litewskim LITGRID – umowa obowiązująca od 2015 r. (ostatnia aktualizacja w 2022 r.) dotycząca pracy asynchronicznego połączenia LitPol Link pomiędzy systemem polskim i litewskim, pracującego poprzez wstawkę stałoprądową. Umowa zawiera również zasady udzielania i rozliczania pomocy awaryjnej.

5.2.2. Inne, umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych

Umowy na dostawy awaryjne – określające zasady i procedury zamawiania, a także udzielania i rozliczania pomocy awaryjnej na połączeniach transgranicznych. Celem dostaw awaryjnych jest przywrócenie bezpiecznych warunków pracy danego systemu. Czas trwania dostawy i wielkość mocy jest ustalana przez dyspozytorów, w zależności od możliwości partnera udzielającego pomocy oraz dostępnych zdolności przesyłowych. Umowy na dostawy awaryjne należy traktować jako środki nadzwyczajne, wykorzystywane wyłącznie w warunkach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Umowy nie gwarantują otrzymania pomocy awaryjnej – o możliwościach i zakresie zastosowania decydują aktualne warunki sieciowe i bilansowe w połączonych i indywidualnych systemach przesyłowych.

Zestawienie umów na dostawy awaryjne, zawartych przez PSE S.A.:

Umowy dwustronne:

- z niemieckim 50Hertz – General Agreement on Emergency Energy Exchange – umowa z dnia 22.06.2016 r. (ostatnia aktualizacja w 2021 r.);
- z czeskim ČEPS – General Agreement on Emergency Exchange – umowa z dnia 11.03.2011 r. (ostatnia aktualizacja w 2022 r.);
- z czeskim ČEPS – Agreement on assistance for active power delivery – umowa z dnia 16.08.2022 r.;
- ze słowackim SEPS – General Contract For Emergency Deliveries – umowa z dnia 22.08.2017 r. (ostatnia aktualizacja w 2022 r.);
- z węgierskim MAVIR – Agreement on Emergency Exchange and Commercial Conditions to the Contract on Provision of Mutual Emergency Energy Delivery from Abroad for Securing the System's Services between the Power Systems of Poland and Hungary through the Power System of Slovakia – umowa z dnia 18.07.2019 r.;
- z ukraińskim UKRENERGO – Agreement on Emergency Energy Exchange – umowa z dnia 05.08.2019 r. Ze względu na charakter pracy połączenia (promieniowa praca na KSE wydzielonych bloków Elektrowni Dobrotwór) zapisy umowy przewidują realizację dostaw w stronę KSE, natomiast w stronę systemu ukraińskiego wyłącznie w przypadku odbudowy tego systemu;
- zasady i procedury zamawiania dostaw awaryjnych z Litwy i Szwecji określone są w umowach SOA wskazanych powyżej. Ponadto PSE S.A. współpracowały w 2020 r. ze szwedzkim OSP na podstawie umów Maintenance Agreement oraz Framework Agreement zawartych w dniu 24.08.2012 r., które określają zasady współpracy i pomocy technicznej w przypadku awarii połączenia pomiędzy Polską i Szwecją.

Umowy wielostronne:

- Z niemieckim 50Hertz, duńskim Energinet, szwedzkim Svk – Agreement on cross border rescheduling using High-Voltage Direct-Current links over the Baltic Sea – umowa z dnia 28.12.2009 r., która daje możliwość jednoczesnej korekty grafików na połączeniach stałoprądowych pomiędzy obszarami Europy kontynentalnej (w ramach którego pracują systemy Polski, Niemiec oraz zachodnia część systemu duńskiego) oraz obszarem Nordel (system Szwecji i wschodnia część systemu duńskiego) a w efekcie zmianę przepływów na połączeniach transgranicznych pomiędzy stronami umowy w zamkniętej pętli (tzw. DC loop flow). Uruchomienie DC loop flow pozwala na zmniejszanie przeciążeń występujących na połączeniach synchronicznych pomiędzy Polską i Niemcami lub Danią i Szwecją. DC loop flow może być zamówiony i zrealizowany w bieżącej dobie, na prośbę jednego z partnerów umowy. Czas trwania oraz wielkość przepływu mocy jest ustalana przez dyspozytorów – zależy wprost od dostępnych (tj. niewykorzystanych przez rynek) zdolności przesyłowych;
- Z węgierskim MAVIR i słowackim SEPS – Contract on Provision of Mutual Emergency Energy Delivery from Abroad for Securing the System's Services between the Power Systems of Poland and Hungary through the Power System of Slovakia – umowa z dnia 11.12.2015 r. Przedmiotem umowy są zasady współpracy stron w zakresie tranzytu dostaw awaryjnych pomiędzy systemami Polski i Węgier (ostatnia aktualizacja w 2020 r.).

5.2.3. Umowy związane z działaniem połączonych rynków energii

Realizacja procesów alokacji zdolności przesyłowych

PSE S.A., pełniąc funkcję OSP, są odpowiedzialne za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi, zgodnie z art. 9 c ust. 2 pkt. 7) ustawy Pe. PSE S.A. prowadziły w latach 2021-2022 alokację zdolności przesyłowych w ramach wdrożonych mechanizmów jednolitego łączenia rynków.

Najważniejsze umowy regulujące zasady alokacji zdolności przesyłowych w ramach wdrożonych mechanizmów jednolitego łączenia rynków to:

- "Day-Ahead Operational Agreement" (DAOA) – umowa ramowa dla Single Day-Ahead Coupling (SDAC) zawarta przez NEMOs i TSOs;
- "TSO Cooperation Agreement for Single Day-Ahead Coupling" (TCDA) – umowa ramowa dla Single Day-Ahead Coupling (SDAC) zawarta przez TSOs;
- „Day-Ahead Operational Agreement for the Core Flow-Based Market Coupling Project for the Core Region" (Core DAOA) – umowa ramowa dla FBMC w Regionie Core zawarta przez NEMOs i TSOs;
- „Core TSOs Day-Ahead Operational Agreement" (Core TSOs DAOA) – umowa ramowa dla FBMC w Regionie Core zawarta przez TSOs;
- "Intraday Operational Agreement" (IDOA) – umowa ramowa dla Single Intraday Coupling (SIDC) zawarta przez NEMOs i TSOs;
- "TSO Cooperation Agreement for Single Intraday Coupling" (TCID) – umowa ramowa dla Single Intraday Coupling (SIDC) zawarta przez TSOs.

Alokacja zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym w horyzoncie dnia następnego do 17.06.2021 r. realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu *explicit* organizowanych przez wspólne biuro aukcyjne Joint Allocation Office (JAO), którego właścicielami są operatorzy systemów przesyłowych, w tym PSE S.A. Zasady działania biura aukcyjnego zawarte były w umowie wielostronnej "Service Level Agreement for Explicit Allocation" zawartej w 2015 r. pomiędzy JAO i ww. operatorami.

W połowie 2021 roku, dla rynku dnia następnego na sześciu granicach (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT, HU-AT) wprowadzono alokację zdolności przesyłowych typu *implicit* opartą na metodzie NTC, wykorzystując do tego algorytm Euphemia w ramach projektu Interim Market Coupling (dalej „IMC"). Dzięki temu Czechy, Rumunia, Słowacja i Węgry (tzw. 4M MC) od 17 czerwca dołączyły do wspólnego europejskiego mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia następnego. W celu uruchomienia IMC, OSP i NEMO zaangażowani w projekt podpisali umowę ROA, czyli „Day-Ahead Regional Operational Agreement on DE-AT-PL-4M MC NTC Based Market Coupling", która określa regionalne zasady operacyjne dla funkcjonowania IMC. Zawarto także konieczną dla działania IMC umowę „Agreement on Providing Modified TSO Management Function for the purposes of the DE-AT-PL-4M Market Coupling", czyli tzw. umowę mTMF. Określała ona ramy dla rozwoju i eksploatacji narzędzia mTMF, kluczowego elementu dla funkcjonowania IMC.

Narzędzie to stanowiło platformę wymiany danych oraz komunikacji pomiędzy OSP i NEMO, a także umożliwiało weryfikację zdolności przesyłowych i wyników MC. Obie umowy (ROA i mTMF) zostały zawarte na czas określony, do momentu wdrożenia Core Flow-Based Market Coupling – docelowego europejskiego rozwiązania dla rynku dnia następnego. Dzięki wdrożeniu IMC granice synchroniczne KSE dołączyły do mechanizmu jednolitego łączenia rynków, obejmującego wcześniej granice Polska – Szwecja i Polska – Litwa. Łączenie rynków w ramach alokacji zdolności typu *implicit* pozwala na równoczesne wyznaczanie cen energii elektrycznej i przepływów transgranicznych w całym obszarze objętym mechanizmem. Pozwala to na efektywniejsze wykorzystanie infrastruktury przesyłowej dzięki lepszej koordynacji działań między podmiotami działającymi na rynku energii. Zmiany umożliwiają także maksymalizację korzyści dla społeczeństwa i uczestników rynku.

Od połowy roku 2022, w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core funkcjonuje mechanizm jednolitego łączenia rynków energii elektrycznej wykorzystujący metodę Flow-Based Market Coupling (FBMC) optymalizującą dostępne zdolność przesyłowe, opartą na fizycznych rozpływach energii. Zasady działania FBMC w Regionie Core zostały zapisane w umowach Core Day-Ahead Operational Agreement (Core DAOA) i Core Transmission System Operators Day-Ahead Operational Agreement (Core TSOs DAOA). W przygotowania do uruchomienia Core Flow-Based Market Coupling było zaangażowanych 16 operatorów systemów przesyłowych oraz 10 giełd energii (Nominated Energy Market Operators – NEMO). Region Core obejmuje obszary rynkowe Austrii, Belgii, Czech, Chorwacji,

Francji, Holandii, Luksemburga, Niemiec, Polski, Rumunii, Słowacji, Słowenii i Węgier. Ten obszar jest zamieszkiwany przez 278 milionów ludzi, a roczne zużycie energii wynosi ok. 1 500 TWh.

Do stycznia 2021 r. zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu Polska – Szwecja oraz rozliczeń z tego tytułu stosowane były w czterostronnej umowie Market Coupling Agreement on Swe – Pol (MCA). Sygnatariuszami umowy MCA były giełdy energii elektrycznej: TGE S.A., Nord Pool EMCO AS oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji: PSE S.A. oraz Svk. Przygotowując się do operacyjnego uruchomienia projektu MNA w obszarze jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC) w Polsce, w styczniu 2021 r. zawarto nowe umowy m.in. CIHA i SLA CID pomiędzy zaangażowanymi OSP i NEMO, dotyczące pobierania przychodu z ograniczeń (CI) oraz jego dystrybucji (więcej informacji znajduje się w części „MultiNEMO Arrangements" poniżej).

Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu Polska – Litwa oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie Market Operations Agreement on LitPol Link (MOA), której sygnatariuszami są giełdy energii elektrycznej: TGE S.A. i Nord Pool EMCO AS oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Litwy: PSE S.A. oraz LITGRID AB. W związku z przygotowaniami do operacyjnego uruchomienia projektu MNA w obszarze SDAC w Polsce, w 2021 r. zawarto aneks do umowy MOA, w celu umożliwienia prowadzenia rozliczeń CI bezpośrednio z Nord Pool EMCO AS. Umowa MOA zostanie rozwiązana po wdrożeniu bałtyckiego projektu MNA na Litwie, a w jej miejsce zaczną obowiązywać zawarte już umowy CIHA i SLA CID (więcej informacji znajduje się w części „MultiNEMO Arrangements" poniżej).

Od 19.11.2019 r. PSE S.A. rozpoczęły prowadzenie alokacji zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego na granicach CZ-PL, DE-PL, LT-PL, PL-SE w ramach mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (SIDC). Mechanizm SIDC jest oparty na zasadzie handlu ciągłego i alokacji typu *implicit*. Uczestnicy rynku dokonują transakcji kupna i sprzedaży energii elektrycznej do 1 godziny przed okresem jej fizycznej dostawy, wykorzystując zarówno oferty dostępne w kraju jak i spoza systemu polskiego. Korzystanie z ofert zza granicy jest możliwe dzięki międzysystemowym zdolnościom przesyłowym, których udostępnianie dla realizacji transakcji handlowych odbywa się w tle zawieranych transakcji. Ze względu na nieuczestniczenie Słowacji w projekcie wdrażania SIDC, granica PL-SK nie została objęta tym mechanizmem w listopadzie 2019 r. W lutym 2020 r. uruchomiono rozwiązanie tymczasowe dla rynku dnia bieżącego na granicy PL-SK oparte na mechanizmie aukcji typu *explicit* (takim jak stosowany do 19.11.2019 r. na całym profilu synchronicznym). Operacyjne dołączenie Słowacji do mechanizmu SIDC nastąpiło 29.11.2022 r., pozwalając tym samym na domknięcie procesu integracji granic Polski z mechanizmem SIDC oraz zaprzestanie stosowania rozwiązania tymczasowego dla rynku dnia bieżącego na granicy PL-SK.

Alokacja transgranicznych zdolności przesyłowych w horyzoncie długoterminowym realizowana była w formie skoordynowanych przetargów typu explicit organizowanych przez JAO w oparciu o zawartą w 2018 r. umowę Single Allocation Platform Cooperation Agreement (SAP CA), która reguluje zakres usług świadczonych przez JAO w roli operatora wspólnej europejskiej platformy alokacji. W ramach skoordynowanych przetargów PSE S.A. w roku 2022 udostępniła zdolności na profilu technicznym obejmującym połączenia z obszarami regulacyjnymi operatorów systemów przesyłowych 50Hertz GmbH, ČEPS a.s. i SEPS a.s.

Ograniczenia alokacyjne

W celu spełnienia wymagań bezpieczeństwa związanych z dostępnością dostatecznych rezerw mocy wytwórczych w Polsce, w latach 2021-2022 kontynuowano stosowanie „ograniczeń alokacyjnych" wpływających na międzysystemową wymianę energii elektrycznej przy jednoczesnym umożliwieniu tranzytu energii elektrycznej pomiędzy sąsiednimi obszarami rynkowymi przez Polskę, o ile pozwalają na to zdolności przesyłowe. Zastosowanie „ograniczeń alokacyjnych" jest przewidziane w rozporządzeniu Komisji (UE) 1222/2015 z dnia 24.07.2015 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (CACM).

„Ograniczenia alokacyjne" stanowią „ograniczenia, których należy przestrzegać podczas alokacji zdolności w celu utrzymania systemu przesyłowego w granicach operacyjnych limitów bezpieczeństwa i które nie zostały przełożone na transgraniczne zdolności przesyłowe lub które są potrzebne do zwiększenia efektywności alokacji zdolności". Ograniczenia alokacji są dwukierunkowe – z niezależnymi wartościami dla kierunków do Polski i z Polski. Ta funkcja jest realizowana w procesie

łączenia rynków dnia następnego przez dodanie parametru limitującego w algorytmie Euphemia, a w procesie łączenia rynków dnia bieżącego, przez dodanie obszaru optymalizacji (PLC) między obszarem rynkowym PL a obszarami rynkowymi DE, CZ, SK, SE4 i LT. Zdolności przesyłowe pomiędzy obszarami PL a PLC stanowią ograniczenia alokacji, podczas gdy zdolności pomiędzy PLC a DE, PL a CZ, PLC a SK, PL a SE4 i PLC a LT reprezentują zdolności transgraniczne.

W okresie sprawozdawczym pracowano nad przyjęciem ostatecznego kształtu II etapu reformy rynku bilansującego energii elektrycznej poprzez przyjęcie nowego Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Z 2023 r., poz. 819). W ramach tej reformy zaproponowano zmianę dotychczasowych zasad nabywania rezerw mocy w taki sposób, aby wprowadzić zasadę ich nabywania w sposób explicit przed zamknięciem bramki w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego. Rozwiązanie to zaproponowała Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki w metodyce CORE CCM (decyzja ACER 02/2019) jako jedno z możliwych rozwiązań mających na celu zmniejszenie w maksymalnym możliwym stopniu wpływu ograniczeń alokacji. W celu realizacji tej reformy minister właściwy do spraw energii przyjął nowe rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. 2023, poz. 819).

MultiNEMO Arrangements (MNA)

Realizując przepisy rozporządzenia CACM, 9 lutego 2021 r. uruchomiono w Polsce mechanizm umożliwiający prowadzenie aukcji w ramach łączenia rynku dnia następnego NEMO, tzw. Multi-NEMO Arrangements (MNA). Był to kolejny krok do stworzenia jednolitego ogólnoeuropejskiego rynku energii elektrycznej. Działanie wielu NEMO w obszarze Polski oparte jest na Regulaminie MNA – Regulation Implementing Conditions for Cross-Zonal Capacity Allocation and Other Necessary Mechanisms to Support Operation of More Than One NEMO In Poland, który określa zasady współpracy NEMO i PSE S.A. w związku z realizacją procesów SIDC i SDAC. Każdy NEMO działający w Polsce podpisuje z PSE S.A. umowę Accession Form to MultiNEMO Arrangements Operational Agreement (AF to MNA OA). Obecnie w polskim obszarze rynkowym działa trzech NEMO: TGE S.A., Nord Pool EMCO oraz EPEX SE. Od 2022 roku wszyscy NEMO działający w polskim obszarze rynkowym realizują zarówno proces Single Day-Ahead Coupling (SDAC) jak i Single Intraday Coupling (SIDC). W tym samym roku w regionie Core nastąpiło również przejście z mechanizmu NTC na skoordynowany mechanizm Flow Based, istotnie poprawiający efektywność procesu alokacji zdolności przesyłowych. W roku 2022 miało również miejsce uruchomienie wymiany w horyzoncie dnia bieżącego na granicy ze Słowacją, w ramach projektu LIP 17. We wszystkich tych przypadkach konieczna była aktualizacja odpowiednich załączników do Regulaminu MNA oraz umów AF to MNA, poprzedzona dokładną analizą rynkową i techniczną oraz uzgodnieniami z NEMO.

W związku z wdrożeniem projektu Polskiego MNA w obszarze SDAC, PSE S.A. w 2021 roku sfinalizowały prace nad zasadami pobierania, przekazywania i dystrybucji przychodu z ograniczeń (*ang. congestion income,* CI) z OSP ze Szwecji i Litwy oraz ze wszystkimi NEMO lub ich izbami rozliczeniowymi (*ang. central counterparty clearing,* CCP), którzy od uruchomienia projektu MNA będą obsługiwali proces SDAC w Polsce, Szwecji i na Litwie. W tym kontekście zostały także uregulowane relacje z JAO, który będzie prowadził dla PSE S.A. dystrybucję CI z udostępniania transgranicznych zdolności przesyłowych dla połączeń SwePol Link i LitPol Link. Zawarto następujące umowy:

a) **Congestion Income Handling Agreement on SwePol Link, NordBalt Link and LitPol Link** (**CIHA**) – nowa umowa ramowa pomiędzy wszystkimi zaangażowanymi stronami (PSE S.A., Svk, Litgrid, Nord Pool EMCO, EPEX SPOT, ECC, TGE) regulująca ogólne zasady pobierania CI i jej dystrybucji, w tym możliwość wskazania przez każdego z OSP trzeciego podmiotu prowadzącego dla niego proces dystrybucji i rozliczeń CI;

b) **JAO Service Level Agreement for the Implicit Allocation in the bidding zones of PL, SE and LT** (**JAO SLA IMPALL-PL-SE-LT**) – nowa umowa pomiędzy PSE S.A. i JAO

wskazująca JAO jako podmiot otrzymujący od NEMO/CCP należną PSE S.A. część CI z połączeń SwePol Link i LitPol Link i prowadzący ich dystrybucję do PSE S.A.;

c) **Porozumienie rozwiązujące umowę Market Coupling Agreement on SwePol Link (MCA)** – ze względu na nowe umowy w obszarze CI dla połączenia SwePol Link (tj. umowę CIHA i umowę JAO SLA IMPALL-PL-SE-LT) oraz nowe umowy regulujące zasady wymiany danych pomiędzy stronami umowy w celu realizacji mechanizmu SDAC (tj. MNA Operational Agreement pomiędzy poszczególnymi NEMO a PSE S.A., System Operational Agreement pomiędzy PSE S.A. i Svk);

d) **Aneks do umowy Market Operating Agreement on LitPol Link (MOA)** – w celu umożliwienia prowadzenia rozliczeń CI bezpośrednio z Nord Pool EMCO AS do czasu wdrożenia bałtyckiego projektu MNA na Litwie;

e) **Side Letter Agreement on Congestion Income Distribution for the LitPol Link and SwePol Link implicit allocation after market operational start of the 2nd NEMO in bidding zone of Poland (SLA CID)** – w celu umożliwienia rozliczenia dodatkowego CI wynikającego z przepływów tranzytowych bezpośrednio pomiędzy OSP (Svk-PSE S.A.-Litgrid AB). Nowa wersja SLA zastąpi dotychczasową.

Platformy bilansujące

W latach 2021-2022 realizowano projekty w zakresie rozwoju platform bilansujących dla projektów:

- **MARI** – platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (mFRR Platform),
- **PICASSO** – platforma wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR Platform),
- **TERRE** – platforma wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych.

Rozwój platform bilansujących jest związany z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia Komisji Europejskiej (EU) 2017/2195 ustanawiającego wytyczne w zakresie bilansowania (EBGL) i jest oparty na następujących umowach:

a) **Principal Agreement regarding Electricity Balancing platforms** – umowa parasolowa dla platform bilansujących MARI i PICASSO wdrażająca postanowienia EBGL i określające funkcje międzyplatformowe;

b) **MARI, PICASSO i TERRE Platform Cooperation Agreements** – umowy dotyczące współpracy i zarządzania platformami;

c) **MARI i PICASSO Common Service Provider** – umowy zapewniające funkcjonowanie, rozwój i świadczenie usług wspólnych, tj. hostingu i monitoringu;

d) **Agreement for Invoicing of services for the MARI Project** – umowa na rozliczenie części kosztów wspólnych projektu MARI;

e) **MARI Service Agreement** – umowa na rozliczenie kosztów biura projektowego dla projektu MARI.

Inne umowy wielostronne dotyczące funkcjonowania rynku

W latach 2021-2022 zawarto niżej wymienione umowy wielostronne wpływające na funkcjonowanie europejskiego i polskiego rynku energii elektrycznej:

a) The Bidding Zone Review Region Central Europe TSOs' Cooperation Agreement (BZRR CE CoA) – umowa o współpracy międzyoperatorskiej dotycząca realizacji procesu przeglądu obszarów rynkowych (Bidding Zone Review) w regionie Europy Centralnej;

b) LMP Calculation Framework Agreement – umowa na realizację symulacji rynku węzłowego i wyznaczenia krańcowych cen węzłowych LMP (Locational Marginal Prices) celem wykorzystania ich do wyznaczenia alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych w ramach Bidding Zone Review;

c) VAMOS Service and Licensing Agreement – umowa na korzystanie ze środowiska symulacyjnego VAMOS, celem realizacji Bidding Zone Review w regionie Europy Centralnej;

d) Agreement for the Local Implementation of the XBID Solution to couple intraday electricity markets under SIDC covering borders between Slovakia – the Czech Republic, Slovakia – Hungary and Slovakia – Poland" (**LIP-17**) – umowa wdrażająca mechanizm SIDC w obszarze granicy słowacko-czeskiej, słowacko-węgierskiej i słowacko-polskiej;

e) Single Day-Ahead Coupling Operations Agreement (**SDAC DAOA**) – umowa określająca zasady współpracy pomiędzy TSOs i NEMOs w związku z wdrożeniem jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC). Umowa obejmuje zasady współpracy w ramach fazy tymczasowej (Interim Phase) i docelowej (Enduring Phase);

f) Service Level Agreement for Joint Allocation Office services to Core CCR (Core JAO SLA) – Umowa pomiędzy JAO a Core TSOs na wykonywanie usług na rzecz Core CCR, m.in. wykonywanie zadań invoicing agent, funkcji contracting enity;

g) Capacity Management Module Common Service Provider Agreement (CMM CSPA) – umowa reguluje prawa i obowiązki stron w odniesieniu do zamówienia, stworzenia i korzystania operacyjnego z narzędzia CMM IT Solution – powierzenie tego zadania CEPS jako CSP (Common Service Provider);

h) Invoicing Service Agreement For The Mari Platform (MARI TIA) – umowa reguluje świadczenie przez JAO usług fakturowania dla transakcji podejmowanych w ramach Platformy MARI;

i) Invoicing Service Agreement For The Picasso Platform (Picasso TIA) – umowa reguluje świadczenie przez JAO usług fakturowania dla transakcji podejmowanych w ramach Platformy Picasso;

j) Invoicing Service Agreement For The IGCC Platform (IGCC TIA) – umowa reguluje świadczenie przez JAO usług fakturowania dla transakcji podejmowanych w ramach Platformy IGCC;

k) Agreement on Congestion Income Re-Distribution on Poland's interconnectors and sharing costs of remuneration of long term transmission rights, following Interim Market Coupling Project implementation – umowa z sąsiednimi OSP na redystrybucję przychodów oraz kosztów związanych z udostępnianiem transgranicznych zdolności przesyłowych.

l) Agreement on the transfer and co ownership of intellectual property rights relating to "libra software" (IPR Agreement) – umowa reguluje transfer autorskich praw majątkowych na OSP z projektu MARI oraz zasady współpracy w zakresie współwłasności narzędzia LIBRA.

5.2.4. TSO Security Cooperation (TSC)

PSE S.A. uczestniczą w pracach regionalnej inicjatywy Transmission System Operators Security Cooperation (TSC), powołanej w 2008 r., zrzeszającej obecnie 16 OSP z Europy Środkowej. OSP współpracują w ramach TSC na rzecz poprawy bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych w regionie TSC, w szczególności metod zapobiegania ograniczeniom sieciowym i stosowania środków zaradczych w sposób skoordynowany.

Zasady stosowania i rozliczania środków zaradczych w regionie TSC zostały uregulowane umową Agreement on Intermediate Phase of Multilateral Remedial Actions within TSC (Umowa Intermediate) z dnia 31.08.2015 r., pomiędzy: 50Hertz Transmission GmbH, Energinet.dk, Amprion GmbH, Austrian Power Grid AG, Elektro-Slovenija d.o.o., Swissgrid ag, TenneT TSO GmbH (Niemcy), TenneT TSO B.V. (Królestwo Niderlandów), TransnetBW GmbH, z późniejszymi aneksami. Od 2015 r. umowa była kilkukrotnie aktualizowana, ostatni raz w 2020 r.

5.2.5. Współpraca w ramach RSC / RCC

W celu polepszenia jakości współpracy międzyoperatorskiej w ramach inicjatywy TSC, 10 OSP z TSC powołało spółkę TSCNET Services GmbH (TSCNET) z siedzibą w Monachium. TSCNET rozpoczęła działalność operacyjną z dniem 1.05.2015 r. Obecnie udziałowcami TSCNET jest 16 OSP zrzeszonych

w TSC. Działalność TSCNET obejmuje usługi wsparcia OSP w procesach planowania operacyjnego, a także wsparcia przy opracowywaniu i wdrażaniu nowych procesów regionalnych.

Od 1.07.2022 r. TSCNET, w rozumieniu rozporządzenia 943/2019, jest jednym z Regionalnych Centrów Koordynacyjnych (ang. Regional Coordination Centers – RCCs), które zgodnie z ww. rozporządzeniem świadczy, wraz ze spółką CORESO, usługi dla OSP z Central SOR (ang. System Operation Region - region pracy systemu obejmujący swoim zasięgiem 3 CCRy: Core, NIB, SWE). RCC realizuje min. zadania w zakresie: skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych, skoordynowanych analiz bezpieczeństwa, tworzenia wspólnych modeli sieci, prognoz wystarczalności systemu na poziomie regionalnym sporządzanych w przedziałach czasowych od następnego tygodnia do co najmniej następnego dnia oraz przygotowywanie działań ograniczających ryzyko, regionalnej koordynacji planowania wyłączeń, określania wielkości rezerwy mocy na poziomie regionalnym, ułatwiania zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym oraz wsparcia oceny spójności planów obrony przed zagrożeniami oraz planów odbudowy systemu operatorów systemów przesyłowych. Swoje zadania RCC realizuje na podstawie i w zgodzie z metodami opracowanymi na podstawie kodeksów sieci i wytycznych.

W celu formalnego przekształcenia TSCNET i CORESO w RCC przeprowadzono prace nad dokumentami organizacyjnymi tych spółek (umowy spółki, regulaminy wewnętrzne) oraz nad dokumentem RCC Establishment Provisions, który stanowi podstawę do funkcjonowania RCC. Zostały one przedłożone do akceptacji regulatorów. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydał decyzję w przedmiotowej sprawie 30.06.2022 r. W IV kwartale 2022 r. prowadzone były ponadto prace nad aktualizacją umów serwisowych, na podstawie których TSCNET świadczy usługi na rzecz OSP zrzeszonych w ramach TSC – Basic Service Agreement (BSA) oraz „Coordinated Security Assessment Service Agreement" (CSA SA).

5.2.6. Funkcjonowanie fizycznych przesuwników fazowych i międzyoperatorskie działania zaradcze

Funkcjonowanie fizycznych przesuwników fazowych w latach 2021–2022

Instalacja i uruchomienie przesuwników fazowych (Phase Shifters – PST) na granicy Polsko – Niemieckiej wraz z rozbudową sieci KSE w zachodniej części kraju poprawiła warunki pracy KSE na tym obszarze. Dodatkowo proces ustalania nastaw PST w SE Mikułowa i Vierraden jest koordynowany ze stroną niemiecką w ramach regionalnego procesu planowania operacyjnego w dniu D-1 (tzw. procesu Day-Ahead Congestion Forecast (DACF) realizowanego pod nadzorem TSCNET) i następnie korygowane w ramach procesu Intraday Congestion Forecast (IDCF). Takie podejście powoduje, że PST nie są z góry ustawione na odpychanie energii wpływającej z Niemiec do Polski, ani na odpychanie energii wypływającej z Polski do Niemiec. Ewentualne zastosowanie możliwości regulacyjnych PST ma miejsce wyłącznie wtedy, jeśli jest to niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy granicy DE-PL.

W początkowym okresie funkcjonowania przesuwników można było mówić o ich niemal ciągłym wykorzystaniu; w ostatnich latach obserwuje się zmniejszenie ich użycia. Nadal jednak jest to znacząca liczba godzin w ciągu roku, i tak w okresie 2021-2022 wykorzystanie przesuwników, rozumiane jako ustawienie zaczepów w pozycji niezerowej (innej niż neutralna), miało miejsce w:

- 41% godzin pracy przesuwników w SE Mikułowa,
- 68% godzin pracy przesuwników w SE Vierraden.

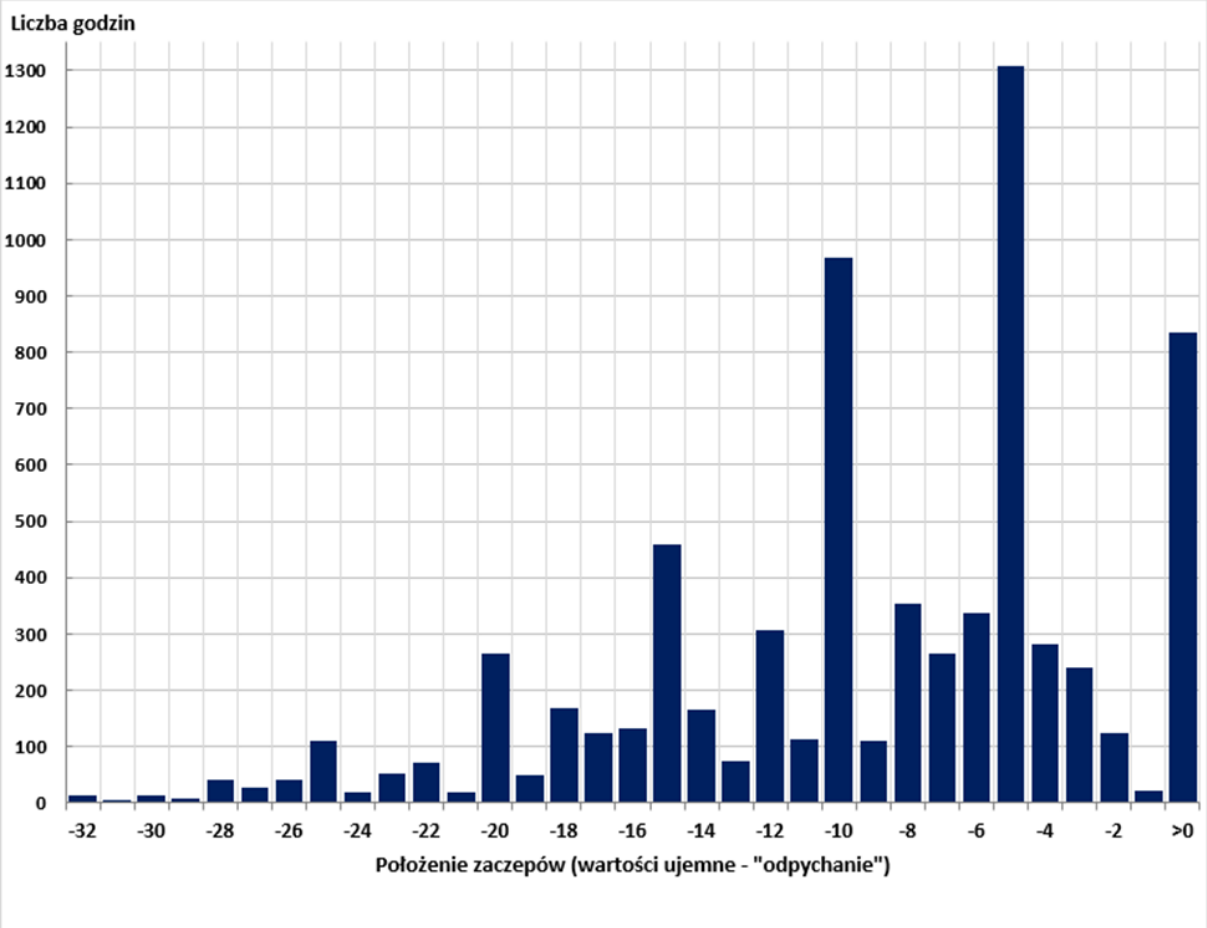
W wyniku regionalnych uzgodnień mających na celu usprawnienie procesu planowania operacyjnego oraz uzgadniania nastaw PST, począwszy od 22.06.2016 r., tj. od momentu uruchomienia PST, ich nastawy w pierwszej iteracji procesu DACF przyjmowane były na podstawie wyników niemieckiego procesu WAPP (Week Ahead Planning Process). Od początku 2022 r. wspomniane inicjalne wartości wyznaczane są już w samym procesie DACF przy łączeniu modeli poszczególnych operatorów do wspólnego modelu sieci.

Należy również podkreślić, że regionalny proces DACF, w którym ustalane są nastawy PST, jest realizowany już po zakończeniu procesu wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych (tzn. po zamknięciu tzw. rynku dnia następnego), a przewidywane przepływy na granicy DE-PL

uwzględniają przepływy handlowe wynikające z wykorzystania udostępnionych zdolności przesyłowych.

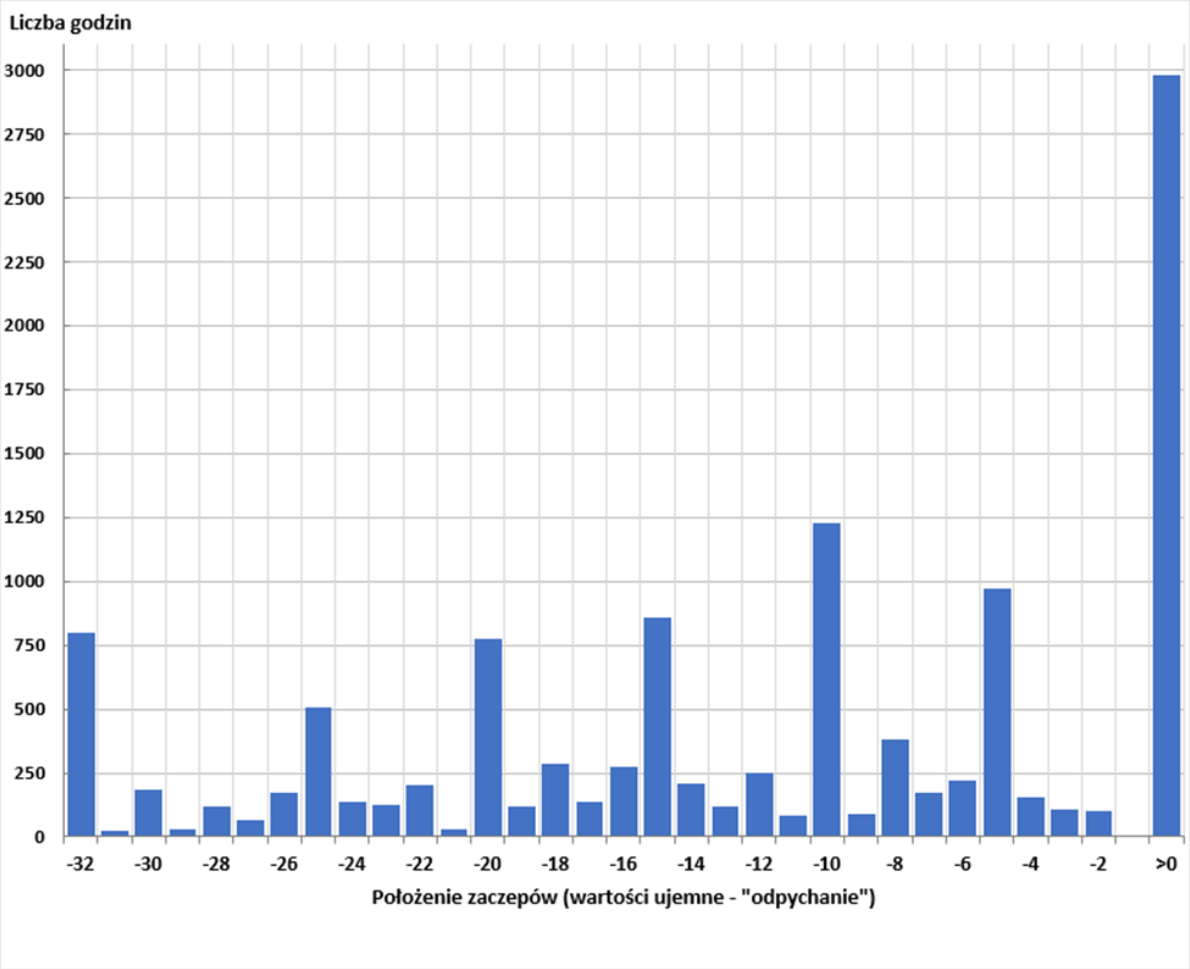
W dobie D-1 finalne nastawy wynikają z analiz wykonywanych w procesie IDCF i uwzględniają udostępnione w dobie D dodatkowe zdolności przesyłowe jak i wyniki ich alokacji.

Na rysunkach 5.1 i 5.2 pokazano histogramy niezerowego położenia zaczepów PST.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 5.1 Histogram niezerowego położenia zaczepów przesuwników w stacji Mikułowa w latach 2021-2022



Źródło: PSE S.A.

Rys. 5.2 Histogram niezerowego położenia zaczepów przesuwników w stacji Vierraden w latach 2021-2022

Międzyoperatorskie działania zaradcze

W latach 2021-2022, podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te w latach 2021-2022 obejmowały wyłącznie redispatching dwustronny – nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego (MRA). Skala redispatchingu dwustronnego z 50Hertz w 2022 r. była niższa pod względem wolumenu w stosunku do 2021 r., jednakże całkowity koszt redispatchingu (jak i koszt dla PSE S.A.) znacząco wzrósł co spowodowane było wzrostem cen wytwarzania energii elektrycznej związanym z kryzysem energetycznym w Europie. Skala redispatchingu dwustronnego z 50Hertz w latach 2021-2022 r. pokazana jest, w ujęciu miesięcznym, w tabelach 5.1 i 5.2.

Tab. 5.1 Zestawienie redispatchingu dwustronnego zrealizowanego na przekroju PSE S.A. / 50Hertz w poszczególnych miesiącach 2021 r.

Rok	Miesiąc	Redispatching dwustronny [MWh]		Koszt redispatchingu dwustronnego poniesiony przez PSE S.A. zgodnie z zasadami rozliczeń PST	Koszt całkowity redispatchingu dwustronnego poniesiony przez operatorów
		Eksport	Import	PLN *)	PLN *)
2021	styczeń	800	-	0	174 221
	luty	5 050	-	0	667 273
	marzec	400	-	0	4 910
	kwiecień	400	-	0	84 777
	maj	-	-	-	-
	czerwiec	-	-	-	-

	lipiec	-	-	-	-
	sierpień	-	-	-	-
	wrzesień	1 500	-	70 861	259 530
	październik	-	-	-	-
	listopad	-	-	-	-
	grudzień	-	-	-	-
Ogółem		**8 150**	-	**70 861**	**1 190 711**

**) Poszczególne wartości zaokrąglone do pełnych złotych*

Źródło: PSE S.A.

Tab. 5.2 Zestawienie redispatchingu dwustronnego zrealizowanego na przekroju PSE S.A. / 50Hertz w poszczególnych miesiącach 2022 r.

Rok	Miesiąc	Redispatching dwustronny [MWh]		Koszt redispatchingu dwustronnego poniesiony przez PSE S.A. zgodnie z zasadami rozliczeń PST	Koszt całkowity redispatchingu dwustronnego poniesiony przez operatorów
		Eksport	Import	PLN *)	PLN *)
2022	styczeń	-	-	-	-
	luty	-	-	-	-
	marzec	-	-	-	-
	kwiecień	-	-	-	-
	maj	3 700	-	945 152	1 890 304
	czerwiec	1 450	-	0	2 025 987
	lipiec	-	-	-	-
	sierpień	-	-	-	-
	wrzesień	-	-	-	-
	październik	-	-	-	-
	listopad	-	-	-	-
	grudzień	-	-	-	-
Suma		**5 150**	**-**	**945 152**	**3 916 291**

**) Poszczególne wartości zaokrąglone do pełnych złotych*

Źródło: PSE S.A.

5.3. Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej

5.3.1. Zarządzanie stroną popytową przez OSP – redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP

W okresie do 31.12.2020 r. OSP nabywał usługi redukcji zapotrzebowania „na polecenie OSP" (DSR - Demand Side Response) w ramach trzech programów: Programu Gwarantowanego, Programu Bieżącego oraz Programu Bieżącego Uproszczonego, przy czym Program Gwarantowany zapewniał gwarancję redukcji ze względu na płatności za gotowość, a potencjał strony popytowej zakontraktowany w umowach był oceniany na równoważność wytwarzania o mocy ok. 500 MW. Programy powyższe, uzupełnione możliwością bezpośredniego uczestnictwa przez odbiorców w mechanizmie bilansowania handlowego i składania ofert bilansujących na rynku bilansującym, stanowiły całość zarządzania stroną popytową do dnia 31.12.2020 r. Wszystkie ww. programy DSR dawały możliwości udziału odbiorców w procesie bilansowania systemu, poprzez redukcję mocy czynnej lub zdolność przesunięcia w czasie zużycia energii elektrycznej pobieranej z sieci elektroenergetycznej.

W związku z postanowieniem zawartym w pkt 16g Decyzji notyfikacyjnej Rynku Mocy (Decyzja Komisji Europejskiej z 07.02.2018 r. zatwierdzającej mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rynek mocy), począwszy od 2021 roku kontraktowanie usług w ramach Programu Gwarantowanego nie było już możliwe.

W związku z powyższym, od 2021 roku, wszystkie Programy DSR zostały zastąpione nową usługą redukcji poboru mocy przez odbiorców w KSE, którą jest Interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez odbiorców (IRP) nabywana przez OSP w ramach przetargu otwartego. Usługa IRP ma charakter elastyczny i dobrowolny. Dostawcy nie mają obowiązku przystąpienia do składania propozycji sprzedaży (złożenia ofert) dla produktów w odpowiedzi na wezwanie OSP do składania propozycji sprzedaży. Zgodnie z umowami, wyznaczana jest maksymalna jednostkowa cena netto

za redukcję poboru mocy, a w składanych ofertach dostawcy definiują szczegółowo oferowane produkty i ich parametry wraz z propozycją ceny jednostkowej. PSE S.A. uruchomiły 28.12.2020 r. postępowanie publiczne, w trybie przetargu nieograniczonego, na świadczenie usługi IRP, w wyniku którego usługa została pozyskana na okres od 01.04.2021 r. do 31.03.2022 r. Usługę IRP świadczyło sześciu Wykonawców: CMC Poland Sp. z o.o., Enel X Polska Sp. z o.o., Enspirion Sp. z o.o., Lerta S.A., Polenergia Obrót S.A. oraz Tauron Sprzedaż Sp. z o.o.

W 2022 roku PSE S.A. ustanowiły System Kwalifikowania Dostawców Usługi IRP w celu pozyskania umów na świadczenie usługi Interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez odbiorców na okres od 01.04.2022 r. do 31.03.2023 r. W ramach powyższego systemu, odbiorca może w każdym dniu przystąpić do systemu, poprzez odpowiednie zalogowanie na platformie i w ten sposób nabyć uprawnienia do składania ofert redukcji w sytuacji wezwania OSP. W wyżej wymienionym okresie usługę IRP świadczyło pięciu Dostawców: CMC Poland Sp. z o.o., Enel X Polska Sp. z o.o., Enspirion Sp. z o.o., Lerta JRM Sp. z o.o. oraz Tauron Sprzedaż Sp. z o.o.

System Kwalifikowania Dostawców Usługi IRP kontynuowany będzie po 31.03.2023 r.

Tak jak w okresie przed 2021 rokiem, odbiorcy posiadający sterowane odbiory mają również możliwość bezpośredniego uczestnictwa w mechanizmie bilansowania handlowego i składania ofert bilansujących na rynku bilansującym.

5.3.2. Bieżące operatorskie środki zaradcze

Bieżące operatorskie środki zaradcze poprawy bilansu wykorzystane są przez OSP w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE. Wykorzystanie tych działań jest ograniczone czasowo i bardzo niepewne, gdyż wynika z aktualnej sytuacji w systemie polskim i sąsiednich systemach połączonych z KSE. Do bieżących operatorskich środków zaradczych zaliczane są:

- **Odwołanie prac sieciowych powodujących zmniejszenie mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych i zmniejszone zdolności importowe wymiany równoległej**

W szczególnych sytuacjach Operator może odwołać prace sieciowe, powodujące ograniczenie wyprowadzenie mocy z elektrowni krajowych oraz dla zwiększenia zdolności importowych KSE.

- **Ogłoszenie okresu przywołania na rynku mocy**

OSP ogłasza okres przywołania na rynku mocy, jeżeli nadwyżka mocy dostępnej ponad wymaganą, określona zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 Ustawy Pe z dnia 10.04.1997 r., nie jest wystarczająca, przy czym OSP może nie ogłaszać okresu zagrożenia, jeżeli nadwyżka ta nie jest niższa o więcej niż 4 punkty procentowe od wielkości wymaganej i uzna, że nie ma zagrożenia dla pokrycia zapotrzebowania sieci.

- **Bieżące korzystanie z usługi generacji wymuszonej względami sieciowymi (GWS)**

OSP dokonując bilansowania produkcji z zapotrzebowaniem, ze względu na ograniczenia sieciowe, wydaje polecenia przywołania do pracy lub zwiększenia generacji jednostki wytwórczej nJWCD objętej umową GWS, celem zapewnienia prawidłowego funkcjonowania KSE. Zdolności wytwórcze nJWCD objęte umową GWS są również wykorzystywane przez OSP w sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

W 2021 r. obowiązywały Umowy GWS z następującymi podmiotami:

- PGNiG Termika S.A. (Elektrociepłownia Siekierki, Elektrociepłownia Żerań),
- Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (Elektrociepłownia Wrocław, Elektrociepłowni Czechnica),
- Veolia Energia Poznań S.A. (Elektrociepłownia Karolin),
- Veolia Energia Łódź S.A. (Elektrociepłownia Łódź 3, Elektrociepłownia Łódź 4),
- PGE Energia Ciepła S.A. (Elektrociepłownia Gdańska, Elektrociepłownia Gdyńska, Elektrociepłownia Kraków Łęg, Elektrociepłownia Bydgoszcz, Elektrociepłownia Lublin-Wrotków, Elektrociepłownia Rzeszów, Elektrociepłownia Pomorzany, Elektrownia Szczecin),

- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna).

W 2022 r. obowiązywały Umowy GWS z następującymi podmiotami:

- Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (Elektrociepłownia Wrocław, Elektrociepłownia Czechnica),
- Veolia Energia Poznań S.A. (Elektrociepłownia Karolin) (dawniej Veolia Energia Poznań ZEC S.A.),
- Veolia Energia Łódź S.A. (Elektrociepłownia Łódź 3, Elektrociepłownia Łódź 4),
- PGE Energia Ciepła S.A. (Elektrociepłownia Gdańska, Elektrociepłownia Gdyńska, Elektrociepłownia Kraków Łęg, Elektrociepłownia Bydgoszcz, Elektrociepłownia Lublin-Wrotków, Elektrociepłownia Rzeszów, Elektrociepłownia Pomorzany, Elektrownia Szczecin),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna),
- CEZ Skawina S.A.

Praca z przeciążeniem

Usługa ta jest świadczona na rzecz OSP przez zdolne do takiej pracy jednostki wytwórcze aktywne (JG_{wa}). Praca z przeciążeniem polega na prowadzeniu ruchu JG_{wa} z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej. Jest ona kontraktowana w ramach porozumień w sprawie warunków świadczenia usług systemowych.

Bieżące uzgadnianie pomocy awaryjnej - Operatorski import energii

OSP zawarł z zagranicznymi operatorami systemów elektroenergetycznych umowy, które pozwalają w szczególnych przypadkach, po wykorzystaniu wszystkich środków dostępnych w kraju, na operatorski import energii. Wielkość takiego importu jest jednak ograniczona oraz obarczona dużym ryzykiem braku dostępności niezbędnej mocy w systemach sąsiednich (np. niekorzystne warunki pogodowe powodujące problemy bilansowe mają przeważnie szerszy zasięg obszarowy). Na podstawie zebranych doświadczeń szacuje się, że możliwe do uzgodnienia w trybie operatorskim dostawy mocy z innych systemów mogą wynieść od 100 do 700 MW.

5.3.3. Pozostałe działania podejmowane dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw

W celu realizacji zadań w zakresie zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa pracy KSE, w tym dotrzymywania ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, OSP zawiera z Wytwórcami dysponującymi JWCD, porozumienia w sprawie warunków świadczenia usług systemowych. W ramach zawieranych porozumień, OSP uzyskuje dostęp do usługi uruchomienia jednostek wytwórczych, jak również Regulacyjnych Usług Systemowych (RUS), do których należy zaliczyć: udział w regulacji pierwotnej, udział w regulacji wtórnej, pracę z zaniżeniem lub z przeciążeniem oraz udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (ARNE). Powyższe usługi są świadczone przez Wytwórców na podstawie zawartych porozumień oraz na warunkach określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Porozumienia zawierane są na okresy roczne.

W latach 2021-2022 OSP posiadał zawarte Umowy o świadczenie usługi ARNE i usługi praca kompensatorowa z następującymi podmiotami:

- PGE Energia Odnawialna S.A. (Elektrownie wodne: Żarnowiec, Porąbka-Żar, Dychów i Solina),
- ENERGA Wytwarzanie S.A. (Elektrownia wodna Żydowo).

Dodatkowo w celu zapewnienia możliwości obrony i odbudowy zasilania KSE OSP zawiera Umowy o świadczenie usług systemowych w zakresie odbudowy KSE. W latach 2021-2022 OSP posiadał zawarte Umowy z następującymi podmiotami:

- Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. (Elektrownia wodna Niedzica),

- ENERGA Wytwarzanie S.A. (Elektrownia wodna Włocławek),
- TAURON Ekoenergia Sp. z o. o. (Elektrownia wodna Rożnów),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (Elektrociepłownia Nowa Sarzyna),
- PGE Energia Odnawialna S.A. (Elektrownia wodne: Żarnowiec, Dychów i Solina).

5.4. Nierynkowa redukcja generacji źródeł wiatrowych

W dniu 05.04.2021 r., w związku koniecznością zapewnienia możliwości zbilansowania KSE, niezbędne było użycie środka zaradczego w postaci nierynkowej redukcji generacji źródeł wiatrowych, w wielkości ok. 1 000 MW, w okresie od godziny 10:00 do godziny 14:00. Redukcję zastosowano jako ostateczny środek, po wyczerpaniu innych dostępnych dla OSP środków zaradczych. Konieczność redukcji wynikała z niskiego zapotrzebowania na moc w kraju i jednocześnie wysokiej generacji źródeł wiatrowych i fotowoltaiki. Nierynkowa redukcja generacji została wykonana na poleconym poziomie. Pozwoliło to na zbilansowanie KSE, w szczególności na uzyskanie niezbędnej regulacyjności w zakresie ujemnej rezerwy mocy. Podstawę formalną do dokonania przez OSP nierynkowej redukcji generacji stanowiły postanowienia Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485, a także Ustawy Pe oraz IRiESP. Zgodnie z postanowieniami art. 13 ust. 7 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, OSP powinien wypłacić rekompensatę finansową wytwórcom, których źródła wiatrowe zostały objęte redukcją. Rekompensata powinna pokryć utracone przychody wytwórców z powodu redukcji wytwarzania energii elektrycznej.

Ze względu na brak szczegółowych regulacji dotyczących kalkulacji ww. rekompensaty, PSE S.A. opracowały i uzgodniły z kontrahentami zasady udzielania i sposób kalkulacji rekompensat. Następnie, PSE S.A. zawarły 64 porozumienia (obejmujące 98 źródeł wiatrowych) regulujące ww. kwestie. Łączna wartość rekompensat wyniosła ok. 580 tys. zł.

Podkreślić należy, że przyjęte w ww. porozumieniach zasady zostały zaakceptowane przez rynek bez sprzeciwu i spodziewane jest wdrożenie ich do krajowych regulacji prawnych.

Podobna sytuacja miała miejsce w dniach 26, 27 i 31.12.2022 r. W tych dniach PSE S.A. wydały polecenia nierynkowej redukcji generacji źródeł wiatrowych, w wielkości ok. 11 600 MWh (moc redysponowania wynosiła od 400 do 800 MW dla pojedynczej godziny, łącznie redysponowanie zastosowano dla 18 godzin).

6. Planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej

Analiza przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej w kraju została sporządzona na podstawie danych PSE S.A. oraz danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska. W przypadku inwestycji będących dopiero na etapie planowania, posłużono się zestawieniem podmiotów ubiegających się o przyłączenie do Krajowej Sieci Przesyłowej, publikowanym przez PSE S.A., jak i informacjami, które zostały pozyskane przez OSP bezpośrednio od przedsiębiorstw energetycznych w wyniku przeprowadzonej ankietyzacji na przełomie 2022 i 2023 roku.

Analiza działań inwestycyjnych podejmowanych w celu modernizacji i rozbudowy majątku wytwórczego energetyki, stanowi istotny element oceny długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w szczególności możliwości równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Do największych jednostek wytwórczych energii elektrycznej oddanych w okresie ostatnich dwóch lat do użytku należy: blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Żerań o mocy 490 MW (netto) oraz blok na węgiel brunatny w Elektrowni Turów o mocy 446 MW (netto).

Obecnie w Polsce, realizowanych jest szereg przedsięwzięć w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej o dużej skali i kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Jeżeli budowane obecnie jednostki zostaną zrealizowane zgodnie z zakładanymi harmonogramami, oznaczać to będzie wprowadzenie do krajowego systemu w okresie do 2027 r., nowych źródeł konwencjonalnych o mocy 4427 MW (netto).

Z informacji pozyskanych przez PSE S.A. od przedsiębiorstw energetycznych w ramach przeprowadzonej ankietyzacji wynika, że do 2030 r. planowane są inwestycje w źródła wytwórcze spalające gaz ziemny o łącznej mocy elektrycznej ok. 8760 MW[22] (netto). Jednakże ze względu na wysoką niepewność i początkowy stopień zaawansowania, inwestycje o mocy ok. 2460 MW spośród planowanych 8760 MW, nie zostały uwzględnione w analizach wystarczalności zasobów wytwórczych w rozdziale 1.

Niezależnie od powyżej przedstawionych danych, ankietyzacją zostały objęte również elektrociepłownie zawodowe oraz wybrane elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe. Biorąc pod uwagę planowane do realizacji projekty o mocy od 2 MW wzwyż, do 2031 r. inwestorzy zadeklarowali ich łączną moc na poziomie 1542 MW. Są to projekty głównie oparte na spalaniu gazu, odpadów komunalnych i biomasy.

Jednym z kluczowych celów w odniesieniu do rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce, jest wdrożenie energetyki jądrowej. Na podstawie przyjętego przez Radę Ministrów Programu Polskiej Energetyki Jądrowej oraz Polityki energetycznej Polski do 2040 roku, zakłada się budowę pierwszego bloku o mocy ok. 1,3 GW do 2033 r.

Obok zakładanych inwestycji w duże bloki jądrowe, brane pod uwagę są również inwestycje w jednostki SMR, które mimo że nie są obecnie powszechnie wykorzystywane w sektorze energetycznym na świecie, to perspektywa rozwoju tej technologii jest obiecująca. Obserwowane obecnie rosnące zainteresowanie budową tego rodzaju reaktorów przez przedsiębiorstwa energetyczne w Polsce może sprawić, że wielkość mocy jądrowych zainstalowanych w systemie będzie znacznie wyższa od pierwotnych założeń.

Zgodnie z prognozami dotyczącymi „Scenariusza 3. do prekonsultacji na potrzeby aktualizacji KPEiK/PEP2040" podmioty sektora energetycznego rozważają ponad 20 lokalizacji, określając przybliżony potencjał inwestycyjny powyżej 25 reaktorów do 2035 r. i ponad 80 do 2040 r. Małe modułowe reaktory mogą stanowić stabilne i zeroemisyjne źródło energii elektrycznej, a dzięki pracy w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego oraz cechom regulacyjnym mogą uzupełniać pracę bloków wielkoskalowych.

[22] Moc osiągalna elektrowni gazowych na koniec 2022 r. wynosiła 3256 MW, co stanowiło około 5,5% ogółu mocy osiągalnej w KSE.

Polityka klimatyczno-energetyczna UE prowadzić będzie do tego, że w przyszłości znacznie większą rolę w systemie będą pełniły odnawialne źródła energii. Przy czym zakłada się, że w Polsce rozwój ten oparty będzie w dużym stopniu na farmach wiatrowych na morzu. Zgodnie z przyjętą w lutym 2021 r. przez Radę Ministrów PEP2040 r. moc zainstalowana energetyki wiatrowej na morzu osiągnie blisko 5,9 GW w 2030 r. Nowe prognozy oparte na planowanych projektach inwestycyjnych wskazują możliwość dynamicznego rozwoju tej gałęzi elektroenergetyki w kolejnych dekadach.

Rozwój energetyki odnawialnej wspierany będzie także energetyką słoneczną. Do końca 2022 r. według danych OSP, w systemie elektroenergetycznym moc zainstalowana źródeł fotowoltaicznych wzrosła do wartości 12 325 MW, z czego zdecydowaną większość stanowiły mikroinstalacje prosumenckie.

Z cyklicznie przygotowywanych przez Operatora Systemu Przesyłowego analiz wystarczalności zasobów wytwórczych wynika, że w pesymistycznym scenariuszu (nr 1) wcześniejszych odstawień źródeł wytwórczych potrzeba dodatkowo do końca 2030 r. blisko 5400 MW nowych stabilnych mocy, pracujących w systemie elektroenergetycznym, ponad inwestycje uwzględnione w analizach w rozdziale 1. (tj. 6,3 GW).

Konieczne jest zatem zwiększanie strony podażowej bilansu KSE, którą powinny stanowić krajowe konwencjonalne źródła wytwórcze o stabilnym profilu pracy, a krajowe źródła OZE powinny być rezerwowane źródłami o stabilnej generacji.

7. Zamierzenia inwestycyjne w okresie najbliższych co najmniej 5 lat, w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływające w sposób istotny na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz na zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych

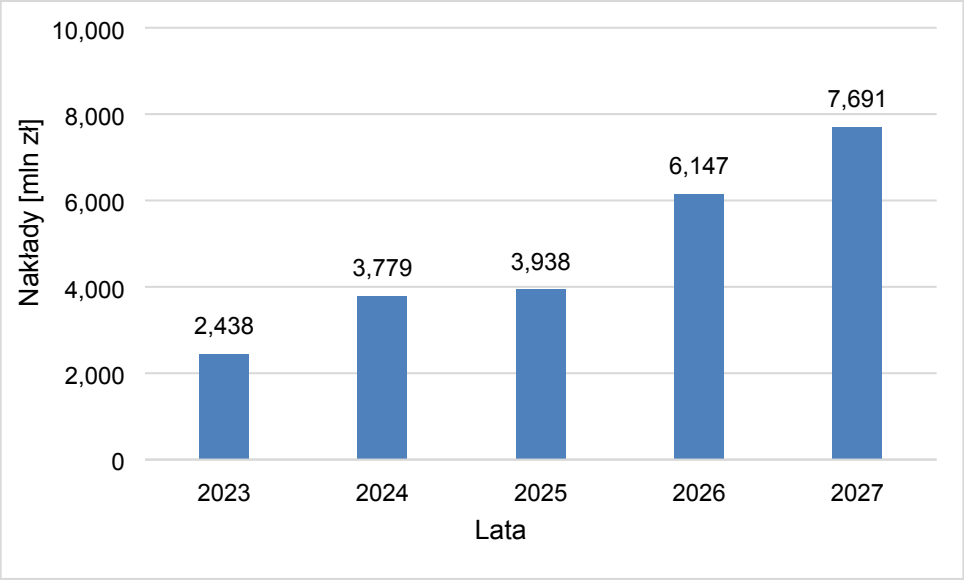
7.1. Rozwój sieci przesyłowej

Działalność inwestycyjna PSE S.A. w zakresie inwestycji rzeczowych polega na budowie, rozbudowie i modernizacji obiektów krajowej sieci przesyłowej (KSP) oraz niezbędnej infrastruktury towarzyszącej, zwłaszcza teleinformatycznej. Z uwagi na wykonywaną działalność gospodarczą, istniejący majątek oraz rodzaj realizowanych zadań inwestycyjnych (nowobudowane i modernizowane linie elektroenergetyczne oraz nowobudowane, rozbudowywane i modernizowane stacje elektroenergetyczne), inwestycje realizowane przez PSE S.A. charakteryzują się długim okresem przygotowania do realizacji oraz wieloletnim cyklem realizacji, zaś ich zasięg terytorialny dotyczy obszaru całego kraju, a także ma wymiar europejski.

Plany inwestycyjne polskiego operatora zostały określone w perspektywie średnio i długoterminowej w następujących dokumentach:

- **Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej (PRSP)** w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną obejmujący dziesięcioletni horyzont czasu.
- **Plan Zamierzeń Inwestycyjnych (PZI)** obejmujący okres pięcioletni. PZI podlega corocznej aktualizacji według zasad planowania kroczącego tzn. corocznie opracowywany jest plan na kolejny okres pięcioletni, którego pierwszy rok planistyczny stanowi Plan Inwestycji Rzeczowych (PIR).

PRSP na lata 2023-2032 został uzgodniony z prezesem URE w dniu 10.11.2022 r. Aktualne zamierzenia inwestycyjne przewidywane do realizacji w najbliższych latach, dotyczące działalności związanej z przesyłem energii elektrycznej, zostały ujęte w PZI na lata 2023-2027. Szacowane nakłady na zamierzenia ujęte w PZI wynoszą ok. 24 mld zł. Nakłady te w ujęciu rocznym przedstawiono na rys. 7.1.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 7.1 Roczne planowane nakłady inwestycyjne PSE S.A. [mln zł]

W latach 2023-2027 planuje się 181 zadań inwestycyjnych w zakresie budowy, rozbudowy i modernizacji stacji i linii elektroenergetycznych oraz dodatkowo 64 zamierzenia inwestycyjne do warunkowej lub późniejszej realizacji, dla których podjęcie inwestycji jest uzależnione m.in. od uwarunkowań systemowych oraz od decyzji podmiotów zewnętrznych w zakresie realizacji inwestycji po stronie inwestora.

W tabeli 7.1 zestawiono szczegółowy wykaz zamierzeń inwestycyjnych realizowanych, planowanych do realizacji, a także do warunkowej lub późniejszej realizacji przez PSE S.A. w latach 2023-2027.

Tab. 7.1 szczegółowy wykaz zamierzeń inwestycyjnych realizowanych, planowanych do realizacji, a także do warunkowej lub późniejszej realizacji przez PSE S.A. w latach 2023-2027

Lp.	**ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE**
	Inwestycje realizowane
1	Budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów wraz z rozbudową SE400 kV Stanisławów oraz SE 400/220/110 kV Ostrołęka wraz z wprowadzeniem do SE 400(220)/110 kV Wyszków
2	Budowa SE 400(220)/110 kV Wyszków
3	Przełączenie toru linii 400 kV Ostrołęka-Wyszków-Stanisławów pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV wraz z wymianą transformatora 220/110 kV w SE Wyszków na jednostkę 400/110 kV
4	Budowa SE 220/110 kV Praga (Żerań) wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Miłosna-Mory
5	Rozbudowa SE 220/110 kV Praga dla przyłączenia SE 110 kV /SN Golędzinów
6	Budowa linii 400 kV Kozienice-Miłosna
7	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Miłosna
8	Wymiana transformatora 400/110 kV wraz z dostosowaniem infrastruktury w SE 400/220/110 kV Miłosna
9	Rozbudowa i przebudowa SE 400/220/110 kV Kozienice /poprzednio 2 zadania: Modernizacja SE 400/220/110 kV Kozienice w zakresie rozdzielni 220 kV i 110 kV, Rozbudowa rozdzielni 400 kV w SE 400/220/110 kV Kozienice/
10	Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w SE 400/110 kV Siedlce Ujrzanów /poprzednia nazwa: Rozbudowa rozdzielni 400 kV w SE 400/110 kV Siedlce Ujrzanów dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Siedlce I i Siedlce II/
11	Rozbudowa SE 400/110 kV Ełk Bis wraz z przebudową SE 220/110 kV Ełk /włączony zakres zadania: Rozbudowa rozdzielni 400 kV w SE 400/110 kV Ełk Bis dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Ełk/
12	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE 400/110 kV Narew dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Turośń Kościelna
13	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Ostrołęka dla przyłączenia bloku w Elektrowni Ostrołęka
14	Budowa linii 400 kV Grudziądz-Płock/poprzednia nazwa: Przebudowa linii 400 kV Grudziądz-Płock na dwutorową linię 400 kV/
15	Budowa SE 220/110 kV Kutno wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Konin-Sochaczew
16	Budowa SE 400/220/110 kV Stryków wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec-Płock/Ołtarzew i linii 220 kV Janów-Ołtarzew
17	Budowa linii 400 kV Stryków – nacięcie linii Pątnów-Jasiniec
18	Budowa SE 400/110 kV w rejonie CPK wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec (Stryków)-Ołtarzew /poprzednia nazwa: Budowa SE 400/110 kV w rejonie CPK wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec (Stryków)-Ołtarzew (zasilanie PT CPK)/
19	Rozbudowa i modernizacja SE 400/220/110 kV Polkowice
20	Modernizacja SE 220/110 kV Żukowice
21	Budowa linii 400 kV Mikułowa-Czarna
22	Rozbudowa SE 400/110 kV Pasikurowice w związku z wprowadzeniem linii 400 kV i wymianą transformatora 400/110 kV
23	Budowa linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice wraz z rozbudową SE 400/220/110 kV Świebodzice i SE 400/220/110 kV Mikułowa
24	Modernizacja linii 220 kV Mikułowa-Leśniów
25	Modernizacja linii 220 kV Świebodzice-Ząbkowice
26	Przebudowa linii 400 kV Pasikurowice-Dobrzeń-Trębaczew-Joachimów
26.1	Budowa linii 400 kV relacji Dobrzeń – nacięcie linii Pasikurowice-Ostrów
26.2	Budowa linii 400 kV relacji Trębaczew – nacięcie linii Joachimów (Rokitnica)-Wielopole
26.3	Rozbudowa i modernizacja SE 400/110 kV Rokitnica
27	Wymiana 4 słupów linii 400 kV Joachimów-Trębaczew
28	Modernizacja SE 220/110 kV Boguszów
29	Budowa SE 220/110 kV Żagań wraz z wprowadzeniem linii 220 kV
30	Modernizacja SE 220/110 kV Leszno Gronowo - etap II /włączony zakres zadania: Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE 220/110 kV Leszno Gronowo dla przyłączenia FW Miejska Górka/
31	Podwieszenie drugiego toru 400 kV na linii Ostrów-Kromolice wraz z rozbudową SE 400/110 kV Ostrów i SE 400/110 kV Kromolice
32	Budowa linii 400 kV Baczyna-Krajnik
33	Budowa SE 400/220/110 kV Baczyna wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Krajnik-Plewiska oraz linii 220 kV Krajnik-Gorzów
34	Budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska

Lp.	**ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE**
35	Budowa linii 400 kV Krajnik-Baczyna na przedpolu SE Baczyna
36	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Plewiska
37	Modernizacja SE 400/220/110 kV Plewiska w zakresie rozdzielni 110 kV
38	Rozbudowa i modernizacja rozdzielni 220 kV w SE 400/220/110 kV Pątnów /włączony zakres 2 zadań: Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE 400/220/110 kV Pątnów dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Mieczysławów, Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE 400/220/110 kV Pątnów dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Bochlewo/
39	Budowa linii 220 kV Pomorzany – nacięcie linii Krajnik-Glinki
40	Rozbudowa SE 110 kV Pomorzany o rozdzielnię 220 kV
41	Przebudowa linii 220 kV Krajnik-Glinki
42	Modernizacja linii 400 kV: Krajnik-Morzyczyn, Morzyczyn-Dunowo oraz Krajnik-Baczyna na odcinku wykorzystującym istniejącą linię 400 kV Krajnik-Plewiska
43	Modernizacja linii 220 kV Krajnik-Gorzów na odcinku Baczyna-Gorzów
44	Rozbudowa SE 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia dwóch bloków gazowo-parowych Elektrowni Dolna Odra
45	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w SE 400/220 kV Krajnik dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Banie 2
46	Modernizacja SE 400/220/110 kV Morzyczyn
47	Modernizacja SE 220/110 kV Gorzów
48	Modernizacja SE 220/110 kV Adamów /włączony zakres 3 zadań: Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE 220/110 kV Adamów dla przyłączenia źródeł w Elektrowni spalinowej w Turku, Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE 220/110 kV Adamów dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Przykona, Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE 220/110 kV Adamów dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kamionka/
49	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE 400/110 kV Kromolice dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Młodzikowo
50	Rozbudowa SE 400(220)/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej oraz przełączeniem toru linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo-Gdańsk I i Piła Krzewina-Żydowo Kierzkowo na napięcie 400 kV
51	Dostosowanie SE 400(220)/110 kV Żydowo Kierzkowo wraz z wprowadzeniem linii 220 kV ze SE Piła Krzewina i SE Dunowo
52	Rozbudowa SE 400 kV Gdańsk Przyjaźń wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej /włączony zakres zadania: Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE 400/220/110 kV Gdańsk I dla przyłączenia linii 110 kV ENERGA-OPERATOR SA/
53	Rozbudowa SE 400/110 kV Pelplin wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
54	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Pątnów wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów /włączony zakres zadania: Przebudowa rozdzielni 110 kV w SE 400/220/110 kV Pątnów dla przyłączenia FW i instalacji fotowoltaicznej Sławoszewek/
55	Rozbudowa i modernizacja SE 400/110 kV Żarnowiec
56	Modernizacja linii 400 kV Słupsk-Żarnowiec z budową odcinka linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Słupsk-Żarnowiec
57	Modernizacja linii 400 kV Żarnowiec-Gdańsk I/Gdańsk Przyjaźń-Gdańsk Błonia
58	Budowa dwutorowej linii 400 kV Gdańsk Błonia-Olsztyn Mątki/poprzednia nazwa: Przebudowa linii 400 kV Gdańsk Błonia-Olsztyn Mątki na dwutorową linię 400 kV/
59	Rozbudowa SE 400/110 kV Gdańsk Błonia wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej /włączony zakres zadania: Rozbudowa SE 400/110 kV Gdańsk Błonia dla przyłączenia bloku gazowo-parowego Elektowni Gdańsk/
60	Budowa SE 400 kV Choczewo
61	Budowa linii 400 kV Choczewo – nacięcie linii Gdańsk Błonia-Grudziądz Węgrowo
62	Budowa linii 400 kV Gdańsk Przyjaźń-Choczewo
63	Przebudowa linii 400 kV Choczewo-Żarnowiec na dwutorową linię 400 kV (Budowa linii 400 kV Choczewo-Żarnowiec)
64	Budowa linii 220 kV Olsztyn Mątki-Olsztyn I wraz z przełączeniem toru linii 400 kV Olsztyn Mątki-Olsztyn I-Ostrołęka pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV
65	Budowa nowej SE 220/110 kV w rejonie Warszawy wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Mory-Kozienice/Piaseczno
66	Modernizacja linii 220 kV Janów-Rogowiec, Rogowiec-Piotrków
67	Modernizacja linii 220 kV Rogowiec-Pabianice
68	Modernizacja linii 220 kV Janów-Zgierz-Adamów - etap II
69	Modernizacja istniejących i instalacja nowych przewodów odgromowych OPGW na wybranych liniach 220 kV i 400 kV - etap II (pakiet III)
70	Budowa systemu monitorowania pracy systemu elektroenergetycznego typu WAMS
71	Wymiana transformatorów wraz z dostosowaniem infrastruktury w SE 220/110 kV Olsztyn I
72	Modernizacja SE 220/110 kV Toruń Elana
73	Rozbudowa SE 220/110 kV Sochaczew
74	Modernizacja SE 220/110 kV Zamość
75	Rozbudowa SE 220/110 kV Stalowa Wola wraz z instalacją transformatora 220/110 kV
76	Modernizacja SE 400/220/110/15 kV Połaniec
77	Modernizacja linii 220 kV Połaniec-Chmielów tor II
78	Modernizacja linii 220 kV Abramowice-Puławy

Lp.	**ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE**
79	Modernizacja SE 400/110 kV Krosno Iskrzynia /włączony zakres zadania: Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE 400/110 kV Krosno Iskrzynia dla przyłączenia linii 110 kV PGE Dystrybucja S.A./
80	Rozbudowa i modernizacja SE 750/400/110 kV Rzeszów wraz z instalacją urządzeń do kompensacji mocy biernej
81	Budowa SE 400/110 kV Jarosław wraz z wprowadzeniem linii Rzeszów-Chmielnicka przełączonej na napięcie 400 kV
82	Budowa linii 400 kV Chełm-Lublin Systemowa
83	Rozbudowa SE 220/110 kV Chełm
84	Rozbudowa SE 400/110 kV Lublin Systemowa
85	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w SE 220/110 kV Radkowice
86	Modernizacja SE 220/110 kV Rożki
87	Rozbudowa i modernizacja SE 400/220/110 kV Wielopole
88	Modernizacja SE 220/110 kV Konin /włączony zakres zadania: Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w SE 220/110 kV Konin/
89	Budowa linii 220 kV Konin – nacięcie linii Pątnów-Podolszyce wraz z rozbudową SE 220/110 kV Konin
90	Rozbudowa i modernizacja SE 220/110 kV Aniołów
91	Budowa linii 220 kV Aniołów – nacięcie linii Rogowiec-Joachimów
92	Rozbudowa i modernizacja SE 400/220 kV Joachimów
93	Modernizacja SE 400/220 kV Rogowiec
94	Rozbudowa i modernizacja SE 400/110 kV Tucznawa
95	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Rogowiec-Joachimów, Rogowiec-Tucznawa (Joachimów)
96	Modernizacja SE 220/110 kV Wrzosowa
97	Modernizacja SE 220/110 kV Kędzierzyn
98	Modernizacja SE 220/110 kV Wanda
99	Wymiana transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w SE 220/110 kV Siersza
100	Modernizacja linii 400 kV Krosno Iskrzynia-Lemešany
101	Budowa linii 220 kV Nysa – nacięcie Ząbkowice-Groszowice wraz z budową SE 220/110 kV Nysa
102	Budowa linii 220 kV Podborze – nacięcie Kopanina-Liskovec, Podborze – nacięcie Bujaków-Liskovec, Podborze – nacięcie Bieruń-Komorowice, Podborze – nacięcie Czeczott-Moszczenica i linii 400 kV Podborze – nacięcie Nosovice-Wielopole, Podborze – nacięcie Dobrzeń-Albrechtice wraz z budową SE 400/220/110 kV Podborze
103	Modernizacja linii 400 kV Rzeszów-Krosno Iskrzynia
104	Modernizacja linii 220 kV Jamki-Łagisza
105	Przebudowa linii 220 kV Byczyna-Poręba, Poręba-Czeczott /poprzednia nazwa: Przebudowa linii 220 kV Byczyna-Poręba, Poręba-Czeczott wraz z modernizacją SE 220/110 kV Poręba/
106	Modernizacja SE 220/110 kV Łośnice
107	Modernizacja SE 220/110 kV Halemba
108	Rozbudowa systemu monitorowania jakości energii elektrycznej
109	Modernizacja układów pomiarowo-rozliczeniowych JWCD oraz potrzeb ogólnych elektrowni
110	Dostosowanie infrastruktury SE do instalacji transformatorów
111	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej - etap 1 /poprzednia nazwa: Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej w obiektach PSE S.A. - etap 1/
112	Budowa połączenia kablowego HVDC Polska-Litwa
113	Modernizacja stacji przekształtnikowej AC/DC Słupsk
114	Budowa połączenia HVDC północ-południe /poprzednio 3 zadania: Budowa linii HVDC Północ-Południe Budowa SE AC/DC Północ wraz z powiązaniem z KSE Budowa SE AC/DC Południe wraz z powiązaniem z KSE/
115	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej w SE: Narew, Olsztyn Mątki, Ostrów, Rzeszów, Siedlce Ujrzanów, Tarnów
116	Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej - etap II
117	Modernizacja populacji transformatorów - etap V
118	Modernizacja populacji transformatorów - etap VI
119	Modernizacja populacji transformatorów - etap VII
120	Modernizacja populacji transformatorów - etap VIII
121	Budowa linii 400 kV Piła Krzewina-Plewiska
122	Rozbudowa rozdzielni 400 kV i 110 kV w SE 400/220/110 kV Dunowo wraz z instalacją transformatorów 400/110 kV
123	Budowa linii 400 kV Dunowo-Żydowo Kierzkowo-Piła Krzewina
124	Rozbudowa i modernizacja SE Piła Krzewina
125	Przełączenie toru linii 400 kV Piła Krzewina-Plewiska pracującego na napięciu 220 kV na napięcie 400 kV wraz z dostosowaniem SE Piła Krzewina

Lp.	**ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE**
126	Przełączenie linii 220 kV Piła Krzewina-Bydgoszcz Zachód-Jasiniec na napięcie 400 kV wraz z dostosowaniem SE Bydgoszcz Zachód do pracy na napięciu 400 kV /poprzednia nazwa: Przełączenie linii 220 kV Piła Krzewina-Bydgoszcz Zachód-Jasiniec-Grudziądz Węgrowo na napięcie 400 kV wraz z dostosowaniem SE Bydgoszcz Zachód do pracy na napięciu 400 kV/
127	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Jasiniec wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV oraz przełączeniem linii 220 kV Jasiniec-Grudziądz Węgrowo na napięcie 400 kV /poprzednia nazwa: Rozbudowa SE 400/220/110 kV Jasiniec wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV i urządzeń do kompensacji mocy biernej oraz utworzeniem relacji liniowej 220 kV Grudziądz Węgrowo-Bydgoszcz Zachód/
128	Modernizacja linii 400 kV Dunowo-Słupsk
129	Budowa SE 400 kV Krzemienica z wprowadzeniem linii 400 kV Dunowo-Słupsk i linii 400 kV Słupsk-Żydowo Kierzkowo
130	Rozbudowa SE 400/110 kV Słupsk dla przyłączenia MFW Bałtyk Środkowy i MFW Bałtyk Środkowy II
131	Budowa nowej SE 400/110 kV w rejonie Trójmiasta wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Żydowo Kierzkowo-Gdańsk Przyjaźń
132	Budowa nowej SE 400 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) oraz linii zasilającej z SE Żarnowiec /poprzednio 2 zadania: Budowa nowej SE 110 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) - etap I, Budowa nowej SE 400/110 kV na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) - etap II/
133	Budowa dwóch linii 400 kV od nowej SE na obszarze Pomorza Gdańskiego (Elektrownia Jądrowa) do nowej SE w rejonie Trójmiasta
134	Budowa linii 400 kV nowa SE w rejonie Trójmiasta – nacięcie linii Grudziądz Węgrowo-Jasiniec
135	Dostosowanie obiektów i urządzeń do wymogów Rozporządzenia Komisji UE z dnia 24.11.2017 r. dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemu elektroenergetycznego (NC ER)
	Inwestycje planowane
136	Budowa linii 220 kV Siekierki – nacięcie linii Piaseczno-Mory
137	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Grudziądz Węgrowo-Toruń Elana
138	Budowa nowej SE 400(220)/110 kV w rejonie Torunia z rozdzielnią 400 kV czasowo pracującą na napięciu 220 kV
139	Budowa linii 220 kV od SE w rejonie Torunia do nacięcia linii 220 kV Grudziądz Węgrowo-Toruń Elana
140	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Włocławek Azoty-Toruń Elana
141	Budowa linii 400 kV od SE w rejonie Torunia do nacięcia linii 400 kV Grudziądz Węgrowo-Płock wraz z rozbudową rozdzielni 400 kV i 110 kV w SE w rejonie Torunia
142	Budowa linii 400 kV od SE w rejonie Torunia do nacięcia linii 400 kV Grudziądz Węgrowo-Jasiniec wraz z rozbudową rozdzielni 400 kV w SE w rejonie Torunia
143	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Olsztyn I-Włocławek Azoty
144	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Adamów-Konin tor I i tor II
145	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Rogowiec-Płock
146	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Rogowiec-Ołtarzew
147	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Płock-Ołtarzew
148	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Joachimów-Łośnice
149	Rozbudowa i modernizacja SE 400/110 kV Ostrowiec
150	Modernizacja SE 220/110 kV Chmielów
151	Budowa linii 400 kV Kozienice-nowa SE w rejonie Stalowej Woli
152	Budowa linii 220 kV od nowej SE w rejonie Stalowej Woli do SE Stalowa Wola
153	Budowa linii 400 kV Połaniec-nowa SE w rejonie Stalowej Woli wraz z rozbudową SE Połaniec i nowej SE w rejonie Stalowej Woli
154	Dostosowanie i przełączenie linii 750 kV do pracy na napięciu 400 kV /poprzednia nazwa: Dostosowanie i przełączenie linii 750 kV do pracy na napięciu 400 kV wraz z niezbędnymi pracami w SE 750/400/110 kV Rzeszów/
155	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w SE Rzeszów oraz wprowadzenie linii Rzeszów-Jarosław-Chmielnicka pracującej na napięciu 400 kV /poprzednia nazwa: Modernizacja SE 750/400/110 kV Rzeszów w zakresie rozdzielni 750 kV/
156	Modernizacja SE 220/110 kV Boguchwała
157	Rozbudowa SE 400/220 kV Byczyna o rozdzielnię 110 kV
158	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Łagisza dla przyłączenia bloku gazowo-parowego w Elektrowni Łagisza
159	Modernizacja SE 220/110 kV Komorowice
160	Budowa linii 400 kV Świebodzice-Ząbkowice-Dobrzeń wraz z rozbudową SE 220/110 kV Ząbkowice o rozdzielnię 400 kV
161	Budowa nowej SE 400/110 kV w rejonie Legnicy wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Mikułowa-Pasikurowice oraz Czarna-Pasikurowice /poprzednia nazwa: Budowa nowej SE 400/110 kV w rejonie Legnicy wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Mikułowa-Pasikurowice/
162	Budowa nowej SE 400/110 kV w rejonie Opola wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Dobrzeń-Pasikurowice
163	Budowa nowej SE 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów
164	Rozbudowa SE 400/110 kV Żarnowiec dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kartoszyno
165	Modernizacja SE 400/220/110 kV Morzyczyn - etap II
166	Budowa zasobów mocy w KSE
167	Program modernizacji urządzeń obwodów wtórnych na stacjach - etap I
168	Wymiana przewodów odgromowych na wybranych liniach 220 kV i 400 kV - etap I
169	Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej - etap 2 /poprzednia nazwa: Modernizacja układów pomiarowych energii elektrycznej w obiektach PSE S.A. - etap 2/

Lp.	**ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE**
170	Rozbudowa oraz modernizacja Systemu Ochrony Technicznej dla SE NN: Mory, Kromolice, Cieplice, Adamów, Kopanina, Groszowice, Stalowa Wola, Płock, Ostrołęka, Siedlce Ujrzanów, Janów, Słupsk AC, Gdańsk I, Ząbkowice, Świebodzice, Wrocław, Ostrów, Jamki, Lubocza, Siersza, Moszczenica, Chmielów, Abramowice, Radkowice, Kozienice (zaplecze magazynowe PSE S.A.)
171	Modernizacja transformatorów 400/110 kV w SE 400/110 kV Żarnowiec i SE 400/110 kV Dobrzeń
172	Modernizacja linii kablowych 6 kV oraz układu zasilania potrzeb własnych w SE 400/110 kV Żarnowiec
173	Wymiana dławików aktywnych typu ConTune wraz z aparaturą towarzyszącą na filtry pasywne w SE Słupsk DC
174	Budowa zbiorników do celów przeciwpożarowych w SE 220/110 kV Bieruń i SE 220/110 kV Katowice oraz modernizacja odwodnienia terenu SE 220/110 kV Bieruń
175	Modernizacja stałych urządzeń gaśniczych transformatorów sieciowych w SE 400/110 kV Dobrzeń /poprzednia nazwa: Przystosowanie do standardów technicznych stałych urządzeń gaśniczych transformatorów sieciowych w SE 400/110 kV Dobrzeń oraz SE 400/110 kV Trębaczew/
176	Program modernizacji wyłączników
177	Budowa drogi dojazdowej do SE 400/110 kV Czarna
178	Modernizacja wybranych jednostek transformatorowych
179	Modernizacja wyposażenia jednostek transformatorowych
180	Modernizacja systemów SSiN w celu zapewnienia zdalnego sterowania uziemnikami z ośrodków nadrzędnych CN/RCN
181	Wymiana części składowych, dodatkowych i peryferyjnych
	Wykaz zamierzeń inwestycyjnych przewidzianych do warunkowej lub późniejszej realizacji
182	Budowa SE 220/110 kV Siekierki
183	Budowa linii 220 kV Siekierki-Miłosna
184	Modernizacja SE 400/110 kV Mościska
185	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Ołtarzew-Mory tor II
186	Rozbudowa SE 400/110 kV Lublin Systemowa dla przyłączenia bloku Elektrowni Łęczna
187	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w SE 400/220/110 kV Kozienice dla przyłączenia magazynu energii elektrycznej Kozienice
188	Modernizacja SE 400/220 kV Kielce
189	Rozbudowa SE 400/110 kV Dobrzeń wraz z instalacją autotransformatora 400/110 kV
190	Rozbudowa SE 220/110 kV Blachownia wraz z wprowadzeniem linii 220 kV Groszowice-Kędzierzyn
191	Rozbudowa i modernizacja SE 400/110 kV Tarnów
192	Budowa linii 400 kV Dobrzeń-Blachownia-Wielopole wraz z rozbudową SE Blachownia o rozdzielnię 400 kV
193	Budowa linii 2 × 400 + 220 kV Byczyna-Podborze
194	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Byczyna-Tucznawa
195	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Moszczenica-Czeczott (Podborze)
196	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Groszowice-Ząbkowice
197	Rozbudowa SE 220/110 kV Kopanina dla przyłączenia Zakładów RE Alloys
198	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Wielopole-Moszczenica
199	Budowa SE 400/110 kV Zielona Góra wraz z instalacją transformatora 400/110 kV oraz wprowadzeniem linii 400 kV Polkowice-Baczyna/Plewiska
200	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Baczyna w związku z instalacją drugiego transformatora 400/110 kV
201	Rozbudowa rozdzielni 110 kV w SE 400/220/110 kV Baczyna dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Lubno-III
202	Budowa nowej SE 400/110 kV w rejonie Poznania wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Piła Krzewina-Plewiska lub Baczyna-Plewiska
203	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia FW Mikułowa
204	Budowa linii 400 kV od SE Polkowice do nacięcia toru linii 400 kV Baczyna-Plewiska
205	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Mikułowa-Cieplice
206	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Krajnik-Morzyczyn
207	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Pątnów-Konin
208	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Pomorzany-Krajnik
209	Rozbudowa SE Gdańsk I o rozdzielnię 400 kV wraz z instalacją dwóch transformatorów 400/110 kV
210	Rozbudowa rozdzielni 400 kV w SE 400/110 kV Pelplin w celu przyłączenia Elektrowni Północ
211	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo dla przyłączenia bloku nr 2 w Elektrowni Grudziądz
212	Instalacja transformatora 400/110 kV w SE 400/110 kV Słupsk w związku z przyłączeniem farm wiatrowych
213	Przebudowa jednotorowej linii 400 kV Gdańsk Błonia-Olsztyn Mątki
214	Modernizacja (przebudowa) linii 220 kV Pątnów-Włocławek Azoty
215	Instalacja transformatora wraz z dostosowaniem infrastruktury w SE 400/110 kV Ostrów
216	Budowa linii 400 kV Byczyna – nacięcie linii Tucznawa-Skawina wraz z rozbudową SE 400/220/110 kV Byczyna

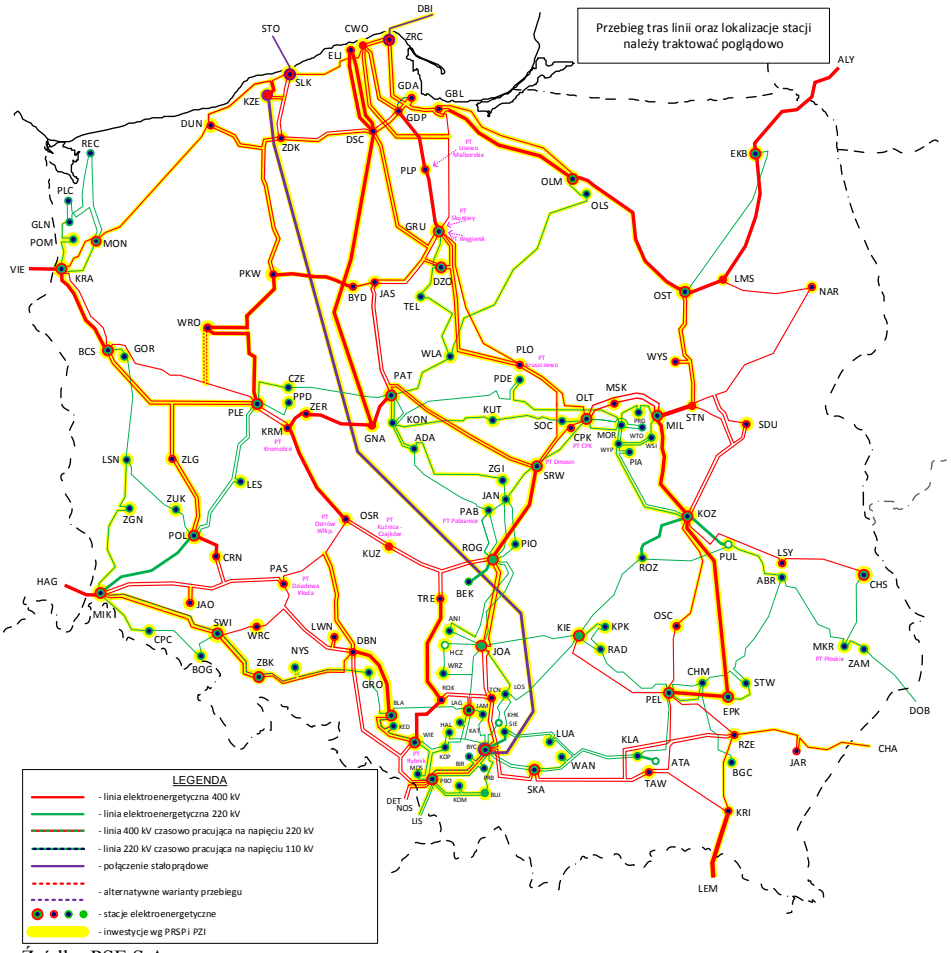
Lp.	ZAMIERZENIE INWESTYCYJNE
217	Zakup i montaż urządzeń do gospodarki mocą bierną wspierających zarządzanie stabilnością KSE /poprzednia nazwa: Zakup i montaż urządzeń do kompensacji mocy biernej - etap III/
218	Rozbudowa stacji NN na potrzeby instalacji urządzeń do kompensacji mocy biernej (etap III)
219	Modernizacja populacji transformatorów - etap IX
220	Likwidacja ograniczeń aparaturowych na wybranych liniach NN
221	Rozbudowa połączeń transgranicznych
222	Budowa rozdzielni 400 kV w nowej SE w rejonie Stalowej Woli wraz z budową pola 220 kV dla transformatora 400/220 kV oraz wyposażeniem pól rozdzielni 110 kV dla transformatora 400/110 kV
223	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Stryków dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Dmosin)
224	Rozbudowa SE 220/110 kV Pabianice dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Pabianice)
225	Budowa SE 400 kV w rejonie Złoczewa wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Rogowiec/Trębaczew-Ostrów (zasilanie PT Kuźnica - Czajków)
226	Rozbudowa SE 400/110 kV Ostrów dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Ostrów Wlkp.)
227	Rozbudowa SE 400/110 kV Kromolice dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Kromolice)
228	Rozbudowa SE 400/110 kV Pasikurowice dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Dziadowa Kłoda)
229	Rozbudowa SE 400/110 kV Płock dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Kruszczewo)
230	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Grudziądz dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Węgiersk)
231	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Grudziądz dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Skurgwy)
232	Rozbudowa SE 400/110 kV Pelplin dla wprowadzenia linii abonenckiej 400 kV (zasilanie PT Lisewo Malborskie)
233	Rozbudowa SE 220/110 kV Mokre dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Płoskie)
234	Rozbudowa SE 400/220/110 kV Wielopole dla wprowadzenia linii abonenckiej 220 kV (zasilanie PT Rybnik)
235	Budowa linii 400 kV nowa SE w rejonie Trójmiasta - nowa SE w rejonie Konina
236	Budowa nowej SE 400 kV w rejonie Konina wraz z wprowadzeniem linii 400 kV Kromolice-Pątnów
237	Modernizacja (przebudowa) linii 400 kV Kozienice-Ostrowiec
238	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE 220/110 kV Leśniów dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Niedźwiedź
239	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE 220/110 kV Leśniów dla przyłączenia farmy fotowoltaicznej Dąbie
240	Rozbudowa rozdzielni 220 kV w SE 4 00/220/110 kV Świebodzice dla przyłączenia farmy wiatrowej Udanin
241	Modernizacja linii 400 kV Krajnik-Morzyczyn-Dunowo w zakresie wymiany OPGW
242	Dostosowanie układów regulacji napięcia ARST w SE w celu współpracy z układami regulacji FW lub instalacjami fotowoltaicznymi
243	Modernizacja wybranych SE w zakresie bezprzewodowej łączności głosowej i rejestracji rozmów ruchowych
244	Uruchomienie węzła teletransmisyjnego w nowej lokalizacji RCPD
245	Uruchomienie infrastruktury LAN/WAN w nowej lokalizacji RCPD

Źródło: PSE S.A.

Schemat planowanej sieci przesyłowej na rok 2036 przedstawiono na rys. 7.2.

Realizacja inwestycji, ujętych w PZI na lata 2023-2027 pozwoli na:

1) stworzenie warunków umożliwiających współpracę źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych parametrach ich pracy,
2) zwiększenie pewności zasilania obszarów metropolii poprzez strukturalne zmiany układów zasilania w newralgicznych obszarach kraju,
3) wzmocnienie roli sieci przesyłowej w KSE poprzez stopniowe zdejmowanie funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV,
4) zwiększenie możliwości ruchowych w KSE,
5) zwiększenie zdolności regulacji napięć,
6) wyprowadzenie mocy z przyłączanych źródeł,
7) rozbudowę połączeń transgranicznych w celu rozwoju wspólnotowego rynku energii elektrycznej.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 7.2 Schemat sieci przesyłowej na podstawie realizacji zadań ujętych w PRSP i PZI

7.2. Stan obecny połączeń transgranicznych

Obecnie Krajowa Sieć Przesyłowa pracuje:

- synchronicznie z systemami krajów Europy kontynentalnej ENTSO-E,
- asynchronicznie z systemem szwedzkim poprzez kabel podmorski prądu stałego,
- asynchronicznie z systemem litewskim poprzez wstawkę prądu stałego,
- asynchronicznie z systemem ukraińskim na polskiej granicy wschodniej.

Aktualny stan połączeń transgranicznych sieci przesyłowej przedstawia się następująco:

- Polska – Niemcy:
  - 2-torowa linia 400 kV Krajnik – Vierraden z wykorzystywanym jednym torem z powodu opóźnień w rozbudowie sieci po stronie niemieckiej,
  - 2-torowa linia 400 kV Mikułowa – Hagenwerder z zainstalowanymi przesuwnikami fazowymi.
- Polska – Czechy:
  - 2-torowa linia 400 kV Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice,
  - 2-torowa linia 220 kV Kopanina/Bujaków – Liskovec.
- Polska – Słowacja:
  - 2-torowa linia 400 kV Krosno Iskrzynia – Lemesany.
- Polska – Szwecja:
  - linia kablowa DC 450 kV Słupsk Wierzbięcino – Starno o zdolności przesyłowej wynoszącej 600 MW.
- Polska – Litwa:

- 2-torowa linia 400 kV współpracująca z systemem litewskim poprzez wstawkę prądu stałego o zdolności przesyłowej wynoszącej 500 MW.

➢ Polska – Ukraina:
- 1-torowa linia 220 kV Zamość – Dobrotwór współpracująca z wydzielonymi po stronie ukraińskiej jednostkami wytwórczymi (tj. połączenie umożliwia wyłącznie importu energii do Polski). Od 2011 r. PSE S.A. udostępniają zdolności przesyłowe na polskiej części połączenia w ramach jednostronnych przetargów typu Explicit,
- 1-torowa linia 750 kV Rzeszów – Chmielnicka przełączona do możliwej pracy na napięciu 400 kV. W 2022 r. podjęto działania zmierzające do uruchomienia tego połączenia na napięciu 400 kV z jednoczesną likwidacją rozdzielni 750 kV w stacji Rzeszów.

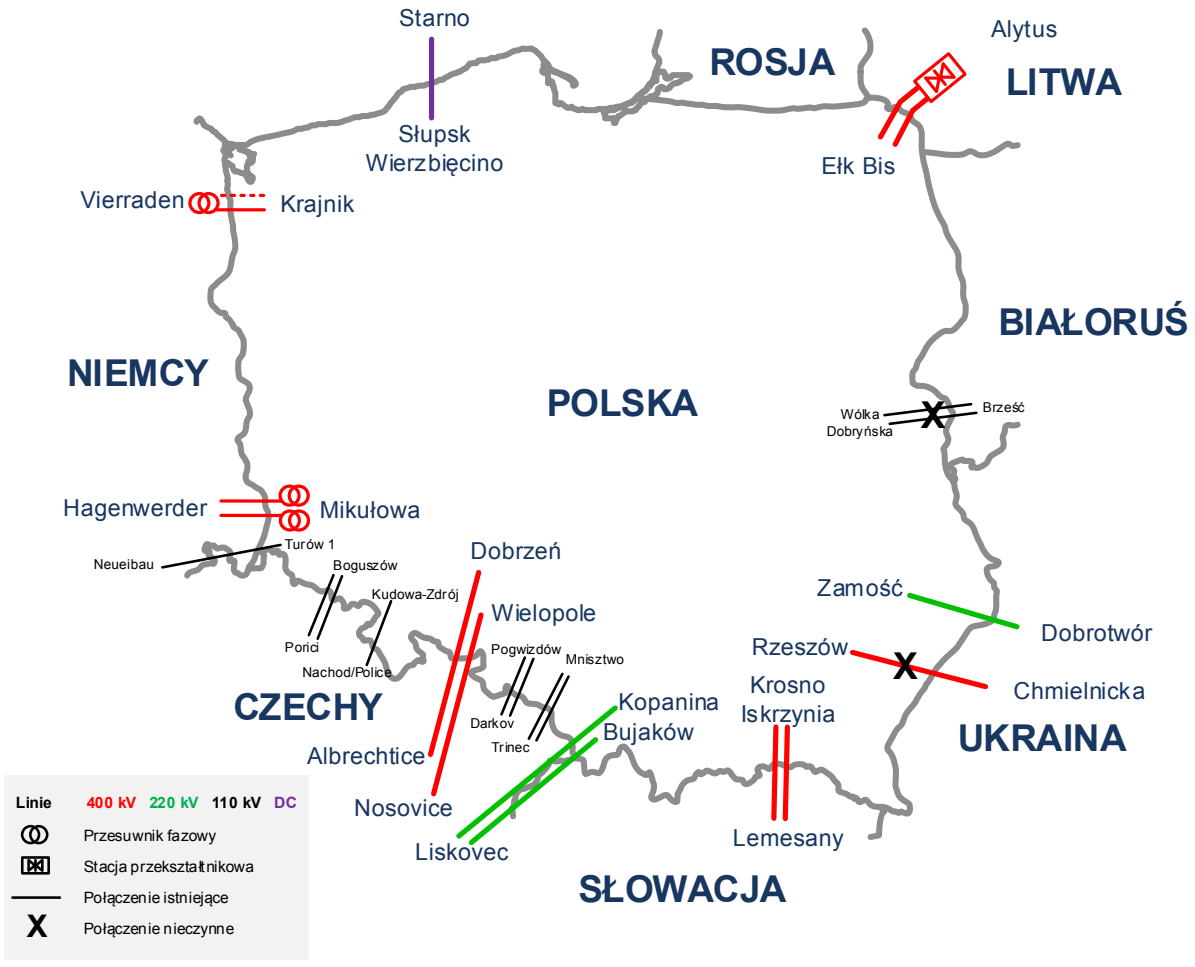
Aktualny stan połączeń transgranicznych sieci dystrybucyjnej przedstawia się następująco:

➢ Polska – Niemcy:
- 1-torowa linia 110 kV Turów 1 – Neueibau.

➢ Polska – Czechy:
- 2-torowa linia 110 kV Boguszów – Porici,
- 1-torowa linia 110 kV Kudowa – Nachod/Police,
- 2-torowa linia 110 kV Pogwizdów – Darkov,
- 2-torowa linia 110 kV Mnisztwo – Trinec.

➢ Polska – Białoruś:
- 2-torowa linia 110 kV Wólka Dobryńska – Brześć (linia trwale odłączona).

Obecny stan połączeń transgranicznych przedstawiony jest na rys. 7.3.



Źródło: PSE S.A.

Rys. 7.3 Połączenia transgraniczne stan na koniec 2022 r.

7.3. Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13.07.2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (uzupełnione 14.06.2013 r. Rozporządzeniem Komisji (UE) nr 543/2013 w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej i zastąpione od 01.01.2020 r. Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 943/2019 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej) oraz Rozporządzenie Komisji (UE) nr 2015/1222 z dnia 24.07.2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi nakładają na OSP obowiązek opracowania i wdrożenia mechanizmów koordynacji i wymiany informacji, mających za zadanie udostępnianie międzyobszarowych zdolności przesyłowych przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy KSE. Zgodnie z ww. rozporządzeniem, PSE S.A. zarządzają ograniczeniami przesyłowymi wymiany międzysystemowej na zasadach przejrzystych, jednolitych i wolnych od dyskryminacji, na rzecz podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej.

PSE S.A. udostępniają zdolności przesyłowe na:

- przekroju synchronicznym (połączenia przesyłowe z Niemcami, Czechami i Słowacją),
- połączeniu asynchronicznym Polska – Szwecja (kabel stałoprądowy),
- połączeniu asynchronicznym Polska – Litwa (połączenie poprzez wstawkę stałoprądową „back to back”),
- połączeniu z Ukrainą (wydzielona praca bloków Elektrowni Dobrotwór na system Polski, poprzez linię 220 kV Zamość – Dobrotwór).

Powyżej opisane zdolności przesyłowe są alokowane z wykorzystaniem następujących procesów rynkowych:

- na rynku długoterminowym z wykorzystaniem przetargów typu explicit dla horyzontów rocznego oraz miesięcznego, uwzględniającego przekrój synchroniczny,
- w ramach mechanizmu łączenia rynków dnia następnego, uwzględniającego przekrój synchroniczny oraz połączenia asynchroniczne Polska – Szwecja i Polska – Litwa,
- w ramach mechanizmu łączenia rynków dnia bieżącego, uwzględniającego przekrój synchroniczny oraz połączenia asynchroniczne Polska – Szwecja i Polska – Litwa,
- w ramach dedykowanych jednostronnych przetargów typu explicit, uwzględniających połączenie z Ukrainą.

7.3.1. Alokacja zdolności przesyłowych na rynku długoterminowym

Zdolności przesyłowe na rynku długoterminowym, obejmującym przekrój synchroniczny (połączenia przesyłowe z Niemcami, Czechami i Słowacją) są udostępniane w ramach skoordynowanych przetargów typu explicit w horyzontach czasowych rocznym oraz miesięcznym. Skoordynowane przetargi są organizowane z wykorzystaniem dedykowanej platformy (tzw. single allocation platform) obsługiwanej przez biuro aukcyjne JAO z siedzibą w Luksemburgu, którego udziałowcami są OSP - m.in. PSE S.A.

Alokacja długoterminowych zdolności przesyłowych na połączeniach na przekroju synchronicznym (PL-CZ, SK, DE) odbywała się na podstawie zasad alokacji dla horyzontu długoterminowego (ang. Harmonised allocation rules for long-term transmission rights in accordance with Article 51 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a Guideline on Forward Capacity Allocation), zatwierdzonych decyzjami ACER z dnia 02.10.2017 r. oraz z dnia 29.10.2021 r.

W latach 2021 i 2022 na przekroju synchronicznym w przetargach rocznych PSE S.A. nie oferowały zdolności przesyłowych. W przetargach miesięcznych w kierunku eksportu PSE S.A oferowały zdolności przesyłowe w wysokości 500 MW w maju 2021 r. oraz w wysokości 600 MW w grudniu 2021 r. (w obu miesiącach występowały okresy, w których udostępnione zdolności były ograniczone

do 0 MW ze względu na dostępne zdolności przesyłowe w poszczególnych dniach). W przetargach miesięcznych w kierunku importu PSE S.A. oferowały zdolności przesyłowe w wysokości 100 MW w lipcu 2021 r., sierpniu 2021 r. i grudniu 2021 r. oraz w wysokości 200 MW w lipcu 2022 r. (we wszystkich wymienionych miesiącach występowały okresy, w których udostępnione zdolności były ograniczone do 0 MW ze względu na dostępne zdolności przesyłowe w poszczególnych dniach).

Wielkości zdolności możliwych do udostępnienia w ramach aukcji rocznych oraz aukcji miesięcznych są określane na podstawie wyników analiz przeprowadzonych z wykorzystaniem parametrów opisanych w Załączniku nr 1 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, część Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26.09.2016 r. ustanawiającym wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych, zdolności przesyłowe oferowane na rynku długoterminowym mogą mieć charakter fizyczny (ang. Physical Transmission Rights, PTR) albo finansowy (ang. Financial Transmission Rights, FTR). Od czerwca 2022 r., tj. od momentu uruchomienia projektu Core Flow-Based Market Coupling, na rynku dnia następnego PSE S.A. oferują zdolności typu FTR. Są one ekwiwalentem instrumentów finansowych i nie mogą być nominowane, stąd nie wiążą się z fizyczną realizacją wymiany handlowej. FTR dają posiadaczom prawo do otrzymania zapłaty równej różnicy pomiędzy cenami na rynkach dnia następnego, których dotyczą prawa przesyłowe. W ten sposób FTR zabezpieczają kupującego przed różnicami cenowymi pomiędzy dwiema strefami rynkowymi.

7.3.2. Alokacja zdolności na rynku dnia następnego

Połączenie Polska – Szwecja

Od grudnia 2010 r. alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu stałoprądowym Polska – Szwecja realizowana jest w trybie aukcji typu implicit w ramach mechanizmu łączenia rynków dnia następnego (Market Coupling), organizowanych przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE) i Nord Pool EMCO AS (NP).

W związku z uruchomieniem z dniem 10.02.2021 r. (pierwszy dzień dostawy) aukcji w ramach procesu jednolitego łączenia rynków dnia następnego z udziałem wielu Nominowanych Operatorów Rynku Energii (NEMO) w Polsce, tzw. Multi-NEMO Arrangements (dalej: „MNA"), konieczna była zmiana dotychczasowych zasad alokacji zdolności przesyłowych, w celu umożliwienia działania więcej niż jednego NEMO w polskim obszarze rynkowym. Proces łączenia rynku dnia następnego w Polsce do tej pory był realizowany jedynie przez TGE. Wraz z wdrożeniem w obszarze Polski formuły multi-NEMO, działalność w tym zakresie rozpoczęły również giełdy EPEX SPOT oraz NP.

W latach 2021 i 2022 PSE S.A. oferowały zdolności przesyłowe w kierunku eksportu i importu. Oferowane zdolności przesyłowe połączenia Polska – Szwecja wynikały z aktualnego dopuszczalnego obciążenia kabla DC i stacji konwertorowych oraz z ograniczeń wynikających ze standardów bezpieczeństwa oraz zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy KSE, określonych w IRiESP. W kierunku eksportu maksymalne zdolności przesyłowe w raportowanym okresie wyniosły 600 MW, czyli równe nominalnej zdolności przesyłowej samego połączenia stałoprądowego. W strefie nocnej i w dobach weekendowych oferowano na ogół wyższe wartości mocy niż w strefie dziennej dni roboczych. W kierunku importu oferowane moce wynosiły na ogół 600 MW. Oferowane przez PSE S.A. zdolności przesyłowe, niższe niż nominalna zdolność przesyłowa samego połączenia stałoprądowego, wynikały z występujących ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń związanych z koniecznością spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, określonych w IRiESP.

Połączenie Polska – Litwa

Na połączeniu Polska – Litwa, alokacja zdolności przesyłowych realizowana jest od 08.12.2015 r. w trybie aukcji typu implicit w ramach mechanizmu łączenia rynków dnia następnego (Market Coupling) - pierwszym dniem realizacji wymiany handlowej był 09.12.2015 r. Z uwagi na brak wdrożenia MNA na Litwie, alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu z Litwą realizowana jest przez giełdę energii NP przy udziale TGE (bez udziału EPEX SPOT).

Od 01.07.2017 r., na mocy podpisanego przez PSE S.A., Litgrid AB oraz Svenska Kraftnät porozumienia, zmieniony został algorytm alokacji zdolności przesyłowych oraz dystrybucji przychodów (Congestion Income) pomiędzy OSP. Uwzględniono stosowanie wspólnych ograniczeń alokacji dla obu połączeń tj. połączenia Polska – Litwa i Polska – Szwecja, co umożliwiło alokację zdolności przesyłowych pozwalających na realizację tranzytu przez obszar Polski z obszaru Szwecji na Litwę oraz z Litwy do Szwecji, w sytuacjach gdy import lub eksport do polskiego obszaru rynkowego nie był możliwy ze względu na ograniczenia związane z koniecznością spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE.

Od wdrożenia projektu DE-AT-PL- 4M Market Coupling (dalej: „Interim MC"), tj. od 18.06.2021 r. (pierwszy dzień dostawy), mechanizm ten został rozszerzony na pozostałe połączenia PSE S.A. (Polska – Niemcy, Polska – Czechy, Polska – Słowacja) wraz z podziałem przychodów z alokacji zdolności przesyłowych na tych połączeniach.

Zdolności przesyłowe połączenia asynchronicznego Polska – Litwa są określone przez parametry techniczne tego połączenia oraz przez ograniczenia wynikające z konieczności dotrzymywania standardów bezpieczeństwa oraz zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy KSE, określonych w IRiESP. Maksymalne moce oferowane w raportowanym okresie w kierunku eksportu z Polski wyniosły 492 MW, zaś w kierunku importu do Polski wynosiły 488 MW. Są to wielkości nominalne w danym kierunku samego połączenia asynchronicznego.

Połączenia synchroniczne

Do dnia 17.06.2021 r. (ostatni dzień dostawy) alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach na przekroju synchronicznym w horyzoncie dnia następnego odbywała się na podstawie, opracowanych w ramach inicjatywy regionalnej, zasad alokacji dla horyzontu dobowego dla następujących granic: AT-CZ, AT-HU, HR-HU, CZ-DE, CZ-PL, PL-SK and PL-DE.

Od dnia 17.06.2021 r. (z pierwszym dniem dostawy 18.06.2021 r.) wdrożony został przejściowy model łączenia rynków dnia następnego w Europie Środkowej – Interim MC, w którym alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na rynku dnia następnego na połączeniach synchronicznych odbywała się w ramach tego mechanizmu. Wdrożenie Interim MC umożliwiło połączenie rynków energii elektrycznej Polski i państw 4MMC (tj. Czech, Słowacji, Węgier i Rumunii) z największym w Europie rynkiem MRC (Multi Regional Coupling) poprzez wprowadzenie alokacji zdolności przesyłowych typu implicit opartej na metodzie NTC (Net Transfer Capacities) na następujących granicach: Polska – Niemcy, Polska – Czechy, Polska – Słowacja, Czechy – Niemcy, Czechy – Austria, Węgry – Austria.

Od dnia 08.06.2022 r. (z pierwszym dniem dostawy 09.06.2022 r.) zdolności przesyłowe na rynku dnia następnego na połączeniach synchronicznych KSE alokowane są w ramach docelowego modelu łączenia rynków w regionie wyznaczania zdolności przesyłowych Core z wykorzystaniem alokacji zdolności przesyłowych na wszystkich granicach tego regionu, opartej na rozpływach energii elektrycznej i dostępnych marginesach na krytycznych elementach sieci. Region Core obejmuje obszary rynkowe Austrii, Belgii, Czech, Chorwacji, Francji, Holandii, Luksemburga, Niemiec, Polski, Rumunii, Słowacji, Słowenii i Węgier.

7.3.3. Alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego

Od 19.11.2019 r. alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na rynku dnia bieżącego na połączeniach synchronicznych Polski z Niemcami i Czechami odbywa się w ramach europejskiego rynku dnia bieżącego (dalej SIDC), który został wdrożony w ramach lokalnego projektu implementacyjnego realizowanego przez OSP i NEMO z Austrii, Czech, Niemiec, Rumunii, Słowenii, Węgier, Polski, Chorwacji i Bułgarii. Analogicznie w tym samym dniu została rozpoczęta alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na rynku dnia bieżącego (SIDC) na połączeniu Polski z Litwą, a na połączeniu Polski ze Szwecją – ww. alokacja w ramach SIDC została uruchomiona z pierwszą dobą handlową 22.01.2020 r.

Ze względu na nieprzystąpienie Słowacji do projektu SIDC, alokacja zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniu synchronicznym Polska – Słowacja została wstrzymana, do czasu uruchomienia rozwiązania opartego na mechanizmie cyklicznych aukcji typu explicit, który został uruchomiony w dniu 04.02.2020 r. Wdrożenie SIDC na połączeniu Polska – Słowacja nastąpiło w dniu 29.11.2022 r., z alokacją zdolności na 30.11.2022 r.

Z polskiej perspektywy, przyłączenie Słowacji do SIDC oznacza domknięcie procesu integracji systemu polskiego z europejskim rynkiem dnia bieżącego.

Wielkość oferowanych mocy w ramach alokacji rynku dnia bieżącego w kierunku eksportu i importu była wyznaczana na podstawie aktualnego stanu sieci, z uwzględnieniem niewykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnianych w ramach rynku dnia następnego.

7.3.4. Udostępnianie zdolności przesyłowych na połączeniu z Ukrainą (linia 220 kV Zamość – Dobrotwór)

Połączenie umożliwia promieniową (wydzieloną) pracę bloków Elektrowni Dobrotwór na system Polski, co oznacza, że realizowany jest wyłącznie import energii do Polski. Do września 2022 roku maksymalna zdolność przesyłowa tego połączenia możliwa do udostępniania wynosiła 210 MW, a od października 2022 r. 265 MW. W tym okresie, z niewielkimi różnicami, oferowane były zdolności przesyłowe połączenia maksymalne lub bliskie maksymalnym.

Od 2011 roku PSE S.A. organizują przetargi na zdolności przesyłowe na tym połączeniu. Ze względu na brak wdrożenia regulacji prawnych po stronie ukraińskiej, umożliwiających wdrożenie przetargów skoordynowanych, PSE S.A. organizują przetargi jednostronne, typu explicit w horyzoncie miesięcznym. PSE S.A. pełnią funkcję Biura Aukcyjnego, a zasady przetargów są publikowane na stronie internetowej PSE S.A.

Podejmowane są jednak prace mające na celu wdrożenie w przyszłości skoordynowanych przetargów dwustronnych poprzez platformę JAO.

7.3.5. Alokacja zdolności przesyłowych – planowane modyfikacje

Na początku czerwca 2022 r. Minister Klimatu i Środowiska informowała, że Rząd RP dąży do jak najszybszego przywrócenia połączenia z Ukrainą poprzez uruchomienie, odpowiednio przebudowanej na napięcie 400 kV, linii Rzeszów – Elektrownia jądrowa Chmielnicka (połączenie Rzeszów – Chmielnicka). Termin uruchomienia połączenia Rzeszów – Chmielnicka na poziomie napięcia 400 kV był planowany w I kwartale 2023 r., pod warunkiem zrealizowania wszystkich wymagań technicznych po stronie polskiej oraz ukraińskiej. PSE S.A. zrealizowały „próby napięciowe" infrastruktury po stronie polskiej, które następnie będą musiały zostać również zrealizowane przez OSP po stronie ukraińskiej. Uruchomienie tego połączenia jest również związane z opracowaniem zasad oraz wdrożenia niezbędnych procesów, w celu umożliwienia rynkowej alokacji zdolności przesyłowych tej linii przez uczestników rynku.

W 2024 roku planowane jest wdrożenie zasad wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej w oparciu o handel aukcyjny w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego na granicach z Niemcami, Czechami, Słowacją, Szwecją i Litwą. Wdrożenie tego procesu stanowi wypełnienie zapisów art. 55 Rozporządzenia CACM. Jest to metoda wyceny transgranicznych zdolności przesyłowych dnia bieżącego uzupełniająca proces handlu ciągłego. Wykorzystuje ona w jak największym stopniu narzędzia rozwinięte przez OSP i NEMO w celu obsługi jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz korzysta z najlepszych praktyk wypracowanych wspólnie przez OSP i NEMO, opartych o doświadczenia zdobyte w czasie działalności operacyjnej procesów łączenia rynków.

7.4. Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych

7.4.1. Synchronizacja systemów Państw Bałtyckich z systemami Europy kontynentalnej

Po wejściu w życie umowy określającej warunki przyszłego synchronicznego połączenia pomiędzy systemami przesyłowymi Państw Bałtyckich i Europy kontynentalnej (Umowa CFI)[23] oraz podpisaniu w maju 2019 r. deklaracji politycznej dot. synchronizacji systemu Państw Bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej[24], w latach 2021-2022 prowadzone były działania mające na celu realizację tych dokumentów o charakterze strategicznym.

W kwietniu 2021 r. Konsorcjum OSP z Europy kontynentalnej (PSE S.A., Amprion, 50Hertz, EMS) uruchomiło szereg prac analitycznych i szkoleń na rzecz OSP z Państw Bałtyckich, wypełniających część warunków ze Zbioru wymagań. Prace zakończyły się w II połowie 2022 r.

W kwietniu 2022 r. Plenary RGCE, uwzględniając cząstkowe wyniki ww. prac analitycznych, zaakceptowało możliwość uruchomienia tzw. procedury nagłej synchronizacji systemów Państw Bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej (*ang. urgent operational synchronization procedure,* UOSP), tj. wyjątkowego planu awaryjnego, ograniczającego negatywne skutki nieplanowego odłączenia sytemu Państw Bałtyckich od systemu IPS/UPS (system elektroenergetyczny obejmujący geograficzny obszar dawnych Republik Związku Radzieckiego).

Połączenie kablowe HVDC Polska – Litwa (HARMONY Link)

W opisanym wyżej porozumieniu politycznym podpisanym w 2019 r. przyjęto, że synchronizacja systemów Państw Bałtyckich z systemami Europy kontynentalnej wymagać będzie budowy podmorskiego połączenia stałoprądowego pomiędzy Polską i Litwą.

W grudniu 2018 r. PSE S.A. oraz LITGRID podpisały Umowę współpracy na wstępną fazę projektu budowy HARMONY Link, a w maju 2020 r. podpisana została kolejna umowa o współpracy na fazę wdrożeniową projektu. W IV kwartale 2021 r. zakończyły się badania dna Morza Bałtyckiego mające na celu doprecyzowanie trasy kabla HVDC na wodach terytorialnych i w wyłącznej strefie ekonomicznej Polski, wyłącznej strefie ekonomicznej Szwecji oraz wodach terytorialnych i w wyłącznej strefie ekonomicznej Litwy. W grudniu 2022 r. została złożona oferta w ramach postępowania przetargowego na wybór wykonawcy kabla HVDC, natomiast w lutym 2023 r. pozyskano ofertę w przetargu na wybór wykonawcy stacji konwerterowych. W styczniu 2023 r. po stronie polskiej, litewskiej i szwedzkiej zakończył się proces pozyskiwania wszelkich decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych oraz decyzji lokalizacyjnych niezbędnych do rozpoczęcia procesu budowy połączenia.

W grudniu 2019 r. PSE S.A. i LITGRID otrzymały z mechanizmu UE Łącząc Europę (CEF, Connecting Europe Facility) 10 mln euro dofinansowania dla działań realizowanych w ramach fazy przygotowawczej tego projektu. W kwietniu 2020 r. organy regulacyjne rynków energii z Polski, Litwy, Łotwy i Estonii podpisali umowę o transgranicznej alokacji kosztów (Cross Border Cost Allocation), w ramach której wyrazili zgodę na realizację inwestycji wchodzących w skład II fazy synchronizacji obejmującej m.in. budowę HARMONY Link. W IV kwartale 2020 r. przyznano dofinansowanie w wysokości 719,7 mln euro na realizację projektów związanych z synchronizacją, w tym 492,5 mln euro na realizację fazy wdrożeniowej HARMONY link.

W październiku 2021 r. PSE S.A. i OSP z państw bałtyckich złożyły kolejny wniosek o dofinansowanie z CEF, który po stornie polskiej objął inwestycje sieciowe umożliwiające osiągnięcie pełnych zdolności

[23] W maju 2019 r. weszła w życie umowa określająca warunki przyszłego synchronicznego połączenia pomiędzy systemami przesyłowymi Państw Bałtyckich i Europy kontynentalnej (Umowa CFI). Stronami umowy są, z jednej strony OSP z Państw Bałtyckich, a z drugiej – OSP z Europy kontynentalnej, w tym PSE S.A. Podpisanie Umowy CFI jest wymogiem wpisanym w procedurę synchronizacji ENTSO-E, gdzie jednym z jej głównych elementów jest tzw. „Zbiór wymagań", będący listą szczegółowych warunków do wdrożenia przez OSP z Państw Bałtyckich, które mają zapewnić bezpieczną pracę systemów po synchronizacji.

[24] W czerwcu 2019 r. premierzy i prezydenci Polski, Państw Bałtyckich oraz Przewodniczący Komisji Europejskiej podpisali porozumienie polityczne dotyczące wsparcia dla działań na rzecz synchronizacji systemu Państw Bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej. Dokument stanowi kontynuację porozumienia zawartego w czerwcu 2018 r. i zawiera ustalenia dotyczące najistotniejszych aspektów procesu synchronizacji.

przesyłowych HARMONY Link. W czerwcu 2022 r. podpisana została umowa o dofinansowanie, zgodnie z którą PSE S.A. otrzymają wsparcie w wysokości 75 mln EUR.

7.4.2. Połączenie Polska – Ukraina

Połączenie Rzeszów – Chmielnicka

Połączenie 1 x 750kV zostało wybudowane w 1984 r., od 1993 r. i do końca 2022 r. było trwale wyłączone z ruchu.

Zgodnie z wynikami dodatkowych studiów rozpływowych i dynamicznych, zaprezentowanych w grudniu 2021 r. połączenie synchroniczne miało być zrealizowane po wdrożeniu wybranych środków zaradczych w systemie ukraińskim, które zapewniłyby stabilną pracę połączonych systemów w przypadku synchronizacji systemów Ukrainy i Mołdawii z systemem Europy kontynentalnej.

W dniu rozpoczęcia inwazji Rosji na Ukrainę (24.02.2022 r.) rozpoczął się test pracy wyspowej systemów UA/MD (według planów miał zostać przeprowadzony w okresie 24-26.02.2022 r.). W związku z wybuchem wojny na Ukrainie na skutek agresji Rosji i następstw tego wydarzenia, systemy elektroenergetyczne Ukrainy i Mołdawii nie powróciły do pracy synchronicznej z systemami elektroenergetycznymi Rosji i Białorusi. OSP z Ukrainy i Mołdawii złożyli wnioski do RGCE o przyłączenie zarządzanych przez nich systemów elektroenergetycznych do systemu Europy kontynentalnej. Po decyzji ENTSO-E RGCE Plenary (11.03.2022) – w dniu 16.03.2022 r. z sukcesem została przeprowadzona awaryjna synchronizacja systemów Ukraina/Mołdawia z Europą kontynentalną.

28.07.2022 r. PSE S.A. i Ukrenergo podpisały umowę ramową określającą zasady współpracy przy odbudowie na napięciu 400 kV nieczynnego połączenia Rzeszów – Chmielnicka, w tym założenia dot. udostępniania i alokacji zdolności. Uruchomienie połączenia nastąpiło w kwietniu 2023 r.

7.4.3. Połączenia Polska – Niemcy

Instalacja przesuwników fazowych na istniejących połączeniach Polska – Niemcy

Z uwagi na opóźnienie w realizacji inwestycji w sieci wewnętrznej 50Hertz nie ma możliwości instalacji w SE Vierraden kompletu 4 przesuwników fazowych zgodnie z zapisami PST Agreement. Jako rozwiązanie tymczasowe 26.03.2019 r. uruchomiono układ niepełny, składający się z jednego toru linii KRA – VIE i dwóch przesuwników połączonych szeregowo. Praca w tym układzie ma odbywać się do czasu realizacji układu docelowego, co uzależnione jest od zakończenia przez 50Hertz budowy wewnętrznej linii 380 kV Uckermark. Zgodnie z informacją 50Hertz z lipca 2022 r. zakończenie niezbędnych inwestycji i instalacja kompletu 4 przesuwników fazowych w stacji Vierraden ma nastąpić w listopadzie 2025 r.

Inwestycje sieciowe w zachodniej części kraju wpływające na wzrost transgranicznych zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym

W planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 (PRSP 2021-2030) ujęte były następujące przedsięwzięcia z planowanym terminem ich uruchomienia do końca 2024 roku:

- budowa 2-torowej linii 400 kV Krajnik – Baczyna – Plewiska,
- budowa 2-torowej linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice.

Ponadto w 2021 r. zakończono budowę 2-torowej linii 400 kV Mikułowa – Czarna – Pasikurowice.

Realizacja powyższych inwestycji zapewnia w horyzoncie długoterminowym równocześnie: (i) poprawę bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną zachodniego obszaru KSE, (ii) możliwość wyprowadzenia mocy z istniejących i planowanych na tym obszarze źródeł wytwórczych (elektrowni konwencjonalnych i źródeł odnawialnych) oraz (iii) poprawę warunków międzysystemowej wymiany mocy na przekroju synchronicznym, w tym wypełnienie zapisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 05.06.2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii

elektrycznej (dalej także „rozporządzenie 2019/943”), które nakłada na OSP obowiązek udostępniania uczestnikom rynku międzyobszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy lub krytycznego elementu sieci wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu.

Z powodu znaczącego wpływu transgranicznego, linie w relacjach Krajnik – Baczyna – Plewiska i Mikułowa – Świebodzice zostały ujęte w Ten-Year Network Development Plan 2020 (TYNDP 2020) w postaci projektu GerPol Power Bridge I (Nr 230). Projekt ten jest również obecny na 5-tej liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI) Unii Europejskiej.

7.4.4. Połączenia Polska – Czechy

Zgodnie z porozumieniem podpisanym w grudniu 2017 r. przez PSE S.A. i CEPS, w 2018 r. w CEPS rozpoczęto prace przygotowawcze związane ze zmianą przebiegu fragmentu linii Dobrzeń – Albrechtice, która po stronie czeskiej będzie docelowo przełączona do nowej stacji Detmarovice. Uruchomienie połączenia w nowej relacji zaplanowano na koniec pierwszej połowy 2024 r. Pozostałe prace modernizacyjne ujęte w porozumieniu obejmują perspektywę do roku 2040.

8. Ocena funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy

PSE S.A., pełniące rolę operatora w rozumieniu ustawy z dnia 08.12.2017 r. o rynku mocy (dalej: ustawa RM), są odpowiedzialne za prowadzenie procesów rynku mocy. W ramach tych procesów, w roku 2021 i 2022 przeprowadzono: dwie certyfikacje ogólne, dwie certyfikacje do aukcji głównej, aukcje wstępne i aukcje główne na rok dostaw 2026 i 2027, dwie certyfikacje do aukcji dodatkowych oraz aukcje dodatkowe dla poszczególnych kwartałów roku dostaw 2022 i 2023.

Ponadto, w dniu 23.09.2022 r. po raz pierwszy ogłoszono okresy przywołania na rynku mocy, które przypadały na godziny 19-20 i 20-21.

8.1. Certyfikacja ogólna

Certyfikacja ogólna 2021

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 1 i art. 3 ust. 2 ustawy RM, PSE S.A. przeprowadziły certyfikację ogólną w ramach rynku mocy w okresie od 05.01 do 12.03.2021 r. W tej certyfikacji ogólnej, wnioskodawcy złożyli 1 254 wnioski o wpis do rejestru, z których 1 050 dotyczyło jednostek fizycznych wytwórczych a 204 jednostek redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji złożonych wniosków, do rejestru rynku mocy wpisano 1 233 jednostki, w tym 1 020 jednostek fizycznych wytwórczych i 203 jednostki redukcji zapotrzebowania. W tabeli 8.1 zawarto szczegółowe informacje w zakresie jednostek wpisanych do rejestru.

Tab. 8.1 Liczba i moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru w 2021 r.

Wyszczególnienie	Liczba jednostek wpisanych do rejestru	Łączna moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru, MW
Jednostki fizyczne wytwórcze istniejące	937	38 826,073
Jednostki fizyczne wytwórcze planowane	83	9 185,506
Jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania	54	416,077
Jednostki redukcji zapotrzebowania planowane	149	3 440,000
Łącznie	**1 223**	**51 867,656**

Źródło: PSE S.A.

Certyfikacja ogólna 2022

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 1 i art. 3 ust. 2 ustawy RM, PSE S.A. przeprowadziły certyfikację ogólną w ramach rynku mocy w okresie od 03.01 do 11.03. 2022 r. W tej certyfikacji, wnioskodawcy złożyli 1 412 wniosków o wpis do rejestru, z których 1 178 dotyczyło jednostek fizycznych wytwórczych a 234 jednostek redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji złożonych wniosków, do rejestru rynku mocy wpisano 1 379 jednostek, w tym 1 144 jednostki fizyczne wytwórcze i 235 jednostek redukcji zapotrzebowania. W tabeli 8.2 zawarto szczegółowe informacje w zakresie jednostek wpisanych do rejestru.

Tab. 8.2 Liczba i moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru w 2022 r.

Wyszczególnienie	Liczba jednostek wpisanych do rejestru	Łączna moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru, MW
Jednostki fizyczne wytwórcze istniejące	977	39 542,126
Jednostki fizyczne wytwórcze planowane	167	9 040,559
Jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania	38	401,510
Jednostki redukcji zapotrzebowania planowane	197	4 770,000
Łącznie	**1 379**	53 754,195

Źródło: PSE S.A.

8.2. Certyfikacja do aukcji głównych

Aukcja wstępna do aukcji głównej na rok dostaw 2026

Zgodnie z art. 4 ust. 2 ustawy RM, PSE S.A. przeprowadziły w dniu 26.08.2021 r. aukcję wstępną.

Aukcja została przeprowadzona dla strefy, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 3 ustawy RM, obejmującej system przesyłowy Królestwa Szwecji. Aukcja zakończyła się przyjęciem 39 ofert złożonych przez podmiot szwedzki.

Zaakceptowane oferty w toku certyfikacji do aukcji mocy zostały zastąpione 39 jednostkami rynku mocy. Utworzone w ten sposób jednostki rynku mocy zostały następnie dopuszczone do udziału w aukcji głównej na rok dostaw 2026.

Certyfikacja do aukcji głównej na rok dostaw 2026

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 2 i art. 3 ust. 3, PSE S.A. przeprowadziły certyfikację do aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2026 w terminie od 09.09 do 19.11.2021 r.

W ramach tej certyfikacji do aukcji głównej dostawcy mocy złożyli 221 wniosków o certyfikację, z których 157 dotyczyło jednostek rynku mocy wytwórczych, a 64 jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji, PSE S.A. wydały 219 certyfikatów dopuszczających jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 8.3 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tab. 8.3 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na rok dostaw 2026

	Liczba utworzonych jednostek rynku mocy
Rok dostaw	**2026**
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze	134
Modernizowane jednostki rynku mocy wytwórcze	10
Nowe jednostki rynku mocy wytwórcze	11
Niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	60
Potwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	4
Łącznie	219

Źródło: PSE S.A.

Aukcje wstępne do aukcji głównej na rok dostaw 2027

Zgodnie z art. 4 ust. 2 ustawy RM, PSE S.A. przeprowadziły w dniu 25.08.2022 r. trzy aukcje wstępne.

Aukcje wstępne zostały przeprowadzone odrębnie dla każdej ze stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy, obejmujących strefę profilu synchronicznego, system przesyłowy Republiki Litewskiej oraz system przesyłowy Królestwa Szwecji.

Aukcje zakończyły się przyjęciem 6 ofert złożonych przez podmiot słowacki, 1 oferty złożonej przez podmiot litewski oraz 1 oferty złożonej przez podmiot polski. Zaakceptowane oferty w toku certyfikacji do aukcji mocy zostały zastąpione 7 jednostkami rynku mocy (1 jednostka rynku mocy nie została certyfikowana). Utworzone w ten sposób jednostki rynku mocy zostały następnie dopuszczone do udziału w aukcji głównej na rok dostaw 2027.

Certyfikacja do aukcji głównej na rok dostaw 2027

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 2 i art. 3 ust. 3 ustawy RM, PSE S.A. przeprowadziły certyfikację do aukcji głównej dla okresu dostaw przypadającego na rok 2027 w terminie od 08.09 do 18.11.2022 r.

W ramach tej certyfikacji do aukcji dostawcy mocy złożyli 221 wniosków o certyfikację, z których 144 dotyczyło jednostek rynku mocy wytwórczych, w tym 7 jednostek rynku mocy wytwórczej zagranicznych, a 77 dotyczyło jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania, w tym 1 jednostka rynku mocy składająca się z jednostki fizycznej zagranicznej redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji, PSE S.A. wydały 185 certyfikatów dopuszczających do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 8.4 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tab. 8.4 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na rok dostaw 2027

	Liczba utworzonych jednostek rynku mocy
Rok dostaw	**2027**
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze	89
Modernizowane jednostki rynku mocy wytwórcze	10
Nowe jednostki rynku mocy wytwórcze	10
Niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	72
Potwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	4
Łącznie	**185**

Źródło: PSE S.A.

8.3. Certyfikacje do aukcji dodatkowych

Certyfikacja do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2022

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 3 i art. 3 ust. 4 ustawy RM, PSE S.A., w terminie od 24.11.2020 r. do 16.02.2021 r. przeprowadziły certyfikację do aukcji dodatkowych dla okresów dostaw przypadających na poszczególne kwartały roku dostaw 2022.

W ramach tej certyfikacji dostawcy mocy złożyli 94 wnioski o certyfikację, z których 52 dotyczyły istniejących jednostek rynku mocy wytwórczych, a 42 niepotwierdzonych jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji, PSE S.A. wydały 83 certyfikaty dopuszczające jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 8.5 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tab. 8.5 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na poszczególne kwartały roku dostaw 2022

	Liczba utworzonych jednostek rynku mocy			
Kwartał roku dostaw 2022	**I**	**II**	**III**	**IV**
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze	30	11	10	30
Niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	17	17	17	17
Łącznie	**47**	**28**	**27**	**47**

Źródło: PSE S.A.

Certyfikacja do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2023

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 3 i art. 3 ust. 4 ustawy RM, PSE S.A., w terminie od 23.11.2021 r. do 18.02.2022 r. przeprowadziły certyfikację do aukcji dodatkowych dla okresów dostaw przypadających na poszczególne kwartały roku dostaw 2023.

W ramach tej certyfikacji dostawcy mocy złożyli 103 wnioski o certyfikację, z których 60 dotyczyło istniejących jednostek rynku mocy wytwórczych a 43 jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku weryfikacji, PSE S.A. wydały 102 certyfikaty dopuszczające jednostki rynku mocy do udziału w aukcji mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 8.6 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tab. 8.6 Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na poszczególne kwartały roku dostaw 2023

	Liczba utworzonych jednostek rynku mocy			
Kwartał roku dostaw 2023	**I**	**II**	**III**	**IV**
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze	30	16	12	29
Niepotwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	23	23	24	25
Potwierdzone jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	3	3	3	3
Łącznie	**56**	**42**	**39**	**57**

Źródło: PSE S.A.

Certyfikacja do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2024

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 3 i art. 3 ust. 4 ustawy RM, PSE S.A. w roku 2022 rozpoczęły proces certyfikacji do aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2024

8.4. Aukcje główne

Aukcja główna na rok dostaw 2026

Zgodnie z art. 29 ust. 3 pkt 3 ustawy RM, w dniu 16.12.2021 r. PSE S.A. przeprowadziły aukcję główną na okres dostaw przypadający na rok 2026. Aukcja zakończyła się w 1 rundzie z ceną zamknięcia równą 400,39 zł/kW/rok dla jednostek rynku mocy krajowych i 399,00 zł/kW/rok dla jednostek rynku mocy wytwórczych składających się z jednostek fizycznych zagranicznych znajdujących się w strefie obejmującej system przesyłowy Królestwa Szwecji. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównej dla roku dostaw 2026 wynosi 7 188,584 MW. W tabeli 8.7 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tab. 8.7 Podsumowanie aukcji mocy przeprowadzonej w roku 2021

Rok dostaw	Lokalizacja jednostki	Cena zamknięcia aukcji, zł/kW/rok	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych, MW	Runda zakończenia aukcji
2026	w KSE	400,39	89	6 838,584	1.
	system przesyłowy Królestwa Szwecji	399,00	39	350,000	

Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji głównej na rok 2026 zawarte zostało łącznie 128 umów mocowych.

W tabeli 8.8 przedstawiono liczbę zawartych umów mocowych w podziale na czas trwania obowiązków mocowych.

Tab. 8.8 Liczba umów mocowych zawartych w aukcjach głównych przeprowadzonych w roku 2021

Czas trwania obowiązku mocowego w latach	Liczba zawartych umów mocowych na rok dostaw 2026
1	111
7	9
17	8
Łącznie zawartych umów mocowych	**128**

Źródło: PSE S.A.

W tabeli 8.9 przedstawiono wolumeny obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów w podziale na poszczególne typy jednostek rynku mocy.

Tab. 8.9 Wolumen zakontraktowanych obowiązków mocowych na rok dostaw 2026 w podziale na typy jednostek rynku mocy

Typ jednostki rynku mocy	Wielkość wolumenu obowiązku mocowego, MW
Istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	3 007,022[25]
Modernizowana jednostka rynku mocy wytwórcza	536,236
Nowa jednostka rynku mocy wytwórcza	2 141,326
Niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	1 470,000
Potwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	34,000
Łącznie	**7 188,584**

Źródło: PSE S.A.

Aukcja główna na rok dostaw 2027

Zgodnie z art. 29 ust. 3 pkt 4 ustawy RM, w dniu 15.12.2022 r. PSE S.A. przeprowadziły aukcję główną na okres dostaw przypadający na rok 2027. Aukcja zakończyła się w 1 rundzie z ceną zamknięcia równą 406,35 zł/kW/rok dla jednostek rynku mocy krajowych oraz 399,00 zł/kW/rok i 298,00 zł/kW/rok dla jednostek rynku mocy wytwórczych składających się z jednostek fizycznych zagranicznych znajdujących się odpowiednio w strefie obejmującej strefę profilu synchronicznego i w strefie obejmującej system przesyłowy Republiki Litewskiej. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównej dla roku dostaw 2027 wyniosła 5 379,156 MW. W tabeli 8.10 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tab. 8.10 Podsumowanie aukcji mocy przeprowadzonej w roku 2022

Rok dostaw	Lokalizacja jednostki	Cena zamknięcia aukcji, zł/kW/rok	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych, MW	Runda zakończenia aukcji
2027	w KSE	406,35	88	4 829,156	1.
	strefa profilu synchronicznego	399,00	6	300,000	
	system przesyłowy Republiki Litewskiej	298,00	1	250,000	

Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji głównej na rok 2027 zawartych zostało łącznie 95 umów mocowych. W tabeli 8.11 przedstawiono liczbę zawartych umów mocowych w podziale na czas trwania obowiązków mocowych.

[25] W tym 350 MW wolumenu obowiązku mocowego dla umów mocowych zawartych przez jednostki rynku mocy wytwórcze składające się z jednostek fizycznych zagranicznych.

Tab. 8.11 Liczba umów mocowych zawartych w aukcjach głównych przeprowadzonych w roku 2022

Czas trwania obowiązku mocowego w latach	Liczba zawartych umów mocowych na rok dostaw 2027
1	78
5	1
7	10
17	6
Łącznie	**95**

Źródło: PSE S.A.

W tabeli 8.12 przedstawiono wolumeny obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów w podziale na poszczególne typy jednostek rynku mocy.

Tab. 8.12 Wolumen zakontraktowanych obowiązków mocowych na rok dostaw 2027w podziale na typy jednostek rynku mocy

Typ jednostki rynku mocy	Wielkość wolumenu obowiązku mocowego, MW
Istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	2 372,215[26]
Modernizowana jednostka rynku mocy wytwórcza	333,783
Nowa jednostka rynku mocy wytwórcza	1 134,158
Niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	1 535,000
Potwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	4,000
Łącznie	**5 379,156**

Źródło: PSE S.A.

8.5. Aukcje dodatkowe

Aukcja dodatkowa na poszczególne kwartały roku dostaw 2022

Realizując obowiązki wynikające z art. 29 ust. 4 ustawy, PSE S.A. przeprowadziły w dniu 16.03.2021 r. aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały roku dostaw 2022. W tabeli 8.13 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tab. 8.13 Podsumowanie aukcji dodatkowych przeprowadzonych w roku 2021

Kwartał roku dostaw 2022	Cena zamknięcia aukcji, zł/kW/rok	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych, MW	Runda zakończenia aukcji
I	186,70	40	1 020,674	5.
II	320,00	23	379,771	1.
III	320,00	22	360,921	1.
IV	240,02	40	887,804	4.

Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2022 zawartych zostało łącznie 125 umów mocowych na poszczególne kwartały 2022 roku.

[26] W tym 550 MW wolumenu obowiązku mocowego dla umów mocowych zawartych przez jednostki rynku mocy wytwórcze składające się z jednostek fizycznych zagranicznych.

Aukcja dodatkowa na poszczególne kwartały roku dostaw 2023

Realizując obowiązki wynikające z art. 29 ust. 4 ustawy, PSE S.A. przeprowadziły w dniu 17.03.2022 r. aukcje dodatkowe na poszczególne kwartały roku dostaw 2023. W tabeli 8.14 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tab. 8.14 Podsumowanie aukcji dodatkowych przeprowadzonych w roku 2022

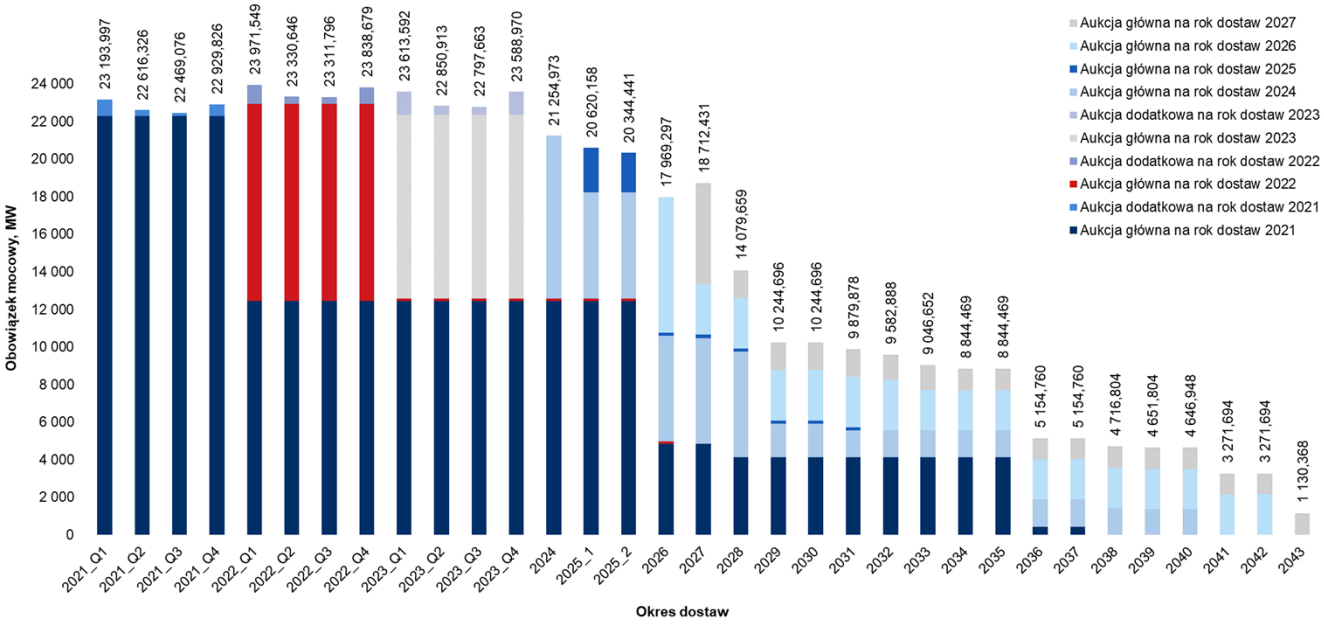
Kwartał roku dostaw 2023	Cena zamknięcia aukcji, zł/kW/rok	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych, MW	Runda zakończenia aukcji
I	333,68	48	1 254,185	1.
II	190,00	32	488,506	6.
III	212,40	29	435,256	5.
IV	364,00	50	1 226,563	1.

Źródło: PSE S.A.

W toku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2023 zawartych zostało łącznie 159 umów mocowych na poszczególne kwartały 2023 roku.

8.6. Łączna wielkość obowiązków mocowych

W wyniku aukcji mocy przeprowadzonych w latach 2018-2022, zakontraktowano obowiązki mocowe obejmujące lata 2021-2043. Na rys. 8.1 przedstawione zostały skumulowane wartości obowiązków mocowych zakontraktowanych w toku dotychczas przeprowadzonych aukcji głównych i dodatkowych[27].



Źródło: PSE S.A.

Rys. 8.1 Obowiązki mocowe wynikające z umów zawartych w toku aukcji głównych i dodatkowych przeprowadzonych w latach 2018-2022

[27] Zakontraktowane wielkości obowiązku mocowego na rok dostaw 2021, 2022 i 2023 zostały przedstawione w podziale na kwartały (Q) uwzględniając wyniki aukcji dodatkowych, zaś dla roku dostaw 2025 zostały podzielone na półrocza (P), uwzględniając skrócenie okresu obowiązywania umów mocowych dla jednostek rynku mocy, które nie spełniły limitów emisji.

8.7. Ogłoszenie okresu przywołania na rynku mocy

Ogłoszenie okresu przywołania na rynku mocy jest jednym ze środków OSP do zarzadzania bilansem mocy w KSE. Ogłoszenie takiego okresu oznacza, że wszystkie podmioty posiadające obowiązki mocowe wynikające z kontraktów zawartych na rynku mocy muszą je zrealizować, czyli we wskazanym okresie muszą dostarczać odpowiednią moc do systemu. Za gotowość do realizacji oraz realizację takiej usługi otrzymują one wynagrodzenie w ramach rynku mocy.

Na podstawie wyników planowania dobowego pracy KSE dla dnia 23.09.2022 r. stwierdzono, że dostępna rezerwa mocy jest na poziomie między 3,8-8,2% zapotrzebowania w godzinach 19:15-20:30, w stosunku do wymaganych 9%. Według informacji na moment podjęcia decyzji o ogłoszeniu okresu przywołania na rynku mocy, rezerwa mocy w kolejnych kwadransach tego okresu wynosiła: 4,9%; 3,9%; 3,8%; 4%; 4,5%; 5,6%; 6,9%; 8,2%.

Zgodnie rozporządzeniem ministra energii z dnia 18.07.2018 r. *w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym*, w przypadku gdy rezerwa mocy jest niższa od wymaganej o więcej niż 4 punkty procentowe, OSP ma obowiązek ogłosić okres przywołania na rynku mocy. Dla rezerw mocy w zakresie 5-9% OSP ma natomiast takie prawo. Ogłoszenie okresu przywołania na rynku mocy musi nastąpić nie później niż 8 godzin przed godziną, której dotyczy.

W związku z zaistniałą sytuacją, PSE S.A. ogłosiły w dniu 23.09.2022 r. dwa okresy przywołania na rynku mocy krótko przed godziną 11:00, na godziny 19:00-20:00 i 20:00-21:00, zachowując tym samym wymagane 8 godzinne wyprzedzenie. Okresy przywołania na rynku mocy ogłoszono ze współczynnikiem SOM (skorygowany obowiązek mocowy) w wysokości 0,8433514947 dla godziny 19:00-20:00 oraz 0,8492102024 dla godziny 20:00-21:00, co oznacza, że podmioty były zobowiązane wykonać swój obowiązek mocowy na poziomie tych wartości SOM.

W wyniku działań podjętych przez PSE S.A. najniższy poziom rezerwy mocy w godzinach 19:00-21:00 osiągnął poziom 9,4%. Tym samym zostały w tych godzinach spełnione warunki bezpiecznej pracy KSE.

Napięta sytuacja bilansowa KSE w dniu 23.09.2022 r, wynikała ze splotu kilku czynników tj.: (i) bardzo niskiej prognozowanej generacji źródeł wiatrowych sięgającej wg prognoz ok. 150 MW przy mocy zainstalowanej ok. 8 500 MW (dane powykonawcze wskazują, iż faktyczne wykonanie było chwilami poniżej 100 MW), (ii) braku importu energii elektrycznej w ramach europejskiego rynku energii elektrycznej oraz (iii) nieplanowej niedyspozycyjności kilku jednostek wytwórczych. Ponadto, w okresach przywołania na rynku mocy w godzinach 19:00-21:00 bilansu mocy KSE nie wspierały źródła fotowoltaiczne, które w szczycie wieczornym we wrześniu już nie pracują.

9. Główne działania legislacyjne Ministra Klimatu i Środowiska w zakresie kształtowaniu reguł funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w latach 2021-2022

9.1. Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw

Ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r. poz. 1093) zlikwidowano dotychczasowe bariery w rozwoju magazynów energii, które są potrzebne do integracji OZE, stabilizacji zmian zachodzących w systemie elektroenergetycznym, zwiększenia jego elastyczności i wykorzystania potencjału aktywnych odbiorców.

Przede wszystkim jednak przepisy stworzyły odbiorcom energii możliwość korzystania z funkcji inteligentnych liczników zdalnego odczytu. Ustawa przewiduje, że do końca 2028 roku, takie liczniki zostaną zainstalowane u co najmniej 80% odbiorców końcowych, w tym, u co najmniej 80% gospodarstw domowych.

Zgodnie z wprowadzonymi rozwiązaniami dane i informacje pozyskane z liczników będą gromadzone w Centralnym Systemie Informacji Rynku Energii (CSIRE). Za ich przetwarzanie i zarządzanie systemem odpowiedzialny będzie Operator Informacji Rynku Energii (OIRE): funkcję tę będzie pełnić OSP Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Przepisy wprowadziły i jednocześnie ujednoliciły pojawiającą się w różnych ustawach definicję magazynu energii, określiły zasady przyłączenia magazynów do sieci i wprowadziły korzystne rozwiązania dotyczące rozliczania magazynowania energii.

9.2. Ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw

Ustawą z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2021 poz. 1505) dostosowano rynek mocy do przepisów rozporządzenia nr 2019/943 w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej, w tym wdrożono stosowanie wymogów dotyczących limitu emisji CO_2 na poziomie 550g CO_2/kWh od 1 lipca 2025 r w stosunku do zdolności wytwórczych, które rozpoczęły komercyjną produkcję przed dniem 4 lipca 2019 r.

9.3. Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii

Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2022 poz. 2370), zniosła obowiązek sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej poprzez giełdę energii elektrycznej (tj. zniesienie tzw. „obliga giełdowego"). Zmiana struktury krajowego rynku energii, rozwój mechanizmów konkurencji oraz wprowadzone wcześniej zmiany legislacyjne, umożliwiły zniesienie wprowadzonego z dniem 1 stycznia 2019 r. 100% obliga giełdowego. Dzięki temu dla energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł dotychczas objętych obligiem giełdowym stały się dostępne wszystkie rynkowe formy obrotu, tak jak dla energii elektrycznej wytwarzanej przez inne źródła wytwórcze. Ponadto, ustawa wprowadziła przepisy zaostrzające odpowiedzialność w zakresie manipulacji na rynku energii elektrycznej.

9.4. Ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r.

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

2243 z późn. zm.) stanowiła reakcję ustawodawcy na występujące od dłuższego czasu wysokie ceny energii elektrycznej oraz związane z nimi negatywne skutki mające wpływ na m.in. gospodarstwa domowe, mikro, małe i średnie przedsiębiorstw czy podmioty użyteczności publicznej. Jednocześnie wysokie ceny energii generowały w wybranych sytuacjach nadzwyczajne zyski finansowe dla niektórych wytwórców energii elektrycznych oraz dla przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną.

Ustawa wprowadziła rozwiązania osłonowe umożliwiające podejmowanie działań łagodzących negatywne skutki społeczno-gospodarcze związane ze znacznym wzrostem cen energii elektrycznej w 2023 r. , a także wprowadziła ograniczenie przychodów wytwórców energii elektrycznych oraz spółek obrotu przy jednoczesnej redystrybucji uzyskanych środków do odbiorców końcowych. Wprowadzony w ten sposób mechanizm ograniczył negatywne efekty wysokich cen energii elektrycznej i wpłynął pośrednio na obniżenie cen energii elektrycznej. Konieczność wprowadzenia mechanizmu ograniczenia przychodów była również podyktowana koniecznością wypełnienia zobowiązań przyjętych w ramach *rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii.* Jako akt wykonawczy do ustawy przyjęto również Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2022 r. w sprawie sposobu obliczania limitu ceny (Dz.U. z 2022 r. poz. 2284 z późn. zm.).

9.5. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 2007), w którym w którym poza zmianą terminów przekazywania aktualizacji kosztu paliwa podstawowego na potrzeby rozliczenia tzw. pracy wymuszonej rozliczanej zgodnie z CWD i CWO, wprowadza nowy mechanizm uprzedniej weryfikacji ofert na rynku bilansującym (ex-ante bid evaluation). Głównymi elementami mechanizmu są:

- wprowadzenie obowiązku składania ofert bilansujących na rynku bilansującym energii elektrycznej na podstawie indywidualnych kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej przez składających oferty bilansujące,
- wprowadzenie maksymalnej ceny ofertowej (MaxCO) wraz z określeniem sposobu jej ustalania,
- wprowadzenie automatycznego ograniczenia cen ofertowych składanych przez uczestników rynku do maksymalnej ceny ofertowej (MaxCO), jeżeli cena ofertowa złożona w ofercie bilansującej jest wyższa niż maksymalna cena ofertowa (MaxCO),
- wykorzystanie tak ustalonych cen ofertowych do dalszych procesów rynku bilansującego,
- wzmocnienie transmisji sygnałów cenowych pomiędzy rynkiem bilansującym a pozostałymi rynkami energii elektrycznej.

Dzięki wprowadzeniu mechanizmu uprzedniej weryfikacji ofert na rynku bilansującym, ceny na rynku bilansującym nie podlegały dalszym wzrostom, a w konsekwencji również ceny na rynkach krótkoterminowych uległy obniżeniu. W ten sposób, odbiorcy mogli korzystać z niższych cen energii elektrycznej.

9.6. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną

Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. poz. 2505), w celu zapewnienia właściwego otoczenia prawnego dla rozwoju usług magazynowania energii elektrycznej, w szczególności określono sposób obliczania opłaty za świadczenie usług przesyłania

lub dystrybucji energii elektrycznej pobranej w celu jej magazynowania, a także doprecyzowano zapisy ustawowe w zakresie podstawy ustalania ilości energii elektrycznej pobieranej na potrzeby magazynowania oraz na inne cele. Wprowadzone rozwiązania winny wspomóc rozwój tego typu usług, co ma o tyle istotne znaczenie, że magazyny energii są ważnym elementem procesu transformacji energetycznej, wygładzają bowiem krzywą dobowego obciążenia systemu elektroenergetycznego poprzez odbieranie mocy z systemu w czasie jej nadpodaży (w tym moc generowaną przez instalacje OZE) i dostarczają ją w czasie zwiększonego zapotrzebowania.

9.7. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 24 października 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych

Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 24 października 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz.U. z 2022 r. poz. 2213), które w szczególności zobowiązało strategiczne z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego państwa jednostki wytwórcze, tzw. jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, do utrzymywania wyższych niż dotychczas zapasów obowiązkowych paliwa. Zwiększenie obowiązku pozwoliło na uodpornienie się systemu elektroenergetycznego od zewnętrznych uwarunkowań i wahań na rynku surowców energetycznych oraz doprowadziło do zwiększenia zapasów paliwa węglowego i przyczyniło się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państwa i zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

9.8. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 1 lipca 2022 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 1 lipca 2022 r. w sprawie szczegółowych zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci (Dz.U. z 2022 r. poz. 1392), wprowadziło aktualizację przepisów dotyczących posiadania kwalifikacji uprawniających do eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci stosowanych w procesach energetycznych. Konieczność aktualizacji przepisów i stworzenia ram prawnych określających zmianę zasad stwierdzania posiadania kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci zaszła w związku z systemową zmianą uregulowania zasad w ustawie z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

W rozporządzeniu zmieniono dotychczas obowiązujące przepisy określające zasady stwierdzania posiadania kwalifikacji, w tym m.in.:

- określono, że osoby zajmujące się eksploatacją sieci oraz urządzeń i instalacji są obowiązane posiadać kwalifikacje potwierdzone świadectwem wydanym przez komisje kwalifikacyjne,
- rodzaje prac, stanowisk oraz urządzeń, instalacji lub sieci, dla których jest wymagane świadectwo kwalifikacyjne do wykonywania czynności związanych z ich eksploatacją,
- zakres wiedzy teoretycznej i praktycznej niezbędnej do wykonywania czynności związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, odpowiednio do rodzaju prac, stanowisk oraz instalacji, urządzeń lub sieci,
- zakres wiedzy teoretycznej i praktycznej niezbędnej do wykonywania czynności związanych z eksploatacją urządzeń, instalacji lub sieci, odpowiednio do rodzaju prac, stanowisk oraz instalacji, urządzeń lub sieci,
- zasady i sposoby powoływania komisji kwalifikacyjnych; skład komisji kwalifikacyjnych oraz wymagania dla przewodniczącego, zastępcy i członków komisji kwalifikacyjnych ze względu na stanowisko pracy, zakres czynności i grupy urządzeń, instalacji i sieci, na których wykonywane są czynności przez osoby, których kwalifikacje sprawdza ta komisja,
- okres ważności świadectw kwalifikacyjnych.

Obowiązek posiadania odpowiednich kwalifikacji przez osoby zajmujące się eksploatacją określonych urządzeń, instalacji i sieci energetycznych został przewidziany w art. 54 ustawie Pe. Posiadanie odpowiednich kwalifikacji jest istotne ze względów bezpieczeństwa i z uwagi na zagrożenia i konsekwencje ich braku, jak porażenie prądem, poparzenie, pożary czy niebezpieczeństwo wybuchu, a także ze względu na ryzyko zakłócenia w ciągłości dostaw paliw płynnych, gazowych i energii do odbiorców, które mogą zagrażać zdrowiu, życiu osób oraz bezpośrednio powodować znaczne straty materialne i rodzić poważne ryzyka i konsekwencje na poziomie jednostki, jak i państwa.

9.9. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz.U. 2021 poz. 2209) zapewniło bardziej obiektywny sposób wyznaczania wielkości mocy minimalnej i maksymalnej poboru, które odbiorca podlegający ograniczeniom może pobierać odpowiednio w 20. i 12. stopniu zasilania. Wielkości te są obecnie wyznaczane na podstawie pomiarów mocy średnio-godzinnej, pobieranej przez odbiorcę w okresie 12 miesięcy. Ponadto doprecyzowano katalog odbiorców, podlegających ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, wprowadzono również nowe formy komunikacji - pocztę elektroniczną oraz wiadomości SMS. Rozwiązania te pozwolą na ogłaszanie niższych stopni zasilania niż na dotychczasowych zasadach, ponieważ odbiorcy nie będą już mogli zaniżać redukcji oraz na efektywniejszy kontakt z odbiorcami. Będą mogli oni uzyskiwać informację o ograniczeniach również z bezpośrednich wiadomości, a nie tylko z komunikatów radiowych.

Nowe brzmienie rozporządzenia dostosowało brzmienie krajowych przepisów rozporządzenia do art. 42 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE, oraz wymagań dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych

9.10. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz.U. z 2022 r. poz. 788), stanowiące akt wykonawczy do ustawy Pe, ma przede wszystkim zapewnić użytkownikom systemu elektroenergetycznego prawidłowość rozliczeń za energię elektryczną.

Rozporządzenie stanowi również wypełnienie obowiązku określonego w art. 19 ust. 3 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, zgodnie z którym Państwa Członkowskie przystępujące do wprowadzania inteligentnych systemów opomiarowania przyjmują i publikują minimalne wymagania funkcjonalne i techniczne dotyczące inteligentnych systemów opomiarowania, które mają zostać wprowadzone na ich terytoriach.

Rozporządzenie określiło m.in.:

- wymagania w zakresie bezpieczeństwa systemu pomiarowego, w tym ochrony tego systemu przed nieuprawnioną ingerencją w system oraz nieuprawnionym dostępem do informacji rynku energii,
- standardy komunikacji pomiędzy licznikiem zdalnego odczytu a systemem zdalnego odczytu,
- sposób funkcjonowania liczników zdalnego odczytu w trybie przedpłatowym oraz sposób dokonywania rozliczeń w tym trybie,

- sposób wyznaczania zastępczych danych pomiarowych oraz skorygowanych danych pomiarowych,
- szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu.