



MINISTER ENERGII

**SPRAWOZDANIE
Z WYNIKÓW MONITOROWANIA BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ENERGII
ELEKTRYCZNEJ**

za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2018 r.

Warszawa, lipiec 2019 r.

Spis treści

WSTĘP.....	4
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.....	8
1.1. Metodyka analiz	8
1.2. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i moc szczytową	10
1.3. Zdolności wytwórcze.....	12
1.3.1. Harmonogram ubytków mocy wytwórczych w systemie.....	12
1.3.2. Nowe JWCD ciepłe	13
1.3.3. Prognozy zmian mocy osiągalnej.....	13
1.4. Prognoza i ocena możliwości pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.....	14
1.4.1. Bilans mocy i rezerwa mocy.....	15
1.4.2. Bilans energii elektrycznej.....	20
2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2017-2018	21
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami	26
3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej.....	26
3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą	34
3.3. Możliwość dysponowania krajowymi źródłami wytwórczymi.	36
3.4. Kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną	39
3.4.1. Rynek hurtowy.....	41
3.4.2. Rynek detaliczny.....	43
4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego	47
4.1. Podsektor wytwarzania	47
4.2. Podsektor przesyłu.....	51
4.3. Podsektor dystrybucji	57
5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw.	61
5.1. Postępowanie w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.....	61
5.2. Działania dotyczące awaryjnych dostaw energii z zagranicy	63
5.2.1. Umowy dwustronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. pomocy awaryjnej)	63
5.2.2. Umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. pomocy awaryjnej)	63
5.2.3. TSO Security Cooperation (TSC).....	64
5.2.4. Funkcjonowanie fizycznych przesuwników fazowych i międzyoperatorskie działania zaradcze.....	64
5.3. Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej	71
5.3.1. Zakup rezerwy interwencyjnej zimnej	71
5.3.2. Możliwości zarządzania stroną popytową.....	73
5.3.3. Bieżące operatorskie środki zaradcze	76
5.3.4. Pozostałe działania podejmowane dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.....	77
6. Planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej.....	79
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.....	82

7.1.	Rozwój sieci przesyłowej	82
7.2.	Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych	85
7.2.1.	<i>Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi</i>	85
7.2.2.	<i>Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju synchronicznym</i>	89
7.2.3.	<i>Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju asynchronicznym</i>	90
7.2.4.	<i>Synchronizacja systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej</i>	91
8.	Ocena funkcjonowania rynku mocy, o którym mowa w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy	92
8.1.	Certyfikacja ogólna	92
8.2.	Certyfikacja do aukcji głównych	92
8.3.	Aukcje główne	93
	Wnioski	95

WSTĘP

Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi art. 15b ust. 3-8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (t. j., Dz. U. z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.).

Sprawozdanie zawiera informacje obejmujące okres lat 2017 i 2018, 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 następnym od 5 lat do co najmniej 15 lat, licząc od dnia sporządzenia sprawozdania;
- 2) planowanych lub będących w budowie nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej;
- 3) bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;
- 4) źródeł i kierunków zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami;
- 5) stanu infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego;
- 6) działań podejmowanych dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowania w przypadku niedoborów jej dostaw;
- 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 trans granicznej 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 2006r. 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.

Ważniejsze skróty i symbole:

ACER	<i>Agency for Cooperation of Energy Regulators</i> – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
ARE S.A.	Agencja Rynku Energii S.A.
Badanie 1.44.02	Badanie statystyczne o symbolu <i>1.44.02 Elektroenergetyka i ciepłownictwo</i> , współprowadzone przez ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE
BAT	Konkluzje BAT (<i>ang. Best Available Techniques</i>) – 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
CAO	<i>Central Allocation Office</i> – Biuro Przetargowe do organizowania rezerwacji na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej
CACM	<i>Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management</i> – wytyczne Komisji Europejskiej dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi
CBR	<i>Cross-Border Redispatching</i> – uzgodniona międzyoperatorska wymiana mocy o kierunku przeciwnym do kierunku przeciążających przepływów mocy, stosowana w celu odciążenia połączeń transgranicznych
CORE CCR	Region wyznaczania zdolności przesyłowych, obejmujący kraje Europy Środkowo-Zachodniej i Środkowo-Wschodniej
CEE	Region Europy Środkowo-Wschodniej
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 spot dla energii elektrycznej, na którym w wyniku zawartych transakcji, następuje fizyczny przepływ energii elektrycznej
DSR	<i>Demand Side Response</i> – rodzaj usługi systemowej pozwalającej OSP na bilansowanie systemu elektroenergetycznego poprzez redukowaniem zapotrzebowania na moc przez odbiorców, w ramach zawartych umów dwustronnych
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> – Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej
Explicit Auction	Aukcja <i>explicite</i> – aukcja, w której uczestnicy w trybie przetargowym nabywają prawo do korzystania ze zdolności przesyłowych na konkretnym przekroju, bez względu na to, czy dysponują kontraktem handlowym kupna (sprzedaży) samej energii
Flow-Based Allocation (FBA)	Metodyka wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych między obszarami rynkowymi z uwzględnieniem fizycznych przepływów energii elektrycznej
Flow-Based Market Coupling	Mechanizm <i>market coupling</i> funkcjonujący w oparciu o zdolności przesyłowe wyznaczone zgodnie z metodyką FBA.
GK PGE	Grupa Kapitałowa Polska Grupa Energetyczna S.A.
GK TAURON	Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A.
GK ENEA	Grupa Kapitałowa ENEA S.A.
GK ENERGA	Grupa Kapitałowa ENERGA S.A.

GUD, GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucyjna, Generalna Umowa Dystrybucyjna dla usługi kompleksowej
Hz	herc – jednostka częstotliwości [$1s^{-1}$]
IGCC	integrated gasification combined cycle - technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa
Implicit Auction	Aukcja implicite – zintegrowany obrót mocami przesyłowymi i energią ujawniający pełne koszty obydwu elementów kosztowych produkcji, tj. mocy i energii oraz kosztów ograniczeń, co wymusza przepływ energii z obszarów nadmiaru zdolności wytwórczych, tj. niższych cen, do obszarów deficytu, tj. wyższych cen
intra-day	Rynek Dnia Bieżącego – rynek, na którym prowadzony jest obrót energią w trybie handlu ciągłego na obszarze całej Europy, do jednej godziny przed czasem dostawy. Transakcje mogą dotyczyć zarówno wymiany wewnątrz danego obszaru rynkowego, jak i wymiany transgranicznej, w ramach dostępnych, międzyobszarowych zdolności przesyłowych
IPS/UPS	<i>Integrated Power System / Unified Power System</i> – system energetyczny obejmujący swoim zasięgiem zsynchronizowane systemy elektroenergetyczne części krajów byłego ZSRR
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IRZ	Interwencyjna Rezerwa Zimna
JAO	<i>Joint Allocation Office S.A.</i> – Biuro Przetargowe do organizowania rezerwacji na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej, które powstało w wyniku fuzji CACS i CAO
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
nJWCD	Jednostki wytwórcze niebędące JWCD
KDT	kontrakt długoterminowy
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
kV	kilowolt – jednostka napięcia elektrycznego = 10^3 V
Market Coupling (MC)	Mechanizm alokacji zdolności przesyłowych, w ramach którego wymiana handlowa pomiędzy obszarami rynkowymi jest ustalana w procesie obrotu energii na giełdach energii na bazie ofert złożonych przez uczestników rynku oraz z wykorzystaniem zdolności przesyłowych wyznaczonych przez operatorów systemów przesyłowych
MRA	<i>Multilateral Remedial Actions</i> – wielostronne środki zaradcze, rodzaj działania podejmowanego przez OSP mający na celu zapewnienie stabilności działania sieci poprzez współpracę z OSP krajów sąsiednich
MRC	<i>Multi-Regional Coupling</i> – paneuropejski projekt integracji rynków <i>spot</i> 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	<i>Nominated Electricity Market Operator</i> – Nominowani Operatorzy Rynku Energii. Są to podmioty wyznaczone do wykonywania zadań związanych z funkcjonowaniem rynków dnia następnego i dnia bieżącego w Unii Europejskiej (funkcja jest przeważnie pełniona przez giełdy energii)
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i> – metoda wyznaczania zdolności przesyłowych na granicach oparta na ich bilateralnym uzgadnianiu przez sąsiadujących operatorów sieci 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
MWt	megawat termiczny (cieplny) - jednostka mocy cieplnej = 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 (PSE S.A.)
OZE	odnawialne źródła energii
PPEJ	„Program polskiej energetyki jądrowej” - Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, styczeń 2014 r.
PST	<i>phase shifting transformers</i> – przesuwniki fazowe
RG CE	<i>Regional Group Continental Europe</i> - Grupa regionalna Europy kontynentalnej, obejmująca OSP z byłego obszaru synchronicznego UCTE
SE	stacja elektroenergetyczna
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, 14.8.2009)
UCTE	<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i> - system elektroenergetyczny obejmujący kraje zachodniej i środkowej Europy
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
uRM	Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. 2018 poz. 9, z późn. zm.) - określa organizację rynku mocy oraz zasady świadczenia usługi pozostawiania w gotowości do dostarczania mocy elektrycznej do systemu elektroenergetycznego i dostarczania tej mocy do systemu w okresach zagrożenia
uPe	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r. - Prawo energetyczne (tekst jednolity, Dz.U. z 2019 r. poz. 755 z późn. zm.)
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
RDN, RTT, RDB	Rynki sprzedaży energii elektrycznej na TGE, w kolejności: Rynek Dnia Następnego (RDN), Rynek Terminowy Towarowy (RTT), Rynek Dnia Bieżącego (RDB)
TPA	<i>Third Party Access</i> - zasada dostępu stron trzecich do sieci elektroenergetycznej
XBID	<i>Cross-Border Intraday (XBID)</i> - mechanizm umożliwiający zawieranie transakcji handlowych na rynku energii w dobie bieżącej (<i>intra-day</i>)

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

W raporcie zaprezentowano wyniki analiz dotyczących możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE w latach 2019-2035 wraz z wnioskami i rekomendacjami. Podano również opis zastosowanej metodyki oraz przyjętych założeń. Prognozy równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w kolejnych 5 latach od dnia sporządzenia sprawozdania zostały przedstawione w układzie rocznym, natomiast dla lat 2025-2035 w układzie pięcioletnim.

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. Do celów sprawozdania wykorzystano dane i informacje z opracowania przygotowanego w marcu 2019 r. przez PSE S.A.¹. Wspomniane opracowanie stanowi wypełnienie postanowienia art. 9c ust. 9a uPe, 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 uPe. Na podstawie art. 9c ust. 9b uPe 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. Informacje dotyczące harmonogramu trwałych wyłączeń z eksploatacji mocy wytwórczych, a także planowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne i inne podmioty gospodarcze przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie rozbudowy i modernizacji infrastruktury wytwórczej, bazują na danych pozyskanych przez PSE S.A. w procesie ankietyzacji przeprowadzonej na przełomie 2018 i 2019 r.

Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc została wykonana dla jednego wariantu podstawowego, opartego na najbardziej aktualnych danych makroekonomicznych, demograficznych i strategicznych, mających kluczowy wpływ na rozwój sektora elektroenergetycznego w kraju. Wariant podstawowy zakłada brak opóźnień względem deklarowanych terminów uruchomienia nowych jednostek wytwórczych oraz rozwój odnawialnych źródeł energii, zgodny z przedstawionym w tabeli nr 9 w rozdziale 1.3.

1.1. Metodyka analiz

Projekcje wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i moc szczytową są kluczowym elementem krajowych planów rozwojowych sektora elektroenergetycznego oraz stanowią podstawę w procesie opracowywania wariantów pokrycia tego zapotrzebowania. Do celów analizy wykorzystano projekcje wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną opracowane przez ARE S.A. w kwietniu 2019 r. Bazują one na wynikach obliczeń sporządzonych w toku prac nad opracowaniem Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu. Na ich podstawie określono poziom przyszłego zapotrzebowania na moc szczytową w okresie

¹ "Informacje Spółki PSE S.A. do sprawozdania Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres 2017-2018" - Konstancin-Jeziorna, marzec 2019 r.

letnim i zimowym, a następnie dokonano oceny stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w kraju. Projekcje zapotrzebowania na energię elektryczną zostały sporządzone w dedykowanym modelu symulacyjnym (STEAM-PL), na bazie ścieżki rozwoju gospodarczego w Polsce opracowanej przez Ministerstwo Finansów w październiku 2018 r.

Dla oceny możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc w perspektywie 2035 r. wykonane zostały bilanse mocy dla szczytowego zapotrzebowania w okresie zimowym (styczeń) i letnim (lipiec). Bilanse te wykonano zgodnie z zasadami Planowania Koordynacyjnego Rocznego (PKR). Podstawowe założenia metodyczne określające zasady opracowywania PKR są następujące:

- 1) bilans sporządzony został dla wartości średniomiesięcznych szczytów zapotrzebowania na moc z dni roboczych. Wartości ujęte w bilansie (ubytki, moce dyspozycyjne, obciążenie i zapotrzebowanie) są wartościami średniomiesięcznymi dla dni roboczych;
- 2) do pokrycia średniomiesięcznego szczytowego zapotrzebowania na moc, przyjęto 10% mocy osiągalnej farm wiatrowych. Współczynnik ten wyznaczono na podstawie danych statystycznych dotyczących faktycznego wykorzystania zdolności wytwórczych farm wiatrowych biorąc pod uwagę fakt, że dyspozycyjność źródeł wiatrowych jest silnie uzależniona od bieżących warunków atmosferycznych i charakteryzuje się dużą zmiennością oraz małą przewidywalnością w długim horyzoncie czasowym.

Parametrem kryterialnym dla oceny wymaganego poziomu bezpieczeństwa pracy KSE w okresie długoterminowym, jest nadwyżka mocy dyspozycyjnej dostępna dla OSP ponad prognozowane krajowe zapotrzebowanie na moc. Wymagana nadwyżka mocy dyspozycyjnej dostępna dla OSP w przypadku rocznych okresów planistycznych, zgodnie zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, zatwierdzonej przez Prezesa URE wynosi 18% uśrednionego, miesięcznego zapotrzebowania na moc szczytową z dni roboczych.

Obliczenia oparto na harmonogramie zmian mocy osiągalnej w KSE, utworzonym na podstawie badania ankietowego przeprowadzonego w przedsiębiorstwach energetycznych przez PSE S.A., na przełomie lat 2018 i 2019. Harmonogram ten uwzględnia zmiany mocy osiągalnej jednostek wytwórczych w systemie, wynikające z planowanych wycofań oraz modernizacji, a także przyrosty mocy wynikające z wprowadzania do systemu nowych elektrowni, będących obecnie na etapie realizacji lub planowanych przez inwestorów. W zakresie nowych inwestycji - uwzględniono jedynie inwestycje o istotnym stopniu zaawansowania (w trakcie budowy), według danych przedstawionych przez przedsiębiorstwa energetyczne w badaniu ankietowym.

Na potrzeby analizy, wykonano prognozy mocy dyspozycyjnej KSE w szczycie, w miesiącach: styczeń, lipiec w oparciu o założenia odnośnie wskaźników dyspozycyjności przyjętych na podstawie analizy historycznej i oszacowań eksperckich, uwzględniających przewidywany zakres odstawiń remontowych i w celach modernizacyjnych.

Prognozy rozwoju mocy wytwórczych w odnawialnych źródłach energii w zaprezentowanym bilansie, pochodzą z analiz prognostycznych wykonanych przez ARE S.A. bazujących m.in. na szacunkach PSE S.A. Uwzględniają one kontraktację ok. 3,4 GW nowych jednostek OZE w ramach zaplanowanych na 2019 r. aukcji.

Bilans energii elektrycznej sporządzono na podstawie deklarowanej przez wytwórców wielkości wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych latach (zebranych na podstawie

ankiet) oraz założeń odnośnie możliwości produkcyjnych pozostałych jednostek wytwórczych niepodlegających badaniu.

1.2. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i moc szczytową

Poziom przyszłego krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną brutto, przyjęty do analizy równoważenia dostaw przedstawia tabela nr 1 i 2 oraz wykres nr 1.

Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami, średnioroczny wzrost zużycia energii elektrycznej w latach 2018-2035 wynosi 1,1%. Przewiduje się, że na koniec rozpatrywanego okresu zapotrzebowanie osiągnie wartość 212,3 TWh (tabela nr 2).

Na potrzeby oszacowania wzrostu zapotrzebowania wynikającego z rozwoju elektromobilności w Polsce, wykorzystano analizy ARE SA, uwzględniające następujące założenia:

- spadek cen samochodów elektrycznych w perspektywie długoterminowej,
- realizację założeń Planu rozwoju elektromobilności w Polsce²
- zachęty przewidziane w obowiązującej ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych z dnia 11 stycznia 2018 r. (Dz.U. z 2018 r. poz. 317).

Tabela nr 1. Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]

Zapotrzebowanie	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		138,9	137,0	141,5	144,9	145,7	150,8	154,0
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	149,5	156,3	158,3	159,3	160,1	161,2	164,6	168,6
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	172,8	175,8	177,5	179,0	179,2	181,0	183,3	185,7

Źródło: ARE S.A.

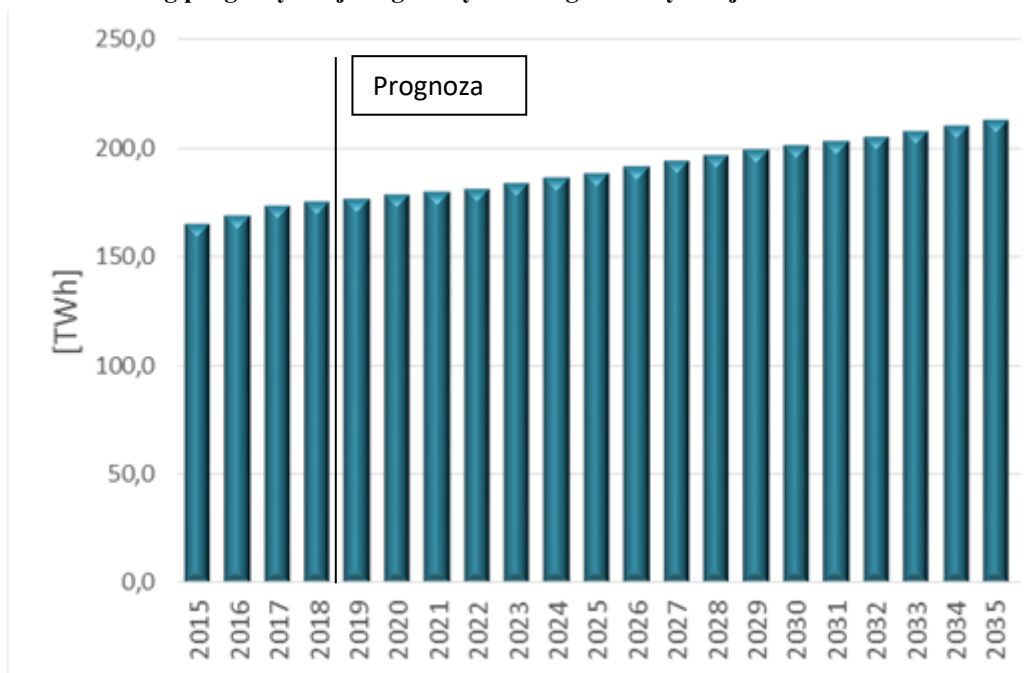
Tabela nr 2. Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]

2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
145,7	156,3	164,6	179,0	188,2	201,1	212,3

Źródło: ARE S.A.

² Ministerstwo Energii – „Plan rozwoju elektromobilności w Polsce. Energia do przyszłości”. Warszawa, 2016.

Wykres nr 1. Przebieg prognozy krajowego zużycia energii elektrycznej brutto w latach 2015-2035



Źródło: ARE S.A.

Wartości zapotrzebowania przedstawione w tabeli nr 1 i 2 uwzględniają sumaryczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z prognozowanej liczby samochodów elektrycznych jak i liczby pomp ciepła (tabela nr 3). Przedstawione założenia w tym obszarze są dość optymistyczne, ale biorąc pod uwagę cel pracy, ich przyjęcie jest w pełni uzasadnione.

Tabela nr 3. Zużycie energii elektrycznej przez pojazdy elektryczne i pompy ciepła [TWh]

2020	2025	2030	2035
0,9	3,7	7,0	11,1

Źródło: ARE S.A.

W tabeli nr 4 zaprezentowano wyniki prognoz zapotrzebowania na moc szczytową w okresie zimowym i letnim dla najbliższych pięciu lat. Zapotrzebowanie na moc szczytową wzrasta w latach 2018-2024 z 26 440 MW do 28 401 MW (tj. o 7,4%). Z kolei zapotrzebowanie na moc szczytową w okresie letnim wzrasta w tym samym okresie z 23 680 MW do 26 180 MW (tj. o 10,5%).

Zgodnie z zaprezentowanymi w tabeli nr 5 wynikami prognoz, średnioroczny wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym w latach 2019-2035 wynosi ok. 1,1%, osiągając w 2035 r. wartość 31 838 MW. W szczycie letnim wzrost ten jest istotnie wyższy i wynosi 1,4% (osiągając w 2035 r. wartość 30 237 MW). Wyższe tempo wzrostu zapotrzebowania na moc w szczycie letnim od zapotrzebowania na moc w szczycie zimowym, jest związane przede wszystkim z rosnącą liczbą urządzeń klimatyzacyjnych wśród odbiorców energii elektrycznej.

Tabela nr 4. Dane historyczne i prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym i letnim [MW]

Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Szczyt zimowy	22 868	23 207	23 288	23 108	23 477	24 640	24 611	25 120
Szczyt letni	16 436	16 958	17 233	18 324	19 004	19 593	20 276	20 430
Rok	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Szczyt zimowy	24 595	25 449	24 780	25 845	24 761	25 535	25 101	25 551
Szczyt letni	19 782	20 623	21 143	21 175	20 994	21 804	22 305	22 791
Rok	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Szczyt zimowy	26 231	26 440	26 150	27 088	27 491	27 751	28 040	28 401
Szczyt letni	23 221	23 680	24 350	24 507	25 083	25 410	25 762	26 180

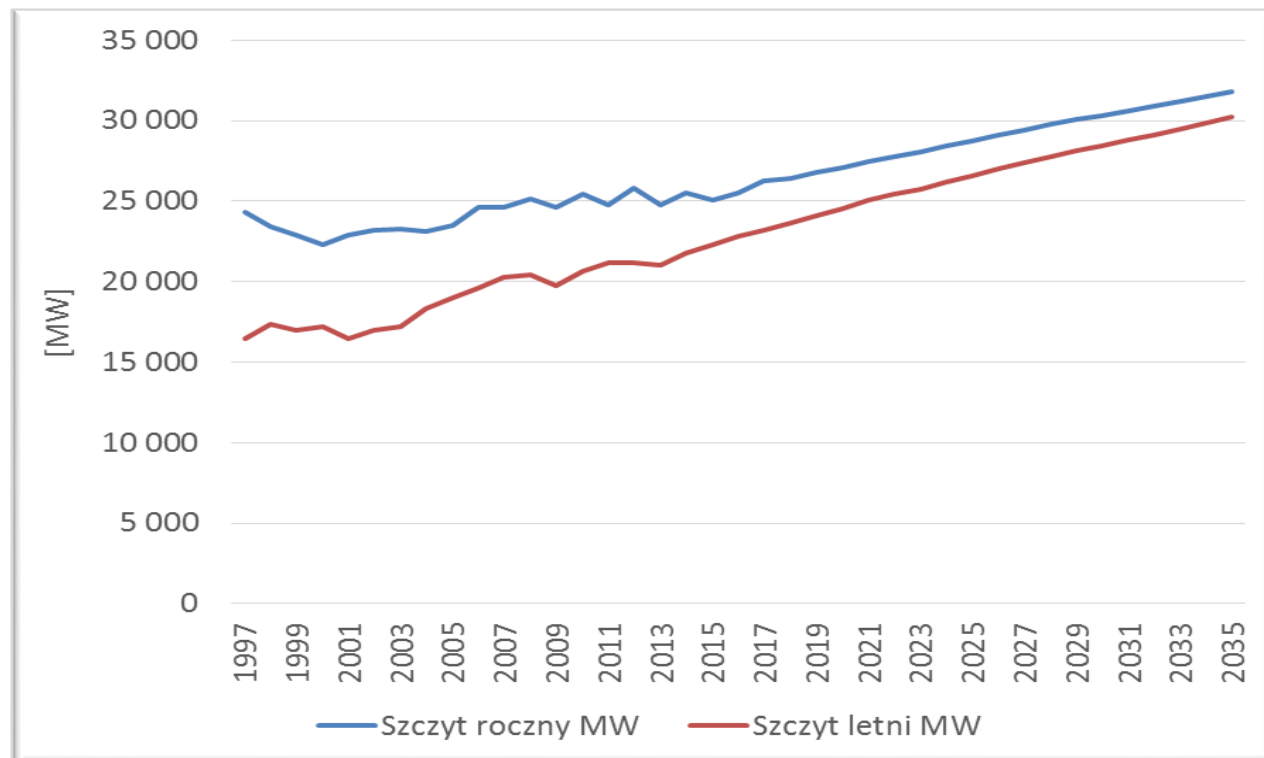
Źródło: ARE S.A., PSE S.A.

Tabela nr 5. Prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym i letnim w układzie pięcioletnim [MW]

Rok	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Szczyt zimowy	23 477	25 449	25 101	27 088	28 729	30 316	31 838
Szczyt letni	19 004	20 623	22 305	24 507	26 567	28 439	30 237

Źródło: ARE S.A., PSE S.A.

Wykres nr 2. Przebieg prognozy zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym i letnim



Źródło: ARE S.A.

1.3. Zdolności wytwórcze

1.3.1. Harmonogram ubytków mocy wytwórczych w systemie

Analiza planów trwałych wycofań mocy w istniejących JWCD, została sporządzona na podstawie danych przygotowanych przez PSE SA. Wyniki analiz w zakresie odstawień mocy w okresie do 2035 r. zawarto w tabeli nr 6.

Tabela nr 6. Skumulowane wielkości wycofań mocy brutto w istniejących JWCD ciepłych do 2035 r. [MW]

Rok	2020	2025	2030	2035
Skumulowane wycofania JWCD ciepłych	2 110	3 195	3 647	12 769

Źródło: PSE S.A.

Zgodnie z przedstawionymi danymi, w okresie do 2035 r., w grupie istniejących JWCD zostanie trwale wycofanych z eksploatacji 12 770 MW, z czego 2 110 MW w okresie do 2020 r.

1.3.2. Nowe JWCD ciepłe

W analizie uwzględniono JWCD w budowie oraz te inwestycje, dla których rozstrzygnięto postępowanie przetargowe na realizację. Sumaryczna moc nowych źródeł ujętych w analizie wynosi ok. 4,265 GW. Istotnym założeniem jest zachowanie terminów realizacji podanych w tabeli nr 7. Założono ponadto, że w rozpatrywanym horyzoncie czasowym nie powstanie pierwszy blok elektrowni jądrowej. Wynika to z przyjętej metody i celu polegającego na odzwierciedleniu sytuacji, gdy nie będą podejmowane dalsze działania dla odbudowy i rozwoju wolumenu mocy wytwórczej w KSE.

Tabela nr 7. Nowe systemowe jednostki wytwórcze w KSE

Inwestor	Lokalizacja	Termin realizacji	Moc brutto [MW]
TAURON	Jaworzno	11.2019	910
PGE	Opole (blok nr 6)	9.2019	900
TAURON	Stalowa Wola	12.2019	460
PGE	Turów (blok nr 11)	4.2020	496
PGNiG Termika	Żerań	12.2020	499
ENEA, ENERGA	Ostrołęka	2023	1000

Źródło: ARE S.A. na podstawie PSE S.A.

W zakresie elektrowni szczytowo-pompowych utrzymano obecny potencjał JWCD w całym analizowanym okresie na poziomie 1,413 GW mocy osiągalnej.

1.3.3. Prognozy zmian mocy osiągalnej

Prognozy zmian mocy osiągalnej, z uwzględnieniem planowanych wycofań w istniejących JWCD oraz przyrostów mocy w wyniku modernizacji na podstawie dotychczas podjętych decyzji inwestycyjnych dla rozpatrywanych scenariuszy przedstawia tabela nr 8.

Tabela nr 8. Prognoza zmian mocy osiągalnej w istniejących JWCD ciepłych w latach 2019-2035 (stan na koniec roku) [MW]

Rok	2019	2020	2025	2030	2035
Moc osiągalna JWCD ciepłe	24 952	22 922	20 397	19 979	11 511

Źródło: PSE S.A.

Prognozy zmian mocy osiągalnej jednostek niebędących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD) z uwzględnieniem planowanych wycofań i inwestycji w nowe elektrownie przedstawia tabela nr 9. W zestawieniu uwzględniono następujące grupy jednostek:

- elektrociepłownie zawodowe
- elektrociepłownie przemysłowe
- elektrownie i elektrociepłownie na biomasę i biogaz
- elektrownie wodne przepływowe

- farmy wiatrowe (FW)
- źródła fotowoltaiczne (PV)

Prognozy zmian mocy osiągalnej w elektrociepłowniach zawodowych i przemysłowych są zgodne z informacjami przekazanymi przez PSE S.A. Z kolei przyjęte do obliczeń modelowych tempo rozwoju pozostałych źródeł wytwórczych ujętych w bilansie, bazuje na scenariuszu umieszczonym w opracowaniu PSE¹, przy czym dla lat pomiędzy okresami pięcioletnimi zastosowano interpolację liniową.

W obliczeniach założono, że do pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc wykorzystane zostanie 10% mocy osiągalnej farm wiatrowych. Dla źródeł fotowoltaicznych założono, że udział źródeł PV w pokrywaniu zapotrzebowania szczytowego na moc będzie miał miejsce jedynie w miesiącach maj - sierpień. Dla tych miesięcy udział mocy osiągalnej tych źródeł w szczycie obciążenia kształtuje się na poziomie ok. 53%. W pozostałych miesiącach, godzina występowania dobowego szczytu zapotrzebowania na moc jest poza zakresem czynnej pracy PV i dla tych miesięcy w analizach bilansowych nie uwzględniano dostępności tych źródeł.

Tabela nr 9. Prognoza zmian mocy osiągalnej jednostek nJWCD w latach 2019-2035 (stan na koniec roku) [MW]

Wyszczególnienie	2019	2020	2025	2030	2035
EC zawodowe	6 018	5 712	5 190	4 685	3 768
EC przemysłowe	1 999	1 998	1 903	1 814	1 786
Biomasa i biogaz	730	750	880	880	880
Elektrownie wodne przepływowe	965	980	990	995	995
nJWCD razem bez FW i PV	9 712	9 440	8 963	8 374	7 429
Farmy wiatrowe	6 200	6 750	7 678	7 678	7 678
Fotowoltaika	950	1 500	2 917	2 917	2 917
nJWCD razem	16 862	17 690	19 558	18 969	18 024

Źródło: PSE S.A.

1.4. Prognoza i ocena możliwości pokrycia krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

Przedstawione w niniejszym podrozdziale wyniki prognoz równoważenia dostaw energii elektrycznej w Polsce w latach 2019-2035 zostały opracowane dla jednego scenariusza podstawowego. Zakładają one funkcjonowanie rynku mocy na zasadach określonych ustawą i uwzględniają wyniki pierwszych trzech aukcji. Prognozy zostały wykonane przy założeniu, że zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców krajowych jest pokrywane w oparciu o krajowe zasoby wytwórcze (czyli w oparciu o warunek wystarczalności generacji). Oznacza to, przyjęcie wielkości importu i eksportu energii elektrycznej na poziomie zerowym, co nie oznacza jednak, że wyklucza się wykorzystanie tego środka zaradczego.

W bilansach mocy, uwzględniono podstawowe środki zaradcze poprawy bilansu, możliwe do zastosowania przez OSP, których część zostanie zastąpiona od 2021 r. rynkiem mocy. Założono m.in. funkcjonowanie w 2019 r. Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ) oraz usługi Redukcji Zapotrzebowania (DSR). IRZ obejmuje część bloków energetycznych pierwotnie planowanych do wycofania z końcem 2015 r. Wielkość rezerwy to 830 MW, w skład której wchodzi następujące bloki energetyczne:

¹ "Informacje spółki PSE S.A. do sprawozdania Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres 2017-2018" - Konstancin-Jeziorna, marzec 2019 r.

- 1) nr 1 i 2 o mocy 222 MW i 232 MW w Elektrowni Dolna Odra;
- 2) nr 3 i 6 o mocy 123 MW i 128 MW w Elektrowni Siersza;
- 3) nr 8 o mocy 125 MW w Elektrowni Stalowa Wola.

W analizach założono wykorzystanie usługi IRZ w latach 2016-2019. Kolejnym podstawowym środkiem zaradczym jest usługa Redukcji Zapotrzebowania, której wartość w analizie, przyjęto na poziomie 500-800 MW. W analizie nie uwzględniano bieżących operatorskich środków zaradczych takich jak: (i) korekta pola remontowego JWCD, (ii) uruchomienie rezerw mocy w jednostkach wytwórczych nJWCD, (iii) okresowe prace z przeciążeniem, (iv) operatorski import energii o łącznym potencjale 500 MW¹, ponieważ możliwość ich wykorzystania w momencie wystąpienia deficytu mocy w systemie nie jest pewna i wynika z aktualnych uwarunkowań i ich faktycznej dostępności.

1.4.1. Bilans mocy i rezerwa mocy

W tabeli nr 10 i 11 przedstawiono wyniki analiz dotyczących bilansu mocy w KSE dla scenariusza z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu możliwych do zastosowania przez OSP.

¹ "Informacje spółki PSE SA do sprawozdania Ministra Energii z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres 2017-2018" - Konstancin-Jeziorna, marzec 2019 r.

Tabela nr 10. Bilans mocy dla scenariusza uwzględniającego zastosowanie podstawowych środków zaradczych w latach 2019-2025 (w układzie rocznym) [MW]*

Lp.	Wyszczególnienie	2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025	
		I	VII	I	VII	I	VII	I	VII	I	VII	I	VII	I	VII
1	Moc osiągalna JWCD	26 658	27 563	27 803	28 299	28 348	28 348	28 348	28 348	28 348	29 348	29 123	29 123	28 923	28 923
2	Moc osiągalna nJWCD (bez FW i PV)	10 373	9 757	10 200	10 200	10 101	10 101	10 064	10 064	9 689	9 689	9 585	9 585	9 583	9 581
3	Moc osiągalna nJWCD - FW	5 865	6 100	6 300	6 600	6 900	7 200	7 678	7 678	7 678	7 678	7 678	7 678	7 678	7 678
4	Moc osiągalna nJWCD - PV	147	750	1 050	1 350	1 680	2 158	2 590	2 790	2 917	2 917	2 917	2 917	2 917	2 917
5	Moc osiągalna JWCD i nJWCD	43 043	44 170	45 353	46 449	47 028	47 807	48 680	48 880	48 632	49 632	49 303	49 303	49 101	49 099
6	Moc dyspozycyjna JWCD	21 979	22 965	23 440	23 584	25 230	24 690	25 230	24 690	25 230	25 570	25 919	25 372	25 741	25 196
7	Przewidywane obciążenie nJWCD (bez FW i PV)	6 379	3 220	6 232	3 539	6 666	3 636	6 642	3 623	6 395	3 488	6 326	3 450	6 325	3 449
8	Przewidywane obciążenie nJWCD - FW	704	610	630	660	690	720	768	768	768	768	768	768	768	768
9	Przewidywane obciążenie nJWCD - PV	0	401	0	723	0	1 155	0	1 493	0	1 561	0	1 561	0	1 561
10	Moc dyspozycyjna dostępna dla OSP	29 062	27 196	30 302	28 505	32 586	30 202	32 640	30 574	32 392	31 387	33 013	31 152	32 834	30 974
11	Usługa redukcji zapotrzebowania	500	500	550	550	617	617	761	761	791	791	800	800	800	800
12	Zapotrzebowanie na moc szczytową	26 150	24 350	27 088	24 700	27 491	25 083	27 751	25 410	28 040	25 762	28 401	26 180	28 729	26 567
13	Zapotrzebowanie na moc szczytową średniomiesięczne z dni roboczych	25 256	23 336	26 161	23 671	26 550	24 038	26 802	24 352	27 081	24 689	27 430	25 090	27 746	25 460
14	Wymagana przez OSP nadwyżka mocy	4 546	4 200	4 709	4 261	4 779	4 327	4 824	4 383	4 875	4 444	4 937	4 516	4 994	4 583
15	Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	4 306	4 361	4 691	5 384	6 653	6 780	6 599	6 984	6 102	7 489	6 384	6 862	5 887	6 314
16	Niedobór (-) / nadmiar (+) wymaganej nadwyżki mocy	-240	160	-18	1 123	1 874	2 453	1 775	2 600	1 228	3 045	1 446	2 346	893	1 731

*Dla omówionego w sprawozdaniu rozwoju nowych źródeł i przyjętego scenariusza wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

Źródło: Opracowanie ARE S.A. na podstawie danych dostarczonych przez PSE S.A.

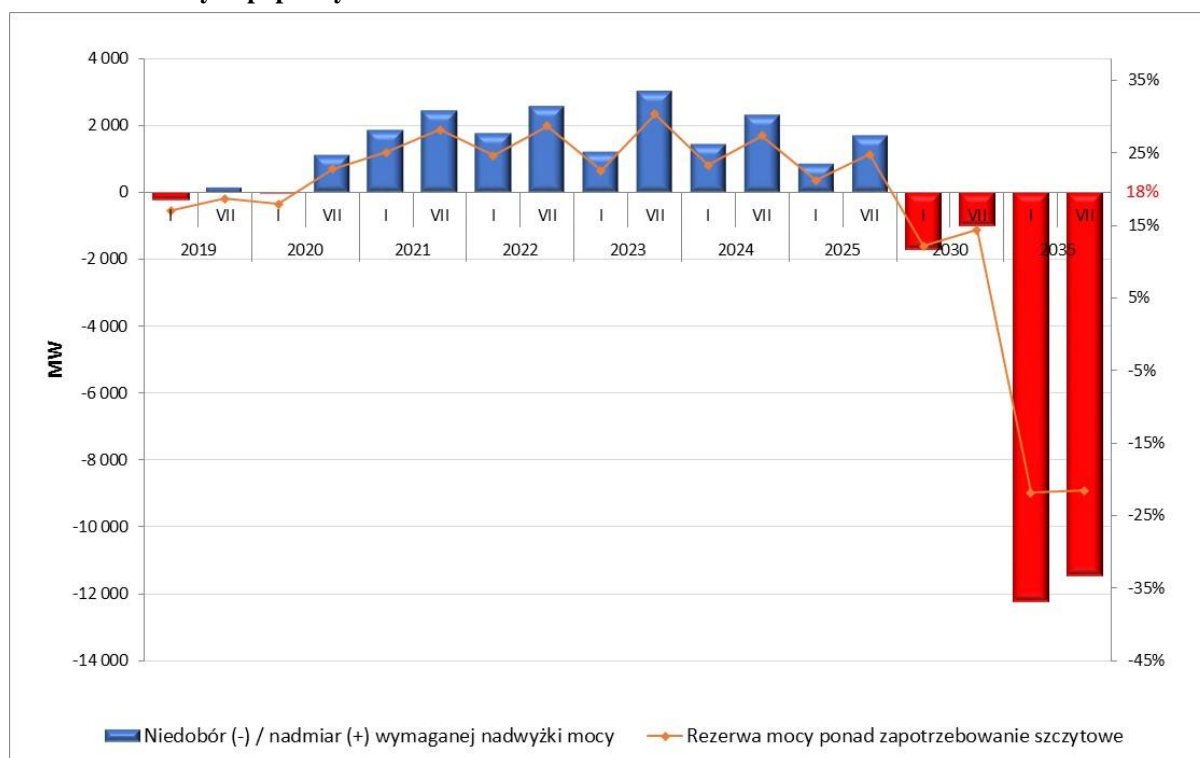
Tabela nr 11. Bilans mocy dla scenariusza uwzględniającego zastosowanie podstawowych środków zaradczych w latach 2020-2035 (w układzie pięcioletnim) [MW]*

Lp.	Wyszczególnienie	2020		2025		2030		2035	
		I	VII	I	VII	I	VII	I	VII
1	Moc osiągalna JWCD	27 803	28 299	28 923	28 923	28 470	28 470	19 287	19 287
2	Moc osiągalna nJWCD (bez FW i PV)	10 200	10 200	9 583	9 581	8 987	8 987	8 042	8 042
3	Moc osiągalna nJWCD - FW	6 300	6 600	7 678	7 678	7 678	7 678	7 678	7 678
4	Moc osiągalna nJWCD - PV	1 050	1 350	2 917	2 917	2 917	2 917	2 917	2 917
5	Moc osiągalna JWCD i nJWCD	45 353	46 449	49 101	49 099	48 052	48 052	37 924	37 924
6	Moc dyspozycyjna JWCD	23 440	23 584	25 741	25 196	25 338	24 798	17 165	16 717
7	Przewidywane obciążenie nJWCD (bez FW i PV)	6 232	3 539	6 325	3 449	5 931	3 235	5 308	2 895
8	Przewidywane obciążenie nJWCD - FW	630	660	768	768	768	768	768	768
9	Przewidywane obciążenie nJWCD - PV	0	723	0	1 561	0	1 564	0	1 561
10	Moc dyspozycyjna dostępna dla OSP	30 302	28 505	32 834	30 974	32 037	30 364	23 241	21 941
11	Usługa redukcji zapotrzebowania	550	550	800	800	800	800	800	800
12	Zapotrzebowanie na moc szczytową	27 088	24 700	28 729	26 567	30 316	28 439	31 838	30 237
13	Zapotrzebowanie na moc szczytową średniomiesięczne z dni roboczych	26 161	23 671	27 746	25 460	29 278	27 255	30 748	28 978
14	Wymagana przez OSP nadwyżka mocy	4 709	4 261	4 994	4 583	5 270	4 906	5 535	5 216
15	Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	4 691	5 384	5 887	6 314	3 559	3 909	-6 707	-6 237
16	Niedobór (-) / nadmiar (+) wymaganej nadwyżki mocy	-18	1 123	893	1 731	-1 711	-996	-12 242	-11 453

*Dla omówionego w sprawozdaniu rozwoju nowych źródeł i przyjętego scenariusza wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

Źródło: Opracowanie ARE S.A. na podstawie danych dostarczonych przez PSE S.A.

Wykres nr 3. Wynik prognozy bilansu mocy dla scenariusza uwzględniającego zastosowanie podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu



Źródło: ARE S.A.

W rozpatrywanym scenariuszu w najbliższych pięciu latach nadwyżka mocy będzie wystarczająca dla pokrycia zapotrzebowania na moc z zachowaniem wymaganego w IRIESP marginesu bezpieczeństwa.

W okresie zimowym 2020 r. może wystąpić konieczność wykorzystania przez OSP bieżących środków zaradczych poprawy bilansu, które powinny być jednak wystarczające dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Należy jednak mieć na uwadze, że w warunkach niskiej nadwyżki mocy w systemie, wystąpienie ekstremalnych warunków pogodowych (utrzymujące się upały w okresie letnim bądź mroź w okresie zimowym), jak również skumulowanie się w dowolnym okresie nieplanowanych ubytków mocy w jednostkach wytwórczych może spowodować poważne trudności z pokryciem zapotrzebowania na moc w kraju. Należy pamiętać, że w tym okresie nadal znaczna część jednostek JWCD prowadzić będzie planowe remonty, mające na celu dostosowanie do wymogów BAT, co wpłynie na obniżenie ich dyspozycyjności.

Nadwyżka mocy dostępna w okresie letnim 2019 r. (160 MW) pozostaje niewielka. W przypadku wystąpienia okoliczności niesprzyjających (wzrost zapotrzebowania połączony z koniecznością nieplanowego wyłączania jednostek wytwórczych z powodów technicznych) mogą również pojawić się problemy ze zbilansowaniem mocy w systemie.

Poprawa bilansu mocy następuje od mniej więcej połowy 2020 r. Nadwyżka mocy ponad szczytowe zapotrzebowanie wynosi w tym okresie ok. 1 100 MW. Jest to wynik przewidywanego oddania do użytkowania nowych jednostek wytwórczych. Istotną rolę w tym okresie powinny odgrywać instalacje fotowoltaiczne. Przewiduje się, że do tego czasu w Polsce będzie zainstalowanych co najmniej 1,35 GW w fotowoltaice. Są to bardzo ostrożne szacunki

biorąc pod uwagę tempo przyrostu tych źródeł obserwowane od początku 2019 r. oraz wyniki dotychczasowych aukcji OZE.

Istotnym czynnikiem warunkującym bezpieczeństwo dostaw w rozpatrywanym okresie jest terminowe oddanie do eksploatacji będących obecnie w budowie jednostek wytwórczych. Na chwilę obecną większość przedsięwzięć inwestycyjnych jest prowadzona zgodnie z harmonogramem. Jedyną inwestycją, która napotyka trudności w realizacji jest budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli (460 MW). Spółka TAURON Polska Energia S.A. deklaruje oddanie do użytku tej jednostki z końcem 2019 r. (na koniec 2018 r. stopień zaawansowania budowy wynosił 86%), choć jak sama przyznaje termin ten jest dla niej ogromnym wyzwaniem.

Bilans mocy dla lat 2021, 2022, 2023, 2024 i 2025 nie wskazuje na występowanie trudności z pokryciem zapotrzebowania na moc szczytową.

Istotnym czynnikiem wpływającym na poprawę sytuacji bilansowej w tym okresie jest przewidywany dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii i planowane oddanie do użytku w 2023 r. nowego bloku na węgiel kamienny w Ostrołęce (1000 MW).

W perspektywie długoterminowej, mowa tu o latach 2030-2035, występuje możliwość wystąpienia poważnych niedoborów wymaganej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, niemożliwych do skompensowania przez operatorskie środki zaradcze, który pogłębia się z upływem czasu. Pierwsze poważne niedobory mogą wystąpić w 2028 r. w rezultacie planowanych trwałych odstawień z eksploatacji JWCD ciepłych.

Istotnym zagadnieniem z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej po 1 lipca 2025 r. są wprowadzone zapisami nowego Rozporządzenia o wewnętrznym rynku energii ograniczenia, polegające na wykluczeniu z rynku mocy jednostek, niespełniających kryterium emisyjnego 550g CO₂ na 1 kWh lub 350 kg CO₂ na 1 kW/rok. W praktyce oznacza to wykluczenie z systemu jednostek węglowych, poza tymi, które zakontraktowały uczestnictwo w rynku mocy długoterminowo (we wspomnianym rozporządzeniu zagwarantowana została nienaruszalność umów mocowych, zawartych przed 31 grudnia 2019 r.).

1.4.2. Bilans energii elektrycznej

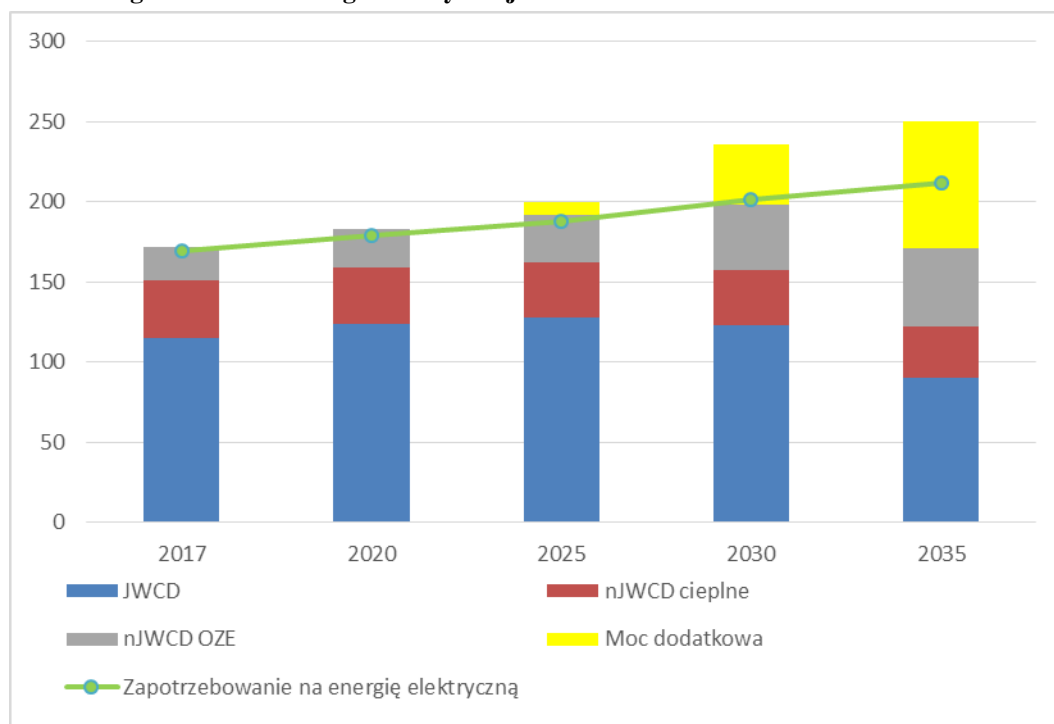
W tabeli nr 12 oraz na wykresie nr 4 przedstawiono bilans energii elektrycznej dla omawianego scenariusza. Został on wykonany na podstawie deklarowanych przez wytwórców w badaniu ankietowym planów produkcyjnych oraz szeregu założeń dotyczących zdolności produkcyjnych w pozostałych jednostkach wytwórczych (nieobjętych badaniem ankietowym), które zostały przyjęte na podstawie analizy eksperckiej. W następnych latach do pokrycia zapotrzebowania na energię, niezbędne staje się zapewnienie mocy dodatkowej, tj. mocy ponad zdolności wytwórcze już budowane i zaplanowane do budowy (moc budowana) oraz zdolności wytwórcze planowanej elektrowni jądrowej. Moc dodatkowa zapewni niezbędne do utrzymania nadwyżki mocy w KSE, na wymaganym poziomie.

Tabela nr 12. Prognoza bilansu energii elektrycznej [TWh]

Lp.	Rok	2017	2020	2025	2030	2035
1	JWCD	115	124	128	123	90
2	Moc dodatkowa	0	0	8	38	79
3	nJWCD ciepłne	36	35	34	34	32
4	nJWCD OZE	21	24	30	41	49
5	Razem	172	183	200	236	250
6	Zapotrzebowanie na energię elektryczną	169	179	188	201	212

Źródło: Opracowanie ARE S.A. na podstawie danych pozyskanych z PSE S.A.

Wykres nr 4. Prognoza bilansu energii elektrycznej



Źródło: Opracowanie ARE SA na podstawie danych pozyskanych z PSE S.A.

Przeprowadzona analiza bilansowa wykazała, że przy prognozowanym średniorocznym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną, sumaryczne zdolności generacji jednostek wytwórczych są wyższe, niż prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną w okresie do 2029 r. W kolejnych latach, do pokrycia zapotrzebowania na energię niezbędne staje się zapewnienie dodatkowych mocy.

2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2017-2018

Warunki pracy krajowej sieci elektroenergetycznej w latach 2017-2018 były podobne do warunków, które występowały w poprzednich latach. Pomimo dość łagodnych warunków pogodowych w omawianym okresie występowało rekordowe wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną. Rekordowe zapotrzebowanie na moc elektryczną w przekroju okresów zimowych wystąpiło 28 lutego 2018 r. i wynosiło 26 445 MW, z kolei w przekroju okresów letnich, wystąpiło 24 sierpnia 2018 r. i wyniosło 23 676 MW. Tak znaczne obciążenia nie wywołały zakłóceń pracy KSE, mimo pełnego wykorzystania dostępnych mocy. Warunki napięciowe i poziom zapasu stabilności napięciowej wzrosły po uruchomieniu w 2017 r linii 400 kV Ostrołęka-Olsztyn Mątki i w 2018 r. bloku gazowo-parowego El. Płock (630 MW). Z uwagi na niską dopuszczalną obciążalność linii 110 kV w wyższych temperaturach otoczenia, trudne warunki pracy sieci 110 kV występowały na obszarach działania spółek dystrybucyjnych: Energa Operator S.A. (Oddział Kalisz), PGE Dystrybucja S.A. (Oddziały Warszawa Lublin i Łódź) oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. W odniesieniu do wcześniejszych okresów w części wymienionych obszarów warunki pracy sieci uległy poprawie ze względu na przeprowadzone modernizacje i nowe inwestycje.

Zagrożenie powstania rozległej awarii, powiązanej z pozbawieniem zasilania odbiorców na znacznym obszarze kraju pojawić się może w ekstremalnie trudnych warunkach pracy krajowego systemu elektroenergetycznego: zwykle wtedy, gdy w okresie występowania skrajnie dużego zapotrzebowania na moc wystąpią znaczne anomalie pogodowe, dojdzie do jednoczesnego wyłączenia dużej liczby elementów sieci, odstawiona zostanie na skutek awarii duża liczba jednostek wytwórczych lub ujawni się silny, negatywny wpływ systemów elektroenergetycznych krajów sąsiednich. Zagrożenia te dotyczą zarówno okresów zimowych jak i letnich.

W stanach normalnych pracy krajowej sieci elektroenergetycznej, stosując dostępne środki takie jak:

- odpowiednie wczesne zaplanowanie 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, co jednak często odbywało się kosztem przesunięcia w czasie części prac remontowych oraz wpływem na harmonogramy prac inwestycyjnych. Dodatkowo zmiany grafików generacji oraz wymiany międzysystemowej powodowało zwiększenie kosztów funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego.

Przykładem skutecznej interwencji OSP jest sytuacja, która miała miejsce na pograniczu aglomeracji łódzkiej i PAK-u w dniach 31 lipca - 01 sierpnia 2018 r. przy wysokich temperaturach otoczenia i zwiększających się ubytkach El. Pątnów. Analizy n-1 wykazały możliwość wystąpienia znacznego przeciążenia linii 220 kV Janów-Zgierz-Adamów, Pabianice-Adamów i linii 110 kV w rejonie Łodzi i Konina. W tej sytuacji 31 lipca 2018 r. OSP ogłosił komunikat o stanie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obszarze obejmującym część województwa wielkopolskiego (podregiony poznański i koniński) i części województwa łódzkiego (podregion łódzki i skierniewicki). Stwierdzone zagrożenie nie

oznaczało konieczności ograniczenia poboru energii elektrycznej przez odbiorców. Dzięki ogłoszeniu stanu zagrożenia możliwe było utrzymanie pracy bloków elektrowni z przekroczeniem parametrów zrzutu i poboru wody. Nie udzielono zgody na odstawienie żadnego bloku El. Pątnów (ciągła praca bloków 1, 2, 5, 6 od godziny 15:01 do godziny 22:00), ponadto polecono pracę z maksymalną mocą El. Karolin (bloków 2 i 3) i El Dolna Odra (bloków 1, 2, 6, 7 i 8) z kolei El. Bełchatów polecono pracę z minimum technicznym bloków 2, 3, 4 i 5 przyłączonych do sieci 220 kV.

Awarie, które wystąpiły w omawianym okresie miały z reguły charakter lokalny i były możliwe do likwidacji środkami będącymi w dyspozycji OSP. Awaryjne o charakterze obszarowym związane były z przejściem frontów burzowych. W dniach 05-06 października 2017 r. z powodu przejścia Orkanu Ksawery wyłączono było 18 odcinków linii 220 kV oraz 3 odcinki linii 400 kV. W wyniku wyłączeń stacja Leśnów pozostawała bez zasilania z sieci NN, stacja Radkowice pozostawała bez zasilania z sieci NN, rejon Częstochowy zasilany był poprzez promieniowy ciąg: AT 400/220 kV w stacji Joachimów i linii 220 kV Joachimów-Aniołów i Joachimów-Huta Częstochowa-Wrzosowa, stacja Łośnice zasilana była promieniowo linią 220 kV Łośnice-Kielce. Kolejny front burzowy wystąpił w dniach 10-12 sierpnia 2017 r., w wyniku którego wyłączono były 3 linie 220 kV oraz 1 linia 400 kV.

Uruchomienie bloku gazowo-parowego o mocy 630 MW El. Płock spowodowało zwiększenie zapasu stabilności. Z drugiej strony jednak zwiększyło obciążenie AT/TR 400/110 kV w stacji Płock, co w stanach awaryjnego wyłączenia linii 400 kV (szczególnie Grudziądz - Płock) skutkować może niepożądanymi przepływami przez sieć 110 kV. W stanach remontowych wyłączeń konieczne może być ograniczenie generacji maksymalnie do 300 MW (w celu ograniczenia przeciążeń na wypadek wyłączenia linii 400 kV Płock-Grudziądz oraz Płock-Ołtarzew).

Wycofanie z ruchu El. Adamów (5x120W) znacznie zmieniło rozpląty w rejonie sieci przesyłowej PAK-u. Zmniejszyły się przepływy w kierunku Poznania liniami 220 kV Konin-Plewiska i Konin-Adamów, lecz jednocześnie zwiększyły się przepływy w kierunku stacji Adamów od strony stacji Pątnów i Rogowiec. Z analiz i późniejszych doświadczeń okresów letnich wynika, że wycofanie z ruchu El. Adamów wpływa na znaczący wzrost obciążenia linii 220 kV Janów-Zgierz oraz powoduje (w warunkach występowania wysokich temperatur otoczenia) przeciążenie już w stanie normalnym linii 110 kV wyprowadzających moc ze stacji Ostrów w ciągach Ostrowiec-Kalisz-Adamów/Pątnów. W takich przypadkach dla odciążenia sieci przesyłowej konieczne było utrzymanie odpowiednio wysokiej generacji El. Pątnów. W skrajnych przypadkach wymagana była rekonfiguracja sieci NN (np. wprowadzenie podziału na sprzęgle w rozdzielni 220 kV Janów) oraz sieci 110 kV PGE Oddział Łódź (wydzielenie w sieci 110 kV obszaru zasilanego z dwóch AT 220/110 kV stacji Zgierz). Dodatkowo konieczne było ograniczenie generacji bloków El. Bełchatów pracujących na szynach 220 kV (na systemie szyn z linią Janów). W celu odciążenia sieci 110 kV w sieci Energa Oddział Kalisz konieczne było wprowadzenie licznych podziałów (wydzielających ciągi promieniowe o znacznym zapotrzebowaniu) bądź odstawienie do rezerwy jednego AT 400/110 kV w stacji Ostrów. Z uwagi na powyższe PSE S.A. uwzględniło w swoich planach modernizację linii 220 kV Janów-Zgierz-Adamów, a oprócz tego wymagane jest również zwiększenie przepustowości linii 110 kV w sieci Energa Operator S.A. Oddział Kalisz.

Uruchomienie bloku 1075 MW w El. Kozenice i linii 400 kV Kozenice-Siedlce Ujrzanów zwiększyło obciążenie AT 400/110 kV w stacji Siedlce Ujrzanów, a w konsekwencji również (trzech) linii 110 kV wyprowadzających moc z tej stacji. W celu ograniczenia niedopuszczalnych przekroczeń (rzędu 200% dopuszczalnej obciążalności znamionowej), na wypadek wyłączenia linii 400 kV Siedlce Ujrzanów-Stanisławów, przy temperaturach otoczenia powyżej 25°C, konieczne jest wprowadzenie wyspowego układu pracy sieci 110 kV zasilanego jedynie z AT 400/110 kV w stacji Siedlce Ujrzanów (obszar o zapotrzebowaniu ok. 125 MW). Sytuacja ulegnie poprawie dopiero po zmianie układu pracy sieci 400 kV między stacjami Stanisławów-Narew-Siedlce Ujrzanów-Kozenice. Jednak mimo tej rozbudowy sieci NN wymagane jest również zwiększenie możliwości wyprowadzenia mocy z rozdzielni 110 kV Siedlce Ujrzanów. W przeciwnym wypadku konieczne będzie nadal wprowadzanie podziałów prewencyjnych w sieci 110 kV na przekroju Siedlce Ujrzanów-Narew/Ostrołęka.

Uruchomienie linii 400 kV Ostrołęka-Olsztyn Mątki wraz z wcześniejszym uruchomieniem linii 400 kV Kozenice-Siedlce Ujrzanów poprawiło pewność pracy północno-wschodniej części KSE. Dzięki tej inwestycji znacznie łagodniejsze są stany awaryjnego wyłączenia linii 400 kV Stanisławów-Narew co skutkuje zmniejszeniem poziomu generacji wymuszonej w El. Ostrołęka.

Uruchomienie dwutorowej linii 400 kV Czarna-Polkowice wraz z AT 400/220 kV 500 MVA i 400/110 kV 330 MVA w stacji Polkowice odciążało linie 220 kV Mikułowa-Polkowice i AT 220/110 kV w stacji Polkowice. Jednocześnie zwiększyło się obciążenie linii 220 kV Polkowice-Leszno i 400 kV Mikułowa-Czarna, co dodatkowo wymusiło potrzebę ograniczenia przepływu na granicy Niemcy-Polska poprzez przesuwniki zainstalowane na liniach 400 kV Mikułowa-Hagenwerder. Sprzężenie 400/220 kV w stacji Polkowice umożliwia regulację przepływów mocy biernej jednak zbyt niskie napięcia zarówno w sieci 400, 220 i 110 kV nie pozwalają na poprawienie profilu napięciowego w rejonie Głogowa i Lubina (stacje Czarna-Polkowice-Żukowice).

Istotnym zagadnieniem w prowadzeniu ruchu sieci i jednostek wytwórczych KSE jest obniżona obciążalność dużej liczby linii 110 kV w wysokich temperaturach otoczenia. W tym kontekście należy wskazać następujące obszary sieci 110 kV: Energa Operator S.A. Oddział Kalisz, PGE Dystrybucja S.A. Oddziały Warszawa, Lublin i Łódź, innogy Stoen Operator Sp. z o.o., obszar na styku trzech spółek dystrybucyjnych w rejonie stacji Trębaczew. Wysokie temperatury otoczenia wymuszają generację w lokalnych elektrociepłowniach, zmiany w harmonogramach prac remontowych i inwestycyjnych, a także wprowadzenie specjalnych układów sieci. Podobne zjawiska, choć w mniejszej skali występują także w aglomeracji poznańskiej, wrocławskiej i szczecińskiej. W porównaniu do wcześniejszych sezonów w części z wymienionych obszarów warunki pracy sieci uległy poprawie ze względu na przeprowadzone modernizacje i nowe inwestycje.

Istotnym zagadnieniem ruchowym w krajowym systemie elektroenergetycznym, mogącym w ekstremalnych stanach jego pracy wpłynąć niekorzystnie na jego bezpieczeństwo, są tzw. przepływy nieplanowe mocy z systemu niemieckiego poprzez polski do czeskiego i słowackiego. Przepływy te dociążają linie międzysystemowe łączące Polskę z systemem niemieckim, ograniczając możliwości importowe KSE, co w przypadku powstania deficytu mocy w systemie polskim, uniemożliwia import niezbędnej mocy z systemów Europy Zachodniej. Przepływy te zwiększają się znacznie w okresach dużej generacji odnawialnej na

terenie Niemiec. Dla przeciwdziałania tego typu problemom, po uruchomieniach przesuwników fazowych na liniach 400 kV Mikułowa-Hagenwerder, uruchomiono linie 400 kV Krajnik-Vierraden wraz z przesuwnikami fazowymi zainstalowanymi po stronie niemieckiej. Do czasu pełnego zakończenia inwestycji po stronie niemieckiej i ze względu na występujące tam obecnie ograniczenia, linie 400 kV Krajnik-Vierraden załączane są w szczególnych przypadkach (przy problemach bilansowych lub trudnej sytuacji sieciowej).

Rozpływy w północno-wschodniej części KSE silnie zależne są od połączenia 400 kV Polska-Litwa (LitPol Link). W stanach maksymalnego importu na połączeniu LitPol Link (500 MW) obserwujemy zwiększenie obciążenia AT-1 400/110 kV w stacji Ełk Bis. Zapotrzebowanie północno-wschodniego obszaru zbilansowane jest wówczas generacją El. Ostrołęka i z systemu litewskiego. W stanach eksportu mocy (100-500 MW) w kierunku systemu litewskiego obserwujemy zwiększenie przepływów liniami: 400 kV Stanisławów-Narew i 220 kV Miłosna-Ostrołęka. Następstwa awaryjnego wyłączenia linii 400 kV Stanisławów-Narew powodujące niedopuszczalne przeciążenia w sieci 110 kV i/lub utratę stabilności napięciowej limitują możliwości eksportowe na łączu LitPol Link. W przypadku odstawienia połączenia LitPol Link słabo obciążone linie 400 kV w tym rejonie są źródłem mocy biernej, szczególnie w okresach niskiego zapotrzebowania. W takich sytuacjach konieczne może być wyłączenie jednego toru linii 400 kV Łomża Systemowa-Ełk, jednego toru linii 400 kV Łomża Systemowa-Ostrołęka. Należy mieć na uwadze, że w przypadku pracy połączenia LitPol ograniczone są możliwości wyłączeń linii przesyłowych w tym rejonie.

W stanach wysokiej generacji farm wiatrowych w północnej części KSE, w związku z koniecznością obniżenia generacji w jednostkach ciepłych zlokalizowanych głównie w południowej części KSE, południowy obszar KSE z obszaru o nadwyżce generacji staje się obszarem importującym moc (nawet ponad 1000 MW). Stan ten powoduje, że docierają się linie 220 kV w relacji Joachimów-Łagisza, Łagisza-Jamki, ciągi 110 kV ze stacji Trębaczew i stacji Połaniec. Dla ochrony linii w trybie operatywnym wprowadza się układy specjalne pracy sieci. Docelowo PSE S.A. uwzględniło w swoich planach inwestycyjnych zwiększenie przepustowości linii w rozpatrywanym rejonie oraz instalację w stacji Joachimów dodatkowych członów regulacyjnych, umożliwiających regulację przepływu mocy czynnej między siecią 400 a 220 kV.

Przy wyłączonej linii 400 kV Krajnik-Vierraden obserwowano zwiększone przepływy mocy w kierunku północnym KSE. W szczególności większe było obciążenie linii 400 kV Ostrów-Kromolice-Plewiska, a w wypadku jej awaryjnego wyłączenia pojawiało się ryzyko przeciążenia linii 220 kV Konin-Plewiska, jak również linii 110 kV na przekroju z kierunku stacji: Ostrów, Konin i Pątnów w kierunku aglomeracji poznańskiej. W celu zmniejszenia następstw opisanego stanu, konieczna byłaby zmiana konfiguracji sieci NN (wydzielenie ciągu 220 kV Konin – utrzymanie wyższej generacji wymuszonej w El. Dolna Odra, a w stanach wysokiej temperatury otoczenia i/lub niskiej generacji farm wiatrowych dodatkowo wymuszenie generacji ESP Żarnowiec lub importu na łączu HVDC Słupsk-Storno).

W ostatnich sezonach istotnym zagadnieniem jest zapewnienie odpowiednich warunków zasilania aglomeracji warszawskiej. Pomimo wysokiej generacji EC Siekierki i Żerań w okresie zimowym i wielu punktów zasilania z sieci przesyłowej (Miłosna, Mościska, Mory, Piaseczno, Warszawa Towarowa, Ołtarzew), AT NN/110 kV, szczególnie w stacji Mory, są wysoko obciążone, a w stanach awaryjnych występują ich znaczne przeciążenia oraz przeciążenia linii

110 kV na tym obszarze. Sytuacja taka spowodowana jest przede wszystkim wciąż rosnącym zapotrzebowaniem i występującymi w sieci 110 kV liniami o niskiej obciążalności, niedostosowanymi do obecnych przepływów. Są to linie łączące stację Mory ze stacją EC Siekierki, linie wyprowadzające moc ze stacji Miłosna oraz linie znajdujące się na obszarze aglomeracji warszawskiej będące własnością PGE Dystrybucja S.A. Oddział Warszawa. Szczególnej uwagi wymaga zapewnienie pewności zasilania rejonu stacji Warszawa Południowa. Zapotrzebowanie w stacjach tego obszaru wynosi łącznie 260 MW.

Wzrost zapotrzebowania na moc aglomeracji warszawskiej wskazuje na potrzebę dalszej rozbudowy sieci NN na terenie miasta i w jego okolicach. Docelowo po uruchomieniu dodatkowych punktów transformacji NN/110kV (planowanych w stacjach Warszawa Towarowa, Żerań) konieczne będzie na nowo zdefiniowanie układu pracy sieci 110 kV w obszarze aglomeracji warszawskiej, co będzie również wymuszone wzrostem poziomu mocy zwarciovych.

W okresach obniżonego zapotrzebowania na moc w KSE, szczególnie w okresach świątecznych, niezbędne jest przeciwdziałanie nadmiernym wzrostom napięć w sieci przesyłowej oraz sieci 110 kV spowodowanym odciążeniem tych sieci i związanym z tym nadmiarem mocy biernej generowanej w stosunku do mocy biernej odbieranej. Z tego powodu po wyczerpaniu wszystkich podstawowych środków operatywnego obniżenia napięć takich jak:

- odłączenie baterii kondensatorów podłączonych do sieci SN,
- załączenie dostępnych dławików kompensacyjnych w sieci NN i WN,
- zmniejszenie generacji mocy biernej w jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych oraz w jednostkach wytwórczych koordynowanych,
- zmiana przekładni transformatorów sprzęgających 400/110 oraz 220/110 kV,

konieczne staje się wyłączenie słabo obciążonych linii, w tym linii 400 kV.

Polskie linie 220 kV oraz 400 kV, podobnie jak w wielu innych krajach europejskich, zostały zaprojektowane zgodnie z praktyką stosowaną do drugiej połowy lat dziewięćdziesiątych. Metody nie uwzględniały nagrzewania się przewodów fazowych przez prąd, w związku z czym odległości przewodów fazowych od ziemi i obiektów krzyżowanych wymiarowano dla temperatury pracy $+40^{\circ}\text{C}$. 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 $+80^{\circ}\text{C}$, ale z powodu stosowanej praktyki wymiarowania odległości doziemnych przewodów linii, dopuszczalna temperatura pracy przewodów było ograniczona do $+40^{\circ}\text{C}$. 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 obniżania się zdolności przesyłowej linii są odczuwane do dnia dzisiejszego. Obciążalność linii przy temperaturze przewodów $+40^{\circ}\text{C}$ jest bowiem o około połowę niższa niż obciążalność przy temperaturze przewodów $+80^{\circ}\text{C}$. Najtrudniejsza sytuacja występuje w lecie, w warunkach wysokich temperatur otoczenia. PSE S.A. wykonuje 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, innego typu.

W latach 2017-2018 nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców spowodowane niedoborem mocy w KSE.

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

3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej

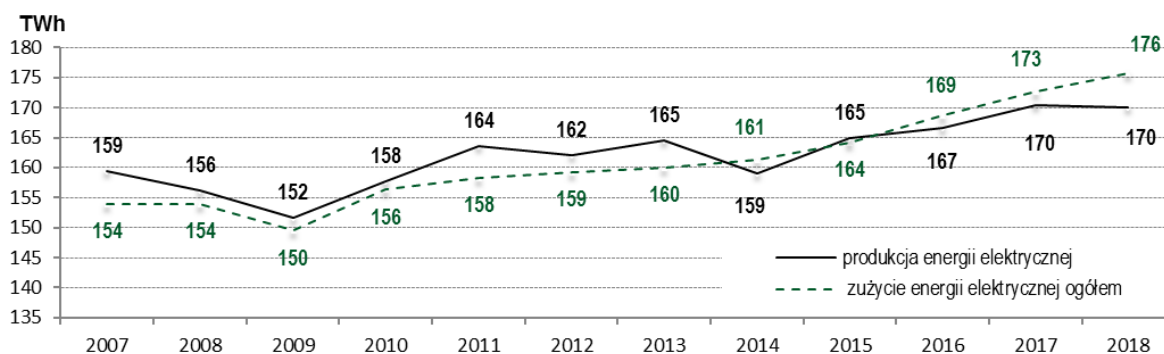
W 2018 r. w Polsce wyprodukowano 170,1 TWh energii elektrycznej, minimalnie mniej (o 0,3 TW) niż rok wcześniej.

Krajowe zużycie energii elektrycznej natomiast wzrosło w zestawieniu z rokiem poprzednim (o 1,8%) i odnotowało kolejny rekord (175,8 TWh). Systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię to efekt stałego rozwoju polskiej gospodarki, a jednym z czynników, który również wpływa na zmiany zużycia są temperatury powietrza.

Trzeci rok z rzędu zużycie energii elektrycznej przewyższyło poziom produkcji, w 2018 r. o około 5,7 TWh (tj. o 3,4%), a rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną zostało uzupełnione importem.

Od kilku lat import energii przewyższa eksport, co jest głównie efektem relacji cenowych kształtujących się na rynku w Polsce i w krajach sąsiadujących. Wielkość wymiany zależna jest również od udostępnianych przez OSP, uczestnikom rynku zdolności przesyłowych netto na poszczególnych połączeniach transgranicznych. W 2018 r. w większości godzin w roku występowała przewaga importu nad eksportem, a głównym kierunkiem importu energii do Polski była Szwecja i Litwa.

Wykres nr 5. Wytwarzanie i zużycie energii elektrycznej



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Dominującą grupą wytwórców pozostaje energetyka zawodowa, która w 2018 r. wyprodukowała 85,1% energii. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 82,1% energii, a tylko około 1,3% z elektrowni wodnych zawodowych. Wyraźnie zwiększył się udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu energii elektrycznej (o 1,7 punktu procentowego) do 8,4%.

Kluczowa grupa - elektrowni ciepłych zawodowych - wygenerowała mniej energii niż rok wcześniej, na co wpłynęło głównie ograniczenie produkcji w oparciu o węgiel brunatny (o 2 847 GWh, tj. o 5,4%), dalsze wyhamowanie produkcji w procesie współspalania biomasy i biogazu z węglem (o 303,4 GWh, tj. o około 25%) oraz mniejsza (o 144,6 GWh) produkcja w elektrowniach gazowych. Główną przyczyną spadku produkcji z węgla brunatnego było wycofanie pięciu jednostek w Elektrowni Adamów (o mocy 600 MW), ostatni piąty blok został wyłączony dnia 1 stycznia 2018 r.

W jednostkach na węgiel kamienny produkcja energii elektrycznej wzrosła o 2 321,1 GWh (tj. o 3%), co było skutkiem oddania do eksploatacji, dnia 19 grudnia 2017 r., nowego bloku w Elektrowni Kozienice o mocy 1 075 MW.

W jednostkach biomasowych produkcja wzrosła o 363,9 GWh (tj. o 14,3%).

Mniej energii wygenerowały natomiast elektrownie zawodowe wodne (o 578,3 GWh, tj. o 21,3%). W elektrowniach szczytowo-pompowych, z uwagi na mniejszy stopień wykorzystania przez PSE S.A., produkcja spadła o 12% (tj. o 56,9 GWh)

Znacząco więcej energii wygenerowała grupa elektrociepłowni przemysłowych (o 2 841,8 GWh, tj. 24,8%), na co wpłynęła większa produkcja w elektrowniach opalanych gazem, po uruchomieniu w czerwcu 2018 r. nowego bloku w PKN Orlen S.A. w Płocku o mocy 600 MW. Rok wcześniej (w 2017 r.) został uruchomiony blok gazowo-parowy PKN Orlen S.A. we Włocławku o mocy 463 MW, dnia 8 września 2018 r. został on jednak awaryjnie wyłączony (blok wrócił do pracy w kwietniu 2019 r.).

Tabela nr 13. Dynamika i struktura wytwarzania energii elektrycznej

Wyszczególnienie	2017	2018	Dynamika (2018/2017)	2017	2018
	GWh		%	%	
Wytwarzanie ogółem w kraju	170 363,3	170 078,4	99,8	100,0	100,0
Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe	146 464,7	144 757,4	98,8	86,0	85,1
<i>w tym::</i>					
- Elektrownie zawodowe ciepłne	140 260,1	139 650,0	99,6	82,3	82,1
z tego: - węgiel kamienny	78 045,0	80 366,1	103,0	45,8	47,3
<i>w tym: elektrociepłownie</i>	17 679,0	17 946,2	101,5	10,4	10,6
- węgiel brunatny	52 280,6	49 433,6	94,6	30,7	29,1
- gaz ziemny	6 161,2	6 016,6	97,7	3,6	3,5
- biomasa/biogaz	2 552,9	2 916,8	114,3	1,5	1,7
- współspalanie biomasy/biogazu	1 220,3	916,9	75,1	0,7	0,5
- Elektrownie zawodowe wodne	2 719,2	2 140,9	78,7	1,6	1,3
Elektrociepłownie przemysłowe	11 454,2	14 296,1	124,8	6,7	8,4
Elektrownie pozostałe	12 444,3	11 024,7	88,6	7,3	6,5
Wytwarzanie OZE (z wiersza ogółem)	23 986,9	21 607,1	90,1	14,1	12,7
<i>z tego: wiatr</i>	14 908,9	12 847,6	86,2	8,8	7,6
<i>woda</i>	2 559,6	1 970,3	77,0	1,5	1,2
<i>biomasa</i>	3 494,8	3 849,3	110,1	2,1	2,3
<i>biomasa (układ hybrydowy)</i>	213,1	214,0	100,4	0,1	0,1
<i>współspalanie biomasy/biogazu</i>	1 599,9	1 281,3	80,1	0,9	0,8
<i>biogaz</i>	1 046,1	1 145,4	109,5	0,6	0,7
<i>słońce</i>	164,5	299,2	181,9	0,097	0,176

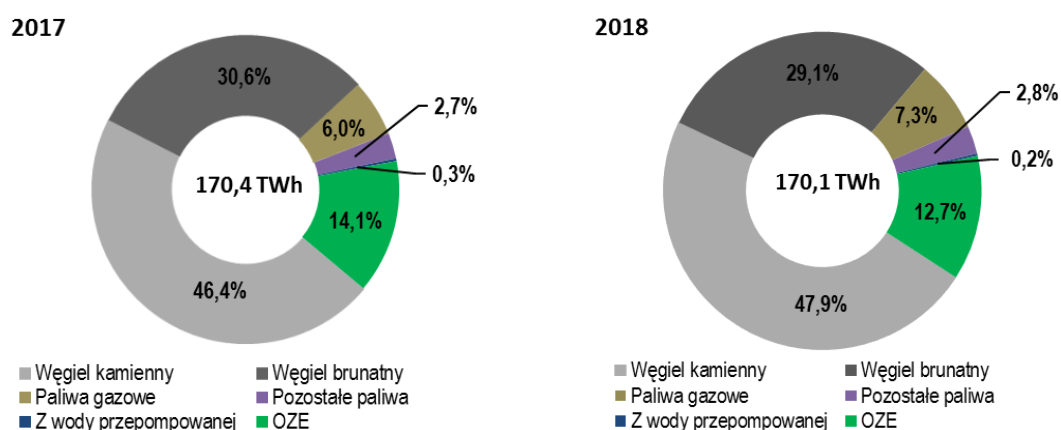
Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Wytwarzanie energii elektrycznej w kraju odbywa się nadal w zdecydowanej większości w oparciu o węgiel, w 2018 r. - 77,0%. Struktura wytwarzania, według nośników, zmieniła się nieznacznie w odniesieniu do roku 2017:

- 1) węgiel kamienny – wzrost udziału z 46,4% do 47,9%;
- 2) węgiel brunatny – spadek udziału z 30,6% do 29,1%;
- 3) paliwa gazowe – wzrost udziału z 6,05% do 7,3%;
- 4) woda przepompowana – zmiana z 0,3% do 0,2%;
- 5) odnawialne źródła energii – spadek udziału z 14,1% do 12,7%;
- 6) pozostałe paliwa – minimalna zmiana z 2,7% do 2,8%.

Strukturę wytwarzania energii elektrycznej według nośników przedstawia wykres nr 6.

Wykres nr 6. Struktura wytwarzania energii elektrycznej według nośników



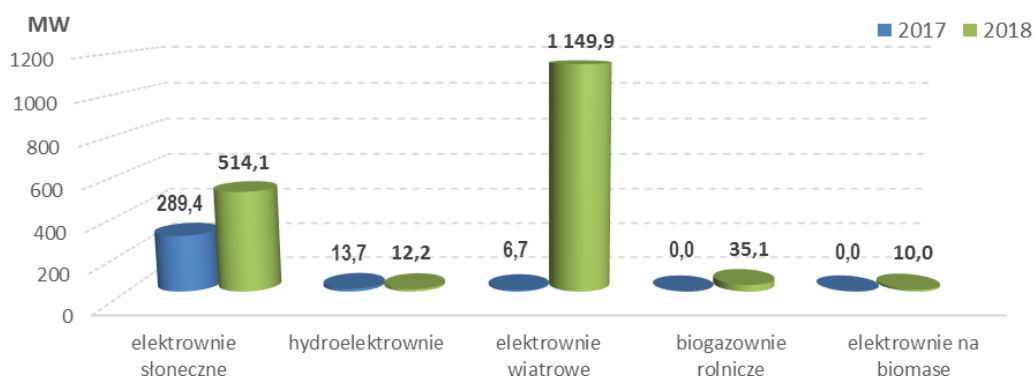
Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Z odnawialnych źródeł energii w 2018 r. wygenerowano 21 607 GWh energii elektrycznej i był to wolumen mniejszy niż rok wcześniej o blisko 10% (tj. o 2 379,8 GWh). Udział OZE w generacji energii elektrycznej obniżył się wobec powyższego z 14,1% w roku 2017 do 12,7% w roku 2018.

Rozwój OZE, związany z zobowiązaniami Polski dotyczącymi udziału energii odnawialnej w krajowym zużyciu na poziomie wymaganym przez UE, jest głównie efektem stosowanych mechanizmów wsparcia dla generacji tzw. „energii zielonej”. Do 30 czerwca 2016 r. głównym źródłem wsparcia był system zbywalnych świadectw pochodzenia, uzyskiwanych przez wytwórców za energię elektryczną generowaną w odnawialnym źródle energii. Od 1 lipca 2016 r., zaczął obowiązywać nowy system wsparcia oparty na aukcjach. W 2018 roku istotne zmiany odnoszące się do systemu wsparcia wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych nastąpiły wraz z nowelizacją ustawy OZE dokonaną ustawą z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw³. Dnia 29 czerwca 2018 r. opublikowana została ustawa zmieniająca ustawę OZE z dnia 7 czerwca 2018 r., na mocy której zostały przeprowadzone aukcje w 2018 r. Zgodnie z ogłoszeniami Prezesa URE, w dniach 17, 18, 19, 24 i 25 października 2018 r. oraz w dniach 5, 6, 7, 13, 14, 15, 19 i 20 listopada 2018 r. odbyło się 13 sesji aukcji.

³ Dz. U. z 2018 r. poz. 1276.

Wykres nr 7. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2017 i 2018 roku, w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2018 roku

Zauważyć należy, że wyniki aukcji przeprowadzonej w dniu 5 listopada 2018 r. wskazują, że energetyka wiatrowa może stać się konkurencyjna w stosunku do jednostek konwencjonalnych, przy cenie minimalnej na poziomie 157,8 PLN/MWh i maksymalnej 216,9 PLN/MWh. Z uwagi na fakt, że wyniki jednej aukcji mogą być niemiernodajne, należy oczekiwać wyników aukcji, które zostaną przeprowadzone w 2019 r.

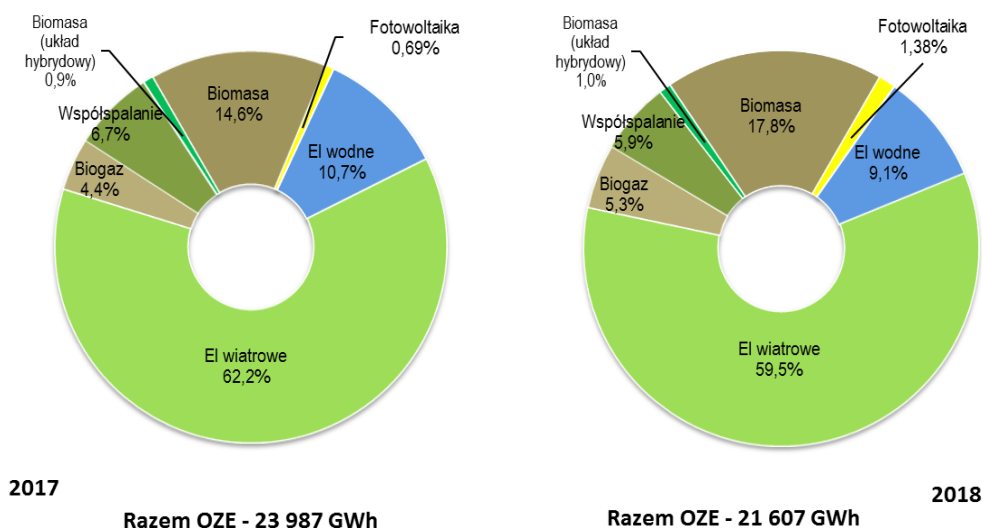
W poszczególnych technologiach OZE w 2018 r. wytworzono następujące ilości energii elektrycznej:

- 1) w energetyce wiatrowej – 12 847,6 GWh (dynamika 86,2%), spadek produkcji to wynik niesprzyjających warunków pogodowych. Moc zainstalowana w tych źródłach zwiększyła się minimalnie (0,3%; czyli o 16,9MW), a lata 2017 i 2018 były okresem stagnacji. Generacja wiatrowa pozostała jednak dominującym źródłem energii „zielonej” w Polsce, którego udział w 2018 r. wynosił 59,5% i był niższy niż rok wcześniej (62,2%);
- 2) w biomasowych kotłach dedykowanych (łącznie z układami hybrydowymi) – 4 063,3 GWh, co stanowiło 18,8% w strukturze wytwarzania OZE. W zestawieniu z rokiem 2017 produkcja wzrosła o 9,6%;
- 3) z wody – 1 970,3 GWh, (9,1% w strukturze), produkcja była mniejsza w zestawieniu z rokiem poprzednim o 23,0%, co wynikało z niekorzystnych warunków hydrologicznych;
- 4) w technologii współspalania z węglem – 1 281,3 GWh (5,9% w strukturze). W analizowanym okresie odnotowano spadek produkcji (o 20%). W latach 2008- 2012 był to lider generacji „zielonej energii”;
- 5) w źródłach fotowoltaiki – 299,2 GWh, był to wyraźny wzrost (o blisko 82%) w zestawieniu z rokiem poprzednim. Udział tej stosunkowo nowej technologii wytwarzania energii w strukturze OZE wyniósł 1,38% i był wyższy niż rok wcześniej (0,69%). Rok 2018 był rekordowym w liczbie przyłączonych do sieci mikroinstalacji prosumenckich, które w blisko 100% stanowiły panele słoneczne. Do sieci przyłączono około 26 000 mikroinstalacji, czyli prawie tyle, ile we wszystkich wcześniejszych latach razem wziętych⁴.

Strukturę wytwarzania energii elektrycznej z OZE przedstawia wykres nr 8.

⁴ Energetyka dystrybucja i przesył - Raport PTPiREE

Wykres nr 8. Struktura wytwarzania energii elektrycznej z OZE



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Pod koniec 2018 r. miały miejsce wydarzenia, które wpłynęły na zwiększenie mocy w KSE i będą miały wpływ na wielkość i strukturę produkcji energii elektrycznej w latach następnych. Przekazano do testów jednostkę wytwórczą o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno 2 i dwie jednostki wytwórcze o łącznej mocy 1 800 MW w Elektrowni Opole. W połowie stycznia 2019 r. został zsynchronizowany z KSE blok nr 5 w Elektrowni Opole, a w połowie maja 2019 r. blok nr 6. Oddanie do eksploatacji bloku nr 5 odbyło się przed wyznaczonym na 15 czerwca 2019 r. terminem, a bloku nr 6 ma nastąpić do 30 września 2019 r.

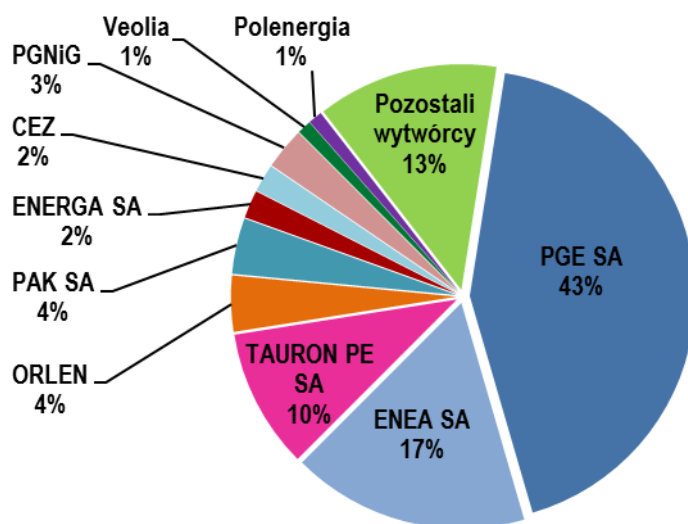
Istotnym wydarzeniem było wejście w życie w dnia 18 stycznia 2018 r, ustawy o rynku mocy, która wprowadziła nowy mechanizm pomocy publicznej, mający na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w sposób efektywny kosztowo, niedyskryminacyjny i zgodny z zasadami zrównoważonego rozwoju. Pierwszą aukcję mocy przeprowadzono w połowie listopada 2018 r. W jej wyniku 160 Jednostek Rynku Mocy (JRM) zawarło umowy mocowe na rok dostaw 2021, a sumaryczna wielkość zakontraktowanych obowiązków mocowych wyniosła 22 427 MW. Dnia 5 grudnia 2018 r. odbyła się kolejna aukcja główna na rok dostaw 2022 (obowiązek mocowy - 10 580,1 MW), a dnia 21 grudnia 2018 r. na rok dostaw 2023 (obowiązek mocowy - 10 631,2 MW). Rok 2018 był ostatnim rokiem funkcjonowania systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji opartego na świadectwach pochodzenia. Od 2019 r. zastępuje go nowy system wsparcia dla źródeł wytwarzających jednocześnie energię elektryczną i ciepło użytkowe - z procedurą aukcyjną i systemem premiowym.

W 2017 r. sfinalizowane zostały istotne transakcje na rynku mające wpływ na strukturę podmiotową, w tym rynku wytwarzania. W listopadzie spółka PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. zakupiła aktywa wytwórcze EDF Polska, zwiększając tym samym swoje moce wytwórcze o 3 321 MW. Drugim wydarzeniem było przejęcie aktywów ENGIE Energia Polska przez spółkę ENEA S.A., w marcu 2017 r.

Po przejęciach aktywów wytwórczych przez Grupę Kapitałową PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz ENEA S.A. istotnie wzrosło znaczenie obu grup w rynku wytwarzania

energii elektrycznej. Największy producent energii elektrycznej w Polsce - Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., w 2018 r. wygenerowała 43% wolumenu. Drugie miejsce, objęła Grupa Kapitałowa ENEA S.A. (17%). Trzecie miejsce z udziałem około 10% zajmowała Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A. Tym samym trzej najwięksi wytwórcy odpowiadali w 2018 r. za około 70% krajowej produkcji energii elektrycznej.

Wykres nr 9. Procentowy udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2018 r.



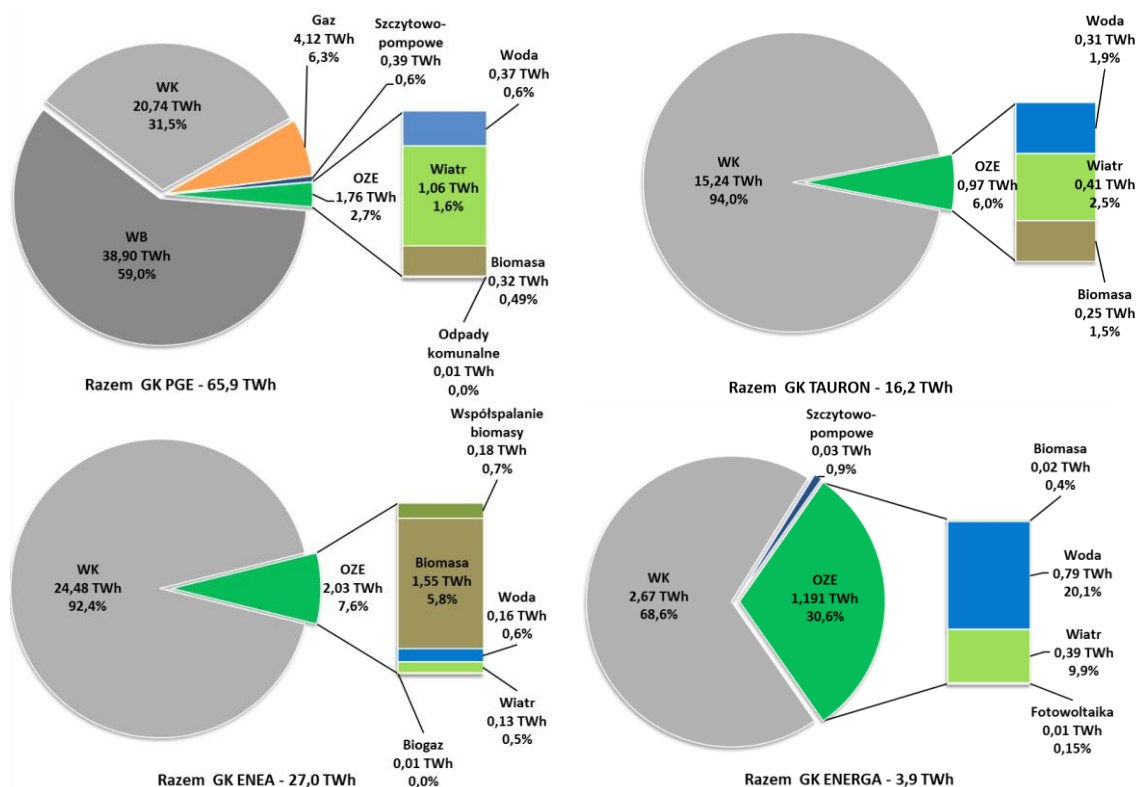
2018 rok

Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2018 r.

Cztery główne polskie grupy energetyczne - GK PGE, GK TAURON, GK ENEA oraz GK ENERGA - w 2018 r. wprowadziły do sieci około 72% energii elektrycznej w kraju. W GK PGE większość energii (59%, tj. 38,9 TWh) generowano w oparciu o węgiel brunatny (WB). Pozostałe trzy grupy, w obszarze energetyki konwencjonalnej, wytwarzały energię z węgla kamiennego (WK). W technologiach źródeł odnawialnych grupy te wytworzyły w sumie blisko 6,0 TWh energii (tj. od 1 TWh do ponad 2,0 TWh), co wynosiło od 2,7% do 30,6% wolumenu ich produkcji⁵⁾. Szczegółowe informacje dotyczące struktury wytwarzania w omawianych grupach energetycznych przedstawia wykres poniżej.

⁵⁾ Dane pochodzą z raportów niezależnych od badań statystycznych

Wykres nr 10. Struktura wytwarzania energii elektrycznej netto w czterech polskich grupach energetycznych w 2018 r. (w przypadku GK ENERGA i GK TAURON wytwarzanie brutto)



Źródło: ARE S.A., Raporty grup energetycznych (niezależne od badań statystycznych).

Wytwórcami energii elektrycznej w oparciu o węgiel brunatny w energetyce zawodowej są⁶⁾:

- 1) Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., która jest dominującym wytwórcą energii w tej technologii (blisko 87% generacji na węglu brunatnym w kraju), a generacja odbywa się w:
 - Elektrowni Bełchatów (5 298 MW mocy zainstalowanej),
 - Elektrowni Turów (1 499 MW),
 - Elektrociepłowni Zgierz (39 MW).
 Na rok 2020 planowane jest uruchomienie nowego bloku w El. Turów o mocy 496 MW.
- 2) Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.:
 - Elektrownia Pątnów I (1 200 MW),
 - Elektrownia Pątnów II (464 MW),
 - Elektrownia Konin KONK (143 MW).

Do czołowych wytwórców (zawodowych) energii w oparciu o węgiel kamienny należą:

- 1) Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A. - wytwórcą energii w oparciu o węgiel kamienny w grupie jest głównie spółka TAURON Wytwarzanie S.A., w skład której wchodzi:

⁶⁾ Dane na koniec grudnia 2018 roku

- Elektrownia Jaworzno III (1 345 MW),
- Elektrownia Łaziska (1 155 MW),
- Elektrownia Łagisza (700 MW),
- Elektrownia Siersza (546 MW),
- Elektrownia Stalowa Wola (300 MW) – 50% udział w kapitale,
- Elektrownia Jaworzno II (140 MW),

Wytwarzanie energii w oparciu o węgiel kamienny odbywa się również w elektrociepłowniach zawodowych TAURON Ciepło Sp. z o.o. oraz m.in. w Elektrowni Błachownia (165 MW) należącej do TAMEH Polska Sp. z o.o., w której spółka ma udziały.

2) Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., w której na węglu kamiennym pracują elektrownie:

- Elektrownia Dolna Odra (1 362 MW),
 - Elektrownia Opole (1 492 MW),
 - Elektrownia Rybnik (1 840 MW) – aktywa nabyte od EDF Polska
- oraz elektrociepłownie zawodowe, m.in.:

- Elektrociepłownia Kraków-Łęg (480MW) – aktywa nabyte od EDF Polska 480,
- Elektrociepłownia Wrocław (263 MW) – aktywa nabyte od EDF Polska,
- Elektrociepłownia Bydgoszcz (227 MW),
- Elektrociepłownia Gdańsk 2 (221 MW) – aktywa nabyte od EDF Polska,
- Elektrociepłownia Pomorzany (134 MW),
- Elektrociepłownia Gdynia 3 (110 MW) – aktywa nabyte od EDF Polska,
- Elektrociepłownia Czechnica (100 MW) – aktywa nabyte od EDF Polska,

3) Grupa Kapitałowa ENEA S.A.:

- Elektrownia Kozienice o mocy zainstalowanej (4 071,8 MW), w tym nowy blok uruchomiony w grudniu 2017 r. o mocy 1 075 MW,
- Elektrownia Połaniec – WK (1 607 MW) – aktywa nabyte od Grupy ENGIE Energia Polska SA7,
- Elektrociepłownia Białystok (204 MW).

4) Grupa Kapitałowa ENERGA S.A. z Elektrownią Ostrołęka B (647 MW) i elektrociepłowniami:

- Elektrociepłownią Ostrołęka A (93,5 MW),
- Elektrociepłownią Elbląg (49 MW),
- Elektrociepłownią Kalisz-Piwonice (8 MW).

Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrociepłowniach zawodowych opalanych gazem odbywa się w:

1) Grupie Kapitałowej PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.:

- Elektrociepłowni Lublin Wrotków (247 MW),
- Elektrociepłowni Gorzów (243,3 MW), w tym przekazany do eksploatacji 31 stycznia 2017 r. blok gazowo parowy o mocy elektrycznej 138 MW,
- Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. (198 MW) - aktywa nabyte od EDF Polska
- Elektrociepłowni Rzeszów (132 MW),
- Elektrociepłownia Toruń (106 MW) - aktywa nabyte od EDF Polska.

2) Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (112,8 MW).

⁷⁾ Dawniej Grupa GDF SUEZ

W grupie elektrowni ciepłych zawodowych biomasowych w 2018 r. energię wytwarzały:

- 1) Grupa Kapitałowa ENEA SA - El. Połaniec - Zielony BLOK (230 MW) – aktywa nabyte od Grupy ENGIE Energia Polska SA;
- 2) Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.:
 - Elektrociepłownia Szczecin (76 MW),
 - Elektrociepłownia Kielce BM (6,7 MW);
- 3) Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A. w:
 - Elektrowni Stalowa Wola BM (55MW),
 - Elektrowni Jaworzno II BM (50 MW),
 - Elektrociepłowni Tychy BM (40 MW);
- 4) Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. - Elektrownia Konin KONG (50 MW);
- 5) Grupa Kapitałowa ENERGA S.A. – Ec Elbląg (25 MW);
- 6) Veolia Energia Łódź S.A. – Ec Łódź 4 BM (59 MW).

3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą

KSE współpracuje synchronicznie z krajowymi systemami elektroenergetycznymi państw Europy kontynentalnej (Niemcy, Czechy, Słowacja) oraz asynchronicznie z krajowym systemem elektroenergetycznym Szwecji poprzez kabel podmorski prądu stałego, krajowym systemem elektroenergetycznym Litwy poprzez wstawkę prądu stałego *back to back* i wydzieloną część krajowego systemu elektroenergetycznego Ukrainy. Połączenia Polski z krajami sąsiednimi obejmują kilkanaście międzysystemowych linii transgranicznych (na napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV oraz 750 kV), przy czym linia energetyczna Rzeszów-Chmielnicka (Polska-Ukraina) jest wyłączona.

Wymianę międzysystemową energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2017-2018 (GWh) przedstawia tabela nr 14. Saldo wymiany energii elektrycznej między Polską a sąsiednimi krajami wyniosło 5717,9 GWh (import).

Tabela nr 14. Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2017-2018 (GWh)

Lp.	Wyszczególnienie	2017			2018		
		Pobór	Oddanie	Saldo	Pobór	Oddanie	Saldo
1.	Białoruś	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.	Czechy	373,7	5 946,3	-5 572,5	632,8	3 771,6	-3 138,8
3.	Litwa	1 536,7	494,3	1 042,3	1 615,2	717,3	897,9
4.	Niemcy	7 340,4	20,9	7 319,5	7 054,6	20,7	7 033,9
5.	Słowacja	0,3	4 372,1	-4 371,8	28,0	3 235,5	-3 207,5
6.	Szwecja	3 124,9	150,5	2 974,4	3 098,4	376,1	2 722,2
7.	Ukraina	894,8	0,0	894,8	1 410,2	0,0	1 410,2
8.	Razem	13 270,7	10 984,0	2 286,7	13 839,2	8 121,3	5 717,9

Źródło: PSE S.A.

Aktualny stan wymiany energii elektrycznej z zagranicą w latach 2017-2018, na poszczególnych liniach międzysystemowych, przedstawia tabela nr 15.

Tabela nr 15. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą w latach 2017-2018 (GWh) na poszczególnych liniach - przepływy fizyczne

Wyszczególnienie	2017			2018		
	Pobór	Oddanie	Saldo	Pobór	Oddanie	Saldo
Wymiana równoległa	7 497,8	9 910,2	-2 412,4	7 421,3	6 868,6	552,8
Krosno – Lemesany(400kV)	0,322	4 372,1	-4 371,8	28,0	3 235,5	-3 207,5
Albrechice - Dobrzeń	15,1	2 082,5	-2 067,3	57,2	1 485,7	-1 428,5
Nosowice - Wielopole (400 kV)	19,2	2 431,5	-2 412,3	118,6	1 426,9	-1 308,3
Hagenverder - Mikułowa (400kV)	7 321,9	2,4	7 319,5	6 627,6	20,0	6 607,6
Liskovec – Kopanina - Bujaków (220kV)	122,7	1 003,3	-880,6	162,9	699,8	-536,9
Vierraden - Krajnik (220 kV)	18,5	18,5	0	427,0	0,1	426,9
Wymiana nierównoległa	5 772,9	1 073,8	4 699,2	6 417,8	1 252,7	5 165,1
Triniec – Mnisztwo – Ropice (100 kV)	0,0	244,8	-244,8	0,0	147,6	-147,6
Porici - Bogoszków (110 kV)	214,8	184,3	30,6	290,7	11,6	279,1
Nachod - Kudowa (110 kV)	1,9	0,02	1,9	3,4	0,0	3,4
Darkow - Pogwizdów (110 kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Neueibau - Turów (110 kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elk-Alytus	1 536,7	494,3	1 042,3	1 615,2	717,3	897,9
Starno - Słupsk (DC 450 kV)	3 124,9	150,5	2 974,4	3 098,4	376,1	2 722,3
Roś - Białystok (220 kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dobrotwór - Zamość (220 kV)	894,8	0,0	894,8	1 410,2	0,0	1 410,2
Brześć - Wolka Dobryńska (110 kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Razem	13 270,7	10 984,0	2 286,7	13 839,2	8 121,3	5 717,9

Źródło: PSE S.A.

W celu zwiększenia możliwości importu oraz eksportu energii elektrycznej, PSE S.A. przeprowadziły w ostatnich latach inwestycje sieciowe. Na kierunku litewskim zrealizowano połączenie Polska-Litwa (500 MW). Na kierunku niemieckim kontynuowane jest montowanie przesuwników fazowych, zapobiegających przepływowi kołowym, wywołanym przez niemiecką energetykę wiatrową. Do końca 2025 r. planowane jest przygotowanie drugiego połączenia Polska-Litwa – kabla podmorskiego Harmonii Link (o planowanej mocy do 700 MW). Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami, w okresie ostatnich lat przedstawia tabela nr 16.

Tabela nr 16. Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami [GWh]

Rok	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Saldo przepływów fizycznych energii elektrycznej	-2 195	-1 355	-5 243	-2 841	-4 521	2 167	-333	1 999	2 287	5 718
Pobór (import)	7 399	6 309	6 779	9 803	7 801	13 509	14 459	14 016	13 271	13 839
Oddanie (eksport)	9 595	7 664	12 023	12 644	12 323	11 342	14 792	12 018	10 984	8 121

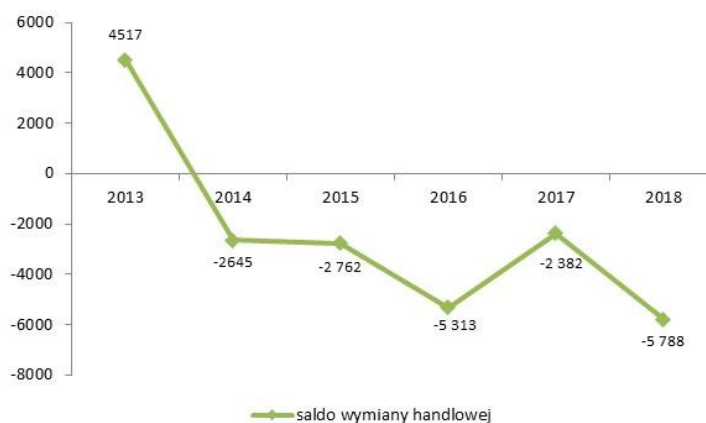
Źródło: PSE S.A.

W 2018 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej, udział importu stanowił 8,1% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 4,6% rozchodu energii elektrycznej. W 2017 r. obydwa te parametry wynosiły odpowiednio, dla importu 7,8% i eksportu 6,4%.

W 2017 r. import był większy od eksportu, a różnica wyniosła 2 287 GWh. Rok 2018 charakteryzował się jeszcze bardziej dynamicznym wzrostem poziomu salda handlowego na korzyść importu, do wysokości 5 178 GWh. Przepływy fizyczne przez KSE nie odpowiadają przepływowi handlowym. Różnica pomiędzy przepływami fizycznymi a handlowymi wynika z występowania nieplanowanych przepływów energii elektrycznej. Te przepływy są przyczyną istotnego ograniczenia zdolności przesyłowych, oferowanych na zasadach rynkowych, w całym

regionie Europy środkowo-wschodniej. W konsekwencji, import handlowy energii elektrycznej na przekrojach synchronicznych z Czech, Niemiec i Słowacji był w latach 2017-2018 silnie ograniczony. Sytuacja uległa zdecydowanej poprawie w drugiej połowie 2018 r., kiedy uruchomiono przesuwniki fazowe na obydwu połączeniach transgranicznych z Niemcami, co pozwoliło na istotne ograniczenie niekontrolowanych przepływów energii. Bilans handlowy - saldo wymiany energii elektrycznej w latach 2013-2018 (GWh) przedstawia wykres nr 11, zaś dynamikę importu handlowego energii elektrycznej w latach 2017-2018 - tabela nr 17.

Wykres nr 11. Bilans handlowy - saldo wymiany energii elektrycznej w latach 2013-2018 (GWh)



Źródło: URE, PSE S.A.

Tabela nr 17. Import handlowy energii elektrycznej, w latach 2017-2018

Wyszczególnienie	Jedn.	2017	2018	Dynamika (2017=100%)
Import handlowy energii (przepływy handlowe)	GWh	2 382	5 788	243,0
Udział importu w pokryciu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną)	%	1,4	3,3	-

Źródło: URE.

W 2018 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na przekroju synchronicznym odbywało się w trybie aukcji jawnych (*explicit*), organizowanych zarówno w kierunku eksportu, jak i w kierunku importu w horyzontach długoterminowych rocznych i miesięcznych, krótkoterminowych dobowych (*day-ahead*) oraz w dniu realizacji dostawy (*intra-day*).

W roku 2018 eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 3 093 GWh i zmniejszył się o ok. 33% w porównaniu do roku poprzedniego. Import handlowy energii elektrycznej wzrósł (o około 27%) w stosunku do 2017 r., z około 6,97 TWh do 8,88 TWh.

Udział energii elektrycznej pochodzącej z importu, w pokryciu krajowego zapotrzebowania, wzrósł w analizowanym okresie z 1,4% w 2017 r. do 3,3% w 2018 r.

3.3. Możliwość dysponowania krajowymi źródłami wytwórczymi.

Operator Systemu Przesyłowego, wypełniając przepisy uPe, 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. Tabela nr 18 przedstawia strukturę mocy zainstalowanej KSE oraz mocy osiągalnej w podziale na źródła JWCD i nJWCD.

Tabela nr 18. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w KSE [MWe]

Wyszczególnienie	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2018
Moc zainstalowana w KSE, w tym:	38 406	38 121	40 445	40 852	43 421	45 939
JWCD (MWe)	25 094	24 663	24 782	25 097	26 952	29 128
nJWCD (MWe)	13 312	13 458	15 664	15 755	16 470	16 811
Moc osiągalna w KSE, w tym:	38 112	38 476	39 777	41 278	43 332	45 650
JWCD (MWe)	25 492	25 039	25 141	25 489	27 356	29 461
nJWCD (MWe)	12 620	13 437	14 636	15 789	15 976	16 189

Źródło: PSE S.A.

W 2018 r. według danych PSE S.A., moc zainstalowana w KSE wyniosła 45 939 MW, a moc osiągalna – 45 650 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,8% oraz o 5,3% w stosunku do 2017 r. Wielkości te uwzględniają również moce jednej jednostki wytwórczej w Elektrowni Jaworzno 2 (910MW) oraz dwóch jednostek wytwórczych w Elektrowni Opole (łącznie 1800 MW), przekazanych w 2018 r. do pracy testowej w KSE. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 750 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 448 MW, co oznacza wzrost odpowiednio o 1,7% i spadek o 0,8% w stosunku do 2017 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2018 r. uległa zmniejszeniu w stosunku do 2017 r. i wyniosła 65,9% (spadek o 1,5 punktu procentowego w stosunku do 2017 r.).

Moc elektryczna zainstalowana w KSE, według stanu na koniec grudnia 2018 r., z uwzględnieniem mocy źródeł energetyki rozproszonej i źródeł przekazanych do oswojenia, wyniosła 45 939 MW. Elektrownie pozostające w dyspozycji OSP na koniec 2018 r. posiadały 63,4% udział w mocy zainstalowanej w KSE.

Moc osiągalna JWCD zwiększyła się, w stosunku do 2017 r., o 2 105 MW, co wynikało głównie z:

- przekazania do oswojenia jednej jednostki wytwórczej o mocy 910 MW w Elektrowni Jaworzno 2,
- przekazania do oswojenia dwóch jednostek wytwórczych o mocy 1 800 MW w Elektrowni Opole,
- wycofania z eksploatacji pięciu jednostek wytwórczych o łącznej mocy 600 MW w Elektrowni Adamów.

Moc osiągalna nJWCD w 2018 r. zwiększyła się o 213 MW w porównaniu z 2017 r. Udział nJWCD w mocy osiągalnej KSE w rozpatrywanych latach, stanowił odpowiednio 36,9% w 2017 r. i 35,4% w 2018 r. W porównaniu do roku 2017 nieznacznie zwiększyło się tempo wzrostu mocy osiągalnej źródeł odnawialnych (głównie wiatrowych). Na koniec 2018 r. moc osiągalna źródeł wiatrowych i innych odnawialnych wynosiła 6 452 MW, co stanowiło 14,1% mocy osiągalnej w KSE i oznaczało jej wzrost o 210 MW (o około 3,4%) w stosunku do roku ubiegłego.

Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dniach roboczych w 2018 r. wzrosło o 1,7% w stosunku do 2017 r., przy czym w szczycie wieczornym odnotowano wzrost o 1,6%, natomiast w szczycie porannym o 2,0%. Zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wzrosło o około 2,4% w stosunku do roku 2017.

Moc dyspozycyjna w 2018 r. w elektrowniach krajowych, w dniach roboczych, była wyższa w stosunku do 2017 r. o 0,9% w szczycie wieczornym oraz o 0,5% w szczycie porannym.

Całkowita suma mocy osiągalnej ciepłych elektrowni zawodowych w 2018 r. stanowiła 74,9% ogółu mocy osiągalnej KSE, przy czym udział elektrowni zawodowych na węglu kamiennym stanowił ok. 50,5%, a udział elektrowni zawodowych na węglu brunatnym ok. 19,3%.

Od 2012 r. następuje zauważalny spadek relacji dyspozycyjności elektrowni krajowych odniesiony do mocy osiągalnej: od około 71,6% w 2012 r., przez 70,6% w 2013 r., 69% w 2014 r., 68,9% w 2015 r. Tendencja spadkowa zmienia się w roku 2016 na wzrost do poziomu 69,5%. Zaobserwowana zmiana jest jednak tylko jednoroczna i w kolejnym 2017 r. obserwujemy ponowny spadek relacji dyspozycyjności elektrowni krajowych odniesiony do mocy osiągalnej do poziomu 67,4%. W 2018 r. zaobserwowano utrzymanie tendencji spadkowej wielkości mocy dyspozycyjnej odniesionej do mocy osiągalnej, do poziomu 65,9%. Średnioroczna moc osiągalna systemu w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych, wzrosła z około 42 584 MW w 2017 r., do 43 777 MW w 2018 r., czyli o ok. 2,8%. Wzrost ten miał bardzo niewielkie przełożenie na wzrost mocy dyspozycyjnej KSE, która w analogicznym okresie wzrosła tylko o około 0,6%. Powyższa relacja pomiędzy wzrostem mocy osiągalnej w stosunku do mocy dyspozycyjnej, spowodowała spadek udziału mocy dyspozycyjnej odniesionej do mocy osiągalnej do 65,9%. Zestawienie średnich rocznych wielkości mocy osiągalnej i dyspozycyjnej elektrowni krajowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych, w latach 2017-2018, przedstawia tabela nr 19.

Tabela nr 19. Zestawienie średnich rocznych wielkości mocy osiągalnej i dyspozycyjnej elektrowni krajowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych, w latach 2017-2018 [MW]

Wyszczególnienie	2017	2018	Dynamika 2017/2018
Średnioroczna moc osiągalna (MW)	42 584	43 777	102,8
Średnioroczna moc dyspozycyjna (MW)	28 700	28 865	100,6
Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej (%)	67,4	65,9	-
Zapotrzebowanie na moc	23 357	23 750	101,7

Źródło: PSE S.A.

Średnioroczna moc osiągalna elektrowni zawodowych w szczytach obciążeń w dniach roboczych w 2018 r., wzrosła w stosunku do 2017 r. o około 2,8%, z 42 584 MW do 43 777 MW. W 2018 r. nastąpiło zdecydowane zwiększenie, o około 17%, ubytków mocy powstałych na skutek remontów planowych. Spadkową tendencję zarejestrowano natomiast w przypadku ubytków wynikających z remontów awaryjnych, które zmniejszyły się o 14,2%. Zaobserwowano natomiast zmniejszenie obciążeń w elektrowniach krajowych o 0,9% w dobowych szczytach obciążeń, w dniach roboczych. W rezultacie w 2018 r., rezerwy elektrowni zawodowych wzrosły o 5,9% w stosunku do 2017 r., z 6 131 MW do 6 498 MW. Średnie roczne wielkości mocy osiągalnej, obciążenia, ubytki mocy i rezerwy w elektrowniach

zawodowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych, w latach 2017-2018, przedstawia tabela nr 20.

Tabela nr 20. Średnie roczne wielkości mocy osiągalnej i dyspozycyjnej elektrowni krajowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych w latach 2017-2018 [MW]

Wyszczególnienie	2017	2018	Dynamika 2017/2018
Moc osiągalna	42 584	43 777	102,8
Obciążenie	22 569	22 364	99,1
Rezerwy	6 131	6 498	105,9
Remonty kapitalne i średnie	2 910	3 410	117,2
Remonty awaryjne	1 074	921	85,8
Pozostałe ubytki minus obciążenia i rozruch inwestycyjny	9 900	10 581	106,9

Źródło: PSE S.A.

3.4. Kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną

Podmioty zaopatrujące gospodarkę krajową w energię elektryczną działają na rynku hurtowym i detalicznym. W podziale na poszczególne podsektory sektora elektroenergetycznego, struktura tych podmiotów jest następująca:

Podsektor wytwarzania

Energia elektryczna wytwarzana jest w:

- 1) 14 elektrowniach zawodowych opalanych węglem kamiennym,
- 2) 5 elektrowniach zawodowych opalanych węglem brunatnym,
- 3) 31 elektrociepłowniach opalanych węglem kamiennym,
- 4) 16 elektrowniach i elektrociepłowniach na biomasę (w tym w źródłach hybrydowych),
- 5) 6 elektrociepłowniach wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny.

Pozostałe podmioty działające w sektorze wytwarzania energii elektrycznej, to elektrociepłownie przemysłowe oraz pozostałe odnawialne źródła energii. W 2018 r. udział w rynku poszczególnych wytwórców energii elektrycznej przedstawia tabela nr 21.

Tabela nr 21. Udział poszczególnych podmiotów w wolumenie energii elektrycznej, wprowadzonej do sieci w 2018 r.

Wyszczególnienie	Udział %
PGE Polska Grupa Energetyczna SA	43%
ENEA SA	17%
TAURON Polska Energia SA	10%
PAK SA	4%
ORLEN	4%
PGNIG	3%
ENERGA SA	2%
CEZ	2%
Veolia	1%
Polenergia	1%
Pozostali	13%

Źródło: URE

W 2018 r. Prezes URE udzielił 80 koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Na koniec 2018 r. ważnych było 1 123 koncesji na działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

Podsektor obrotu

Na koniec 2018 r. ważnych było 450 koncesji na obrót energią elektryczną (wśród nich znajdowały się również przedsiębiorstwa wytwórcze). Firmy zajmujące się obrotem energią (tzw. spółki obrotu) działają zarówno na rynku hurtowym jak i detalicznym. W 2018 r. na rynku były 42 przedsiębiorstwa aktywnie prowadzące obrót energią elektryczną na Towarowej Giełdzie Energii, wśród nich sześć tzw. „zasiedziały” powstałych w 2007 r. po rozdeleniu działalności handlowej i dystrybucyjnej w dawnych przedsiębiorstwach dystrybucyjnych energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziały” (PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. i TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o., ENERGA-OBRÓT S.A., ENEA S.A., innogy Polska S.A.) zajmują się przede wszystkim sprzedażą energii elektrycznej na rynku detalicznym. Natomiast pozostałe przedsiębiorstwa obrotu handlują energią elektryczną głównie na rynku hurtowym.

Podsektor przesyłu

Jedynym podmiotem w Polsce mającym uprawnienia do pełnienia funkcji Operatora Systemu Przesyłowego, jest powołana w 2004 r. spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (wcześniej funkcjonująca pod nazwą PSE-Operator S.A.). Dnia 16 czerwca 2014 r. Prezes URE wyznaczył przedsiębiorstwo PSE S.A. operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej na kolejny okres, tj. od dnia 2 lipca 2014 r. do dnia 31 grudnia 2030 r.

Podsektor dystrybucji

Operatorzy systemów dystrybucyjnych to przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego. W 2018 r., podobnie jak w roku ubiegłym, na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 5 dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej. Są to: ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA Operator S.A., innogy Stoen Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A. W 2018 r. w kraju działały łącznie 183 przedsiębiorstwa pełniące funkcję OSD.

Rynek energii elektrycznej w Polsce

Obecnie krajowy rynek energii elektrycznej podzielony jest na trzy zasadnicze segmenty:

- 1) rynek kontraktowy, na którym handel odbywa się na podstawie kontraktów dwustronnych, czyli umów sprzedaży energii zawieranych pomiędzy wytwórcami energii, spółkami handlującymi energią oraz odbiorcami końcowymi. Warunki handlowe takiego kontraktu (m.in. ceny sprzedaży/kupna energii elektrycznej, ilość, terminy dostaw) zależą od wyniku negocjacji między stronami kontraktu (kodeksowa swoboda zawierania umów) i są znane tylko stronom danego kontraktu. Rozliczenia prowadzą strony kontraktu, niezależnie od rozliczeń dokonywanych w pozostałych segmentach rynku. Kontrakty dwustronne zawierane są w szerokim horyzoncie czasowym, od umów dwustronnych rocznych, poprzez kwartalne i miesięczne porozumienia transakcyjne, aż do transakcji dobowo-godzinowych,
- 2) rynek giełdowy - realizowany na TGE S.A. Sprzedaż i zakup energii elektrycznej na giełdzie odbywa się w formie standardowych transakcji lub kontraktów. Obrót na giełdzie energii prowadzony jest od godz. 08:00 do godz. 15:30 przez 365 (lub 366) dni w roku. Uczestnikami rynku giełdowego mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii

oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków giełdy (zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich. W 2018 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: RDB, RDN i RTT. Sprzedaż energii elektrycznej była również realizowana w systemie aukcji,

- 3) rynek bilansujący jest specyficznym rodzajem rynku, na którym następuje bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi pomiędzy poszczególnymi uczestnikami rynku, a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Za bilansowanie odpowiada OSP, który administruje rynkiem bilansującym. Uczestnikiem rynku bilansującego może być każdy podmiot, który zawrze z OSP umowę przesyłową w zakresie uczestnictwa w rynku bilansującym, na mocy której będzie realizował fizyczne dostawy (lub odbiór energii).

3.4.1. Rynek hurtowy

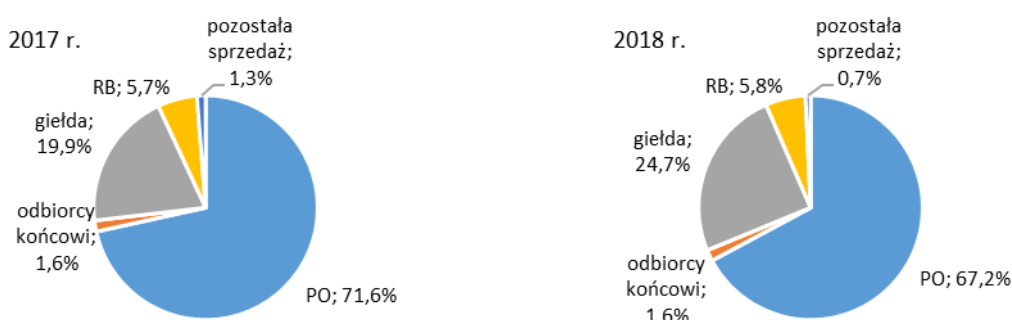
Struktura i mechanizmy funkcjonowania rynku hurtowego energii elektrycznej w Polsce nie odbiegają od analogicznych struktur i mechanizmów, jakie ukształtowały się w większości innych państw europejskich, uznanych za rynki konkurencyjne. Uczestnicy rynku mają na równych prawach dostęp do różnych form sprzedaży energii elektrycznej oraz do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich sprzedawana i kontraktowana jest energia elektryczna.

W 2018 r. na rynku hurtowym wytwórcy energetyki zawodowej sprzedali ogółem 144 TWh energii, czyli o 1,9% więcej niż w roku 2017. Zarówno w 2017 r. jak i w 2018 r. podstawową formą handlu hurtowego energią elektryczną w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych, była sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu. Do wzrostu udziału giełdowego obrotu energią elektryczną w Polsce, przyczyniła się przede wszystkim nowelizacja w 2010 r. uPe, wprowadzającej tzw. obligo giełdowe. Przepisy ustawy nakładały na wytwórców energii elektrycznej obowiązek sprzedaży 15% wytworzonej energii elektrycznej za pośrednictwem giełdy towarowej. W przypadku wytwórców pobierających rekompensaty z tytułu przedwczesnego rozwiązania kontraktów długoterminowych na zakup energii elektrycznej (tzw. KDT), obligo giełdowe dotyczy całości wytworzonej energii, za wyjątkiem m.in. energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji, na potrzeby własne oraz w jednostkach o mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MWe. W związku z zanotowaniem dużego spadku obrotów na giełdzie w 2017 r. w porównaniu z 2016 r. zwiększony został obowiązek sprzedaży w publicznym obrocie dla wytwórców energii elektrycznej do 30% w 2018 r. Spowodowało to jednak jedynie nieznaczny wzrost wolumenu sprzedaży poprzez giełdę w 2018 r. W związku z tym w listopadzie 2018 r. zostały przyjęte nowe regulacje prawne, zgodnie z którymi od 1 stycznia 2019 r. obligo giełdowe podniesione zostało do 100%. Zwolniona z tego obowiązku została jednak energia elektryczna, wytworzona z odnawialnych źródeł energii, wytworzona w kogeneracji ze średnioroczną sprawnością przemiany wyższą niż 52,5%, wytworzona w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MW, energia niezbędna do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich zadań określonych w ustawie oraz energia elektryczna wytwarzana i zużywana dla innych celów. W 2017 r. TGE S.A. przestała być głównym kanałem sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców. Udział giełdy w strukturze

sprzedaży przez wytwórców wyniósł 19,9%. W 2018 r. udział giełdy w sprzedaży wyniósł 24,7%, pomimo obliga giełdowego na poziomie 30%. Zarówno wytwórcy jak i spółki obrotu w 2018 r. dokonywali sprzedaży znacznej części energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu w ramach własnych grup kapitałowych. Należy dodać, że powyższe dane obejmują sprzedaż energii elektrycznej na giełdzie, w kontraktach zawartych w 2018 r. i w latach wcześniejszych, dla której fizyczna dostawa nastąpiła w 2018 r.

Do przedsiębiorstw obrotu (PO) w 2018 r. zostało skierowane 67,2% energii elektrycznej, a udział tego kierunku w sprzedaży energii przez wytwórców zmniejszył się w stosunku do roku poprzedniego o 4,4 pkt. procentowych. Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (5,8%), w tym, na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz w niewielkim stopniu do odbiorców końcowych i na eksport. Strukturę sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców ciepłych energetyki zawodowej w latach 2017-2018 przedstawia wykres nr 12.

Wykres nr 12. Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców ciepłych energetyki zawodowej w latach 2017-2018



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

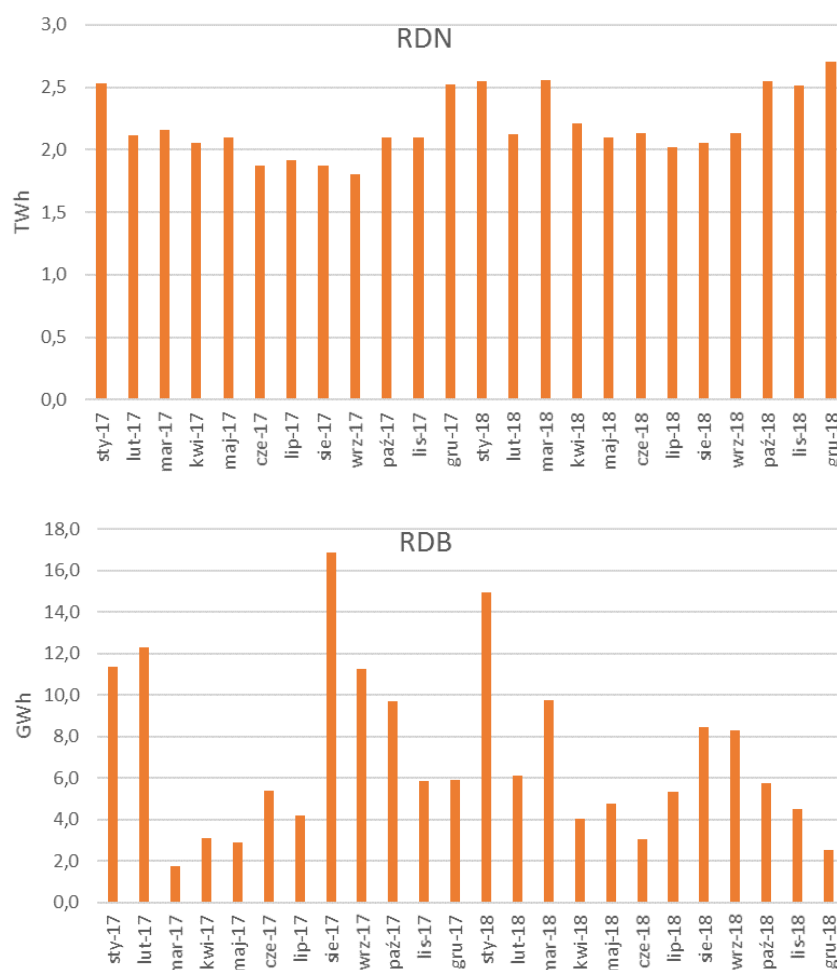
Sprzedaż energii elektrycznej poprzez Towarową Giełdę Energii S.A.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2018 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE (z fizyczną dostawą energii w 2018 r. lub latach późniejszych), wyniósł 226,1 TWh. W porównaniu do 2017 r. nastąpił wzrost wolumenu obrotów o 102,4%. Tak gwałtowny wzrost można tłumaczyć przede wszystkim planowanym w 2018 r. wzrostem obliga giełdowego od 2019 r. W 2019 r. na RTT członkowie TGE zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 198,3 TWh. Stanowiło to wzrost o 129,5% w stosunku do łącznego wolumenu w 2017 r. W odniesieniu do profilu dostawy kontraktu, największy obrót zanotowano na kontraktach o profilu pasmowym BASE_Y-19, który był najbardziej płynnym kontraktem w 2018 r. Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2018 r. wyniósł 125,8 TWh, co stanowiło 63,4% łącznego wolumenu na parkiecie RTT w zakresie instrumentów na energię elektryczną.

Na rynku spot (RDN i RDB) wolumen obrotów wyniósł 27,7 TWh, przekładając się na wzrost o 9,5% w porównaniu do 2017 r., przy czym na RDN w 2018 r. członkowie TGE S.A. zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 27,6 TWh. Stanowiło to wzrost o 9,5% w stosunku do łącznego wolumenu na RDN w 2017 r. Z kolei na RDB w 2018 r. członkowie TGE S.A. zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 77,5 GWh. Stanowiło to spadek o 14,5% w stosunku do 2017 r.

Wolumen obrotów energią elektryczną na RDN i RDB na TGE w latach 2017-2018 przedstawia wykres nr 13.

Wykres 13. Wolumen obrotów miesięcznych na RDN i RDB w latach 2017-2018



Źródło: TGE S.A.

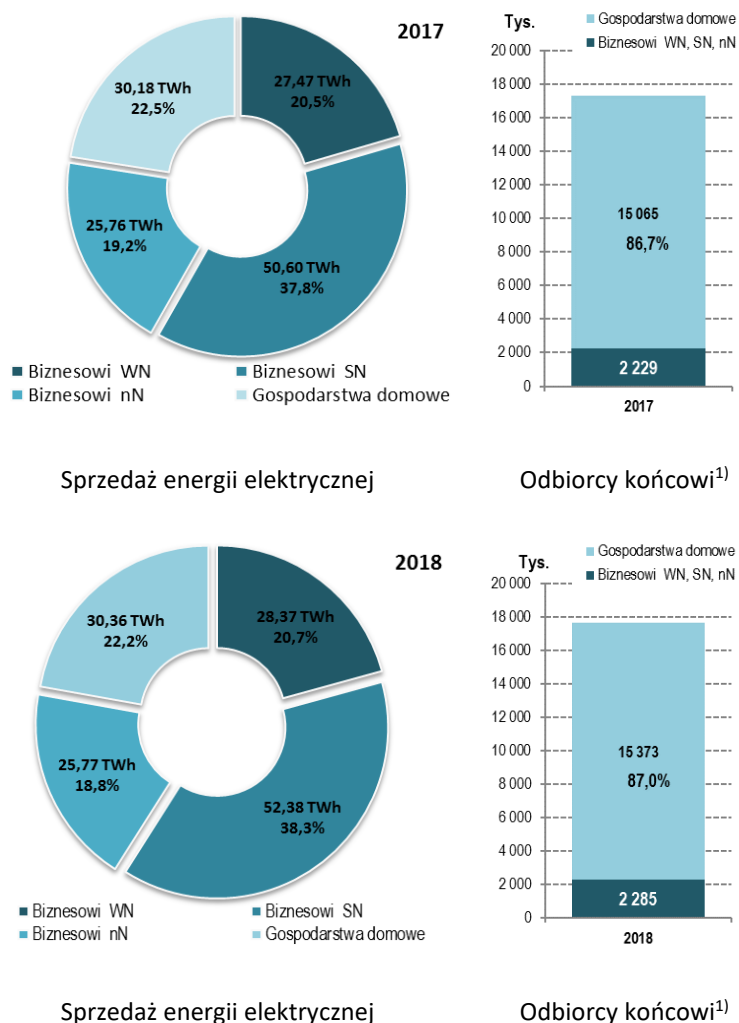
3.4.2. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny od strony popytowej jest rynkiem odbiorcy końcowego dokonującego zakupu paliw i energii na własny użytek. Obok odbiorców końcowych uczestnikami rynku detalicznego są sprzedawcy energii elektrycznej (przedsiębiorstwa obrotu) oraz jej dostawcy - operatorzy systemów dystrybucyjnych. OSD to przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej odpowiedzialne za bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego przy jednoczesnym zagwarantowaniu skutecznego i niedyskryminującego dostępu do tego systemu wszystkim uczestnikom rynku. Na rynku energii działało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do sieci przesyłowej i które działają zgodnie z zasadą *unbundlingu* (oddzielenie działalności dystrybucyjnej). Ponadto, w 2018 r. działało 171 przedsiębiorstw wyznaczonych OSD (tzw. OSDn) funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku *unbundlingu*.

Odbiorcom końcowym w 2018 r. sprzedano 137 642,6 GWh energii elektrycznej, co oznacza wzrost o 1,8% (tj. o około 2 485 GWh) w odniesieniu do 2017 r. Był to jednocześnie poziom najwyższy w historii. Najlicniejszą grupę odbiorców końcowych stanowią

gospodarstwa domowe (około 87%), do których w 2018 r. trafiło 22,2% sprzedanej energii. Poziom sprzedanej energii do tej grupy odbiorców był minimalnie większy niż w roku 2017 (o 0,6%). Największy wolumen energii trafił do odbiorców biznesowych przyłączonych do sieci średnich napięć (52,4 TWh; tj. 38,3%), przy zwiększonej sprzedaży o 3,5% (tj. o 1,8 TWh) w odniesieniu do roku 2017. Więcej energii kupili również odbiorcy przyłączeni do sieci wysokich napięć (o 3,3%, tj. o 0,9 TWh). Strukturę sprzedaży energii elektrycznej i liczbę odbiorców końcowych przedstawia wykres nr 14.

Wykres nr 14. Struktura sprzedaży energii elektrycznej i liczby odbiorców końcowych



¹⁾ Liczba odbiorców w rozumieniu liczby przyłączy.

Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02

Od strony podaźowej sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym prowadzona jest przede wszystkim przez przedsiębiorstwa obrotu, z dominującym udziałem tzw. sprzedawców „zasiedziałych”⁸, którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej. Pięciu z nich wchodzi w skład czterech polskich grup energetycznych i w 2018 r. sprzedali oni odbiorcom końcowym 85,3% energii elektrycznej, rok wcześniej 84,3%. Liderem rynku detalicznego od 2014 r. pozostaje GK PGE, która z uwagi na przejęcie

⁸⁾ W 2018 r. sześć spółek: PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. i TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o., ENERGA-OBRÓT S.A., ENEA S.A., innogy Polska S.A.

aktywów Grupy EDF, zwiększyła swój udział w rynku pomiędzy rokiem 2018 a 2017 (z 29,9% do 30,9%). Na rynku działają również alternatywne przedsiębiorstwa obrotu, koncentrujące swoją działalność na rynku hurtowym. W drugiej połowie 2018 r. kilka alternatywnych przedsiębiorstw obrotu zaprzestało działalności, co miało związek z silnym wzrostem cen na rynku hurtowym, tym samym odbiorcy zmuszeni byli do zakupu energii u sprzedawcy rezerwowego, po znacznie wyższych cenach. W grudniu 2018 r. Prezes URE – mając na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców – wszczął postępowania administracyjne w sprawie odebrania koncesji kilkunastu sprzedawcom energii. Dotyczyło to firm, w stosunku do których zachodziło podejrzenie, że rażąco naruszają warunki określone w koncesji lub inne warunki wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, w tym m.in. nie dysponują środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności koncesjonowanej. Kilku przedsiębiorstwom cofnięto koncesje. Jednocześnie w 2018 r. Prezes URE udzielił 14 koncesji na obrót energią elektryczną, a na koniec 2018 r. ważnych było 450 koncesji.

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w podziale na sprzedawców przedstawia tabela nr 22.

Tabela nr 22. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w podziale na sprzedawców

Wyszczególnienie	Wolumeny		Dynamika	Struktura	
	2017	2018	2018/2017	2017	2018
	TWh		%		
GK PGE	40,4	42,6	105,3	29,9	30,9
GK TAURON	34,9	34,5	98,8	25,9	25,1
GK ENERGA	20,6	19,8	95,9	15,3	14,4
GK ENEA	17,9	20,5	114,4	13,2	14,9
Pozostali	21,3	20,3	95,4	15,7	14,7
Razem sprzedaż	135,2	137,6	101,8	100,0	100,0

Źródło: ARE S.A., Raporty grup energetycznych (niezależne od badań statystycznych)

Mija 12 lat od momentu uzyskania przez odbiorców prawa do zmiany sprzedawcy⁹⁾. Procentowo, nadal jednak niewielu odbiorców przyłączonych do sieci OSD skorzystało z zasady TPA przy zakupie energii (w 2018 r. – 4,58%). Należy pamiętać, że wyraźny wpływ na ten parametr, który świadczy między innymi o rozwoju rynku, ma najliczniejsza grupa odbiorców w gospodarstwach domowych, wśród których skala zmiany sprzedawcy, pomimo tendencji rosnącej, jest nadal niewielka. Z możliwości jakie daje rynek energii, w zdecydowanej większości korzystają odbiorcy biznesowi, którzy dążąc do obniżki kosztów poszukują tańszych sprzedawców, a najsilniejszą pozycję negocjacyjną mają duzi odbiorcy przemysłowi. W 2018 r. największy wolumen energii elektrycznej dostarczonej w ramach TPA zakupili odbiorcy przyłączeni do sieci spółki TAURON Dystrybucja S.A. Energia dostarczona do odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy stanowiła ponad 58,33% całości dostaw w sieci tego dystrybutora. Taka sytuacja spowodowana jest znacznym udziałem dużych odbiorców przemysłowych, którzy dokonali zmiany sprzedawcy.

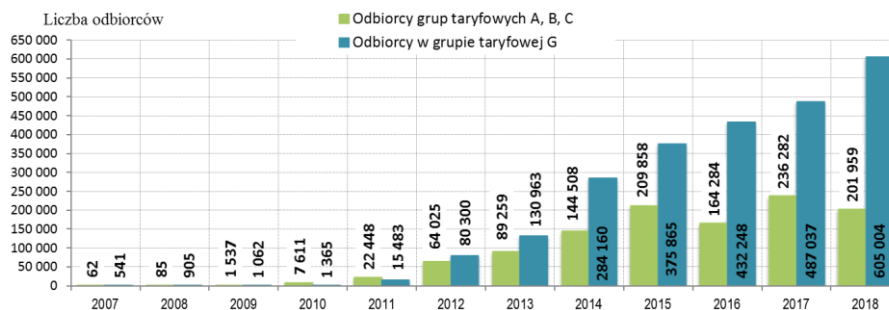
W 2018 r. w grupie odbiorców komercyjnych, którzy pobierają energię elektryczną na napięciach wysokim, średnim oraz niskim na potrzeby inne niż socjalno-bytowe (grupy taryfowe A, B, C), blisko 202 tys. korzystało z zasady TPA, w grupie taryfowej G, gdzie dominują gospodarstwa domowe, ponad 605 tys. W zestawieniu z rokiem poprzednim w grupie

⁹⁾ Z dniem 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy energii elektrycznej uzyskali prawo zmiany sprzedawcy energii elektrycznej - TPA, a z początkiem 2008 r. uwolnione zostały ceny w obrocie dla odbiorców komercyjnych (taryfy dla gospodarstw domowych pozostają regulowane).

odbiorców biznesowych był to spadek o 34 323 odbiorców (tj. o 14,5%). W grupie taryfowej G w trakcie 2018 r. liczba odbiorców TPA wzrosła o 117 967 (tj. o 24,2%)¹⁰⁾.

Liczbę odbiorców TPA w poszczególnych latach przedstawia wykres nr 15.

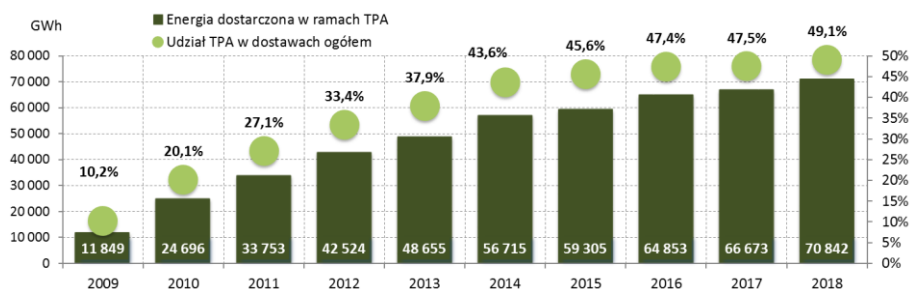
Wykres nr 15. Liczba odbiorców TPA



Źródło: URE.

Wolumen energii dostarczonej odbiorcom na warunkach rynkowych z roku na rok wzrasta. W 2018 r. już 70 841,7 GWh energii dostarczono odbiorcom przy wykorzystaniu zasady TPA, czyli blisko 49,1% energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym. Energię elektryczną dostarczoną odbiorcom końcowym w ramach TPA i jej udział w dostawach ogółem, przedstawia wykres nr 16.

Wykres nr 16. Energia dostarczona odbiorcom końcowym w ramach TPA i jej udział w dostawach ogółem



Źródło: URE.

¹⁰⁾ Informacje pochodzą ze Sprawozdań Prezesa URE. Odbiorcy końcowych korzystający z zasady TPA to odbiorcy, którzy zawarli umowę sprzedaży ze sprzedawcą innym niż spółka wyodrębniona z przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, działająca na terenie OSD, do którego sieci są przyłączeni, przy czym odbiorcą TPA jest osoba fizyczna lub prawna, z którą spółka dystrybucyjna zawarła jedną lub więcej umów o przyłączenie do sieci oraz umów o świadczenie usług dystrybucyjnych.

4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego

4.1. Podsektor wytwarzania

W sektorze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, dominują duże elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, wykorzystujące paliwa kopalne. W 2018 r. ich łączny udział w mocy zainstalowanej w KSE wyniósł 67,8%. Jest to o 1,6 pkt. proc. mniej niż w roku poprzednim. Zmiana ta spowodowana jest stopniowym wyłączaniem wyeksploatowanych elektrowni węglowych oraz rosnącym znaczeniem źródeł odnawialnych. Jednostki zawodowe opalane węglem kamiennym na koniec 2018 r. stanowiły 46,8% mocy osiągalnej w KSE, podczas gdy elektrownie zawodowe na węglu brunatnym 21,0%. Suma mocy osiągalnej w KSE na koniec 2018 r. wyniosła 43 286,1 MW i wzrosła o 260,3 MW w stosunku do roku poprzedniego. Strukturę mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec roku oraz strukturę mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec roku przedstawia tabela nr 23 oraz wykresy nr 17 i 18¹¹.

Tabela nr 23. Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec roku

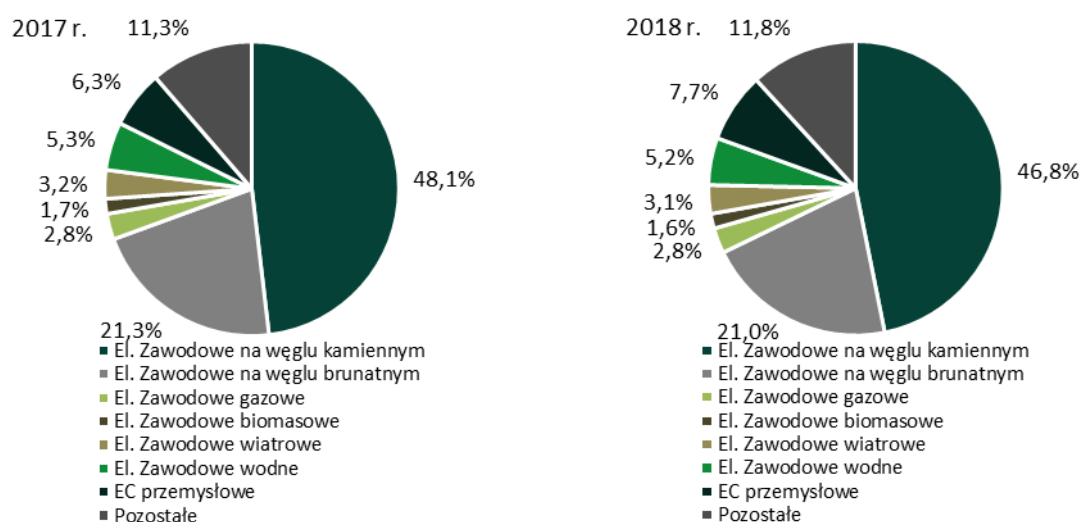
Wyszczególnienie	Moc zainstalowana			Moc osiągalna		
	2017	2018	Dynamika	2017	2018	Dynamika
	MW		%	MW		%
Elektrownie zawodowe, z tego:	35 913,7	35 676,0	99,3	35 474,0	34 820,3	98,2
Elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	32 233,0	31 988,1	99,2	31 815,1	31 144,3	97,9
na węglu kamiennym	20 989,5	20 744,7	98,8	20 551,3	20 470,3	99,6
na węglu brunatnym	9 286,9	9 287,3	100,0	9 426,4	8 826,4	93,6
gazowe	1 236,4	1 236,4	100,0	1 199,7	1 210,7	100,9
biomasowe	720,2	719,7	99,9	637,7	636,9	99,9
Elektrownie zawodowe wiatrowe	1 374,7	1 391,4	101,2	1 350,8	1 367,6	101,2
Elektrownie zawodowe wodne	2 306,0	2 296,5	99,6	2 308,1	2 308,4	100,0
Elektrociepłownie przemysłowe	2 751,0	3 390,3	123,2	2 617,8	3 256,6	124,4
Elektrownie pozostałe	4 947,3	5 228,1	105,7	4 934,0	5 209,2	105,6
Ogółem	43 612,0	44 294,4	101,6	43 025,8	43 286,1	100,6
w tym: OZE	8 197,1	8 490,4	103,6	8 057,6	8 353,5	103,7
z tego: wiatr	5 826,1	5 843,1	100,3	5 788,9	5 800,4	100,2
woda	980,1	971,9	99,2	972,1	973,8	100,2
biomasa	226,6	234,3	103,4	213,8	219,8	102,8
biogaz	879,3	877,7	99,8	797,8	796,1	96,4
słońce	285,0	563,4	197,7	285,0	563,4	197,7

Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

W czerwcu 2017 r. we Włocławku PKN Orlen S.A. zakończył inwestycję w blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej zainstalowanej 461,6 MW. W czerwcu 2018 r. w Płocku został oddany do eksploatacji przez PKN Orlen S.A. blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej 606,1 MW. Obie instalacje jako paliwo wykorzystują gaz ziemny. Pomimo, że są to instalacje przemysłowe, są one również istotne z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Obydwa bloki zostały zakwalifikowane jako JWCD.

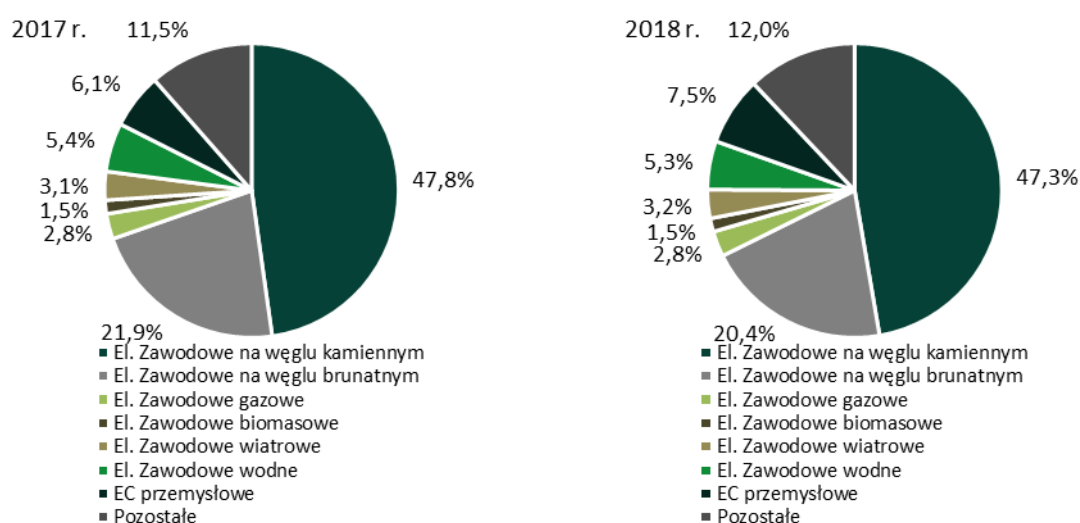
¹¹ Występujące różnice w wielkości mocy osiągalnej i zainstalowanej zaprezentowane na podstawie danych z PSE S.A. (tabela nr 18) i danych z ARE S.A. (tabela nr 23), wynikają z różnic w metodologii gromadzenia danych, między innymi momentu ujęcia nowych inwestycji, przekazywanych do eksploatacji. Ponadto dane PSE nie obejmują mocy niektórych źródeł OZE (np. elektrowni zawodowych wodnych, z przepływu naturalnego).

Wykres nr 17. Struktura procentowa mocy zainstalowanej KSE (stan na 31 grudnia danego roku)



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

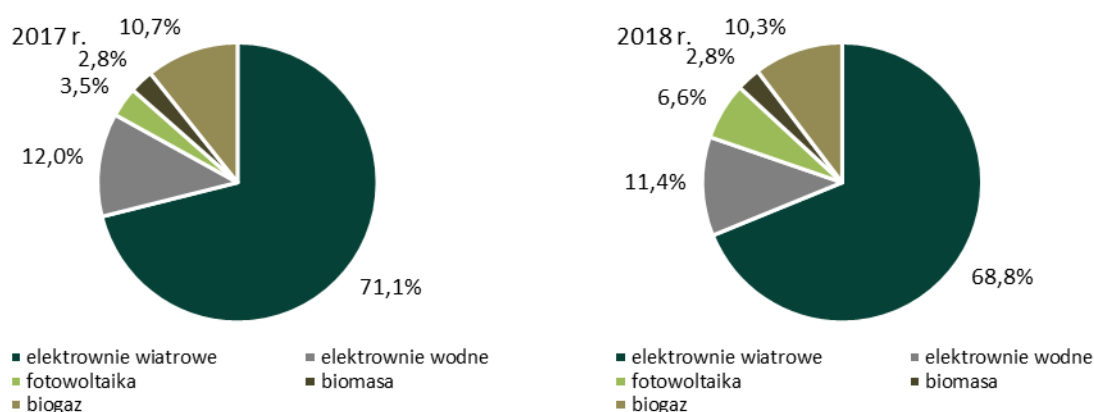
Wykres nr 18. Struktura procentowa mocy osiągalnej KSE (stan na 31 grudnia danego roku)



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Największy procentowy wzrost mocy zainstalowanej widoczny jest w sektorze odnawialnych źródeł energii. Na koniec grudnia 2018 r. moc zainstalowana w OZE wyniosła 8 490,4 MW, z czego około 68,8% osiągnęły elektrownie wiatrowe, 11,4% elektrownie wodne, 6,6% fotowoltaika, 2,8% elektrownie biomasowe i 10,3% elektrownie biogazowe. Strukturę mocy zainstalowanej w OZE przedstawia wykres nr 19.

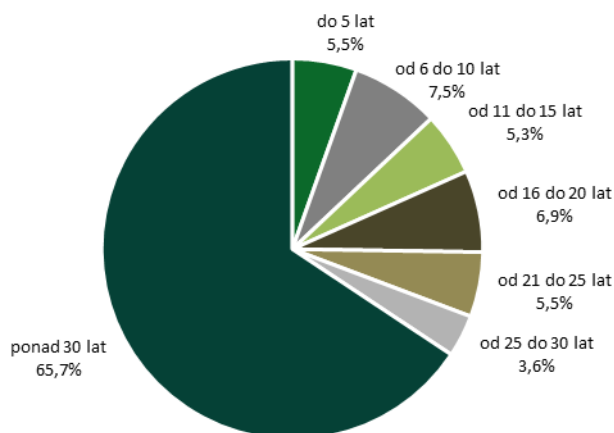
Wykres nr 19. Struktura mocy zainstalowanej w OZE (stan na 31 grudnia danego roku)



Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

W krajowych elektrowniach ciepłych zawodowych na koniec 2017 r. pracowało 416 turbozespołów, z czego 176 jest już w eksploatacji ponad 30 lat. Łączna moc zainstalowana najstarszych jednostek wynosi 21 080 MW, co przekłada się na 65,67% udziału w całkowitej mocy zainstalowanej we wszystkich turbozespołach. W przypadku bloków pracujących poniżej 21 lat, te wartości wynoszą odpowiednio 8 105 MW oraz 25,25%. Bloki oddane do eksploatacji w przeciągu ostatnich pięciu lat stanowią 5,46% (1 752 MW). Strukturę wiekową turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE przedstawia wykres nr 20.

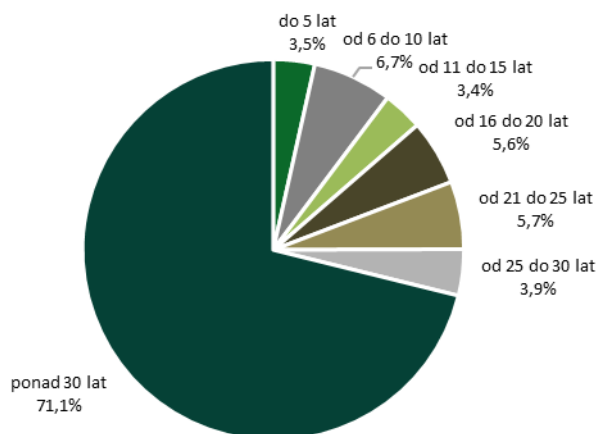
Wykres nr 20. Struktura wiekowa turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE (stan na 31 grudnia 2017 r.)



Źródło: ARE S.A. (dane niezależne od badań statystycznych).

Struktura wieku kotłów energetycznych zainstalowanych w elektrowniach ciepłych zawodowych wygląda podobnie. Liczba zainstalowanych urządzeń wynosi 358, z czego 250 to jednostki ponad 30-letnie. Ich łączna wydajność wynosi 72 936 t/h, co stanowi 71,1% zainstalowanej w KSE wydajności. Dla jednostek pracujących mniej niż 21 lat, wartości te wynoszą 19 675 t/h (19,19%). Najmłodsze jednostki (do 5 lat) to 3 597 t/h sumarycznej wydajności (3,51%). Strukturę wiekową kotłów w odniesieniu do wydajności tych urządzeń w KSE przedstawia wykres nr 21.

Wykres nr 21. Struktura wiekowa kotłów w odniesieniu do wydajności tych urządzeń w KSE (stan na 31 grudnia 2017 r.)



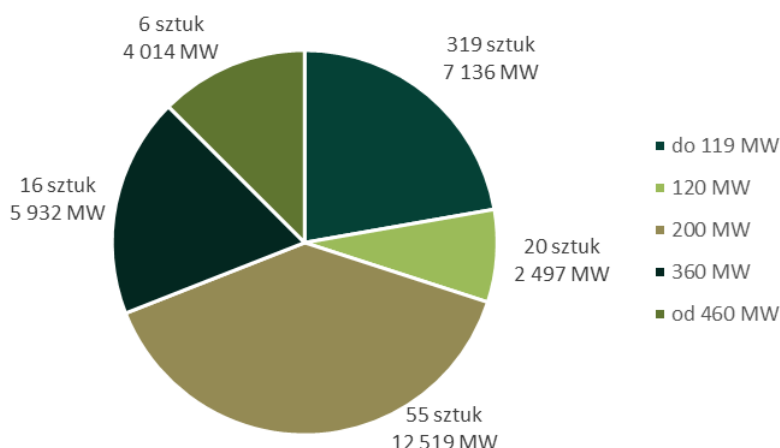
Źródło: ARE S.A. (dane niezależne od badań statystycznych).

Pomimo statystycznie starzejącego się majątku wytwórczego energetyki zawodowej znajduje się on w bardzo dobrej kondycji dzięki licznym remontom i modernizacjom, które przedłużają życie polskich bloków energetycznych.

Wśród wszystkich instalacji w KSE dominują bloki kondensacyjne. Moc zainstalowana w turbozespołach kondensacyjnych lub upustowo-kondensacyjnych wynosi 27 992 MW, co stanowi 87,2% mocy wszystkich bloków występujących w elektrowniach ciepłych zawodowych w Polsce. Pod względem wielkości, polska energetyka opiera się na blokach klasy 200 MW, których łączna moc zainstalowana wynosi 12 519 MW. Szeroko wykorzystywane są również turbozespoły 360 MW, których moc zainstalowana wynosi 5 932 MW. Bloki 200 MW wyprodukowały w 2017 r. 54 728 GWh energii elektrycznej. Z kolei łączna produkcja w blokach klasy 360 MW wyniosła 37 039 GWh.

Na wykresie nr 22 przedstawiona została struktura mocy zainstalowanej w KSE w podziale na poszczególne typy turbozespołów.

Wykres nr 22. Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów (stan na 31 grudnia 2015 r.)



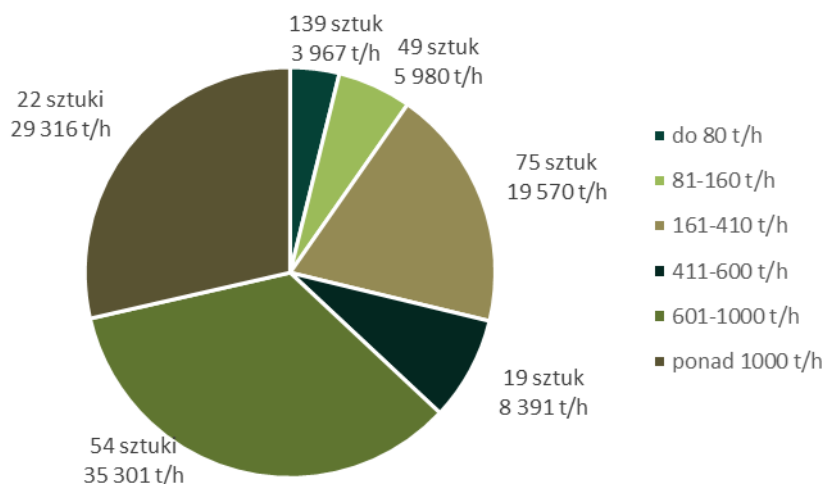
Źródło: ARE S.A. (dane niezależne od badań statystycznych).

W polskich elektrowniach zawodowych dominują kotły pyłowe. Łączna wydajność 171 kotłów tego typu wynosi 81 988 t/h, co w odniesieniu do całkowitej wydajności wszystkich urządzeń zainstalowanych w KSE, odpowiada 80% udziału w rynku. Innym, istotnym rodzajem

tego typu urządzeń są kotły fluidalne, które w liczbie 35 stanowią 12,1% sumarycznej wydajności (12 443 t/h).

Pod względem sumarycznej wydajności dominującą grupą kotłów są urządzenia z grupy 601-1000 t/h. Do tej grupy należą, bowiem kotły OP-650 występujące w blokach klasy 200 MW. Ich łączna wydajność wynosi 35 301 t/h, co stanowi 34,4% sumy wydajności wszystkich kotłów zainstalowanych w elektrowniach zawodowych. Najliczniejszą grupę stanowią kotły o wydajności do 80 t/h (139 sztuk).

Wykres nr 23. Struktura wydajności kotłów energetycznych (stan na 31 grudnia 2017 r.)



Źródło: ARE S.A. (dane niezależne od badań statystycznych).

4.2. Podsektor przesyłu

Operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego - zdefiniowanym w uPe - jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Wynika to z koncesji wydanej przez Prezesa URE w dniu 16 czerwca 2014 r. na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r.

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.

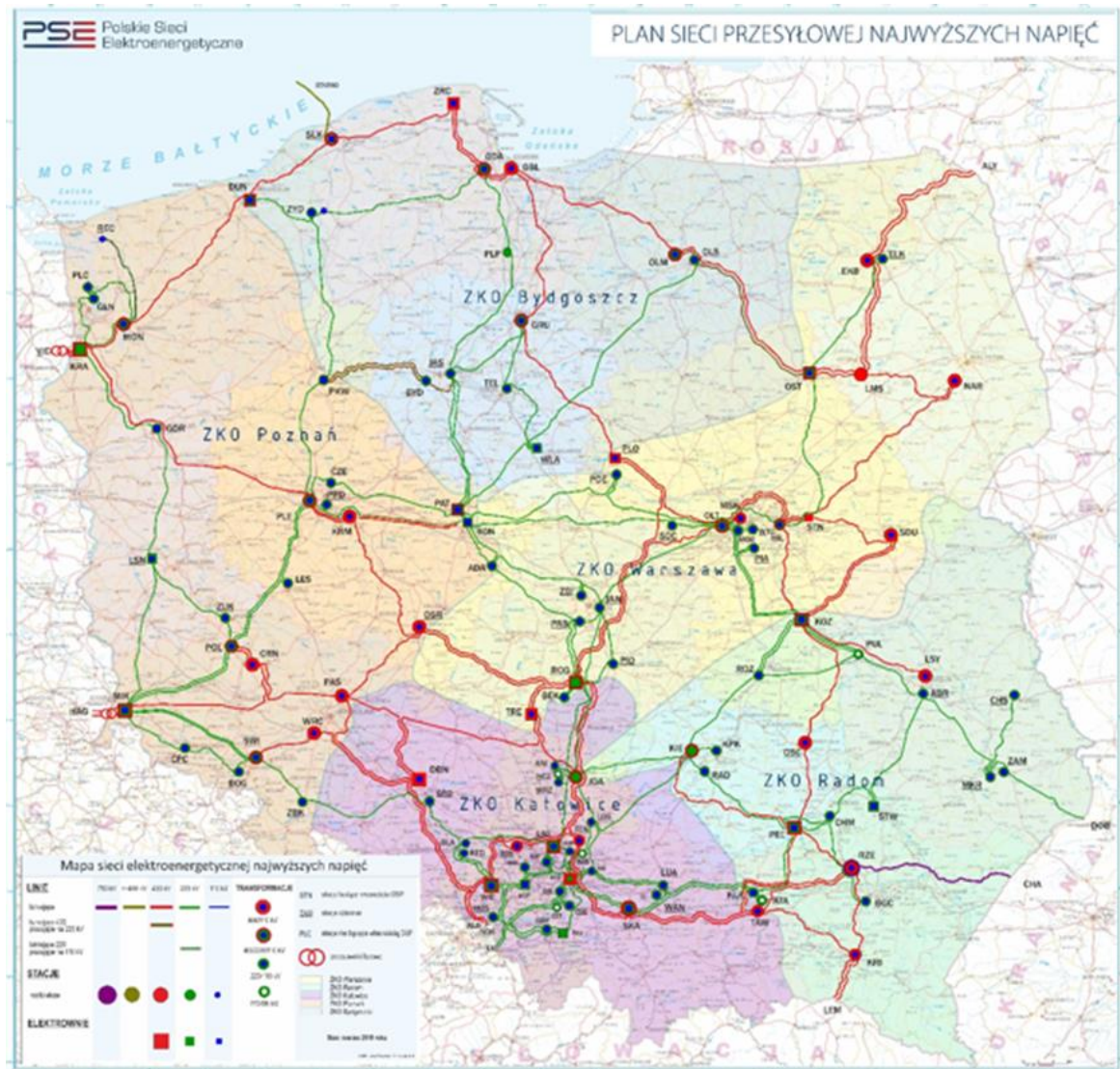
Do głównych celów działalności PSE S.A. należy:

- 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.

Schemat sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć wraz z planem rozwoju do 2027 r. przedstawia rysunek nr 1.

Rysunek nr 1. Plan rozwoju sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć do 2027 r.



Źródło: PSE S.A.

PSE S.A. realizuje zadania operatora systemu przesyłowego w oparciu o posiadaną sieć przesyłową najwyższych napięć, którą tworzą (stan na 01 stycznia 2019 r.):

- 267 linii o łącznej długości 14 695 km, w tym:
 - 1 linia o napięciu 750 kV, o długości 114 km,
 - 102 linie o napięciu 400 kV, o łącznej długości 6 826 km,
 - 164 linie o napięciu 220 kV, o łącznej długości 7 755 km;
- 106 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.).

Transgraniczną wymianę energii elektrycznej umożliwiają połączenia najwyższych i wysokich napięć z systemami elektroenergetycznymi sąsiednich krajów. W chwili obecnej KSE współpracuje synchronicznie z krajowymi systemami elektroenergetycznymi państw Europy kontynentalnej (Niemcy, Czechy, Słowacja) oraz asynchronicznie z krajowym systemem elektroenergetycznym Szwecji poprzez kabel podmorski prądu stałego, krajowym systemem elektroenergetycznym Litwy poprzez wstawkę prądu stałego *back to back* i wydzieloną częścią krajowego systemu elektroenergetycznego Ukrainy. Połączenia Polski z krajami sąsiednimi obejmują kilkanaście międzysystemowych linii transgranicznych (na napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV oraz 750 kV), przy czym linia energetyczna Rzeszów-Chmielnicka (Polska-Ukraina) jest wyłączona. Poniżej szczegółowo opisano aktualny stan połączeń transgranicznych sieci przesyłowej i dystrybucyjnej zarówno na przekroju synchronicznym jak i asynchronicznym.

Na przekroju synchronicznym (sieć przesyłowa):

- granica zachodnia (Polska-Niemcy):
 - 2-torowa linia 400 kV Krajnik-Vierraden czasowo wyłączana z pracy,
 - 2-torowa linia 400 kV Mikułowa-Hagenwerder z wykorzystaniem przesuwników fazowych.
- granica południowa (Polska-Czechy):
 - 2-torowa linia 400 kV Wielopole/Dobrzeń-Nosovice/Albrechtice,
 - 2-torowa linia 220 kV Kopanina/Bujaków-Liskovec.
- granica południowa (Polska-Słowacja):
 - 2-torowa linia 400 kV Krosno Iskrzynia-Lemesany.

Na przekroju asynchronicznym (sieć przesyłowa):

- granica północna (Polska-Szwecja):
 - linia kablowa DC 450 kV Słupsk Wierzbęcino-Storno o zdolności przesyłowej wynoszącej 600 MW.
- granica wschodnia (Polska-Białoruś):
 - 1-torowa linia 220 kV Białystok-Roś wyłączona z ruchu w 2004 r. po przerwaniu pracy na wydzieloną wyspę sieciową po stronie KSE. Stan techniczny rozdzielni 220 kV w stacji Białystok oraz linii 220 kV po stronie polskiej uniemożliwia załączenie linii do ruchu.
- granica wschodnia (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). We wrześniu 2011 r. PSE S.A. rozpoczęły proces udostępniania zdolności przesyłowych połączenia w ramach jednostronnych przetargów typu *explicite*,
 - 1-torowa linia 750 kV Rzeszów-Chmielnicka wyłączona z ruchu w 1993 r. Stan techniczny linii oraz stacji Rzeszów uniemożliwia podjęcie przez nią pracy, bez niezbędnych prac odtworzeniowo – modernizacyjnych.
- granica wschodnia (Polska-Litwa):
 - 2-torowa linia 400 kV współpracująca z systemem litewskim poprzez wstawkę prądu stałego o zdolności przesyłowej wynoszącej 500 MW.

Na przekroju synchronicznym (sieć dystrybucyjna):

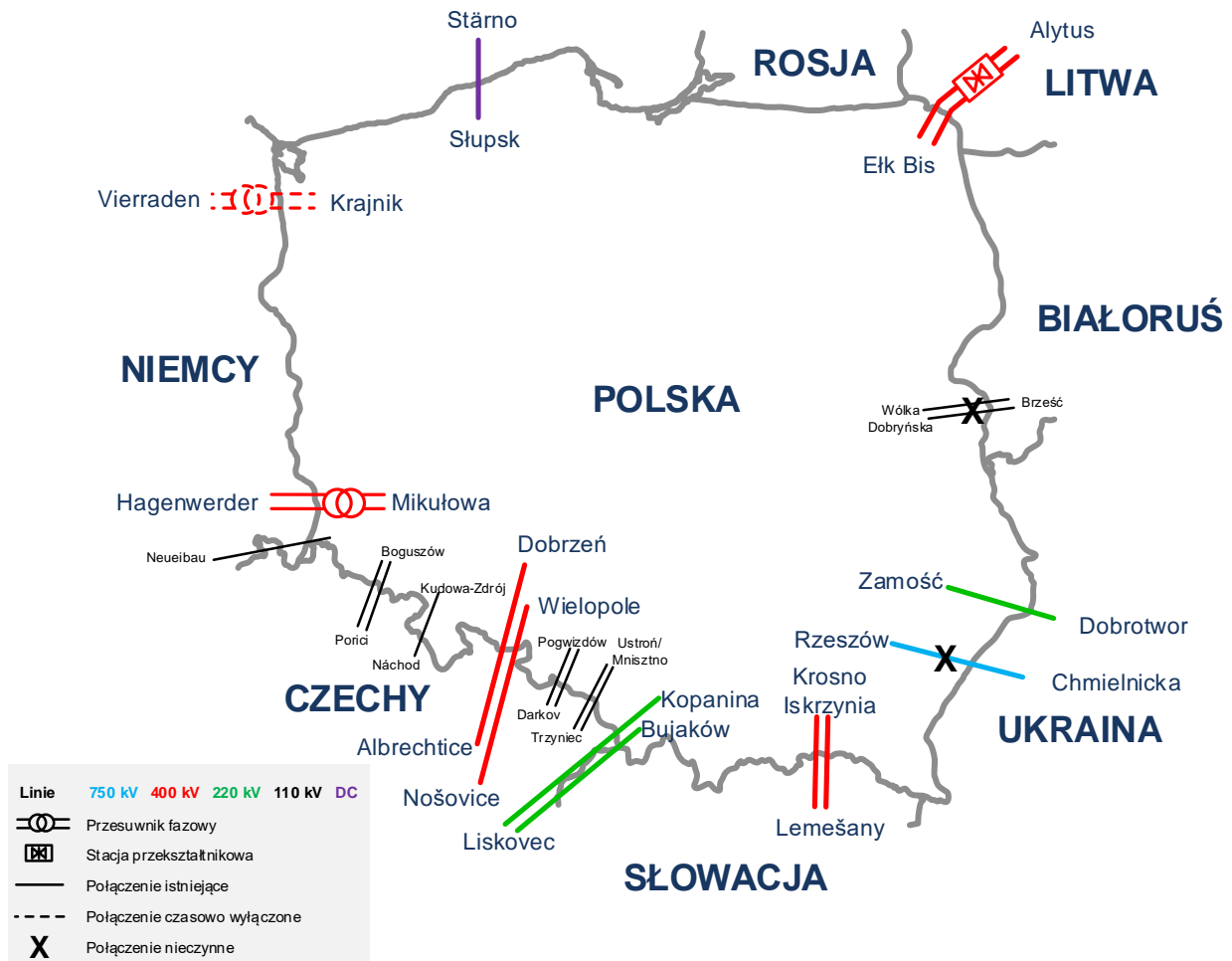
- granica południowa (Polska-Czechy):
 - 2-torowa linia 110 kV Boguszów-Porici,
 - 1-torowa linia 110 kV Kudowa-Nachod,
 - 2-torowa linia Pogwizdów-Darkov,
 - 1-torowa linia Ustroń-Trzyniec,
 - 1-torowa linia Mnisztowo-Trzyniec.
- granica zachodnia (Polska-Niemcy):
 - 1-torowa linia 110 kV Turów1-Neueibau.

Na przekroju asynchronicznym (sieć dystrybucyjna):

- granica wschodnia (Polska-Białoruś):
 - 2-torowa linia 110 kV Wólka Dobryńska-Brześć (linia nieczynna).

Obecny stan połączeń transgranicznych przedstawiony jest na rysunku nr 2.

Rysunek nr 2. Aktualny stan połączeń transgranicznych



Źródło: PSE S.A.

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 2035 r., planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze musi towarzyszyć skoordynowany rozwój infrastruktury sieciowej, w tym połączeń międzysystemowych i linii przesyłowych zwiększających możliwość wymiany mocy z innymi systemami elektroenergetycznymi UE oraz krajami trzecimi.

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.

Od momentu uruchomieniu przesuwników fazowych w 2016 r. w stacji Mikułowa oraz w związku z czasowym wyłączeniem linii Krajnik-Vierraden znacząco poprawiły się możliwości zarządzania przepływami mocy na przekroju synchronicznym. Również znacząco zmniejszyła się potrzeba dokonywania redispatchingu.

Przez większość dni w 2017-2018 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 nadwyżki 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.

Charakterystykę głównych pozycji infrastruktury technicznej krajowego podsektora przesyłu oraz dystrybucji energii elektrycznej, przedstawia tabela nr 24.

Tabela nr 24. Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2017	2018
DLUGOŚĆ LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH NAPOWIETRZNYCH			
- wysokie napięcia (NN+WN)	km	47 615	48 187
750 kV	km	114	114
400 kV	km	6 326	6 813
220 kV	km	7 833	7 831
w tym OSD	km	81	81
110 kV	km	33 342	33 429
w tym OSD	km	33 270	33 357
- średnie napięcia (SN)	km	230 073	229 218
40 - 60 kV	km	0	0
30 kV	km	2 635	2 610
15 - 20 kV	km	226 195	225 383
poniżej 15 kV	km	1 243	1 225
- niskie napięcia (nN)	km	311 372	312 755
Razem wszystkie napięcia	km	589 060	590 160
DLUGOŚĆ LINII KABLOWYCH:			
- wysokie napięcia (NN+WN)	km	631	648
- średnie napięcia (SN)	km	83 128	86 185
w tym:			
30 - 60 kV	km	283	303
15 - 20 kV	km	75 515	78 609
- niskie napięcia (nN)	km	166 325	171 193
Razem wszystkie napięcia	km	250 084	258 026
LICZBA STACJI O GÓRNYM NAPIĘCIU:			
- 400 i 750 kV	szt.	44	45
- 220 kV	szt.	64	63
- 110 kV	szt.	1 549	1 556
- średnie napięcia (SN)	szt.	263 094	265 690
Razem wszystkie napięcia	szt.	264 751	267 354
LICZBA TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:			
- NN/(NN + WN)	szt.	215	214
- WN / SN	szt.	2 818	2 832
- SN / SN	szt.	1 174	1 185
- SN / nN	szt.	263 167	264 622
Razem	szt.	267 374	268 853
MOC TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:			
- NN/(NN + WN)	MVA	57 905	58 360
w tym OSD	MVA	1 710	2 040
- WN / SN	MVA	59 259	60 259
- SN / SN	MVA	5 288	5 396
- SN / nN	MVA	50 202	51 006
Razem	MVA	172 654	175 021
LICZBA PRZYŁĄCZY:			
- napowietrznych	tys. szt.	5 473	5 460
- kablowych	tys. szt.	1 438	1 534
Razem	tys. szt.	6 911	6 994
DLUGOŚĆ PRZYŁĄCZY:			
- napowietrznych	km	114 021	113 674
- kablowych	km	51 484	54 657
Razem	km	165 505	168 331

Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

4.3. Podsektor dystrybucji

Operatorami systemu dystrybucyjnego zgodnie z uPe, 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 energii elektrycznej. Na terenie naszego kraju działa 5 głównych OSD (ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGGA OPERATOR S.A., innogy STOEN Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A.) oraz 171 innych jednostek, posiadających koncesję prezesa URE na dystrybucję energii elektrycznej.

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 5 głównych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w kraju przedstawia rysunek nr 3. Natomiast ich charakterystykę przedstawia tabela nr 25.

Rysunek nr 3. Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych



Źródło: ARE S.A.

Tabela nr 25. Charakterystyka największych przedsiębiorstw dystrybucyjnych pełniących rolę OSD w 2018 r.

Wyszczególnienie	Obszar działalności	Liczba klientów	Długość linii
	[tys. km ²]	[mln]	[tys. km]
ENEA Operator Sp. z o.o.	58,21	2,59	104*
ENERGA OPERATOR S.A.	74,85	3,07	186
innogy STOEN Operator Sp. z o.o.	0,51	1,04	15,7
PGE Dystrybucja S.A.	122,43	5,40	326
TAURON Dystrybucja S.A.	57,94	5,60	235

*bez przeliczenia na jeden tor

Źródło: Dane publikowane przez OSD.

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. W sieci dystrybucyjnej przeważająca ilość obwodów wykorzystywanych jest

w stopniu mniejszym niż 50%, co świadczy o dużym zapasie przepustowości tych linii. Obwody, w których stwierdzono wyższy niż 90% stopień wykorzystania obciążalności dopuszczalnej stanowią ok. 0,7% w przypadku sieci SN oraz mniej niż 4%, w przypadku sieci nN. Istotne jest prowadzenie odpowiednich prac modernizacyjnych tych linii. 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. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (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 2017 i 2018 przedstawia tabela nr 26 i 27.

Tabela nr 26. Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2017 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.	385,89	219,67	403,76	209,40	64,81
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		461,70	238,41	671,06	298,00	64,86
	SAIDI planowe		95,05	48,40	55,26	55,40	9,05
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	4,97	3,29	4,15	2,67	0,95
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		5,00	3,30	4,23	2,69	0,96
	SAIFI planowe		0,48	0,31	0,35	0,33	0,11
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	9,46	3,97	5,31	9,26	0,63
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5 350 667	5 532 681	2 552 699	2 992 418	1 015 829

Źródło: ARE S.A. na podstawie informacji publikowanych przez OSD

Tabela nr 27. Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2018 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.	204,49	106,95	145,15	103,5	54,94
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		211,81	107,18	152,68	107,2	56,19
	SAIDI planowe		87,4	45,35	47,4	43,8	11,44
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	3,45	2,25	2,95	1,87	0,94
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		3,45	2,25	2,96	1,87	0,94
	SAIFI planowe		0,47	0,33	0,27	0,28	0,15
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	8,84	3,33	4,57	7,75	0,53
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5 402 204	5 597 536	2 588 896	3 066 129	1 038 419

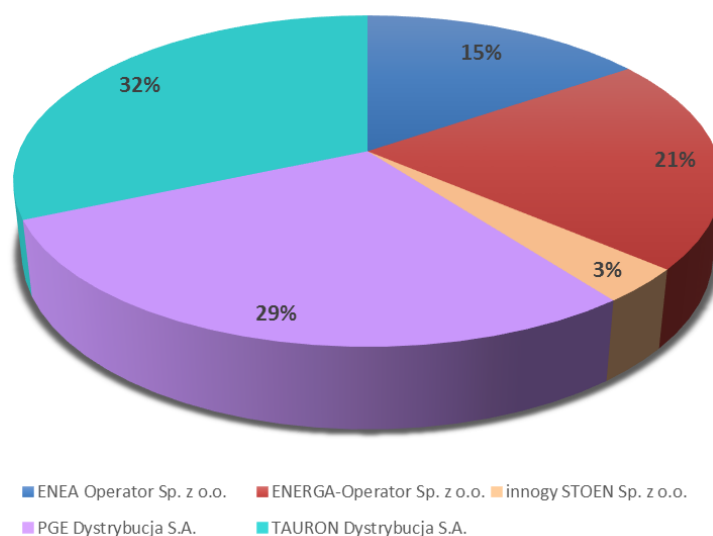
Źródło: ARE S.A. na podstawie informacji publikowanych przez OSD

Dla większości OSD wartość wskaźników SAIDI uległa poprawie (z wyjątkiem innogy Stoen Operator Sp. z o.o., dla którego SAIDI planowane wzrosło). Wskaźniki przeciętnej

systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI) dla większości OSD wzrosły (z wyjątkiem grupy PGE Dystrybucja S.A., dla którego wskaźniki SAIFI planowe uległy poprawie). Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI) uległ poprawie u wszystkich OSD.

Według danych opublikowanych przez prezesa URE oraz przedsiębiorstwa energetyczne, do 2019 r. inwestycje w infrastrukturę sieciową mają przekroczyć 43 mld zł. Udział procentowy wartości planowanych przez poszczególne OSD inwestycji, w całkowitej wartości planowanych inwestycji (bez OSP) przedstawia wykres nr 24 i tabela nr 28. Straty sieciowe w przesyłach i dystrybucji energii elektrycznej kształtują się na poziomie około 6%.

Wykres nr 24. Udział procentowy wartości planowanych inwestycji OSD w całkowitej wartości planowanych inwestycji



Źródło: ARE S.A. na podstawie informacji opublikowanych przez OSD

Tabela nr 28. Łączne uzgodnione nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP [mld zł]

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2014-2019
6,5	7,6	7,1	7,4	7,6	7,5	43,7

Źródło: URE

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

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, stanowi jeden z podstawowych filarów zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, które uPe definiuje jako zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Zgodnie z postanowieniami uPE, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, mogą zostać wprowadzone przez OSP (na czas oznaczony) ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej:

1. Do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7 uPe, 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 uPe, wydanego przez Radę Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw energii.

Ad pkt 1.

W art. 11c - 11f uPe 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 uPe, 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 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 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 zakłóceńowych 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 pkt 2.

Zgodnie z postanowieniami uPe, OSP wprowadza ograniczenia w przypadku wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia powołanego w art. 11 ust. 7 uPe, 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 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła. Ograniczenia te są wprowadzane zgodnie z aktualizowanym Planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, sporządzanym według zasad określonych w przywołanym rozporządzeniu i corocznie uzgadnianym z Prezesem URE. Plan obowiązujący w latach 2017 i 2018 został uzgodniony odpowiednio: na okres od 01 września 2016 r. do 31 sierpnia 2017 r. decyzją Prezesa URE Nr DRE-481-1(4)/4988/2016/ZJ z dnia 28 lipca 2016 r., na okres od 01 września 2017 r. do 31 sierpnia 2018 r. decyzją Prezesa URE Nr DRE.481.1.2.4.2017/MBa z dnia 21 lipca 2017 r. oraz na okres od 01 września 2018 r. do 31 sierpnia 2019 r. decyzją Prezesa URE Nr DRE.WOSE.481.7.2018/MFr z dnia 13 lipca 2018 r.

W trakcie lat 2017 i 2018 OSP nie składał na podstawie przepisów, o których mowa w art. 11 ust.6 uPe, zgłoszenia do Ministra Energii o wystąpieniu z wnioskiem o wprowadzenie przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 11 ust. 7 uPe, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

5.2. Działania dotyczące awaryjnych dostaw energii z zagranicy

Z większością operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych państw, z których systemami Polska posiada połączenia transgraniczne, PSE S.A. ma zawarte umowy, regulujące zasady awaryjnych dostaw energii elektrycznej.

5.2.1. Umowy dwustronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. pomocy awaryjnej)

Według stanu na koniec pierwszego kwartału 2019 r., PSE S.A. były stroną następujących umów regulujących zasady realizacji dostaw awaryjnych:

- General Contract for Emergency Deliveries z SEPS, a.s., z dnia 7 sierpnia 2017 r.
- System Operation Agreement z Litgrid AB, z dnia 17 lipca 2016 r.
- General Agreement on Emergency Energy Exchange z 50Hertz Transmission GmbH, z dnia 22 czerwca 2016 r.
- System Operation Agreement z Svenska Kraftnät, z dnia 28 listopada 2014 r.
- General Agreement on Emergency Deliveries z ČEPS, a.s. z dnia 11 marca 2011 r.

Przedmiotem powyższych umów jest realizacja dostaw energii na prośbę OSP, który ocenia stan swojego systemu jako awaryjny. Celem dostaw awaryjnych jest przywrócenie bezpiecznych warunków pracy danego systemu, a uruchomienie awaryjnych dostaw jest uwarunkowane wcześniejszym wyczerpaniem dostępnych środków zaradczych (w ramach tego systemu). Czas trwania dostawy i wielkość mocy jest ustalana przez dyspozytorów, w zależności od możliwości partnera udzielającego pomocy oraz dostępnych zdolności przesyłowych. Umowy są zawarte na czas nieokreślony.

W 2018 r. prowadzone były uzgodnienia pomiędzy PSE SA a 50Hertz Transmission GmbH w zakresie opracowania nadzwyczajnej procedury dostaw awaryjnych w przypadku braku zdolności przesyłowych w kierunku importu na przekroju PSE-50Hertz oraz rozliczania kosztów związanego z tym wielostronnego *redispatchingu*. Zawarcie stosownej umowy w tym zakresie jest przewidywane w trakcie 2019 r.

5.2.2. Umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych (dot. pomocy awaryjnej)

PSE S.A. są stroną wielostronnej umowy *Agreement on cross border rescheduling using High-Voltage Direct-Current links over the Baltic Sea*, z dnia 28 grudnia 2009 r. Umowa została zawarta pomiędzy 4 OSP, tj. PSE S.A., Svenska Kraftnät, 50Hertz Transmission GmbH i Energinet.dk. Umowa 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 zmniejszenie 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. Umowa została zawarta na czas nieokreślony.

Ponadto, w pierwszym kwartale 2019 r., PSE S.A. były stroną umowy z dnia 11 grudnia 2015 r., pn. „*Contract on Provision of Mutual Emergency Energy Delivery from Abroad for Securing the System's Services between the Power System of Poland and Hungary through the Power System of Slovakia z SEPS a.s. i MAVIR*”, regulującej zasady realizacji tranzytu dostaw awaryjnych pomiędzy systemami Polski i Węgier przez system słowacki.

Wymienione w punktach 5.2.1 i 5.2.2 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.

5.2.3. TSO Security Cooperation (TSC)

PSE S.A. są uczestnikiem regionalnej inicjatywy *TSO Security Cooperation* (Inicjatywa TSC), od momentu jej powołania w grudniu 2008 r. Inicjatywa TSC jest przedsięwzięciem rozwojowym, obejmującym swoim zasięgiem znaczną część obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej. Aktualnie w ramach Inicjatywy TSC zrzeszonych jest 15 OSP z Europy Środkowej: 50Hertz (Niemcy), Amprion (Niemcy), APG (Austria), ČEPS (Czechy), ELES (Słowenia), Energinet.dk (Dania), HOPS (Chorwacja), MAVIR (Węgry), PSE S.A. (Polska), Swissgrid (Szwajcaria), TenneT DE (Niemcy), TenneT NL (Holandia), TransnetBW (Niemcy), SEPS (Słowacja) oraz Transelectrica (Rumunia).

Cel i działalność Inicjatywy TSC, tj. zwiększenie bezpieczeństwa pracy połączonych systemów elektroenergetycznych (w tym także KSE), jest w pełni zgodna z regulacjami europejskimi w tym w szczególności rozporządzeniami CACM i SOGL. Głównym działaniem, mającym zapewnić osiągnięcie powyższego celu, jest szeroko pojęta intensyfikacja regionalnej współpracy międzyoperatorskiej, która aktualnie obejmuje identyfikację zagrożeń oraz efektywne stosowanie odpowiednich międzyoperatorskich środków zaradczych w celu usunięcia powyższych zagrożeń lub minimalizacji efektów ich zmaterializowania, co jest realizowane w ramach wspólnych procesów planowania operacyjnego.

5.2.4. Funkcjonowanie fizycznych przesuwników fazowych i międzyoperatorskie działania zaradcze

Funkcjonowanie w 2018 r. fizycznych przesuwników fazowych

Zgodnie z umową pomiędzy PSE S.A. a 50Hertz, w 2016 r. PSE S.A. uruchomiły przesuwniki fazowe po stronie polskiej w stacji Mikułowa na połączeniu Mikułowa-Hagenwerder, 50Hertz natomiast miało zainstalować przesuwniki w stacji Vierraden, na połączeniu Krajnik-Vierraden. Z uwagi na opóźnienie w realizacji inwestycji po stronie niemieckiej, efektywna regulacja przepływów za pomocą przesuwników zainstalowanych w stacji Mikułowa wymagała czasowego wyłączenia linii 220 kV Krajnik-Vierraden, stanowiącej najsłabszy i często przeciążający się element profilu Polska-Niemcy. W okresie analizowanych dwóch lat 2017-2018 miały miejsce następujące wydarzenia, związane z pracą przesuwników i wpływające na międzyoperatorskie działania zaradcze:

- 22 września 2016 r. miała miejsce awaria jednego z czterech przesuwników w stacji Mikułowa, w związku z czym, do momentu ponownego uruchomienia kompletu

przesuwników, tj. do 08 lipca 2017 r. możliwości ograniczenia przepływów do Polski były ok. dwukrotnie mniejsze.

- W okresie od 2 lutego do 6 marca 2018 r., dokonano planowego, sekwencyjnego wyłączenia autotransformatorów AT1/AT2 w stacji Mikułowa, co okresowo powodowało przeciążenia pozostałego w ruchu jednego z autotransformatorów.
- 2 sierpnia 2018 r. załączono do pracy testowej zmodernizowane połączenie Krajnik-Vierraden. Połączenie jest obecnie przystosowane do pracy na 380/400kV a po stronie niemieckiej, w stacji Vierraden zainstalowano 2 z 4 przewidzianych przesuwników fazowych. Niepełny układ przesuwników jest wynikiem braku przebudowy do napięcia 380kV linii 220kV wychodzących ze stacji Vierraden, co skutkowało koniecznością tymczasowej instalacji 2 transformatorów 380/220kV w miejscach przewidzianych dla kolejnych 2 przesuwników. Praca testowa zakończyła się 01 września 2018 r, jednak połączenie było jeszcze okresowo uruchamiane w trakcie modernizacji w stacji Mikułowa.
- Planowe prace w stacji Mikułowa w listopadzie i grudniu 2018 r. przeprowadzono po szczegółowych ustaleniach ze stroną niemiecką oraz po skoordynowaniu wyłączeń elementów sieci w regionie – w trakcie modernizacji wystąpiły okresy, gdy Polska nie miała żadnego połączenia z Niemcami.

Tymczasowe wyłączenie linii Krajnik-Vierraden w 2016 r. spowodowało obniżenie grafikowych i niegrafikowych przepływów fizycznych. Wolumen niegrafikowych przepływów zaprezentowany jest w tabeli 29 i 30 oraz na wykresie 25, na tle poziomu z roku 2016. Zauważyć można wzrost przepływów niegrafikowych w sierpniu 2018 r. – z uwagi na pracę testową połączenia Krajnik-Vierraden.

Tabela nr 29. Zestawienie średnich wartości przepływów niegrafikowych na granicach Polski i innych granicach regionu Europy Środkowo-Wschodniej w poszczególnych miesiącach 2017 r.

Średnie przepływy niegrafikowe (<i>unscheduled flows</i>)* [MWh]										
Rok	Miesiąc	DE > PL	PL > CZ	PL > SK	DE > AT	DE > CZ	AT > CZ	AT > HU	CZ > SK	SK > HU
2017	1	1494	922	670	-2744	733	-1702	-26	-29	188
	2	1384	797	793	-2441	915	-1719	-7	1	366
	3	1020	578	505	-1346	699	-1193	-58	93	298
	4	964	553	540	-1458	862	-1391	71	41	142
	5	1016	580	567	-1261	714	-1307	170	0	182
	6	873	557	471	-1196	705	-1499	148	-231	-62
	7	953	501	677	-1093	531	-1352	216	-316	-31
	8	679	321	619	-498	248	-995	277	-419	-157
	9	583	261	408	-825	459	-1032	202	-300	-141
	10	688	363	393	-1030	821	-1369	136	-174	-31
	11	950	600	597	-1468	806	-1471	16	-60	125
	12	922	621	420	-1434	778	-1453	7	-50	97
Średnia roczna 2017		958	553	554	-1393	687	-1371	97	-121	80

*wyznaczone jako średnia z godzinowych różnic przepływów fizycznych i zrealizowanych grafików (*Measured Loadflows – Realised Schedules*) dla zbioru wszystkich godzin 2017 r.

Źródło: ENTSO-E RG CE Verification Platform – Vulcanus

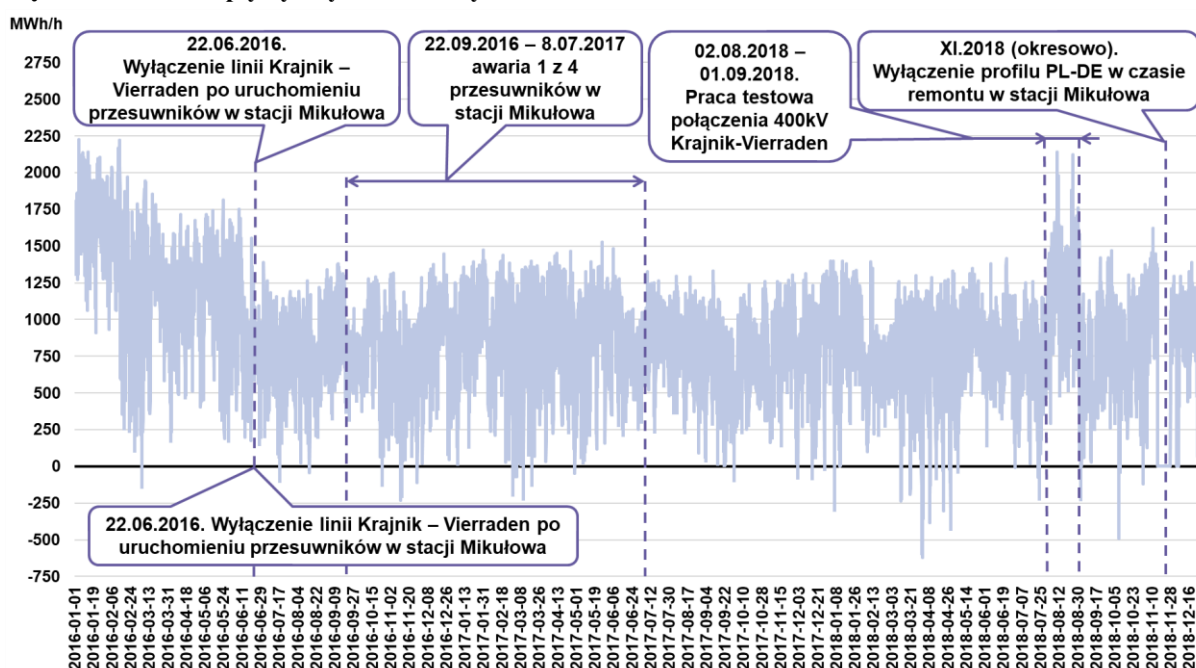
Tabela nr 30. Zestawienie średnich wartości przepływów niegrafikowych na granicach Polski i innych granicach regionu Europy Środkowo-Wschodniej w poszczególnych miesiącach 2018 r.

Średnie przepływy niegrafikowe (<i>unscheduled flows</i>)* [MWh]										
Rok	Miesiąc	DE > PL	PL > CZ	PL > SK	DE > AT	DE > CZ	AT > CZ	AT > HU	CZ > SK	SK > HU
2018	1	839	469	414	-1200	632	-1183	129	-59	82
	2	762	364	386	-1396	873	-1233	44	15	312
	3	647	402	229	-1465	907	-1183	24	126	344
	4	456	330	86	-17	153	-578	93	-90	45
	5	593	376	269	-683	359	-1074	310	-326	-202
	6	532	338	197	-690	469	-1094	349	-287	-229
	7	710	335	362	-1217	591	-1143	-98	-217	-25
	8	1143	541	603	-1962	675	-1580	-120	-365	-56
	9	619	228	368	-1768	874	-1453	46	-353	-188
	10	752	424	300	-1436	431	-1152	84	-300	-274
	11	569	333	238	-966	420	-953	156	-196	-184
	12	854	439	512	-588	313	-781	211	-32	5
Średnia roczna 2018		708	383	331	-1116	556	-1117	102	-175	-33

*wyznaczone jako średnia z godzinowych różnic przepływów fizycznych i zrealizowanych grafików (*Measured Loadflows – Realised Schedules*) dla zbioru wszystkich godzin 2018 r.

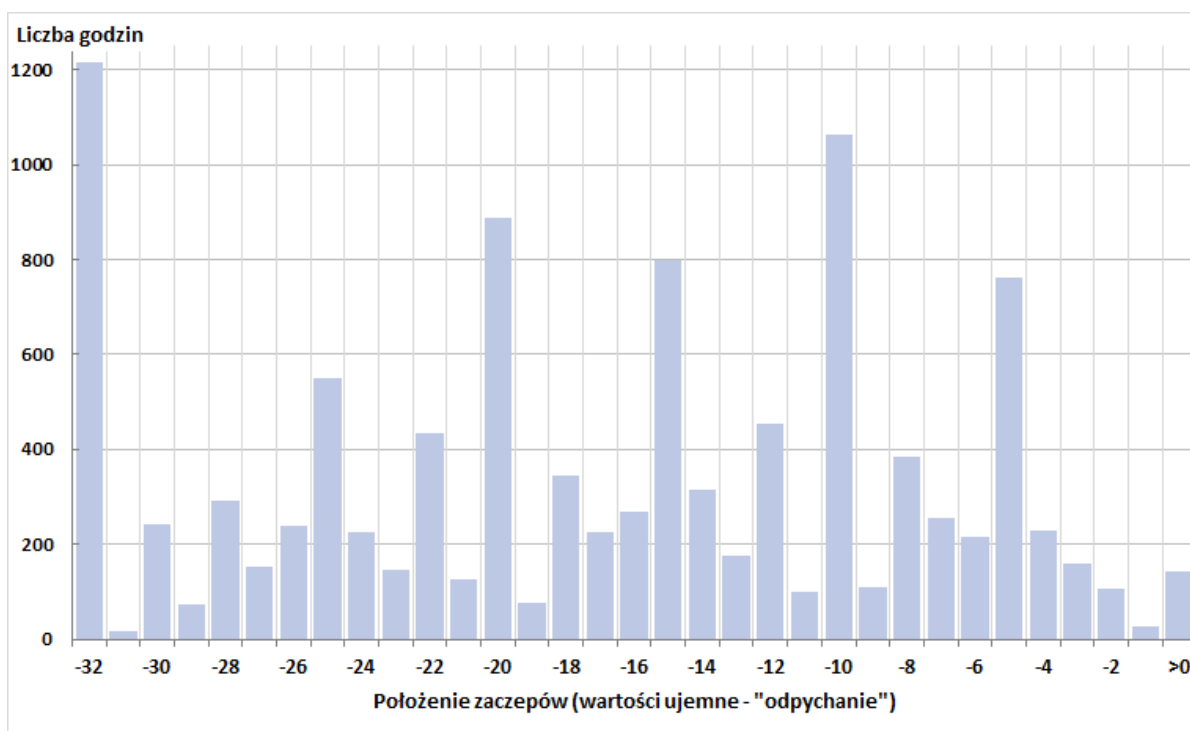
Źródło: ENTSO-E RG CE Verification Platform – Vulcanus

Wykres nr 25. Przepływy fizyczne Niemcy-Polska w okresie 01.01.2016 - 31.12.2018 r.



Wykorzystanie przesuwników w SE Mikułowa, rozumiane jako ustawienie zaczepek w pozycji niezerowej (innej niż neutralna), miało miejsce w 62,9% godzin pracy przesuwników w latach 2017-2018, z czego konieczność nastawienia maksymalnego położenie zaczepek w pozycji „odpychania” (zaczepek - 32) miała miejsce w 7,1% godzin. Średnia niezerowa nastawa zaczepek wyniosła -17. Statystykę położenia zaczepek pokazano na wykresie 26.

Wykres nr 26. Histogram niezerowego położenia zaczeów przesuwników w SE Mikułowa w latach 2017-2018 r.



Międzyoperatorskie działania zaradcze

W latach 2017-2018, podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy systemów. Działania te obejmowały redispatching dwustronny oraz redispatching wielostronny (MRA - multilateral remedial actions), przy czym w omawianym okresie nie było konieczności użycia MRA do zapewnienia bezpieczeństwa na przekroju Polska-Niemcy (kryterium N-1), tak jak było to w latach 2015-2016. Wolumen MRA wynikał z realizacji umów wielostronnych dotyczących środków zaradczych. Ponadto, skala redispatchingu dwustronnego w 2017 i 2018 r. była nieporównywalnie niższa niż w okresie sprzed uruchomienia fizycznych przesuwników fazowych w SE Mikułowa i wyłączenia linii Krajnik-Vierraden. Średniomiesięczny wolumen w latach 2017-2018 r. wyniósł 1,90 GWh, podczas gdy w pierwszej połowie 2016 r., czyli przed uruchomieniem przesuwników w SE Mikułowa, wyniósł 141,10 GWh. Szczególny wpływ na wolumen z lat 2017-2018 miały wydarzenia opisane wyżej w części dotyczącej funkcjonowania przesuwników. W okresach tych średniomiesięczny wolumen redispatchingu dwustronnego wynosił:

- 5,15 GW w okresie pracy z niepełnym kompletem przesuwników w stacji Mikułowa
- 5,16 GW w okresie wyłączenia autotransformatora w Mikułowej
- 5,37 GW przy pracy testowej połączenia Krajnik-Vierraden

Szczegóły międzyoperatorskich działań zaradczych przedstawia tabela 31, 32, 33 i 34 oraz wykres 27 i 29.

Tabela nr 31. Zestawienie dostaw operatorskich typu Multilateral Remedial Actions (MRA) w poszczególnych miesiącach 2017 r., w tym rozliczonych w ramach mechanizmu PST

Rok	Miesiąc	Wolumen MRA	Koszt PSE dostaw MRA, dla których nie mają zastosowania zasady rozliczeń z umowy PST	Koszt PSE dostaw MRA uwzględniających zasady rozliczeń z umowy PST *)	Sumaryczne koszty PSE dostaw MRA
		[MWh]	[PLN]	[PLN]	[PLN]
2017	styczeń	-	-	-	-
	luty	-	-	-	-
	marzec	-	-	-	-
	kwiecień	-	-	-	-
	maj	-	-	-	-
	czerwiec	900	9 875	-	9 875
	lipiec	5 050	20 172	-	20 172
	sierpień	-	-	-	-
	wrzesień	-	-	-	-
	październik	-	-	-	-
	listopad	-	-	-	-
grudzień	-	-	-	-	
Ogółem 2017		5 950	30 047	-	30 047

Źródło: PSE S.A.

Tabela nr 32. Zestawienie dostaw operatorskich typu Multilateral Remedial Actions (MRA) w poszczególnych miesiącach 2018 r., w tym rozliczonych w ramach mechanizmu PST

Rok	Miesiąc	Wolumen MRA	Koszt PSE dostaw MRA, dla których nie mają zastosowania zasady rozliczeń z umowy PST	Koszt PSE dostaw MRA uwzględniających zasady rozliczeń z umowy PST *)	Sumaryczne koszty PSE dostaw MRA
		[MWh]	[PLN]	[PLN]	[PLN]
2018	styczeń	-	-	-	-
	luty	-	-	-	-
	marzec	-	-	-	-
	kwiecień	-	-	-	-
	maj	-	-	-	-
	czerwiec	-	-	-	-
	lipiec	-	-	-	-
	sierpień	-	-	-	-
	wrzesień	-	-	-	-
	październik	1 500	-	-	0*
	listopad	-	-	-	-
grudzień	-	-	-	-	
Ogółem 2018		1 500	-	-	0

Źródło: PSE S.A.

* w ramach rozliczenia dostawy MRA z dnia 9.10.2018 r. PSE S.A. nie ponosiły kosztów

Tabela nr 33. Zestawienie sumaryczne dostaw operatywnych typu cross-border redispatching zrealizowanych na przekroju PSE/50Hertz w poszczególnych miesiącach 2017 r.

Rok	Miesiąc	Cross-Border Redispatching [MWh]		Koszt Cross-Border Redispatchingu poniesiony przez PSE zgodnie z zasadami rozliczeń PST	Koszt całkowity Cross-Border Redispatchingu poniesiony przez operatorów
		Eksport	Import	PLN	PLN
2017	Styczeń	2 100	-	180 269	360 537
	Luty	9 600	-	655 606	1 311 213
	Marzec	1 400	-	82 288	164 576
	Kwiecień	5 900	-	418 591	837 182
	Maj	900	-	56 304	112 608
	Czerwiec	10 150	-	745 624	1 491 248
	Lipiec	1 700	-	152 540	305 080
	Sierpień	-	-	-	-
	Wrzesień	-	-	-	-
	październik	900	-	75 067	150 134
	Listopad	-	-	-	-
	Grudzień	-	-	-	-
Ogółem 2017		32 650	-	2 366 290	4 732 579

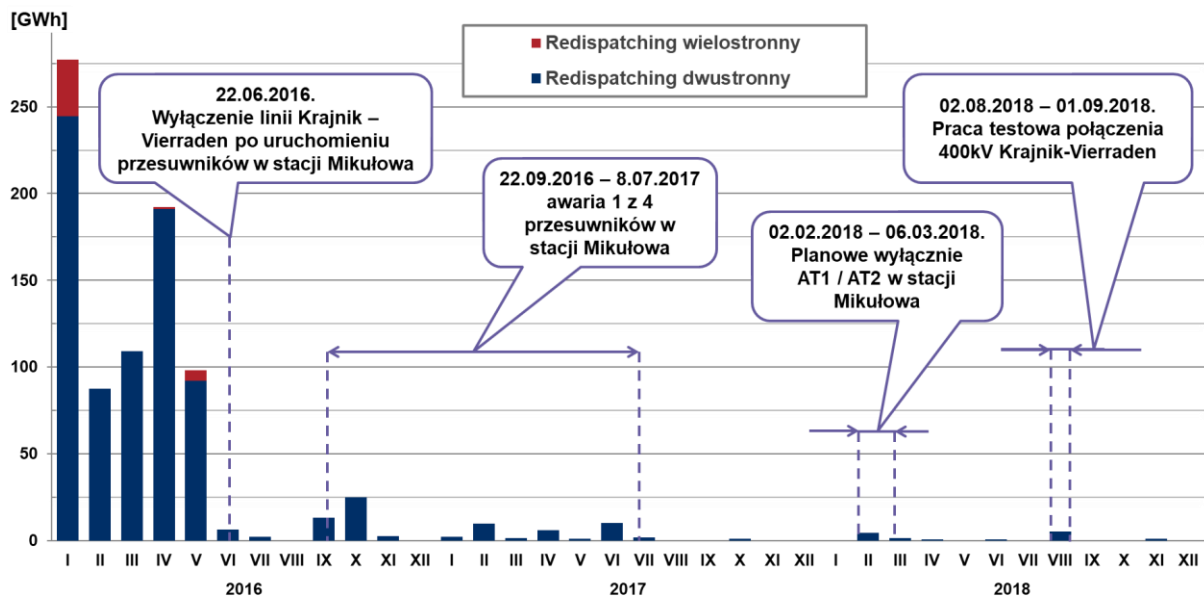
Źródło: PSE S.A.

Tabela nr 34. Zestawienie sumaryczne dostaw operatywnych typu cross-border redispatching zrealizowanych na przekroju PSE/50Hertz w poszczególnych miesiącach 2018 r.

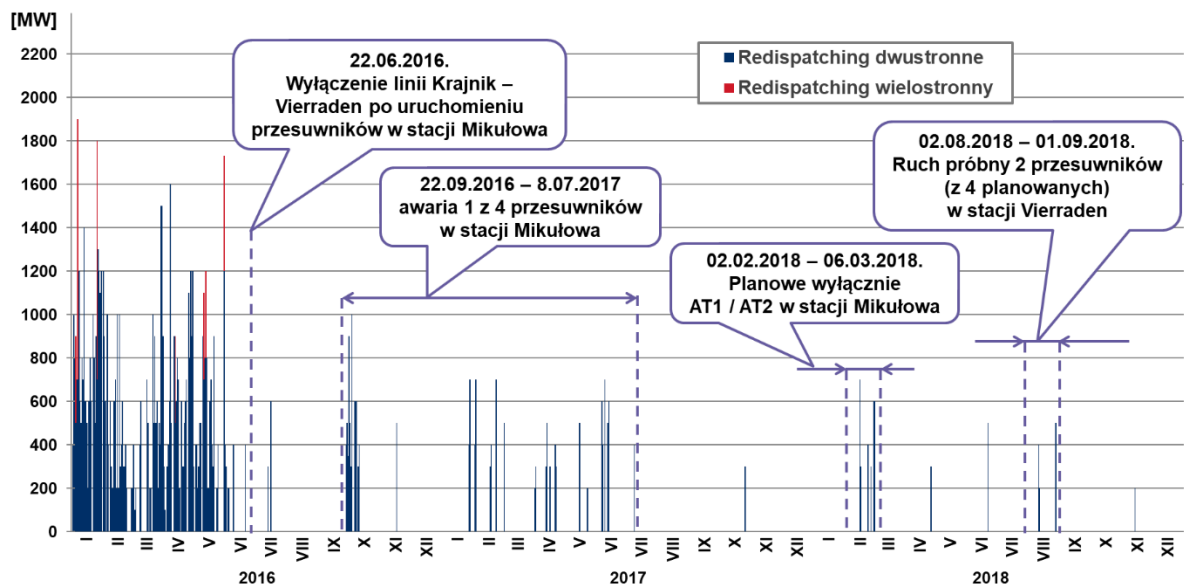
Rok	Miesiąc	Cross-Border Redispatching [MWh]		Koszt Cross-Border Redispatchingu poniesiony przez PSE zgodnie z zasadami rozliczeń PST	Koszt całkowity Cross-Border Redispatchingu poniesiony przez operatorów
		Eksport	Import	PLN	PLN
2018	Styczeń	-	-	-	-
	Luty	4 400	-	491 392	982 783
	Marzec	1 200	-	302 689	605 379
	Kwiecień	750	-	67 735	135 470
	Maj	-	-	-	-
	Czerwiec	600	-	25 396	108 160
	Lipiec	-	-	-	-
	Sierpień	5300	-	163 289	675 213
	Wrzesień	-	-	-	-
	październik	-	-	-	-
	Listopad	800	-	91 349	182 699
	Grudzień	-	-	-	-
Ogółem 2018		13 050	-	1 141 850	2 689 704

Źródło: PSE S.A.

Wykres nr 27. Miesięczne wielkości redispatchingu niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa (kryterium n-1) na przekroju Niemcy-Polska



Wykres nr 28. Maksymalne dobowe wielkości redispatchingu niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa (kryterium n-1) na przekroju Niemcy-Polska



5.3. Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej

5.3.1. Zakup rezerwy interwencyjnej zimnej

W dniu 30 grudnia 2013 r. została zawarta pomiędzy PSE S.A. a PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (PGE GiEK S.A.) Umowa nr 1/2013 o świadczenie usługi interwencyjnej rezerwy zimnej (dalej: Umowa z PGE GiEK). Następnie 26 marca 2014 r. PSE S.A. zawarły z TAURON Wytwarzanie S.A. (TW S.A.) Umowę nr 2/2014 o świadczenie usługi interwencyjnej rezerwy zimnej (dalej: Umowa z TAURON). Zgodnie z postanowieniami ww. Umów od 01 stycznia 2016 r. do 31 grudnia 2017 r. usługę interwencyjnej rezerwy zimnej (dalej: usługa IRZ), świadczą jednostki JWCD:

- a) na podstawie Umowy z PGE GiEK: bloki nr 1 i 2 w Elektrowni Dolna Odra,
- b) na podstawie Umowy z TAURON: bloki nr 3 i 6 w Elektrowni Siersza oraz blok nr 8 w Elektrowni Stalowa Wola.

W dniu 29 grudnia 2016 r. Zarząd PSE S.A., w celu zminimalizowania ryzyka braku możliwości zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerwy mocy w KSE, podjął decyzję o przedłużeniu okresu obowiązywania ww. umów na kolejne dwa lata, tj. do 31 grudnia 2019 r.

Informacja na temat wykorzystania jednostek wytwórczych świadczących usługę IRZ w 2017 r. i 2018 r.

Usługę IRZ w 2017 r. i 2018 r. świadczyło pięć jednostek wytwórczych o łącznej mocy osiągalnej 830 MW.

Tabela 35 zawiera informacje o liczbie godzin pracy oraz liczbie uruchomień jednostek wytwórczych świadczących usługę IRZ w okresie styczeń 2017 r. - grudzień 2018 r.

Tabela nr 35. Liczba godzin pracy oraz liczba uruchomień jednostek wytwórczych świadczących usługę IRZ w okresie styczeń 2017 - grudzień 2018 r.

Kod jednostki wytwórczej IRZ	Liczba godzin pracy ¹	Liczba uruchomień	Liczba rozliczonych uruchomień
PGE GiEK S.A. – blok 1 w El. Dolna Odra - DOD 1-01	7 108	98	84
PGE GiEK S.A. – blok 2 w El. Dolna Odra - DOD 2-02	5 356	81	73
TW S.A. – blok 3 w El. Siersza - SIA 1-03	3 874	51	44
TW S.A. – blok 6 w El. Siersza - SIA 1-06	6 029	70	68
TW S.A. – blok 8 w El. Stalowa Wola - STW31-08	1 502	17	6

¹Wyznaczona na podstawie stanu pracy jednostki wytwórczej w planie BPKDW - suma kwadransów ze stanem „praca” podzielona przez cztery i zaokrąglona do liczby całkowitej.

Tabela 36 zawiera informację o liczbie godzin pracy jednostek wytwórczych, świadczących usługę IRZ oraz liczbie wykorzystanych godzin w miesiącu rozliczeniowym w latach 2016-2018 w ramach limitu 17 500 h. Liczby godzin zawarte w poniższej tabeli uwzględniają czasy rozruchów jednostek wytwórczych.

Tabela nr 36. Liczba godzin pracy jednostek wytwórczych świadczących usługę IRZ oraz liczba wykorzystanych godzin w miesiącu rozliczeniowym w latach 2016-2018 w ramach limitu 17 500 h.

DOD 1-01; DOD 2-02		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Suma (1-12)	Suma 2016-2018
Liczba godzin pracy JW.	2016	424	22	173	365	434	237	522	291	501	609	517	474	4569	13942
	2017	414	500	305	566	712	629	570	741	583	175	325	226	5746	
	2018	60	489	425	209	466	460	365	202	300	323	211	117	3627	
SIA 1-03		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Suma (1-12)	Suma 2016-2018
Liczba wykorzystanych godzin(czas pracy emitera) w miesiącu rozliczeniowym w ramach limitu 17500	2016	415	167	407	320	393	171	414	113	172	113	477	388	3550	12095
	2017	654	555	643	623	677	586	386	552	288	393	201	154	5712	
	2018	142	64	426	174	335	150	203	175	118	335	549	162	2833	
Liczba godzin pracy JW. w miesiącu rozliczeniowym	2016	148	76	379	146	107	66	295	31	188	71	295	307	2109	6177
	2017	275	384	238	26	661	139	127	300	0	228	201	0	2579	
	2018	0	0	440	95	0	161	163	84	0	115	341	90	1489	
SIA 1-06		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Suma (1-12)	Suma 2016-2018
Liczba wykorzystanych godzin(czas pracy emitera) w miesiącu rozliczeniowym w ramach limitu 17500	2016	415	167	407	320	393	171	414	113	172	113	477	388	3550	12095
	2017	654	555	643	623	677	586	386	552	288	393	201	154	5712	
	2018	142	64	426	174	335	150	203	175	118	335	549	162	2833	
Liczba godzin pracy JW w miesiącu rozliczeniowym	2016	430	106	141	231	395	173	203	89	0	54	307	288	2417	8733
	2017	588	354	534	631	261	575	280	373	264	221	13	162	4256	
	2018	159	75	88	91	350	0	56	147	127	316	515	136	2060	
STW 31-08		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Suma (1-12)	Suma 2016-2018
Liczba wykorzystanych godzin(czas pracy emitera) w miesiącu rozliczeniowym w ramach limitu 17500	2016	398	166	541	133	86	221	246	700	434	320	238	116	3599	9111
	2017	178	111	0	0	129	622	744	281	232	148	41	380	2866	
	2018	0	56	144	74	41	70	151	125	220	583	438	744	2646	
Liczba godzin pracy JW w miesiącu rozliczeniowym	2016	60	0	0	0	29	40	0	268	0	7	53	0	457	2004
	2017	99	0	0	0	0	232	227	139	66	152	39	0	954	
	2018	0	0	0	0	0	14	0	90	12	0	45	432	593	

Zgodnie z ustawą Prawo ochrony środowiska, źródłem emisji jest komin (emiter). Wykorzystanie godzin w ramach limitu 17 500 godzin następuje bez względu na to, ile pracuje jednostek wytwórczych, podłączonych do jednego kominu. Do rozliczenia w ramach limitu wlicza się czas emitera, a nie poszczególnych jednostek świadczących usługę IRZ.

Jednostki wytwórcze świadczące usługę IRZ są wykorzystywane w celu: (i) pokrycia zapotrzebowania w systemie lub (ii) zapewnienia wymaganej rezerwy wirującej w systemie lub (iii) spełnienia ograniczeń sieciowych, jeżeli nie jest możliwe osiągnięcie (i) lub (ii) lub (iii) przy wykorzystaniu JWCD nieświadczących usługi IRZ.

W większości godzin analizowanego okresu jednostki wytwórcze świadczące usługę IRZ, były przywoływane do pracy ze względu na ograniczenia sieciowe:

- PGE GiEK S.A. – blok 1 w Elektrowni Dolna Odra - DOD 1-01 – ograniczenia wymuszające pracę bloku na sieć 110 kV,
- PGE GiEK S.A. – blok 2 w Elektrowni Dolna Odra - DOD 2-02 – ograniczenia wymuszające pracę bloku na sieć 220 kV,
- TW S.A. – blok 3 i blok 6 w Elektrowni Siersza - SIA 1-03, SIA 1-06 – ograniczenia wymuszające pracę bloków na sieć 110 kV,
- TW S.A. – blok 8 w Elektrowni Stalowa Wola - STW31-08 – ograniczenia wymuszające pracę bloków na sieć 110 kV.

W większości przypadków ograniczenia sieciowe, o których mowa powyżej (za wyjątkiem PGE GiEK S.A. – blok 1 w Elektrowni Dolna Odra - DOD 1-01), dotyczą minimalnej liczby pracujących jednostek z grupy jednostek w danej elektrowni i udział jednostki/jednostek IRZ w spełnieniu tego ograniczenia jest podyktowany niedyspozycyjnością innych jednostek z danej grupy.

PGE GiEK S.A. – blok 1 w Elektrowni Dolna Odra - DOD 1-01 i blok 2 w Elektrowni Dolna Odra DOD 2 02

Od czasu wyłączenia linii Krajnik-Vierraden t. 1 i 2 wymagana jest okresowo praca min. 4 bloków w Elektrowni Dolna Odra. Blok 2 jest uruchamiany w celu zapewnienia stabilności zasilania aglomeracji szczecińskiej, całego regionu północno-zachodniej Polski, szczególnie w okresie planowego postoju ESP Żarnowiec i braku dostaw energii do KSE połączeniem stałoprądowym Polska-Szwecja (SLK-STO) oraz rejonu Poznania (w przypadku wyłączenia linii 400 kV Ostrów-Kromolice kiedy w okresie letnim dochodzi do przecięcia linii 220 kV Konin-Poznań Południe-Plewiska).

Blok 1 uruchamiany jest dla potrzeb sieci 110 kV w rejonie Szczecina w przypadku prowadzenia prac w sieci przesyłowej.

W omawianym okresie były również przypadki kiedy bloki 1, 2 w el. Dolna Odra pracowały w wyniku kombinacji czynników sieciowych i bilansowych.

TW S.A. – blok 3 w Elektrowni Siersza - SIA 1-03 i blok 6 w Elektrowni Siersza SIA 1-06

Na rozdzielni 110 kV Siersza jest wymagane minimalnej pracy 2 bloków z mocą 200 MW, w przypadku niedyspozycyjności bloków 1, 2 w El. Siersza, uruchamiane były bloki nr 3 i 6.

TW S.A. – blok 8 w Elektrowni Stalowa Wola - STW31-08

Blok był uruchamiany dla spełnienia kryteriów bezpieczeństwa w sieci 110 kV, wynikających z prac planowych w sieci przesyłowej w rejonie Połańca oraz Lublina (linia 220 kV PEL-CHM, ABR-PUL, linia 400 kV KOZ-LSY), przy braku dostaw energii do KSE połączeniem Polska-Ukraina (tj. połączeniem Zamość-Dobrotwór).

5.3.2. Możliwości zarządzania stroną popytową

Od 2016 r. zasady i warunki świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (DSR - *Demand Side Response*),) podlegają rozwojowi i istotnym zmianom. Na koniec 2018 r. OSP nabywał usługę DSR w ramach trzech programów: Programu Gwarantowanego, Programu Bieżącego oraz Programu Bieżącego Uproszczonego. Wszystkie programy DSR dają możliwości udziału odbiorców w procesie bilansowania systemu poprzez redukcję mocy czynnej pobieranej z sieci elektroenergetycznej. W Programie Gwarantowanym potencjał strony popytowej jest określony i zakontraktowany w umowie, a wolumen w tym programie może być porównywany z blokiem wytwórczym średniej wielkości (ok. 500 MW).

Odbiorcy posiadający sterowane odbiory mają również możliwość bezpośredniego uczestnictwa w mechanizmie bilansowania handlowego i składania ofert bilansujących na rynku bilansującym.

Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP

W celu zwiększenia możliwości pozyskiwania dostępnych mocy redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, PSE S.A. systematycznie udoskonalały i rozwijały zasady nabywania usługi. Istotne zmiany zasad weszły w życie z dniem 1 stycznia 2017 r. po zatwierdzeniu przez Prezesa URE w dniu 25 listopada 2016 r. Karty aktualizacji IRIESP – Bilansowanie (CB/16/2016). Przedmiotem zmian zasad pozyskiwania i rozliczania usługi DSR było m.in. wprowadzenie elementu płatności za gotowość do świadczenia usługi. Kolejną Kartą aktualizacji IRIESP – Bilansowanie nr CB/17/2017, wprowadzono zasady certyfikowania Obiektów Redukcji (tzw. „ORed”) wykorzystywanych do świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP oraz związanych ze świadczeniem tej usługi zasad i wymagań dotyczących sposobu pozyskiwania danych pomiarowo-rozliczeniowych z miejsc zasilania certyfikowanych ORed, a także określono zasady korzystania z usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Powyższe zmiany zostały zatwierdzone przez Prezesa URE w dniu 28 lutego 2017 roku i weszły w życie z dniem 3 marca 2017 r.. Zgodnie z nowymi zasadami, PSE S.A. przeprowadziły postępowania przetargowe na zakup usługi DSR (ogłoszone przez PSE S.A. w dniu 8 marca 2017 r.).

Zgodnie z nowymi zasadami usługa może być świadczona przez stronę popytową w ramach Programu Gwarantowanego i Programu Bieżącego. W Programie Gwarantowanym OSP dokonuje zapłaty zarówno za gotowość do świadczenia usługi DSR (we wcześniejszych postępowaniach ten element nie występował, co było głównym powodem braku zainteresowania świadczeniem usługi przez odbiorców), jak i za jej wykonanie. W Programie Bieżącym opłacie podlega natomiast jedynie wykonanie redukcji po aktywacji redukcji przez OSP i przesłaniu przez usługodawcę w odpowiedzi propozycji sprzedaży (oferta redukcji) i jej zaakceptowaniu przez OSP.

Nowe zasady świadczenia usługi DSR stanowiły z jednej strony odpowiedź PSE S.A. na potrzeby systemu, a z drugiej – na oczekiwania rynku, stanowiąc przy tym kolejny krok w kierunku aktywizowania strony popytowej na rynku energii elektrycznej. Nowy model usług zakłada m.in. większą elastyczność dla wykonawców przy definiowaniu parametrów oferowanych produktów i ich cen, przy jednoczesnym określeniu w zrównoważony sposób konsekwencji/kar za niewykonanie usługi. Zarządzanie usługami DSR jest wspierane poprzez system informatyczny IP DSR, który umożliwia i wspiera procesy od certyfikowania wykonawców przez komunikację i obsługę propozycji sprzedaży, jak również rozliczenie usługi.

W pierwszym etapie wdrożono nowe Interwencyjne Programy oraz w drodze postępowania przetargowego pozyskano (na okres od 01 lipca 2017 r. do 30 czerwca 2018 r.) usługę DSR w Programie Gwarantowanym, w którym podpisano umowy z 9 wykonawcami (o łącznej mocy redukcji: (i) w sezonie letnim - od 175 do 189 MW w okresie 8 godzin do 361 MW w okresie 3 godzin; (ii) w sezonie zimowym – od 199 do 289 MW w okresie 4 godzin do 315 MW w okresie 2 godzin) oraz w Programie Bieżącym, w którym podpisano umowy z 6 wykonawcami. Usługa uruchomiona została 1 lipca 2017 r. wraz z systemami informatycznymi wspierającymi zarządzanie usługą.

W drugim etapie PSE S.A. przeprowadziły w lipcu (pakiet letni) oraz październiku (pakiet zimowy) 2017 r. testy obowiązkowe wszystkich zakontraktowanych produktów w ramach Programu Gwarantowanego. W odpowiedzi na wezwanie wszyscy wykonawcy złożyli propozycję sprzedaży i z wynikiem pozytywnym przeprowadzili obowiązkowy test redukcji. Tym samym została potwierdzona zdolność Wykonawców do realizacji usługi o zakontraktowanych parametrach.

Analogicznie jak w 2017 r., w I połowie 2018 r. PSE S.A. przeprowadziły przetarg na pozyskanie usługi DSR w okresie od 1 lipca 2018 r. do 30 czerwca 2019 r. W wyniku rozstrzygnięcia przetargu, podpisano umowy z 10 wykonawcami (o łącznej mocy redukcji: (i) w okresie letnim – od 363 do 535 MW w okresie 8 godzin do 610 MW okresie 4 godzin; (ii) w okresie zimowym – od 510 do 535 MW w okresie 4 godzin, do 535 MW w okresie 2 godzin) oraz z 5 wykonawcami w Programie Bieżącym.

PSE S.A. przeprowadziły w lipcu 2018 r. (pakiet letni) oraz październiku 2018 r. (pakiet zimowy) testy obowiązkowe wszystkich zakontraktowanych produktów w ramach Programu Gwarantowanego. W odpowiedzi na wezwanie, wszyscy wykonawcy złożyli propozycję sprzedaży i z wynikiem pozytywnym przeprowadzili obowiązkowy test redukcji. Tym samym została potwierdzona zdolność Wykonawców do realizacji usługi o zakontraktowanych parametrach.

Spółka prowadziła dalsze prace nad rozwojem usługi DSR i kontrakcją dodatkowych mocy redukcji. W dniu 1 sierpnia 2018 r. PSE S.A. przekazały do konsultacji projekt zmian IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (Karta aktualizacji nr CB/19/2018), wprowadzających nowy program w ramach Usługi DSR - Program Bieżący Uproszczony oraz wprowadzający zmiany w certyfikowaniu Obiektów Redukcji (ORed).

Wprowadzenie Programu Bieżącego Uprozczonego ma na celu pozyskanie przez OSP dodatkowego wolumenu dostępnej mocy redukcji w zakresie usługi DSR. Zawarte w nim uproszczenia, m.in. brak kar za niewykonanie redukcji na deklarowanym poziomie, mają na celu zachęcenie odbiorców do uczestniczenia w świadczeniu usługi, wykorzystywanej przez OSP w celu zapobieżenia możliwości wystąpienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw oraz konieczności wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Dla umożliwienia świadczenia usługi DSR jak największej liczbie odbiorców, wprowadzono także zmianę polegającą na zniesieniu kryterium napięciowego, tj. warunkującego możliwość uzyskania certyfikatu tylko przez obiekty redukcji (tzw. ORed), które posiadają przynajmniej jeden punkt poboru energii (PPE) przyłączony do sieci o napięciu znamionowym powyżej 1 kV. Odstąpienie od tego ograniczenia ma na celu umożliwienie objęcia procesem certyfikacji ORed większej liczby odbiorców, w tym wszystkich odbiorców podlegających ograniczeniom w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, zgodnie z rozporządzeniem w sprawie ograniczeń. Ponadto, wprowadzono nowy tryb certyfikacji ORed bez konieczności składania wniosków o wydanie tzw. Certyfikatu dla ORed bezpośrednio przez odbiorców (proces ten będzie realizowany przez OSD/OSP).

W dniu 22 października 2018 r. Prezes URE zatwierdził Kartę aktualizacji nr CB/19/2018 IRiESP – Bilansowanie systemu, dotyczącą modyfikacji procesu certyfikowania Obiektów Redukcji (ORed) na potrzeby świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP (usługi DSR) oraz nowego programu w ramach usługi DSR - Programu Bieżącego Uproszczonego. Zmiany wprowadzone ww. Kartą aktualizacji, zostały wprowadzone od dnia 29 października 2018 r.

W kolejnym etapie, OSP ogłosił 31 października 2018 r. postępowanie przetargowe na zakup usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP: Program Bieżący Uproszczony (z nową funkcjonalnością użycia usługi w podziale na obszary - parametr lokalizacyjny), na okres: od 1 kwietnia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r.

Ponadto PSE S.A. w celu pozyskania dodatkowego potencjału dostępnych mocy redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w II kwartale 2019 r., ogłosiły 12 grudnia 2018 r. postępowanie przetargowe na zakup Usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP: Program Gwarantowany, na okres: od 1 kwietnia 2019 r. do 30 czerwca 2019 r.

5.3.3. 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:

- **Korekta pola remontowego JWCD - odpowiednia zmiana harmonogramu remontów.** W uzgodnieniu z wytwórcami dla poprawy bilansu podejmowane są działania mające na celu wprowadzenie kilkudniowego opóźnienia rozpoczęcia planowych remontów (RS i RK).
- **Uruchomienie rezerw mocy w jednostkach wytwórczych niebędących JWCD.** W celu zapewnienia ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej, OSP zarządza ograniczeniami systemowymi, m.in. poprzez zakup usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych. Usługa ta służy do zapewnienia minimalnych, niezbędnych z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE, wielkości generacji mocy czynnej oraz mocy biernej w poszczególnych „miejscach sieci” (węzłach lub obszarach skupiających określone węzły), z wykorzystaniem jednostek niebędących jednostkami centralnie dysponowanymi. W celu skutecznej i efektywnej realizacji zadań w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi, OSP zawiera umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych z wytwórcami, których jednostki muszą produkować energię w ilościach zdeterminowanych przez względy bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Umowy o świadczenie usługi dyspozycyjności jednostek wytwórczych (Umowy GWS) zapewniają wymaganą z punktu widzenia bieżącego bezpieczeństwa KSE dyspozycyjność określonych jednostek wytwórczych.
- **Okresowa praca z przeciążeniem.** Usługa ta jest świadczona na rzecz OSP przez zdolne do takiej pracy jednostki wytwórcze aktywne (JGWa). Praca z przeciążeniem polega na prowadzeniu ruchu JGWa z obciążeniem powyżej jej mocy osiągalnej. Jest ona kontraktowana w ramach porozumień w sprawie warunków świadczenia usług systemowych, które stanowią wyodrębnioną część umów o świadczenie usług przesyłania

energii elektrycznej. Ze względu na stosunkowo niewielki wolumen mocy dostępnej obecnie dla OSP w ramach świadczonej usługi praca z przeciążeniem (nieco ponad 100 MW), OSP rozważa zmianę zasad jej nabywania tak, by zachęcić wytwórców do jej świadczenia na rzecz OSP w szerszym zakresie.

- **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 obciążona 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 300 do 500 MW.

5.3.4. 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: operacyjną rezerwę mocy, 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 IRiESP. Porozumienia zawierane są na okresy roczne.

Ponadto, w celu zapewnienia odpowiednich standardów jakości i niezawodności pracy KSE, OSP zawiera Umowy o świadczenie usług dyspozycyjności (Umowy GWS) jednostek wytwórczych niebędących centralnie dysponowanymi (nJWCD), zapewniające wymagane ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE, wielkości wytwarzania energii elektrycznej oraz Umowy o świadczenie usługi praca interwencyjna zapewniające OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej.

W 2017 r. obowiązywały Umowy GWS z następującymi podmiotami:

- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (Ec. Pomorzany, Ec. Bydgoszcz, Ec. Lublin-Wrotków, Ec. Rzeszów),
- PGNiG Termika S.A. (Ec. Siekierki, Ec. Żerań),
- Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (Ec. Wrocław, Ec. Czechnica),
- Veolia Energia Poznań S.A. (Ec. Karolin) (dawniej Veolia Energia Poznań ZEC S.A.),
- Veolia Energia Łódź S.A. (Ec. Łódź 3, Ec. Łódź 4),
- ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. (Ec. Białystok),
- PGE Energia Ciepła S.A. (Ec. Gdańsk, Ec. Gdynia, Ec. Kraków Łęg) (dawniej EDF Polska S.A.),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (Ec. Nowa Sarzyna),
- Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. (EW Niedzica)

W 2018 r. obowiązywały Umowy GWS z następującymi podmiotami:

- PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. (El. Pomorzany, El. Szczecin, Ec. Bydgoszcz, Ec. Lublin-Wrotków, Ec. Rzeszów),
- PGNiG Termika S.A. (Ec. Siekierki, Ec. Żerań),
- Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (Ec. Wrocław, Ec. Czechnica),
- Veolia Energia Poznań S.A. (Ec. Karolin) (dawniej Veolia Energia Poznań ZEC S.A.),
- Veolia Energia Łódź S.A. (Ec. Łódź 3, Ec. Łódź 4),
- ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o. (Ec. Białystok),
- PGE Energia Ciepła S.A. (Ec. Gdańsk, Ec. Gdynia, Ec. Kraków Łęg),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (Ec. Nowa Sarzyna),
- Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. (EW Niedzica)

W latach 2017-2018 Umowy o świadczenie usługi praca interwencyjna dotyczyły następujących podmiotów:

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

Dodatkowo w celu zapewnienia możliwości obrony i odbudowy zasilania KSE OSP zawiera Umowy o świadczenie usług systemowych w zakresie odbudowy KSE. W latach 2017-2018 obowiązywały Umowy z następującymi podmiotami:

- Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. (EW Niedzica),
- ENERGA Wytwarzanie S.A. (EW Włocławek),
- TAURON Ekoenergia Sp. z o. o. (EW Rożnów),
- Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (Ec. Nowa Sarzyna).

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 SA. W przypadku inwestycji będących dopiero na etapie planowania, posłużono się zestawieniem podmiotów ubiegających się o przyłączenie do Krajowej Sieci Przesyłowej, publikowanym przez PSE SA. Informacje te zostały pozyskane przez OSP bezpośrednio od przedsiębiorstw energetycznych.

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 oddanych niedawno do użytku, należy blok w Kozienicach opalany węglem kamiennym o mocy 1075 MW, przekazany do eksploatacji w grudniu 2017 r. oraz blok gazowo-parowy w Płocku o mocy 606 MW oddany w sierpniu 2018 r. Dodatkowo, pod koniec maja 2019 roku, uruchomiony został blok nr 5 na węgiel kamienny w Opolu, o mocy 905 MW.

Obecnie w Polsce, realizowanych jest szereg przedsięwzięć w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej o dużej skali i kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Najważniejsze inwestycje, będące w trakcie budowy dotyczą bloków: 900 MW w Opolu (blok nr 6, wrzesień 2019 r. – El. węgiel kamienny), 910 MW w Jaworznie (październik 2019 r. – El. węgiel kamienny), 460 MW w Stalowej Woli (grudzień 2019 r. – EC gaz) oraz 496 MW w Turowie (kwiecień 2020 r. – El. węgiel brunatny). Dodatkowo rozpoczęto budowę elektrowni Ostrołęka C o mocy 1000 MW na węgiel kamienny z przewidywanym oddaniem do eksploatacji w 2023 roku. Jeżeli budowane obecnie jednostki zostaną zrealizowane zgodnie z harmonogramem przedstawionym w tabeli nr 37, oznaczać to będzie wprowadzenie do krajowego systemu w okresie do grudnia 2020 r., nowych źródeł konwencjonalnych o mocy 4 265 MW. Do tej wartości należy również dodać wielkości wynikające z podniesienia mocy osiągananej w dwóch blokach elektrowni w Turowie o 15 MW każdy, planowane na trzeci kwartał 2019 r. i drugi kwartał 2020 r.

Tabela nr 37. Nowe moce wytwórcze (brutto) jednostek konwencjonalnych (w trakcie budowy)

L.p.	Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW _e]	Paliwo	Termin realizacji
1.	TAURON	Jaworzno	910	węgiel kam.	11.2019
2.	PGE	Opole (blok nr 6)	900	węgiel kam.	9.2019
3.	TAURON	Stalowa Wola	460	gaz ziemny	12.2019
4.	PGE	Turów (blok nr 11)	496	węgiel brun.	4.2020
5.	PGNiG Termika	Żerań	499	gaz ziemny	12.2020
6.	ENEA, ENERGA	Ostrołęka	1000	węgiel kam.	2023
Moc razem [MW _e]:			4 265		

Źródło: PSE S.A.

W tabeli nr 38 zestawiono jednostki wytwórcze konwencjonalne będące na etapie planowania lub charakteryzujące się wysokim stopniem zaawansowania prac przygotowawczych.

Tabela nr 38. Planowane inwestycje w nowe moce (brutto) wytwórcze jednostek konwencjonalnych [MWe].

L.p.	Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW _e]	Paliwo	Oddanie do eksploatacji
1.	Grupa Azoty Zakłady Azotowe Puławy S.A.	Puławy	100	węgiel kam.	2022
2.	Energa Wytwarzanie S.A.	Grudziądz	450-700	gaz ziemny	2023
4.	Tauron Wytwarzanie S.A.	Łagisza	520	gaz ziemny	2023
5.	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A.	Siechnice	170	gaz ziemny	2023
5.	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Dolna Odra	1400	gaz ziemny	2024
6.	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin Sp. Z o.o.	Adamów	500	gaz ziemny	2024
7.	Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin Sp. Z o.o.	Konin	150	gaz ziemny	2024
8.	ENEA Wytwarzanie S.A.	Łęczna	500	IGCC	2025
9.	PGNiG Termika S.A.	Siekierki	500	gaz ziemny	2025-2026
10.	ENERGA Kogeneracja Sp. Z o.o.	Elbląg	120	gaz ziemny	2026
11.	PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.	Rybnik	700	gaz ziemny	bd.

Źródło: Informacje PSE S.A. pozyskane od przedsiębiorstw energetycznych

W trzecim kwartale 2019 r. ma rozpocząć się budowa elektrociepłowni w Puławach o mocy 100 MW. Jednostka ma zostać uruchomiona w czwartym kwartale 2022 r. W pierwszym półroczu 2019 r. ogłoszono przetarg na budowę bloku gazowego w Grudziądzu, o mocy na poziomie od 450 do 700 MW oraz dwóch bloków gazowych w Dolnej Odrze o mocy 700 MW każdy. Termin realizacji obu inwestycji zakłada się odpowiednio na lata 2023 i 2024. Na zaawansowanym poziomie znajduje się także projekt Elektrociepłowni Nowej Czechnicy w Siechnicy, jednostki o mocy 100 MW zasilanej gazem. Obecnie trwają konsultacje ze stroną społeczną, natomiast oddanie jednostki do eksploatacji przewidziane jest na 2023 r.

Do powyższej listy należy dodać modernizację elektrowni Adamów. Zakładane prace obejmują dostosowanie istniejących kotłów węglowych do spalania gazu ziemnego, wykonanie przyłącza gazowego oraz prace remontowe i pomiarowe. Planowana moc jednostki po modernizacji ma wynosić 500 MW. Dodatkowo, do końca br. ma zostać podjęta decyzja w sprawie budowy bloku gazowego w Rybniku o mocy 700 MW przez GK PGE SA. W dalszej perspektywie planowana jest budowa bloku gazowego w Elektrociepłowni Siekierki, o mocy 500 MW. Rozpoczęcie eksploatacji tej jednostki przewidywane jest w latach 2025-2026.

Istotnym perspektywicznym projektem jest budowa jednostki opartej o technologię zgazowania węgla IGCC, którego inwestorem ma być spółka ENEA Wytwarzanie. Jednostka o mocy 500 MW ma powstać w Starej Wsi pod Łęczną. Obecnie przygotowane zostało studium wykonalności. Wstępnie zakłada się uruchomienie jednostki do 2025 r.

Jednym z kluczowych celów w odniesieniu do rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce, jest wdrożenie energetyki jądrowej. Na podstawie założeń aktualnego projektu Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku, zakłada się budowę pierwszego bloku o mocy 1-1,5 GW do 2033 r. Docelowo do 2043 r., mają powstać bloki jądrowe o łącznej mocy zainstalowanej od 6 do 9 GW.

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. Do projektów o największym stopniu zaawansowania prac, tzn. posiadające umowę

o przyłączenie do sieci, należy zaliczyć projekty realizowane przez spółki celowe MFW Bałtyk III Sp. z o.o. oraz Elektrownia Wiatrowa Baltica-3 Sp. Z o.o. o docelowej mocy zainstalowanej kolejno 1 400 i 1 046 MW. Rozpoczęcie eksploatacji farm zakłada się po 2025 r. Sumaryczna moc zainstalowana pozostałych, planowanych farm wiatrowych na morzu, może wynieść nawet 6,9 GW.

Rozwój energetyki odnawialnej wspierany będzie także energetyką słoneczną. Planowana moc instalacji fotowoltaicznych w tegorocznej aukcji wyniesie 750 MW, gdzie termin realizacji inwestycji dla podmiotów, które wygrały aukcje wynosi dwa lata. W przeprowadzonych do tej pory aukcjach OZE, zakontraktowano łącznie ok. 910 MW.

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

Rozwój sieci przesyłowej w Polsce zapewnia operator sieci przesyłowej PSE S.A. Zgodnie z uPe, OSP odpowiedzialny jest za:

- ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym,
- bieżące i długookresowe bezpieczeństwo energetyczne,
- eksploatację, konserwację i remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Działalność inwestycyjna PSE S.A. polega na budowie, rozbudowie i modernizacji obiektów krajowej sieci przesyłowej oraz niezbędnej infrastruktury (także kluczowej dla działania sieci infrastruktury teleinformatycznej). 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)** - plan obejmuje 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).
- **Portfel inwestycji sieciowych (Portfel)** – jest zbiorem projektów inwestycyjnych z zakresu infrastruktury sieciowej, w których zawarte są zamierzenia realizowane i planowane do rozpoczęcia w danym roku. Portfel inwestycji sieciowych, pogrupowanych w programy inwestycyjne, jest budowany na bazie inwestycji sieciowych ujętych w PZI oraz następnie stanowi produkt wejściowy do opracowania PZI na kolejny okres planistyczny.

Cele inwestycji, ujętych w PZI na lata 2019-2023, to przede wszystkim:

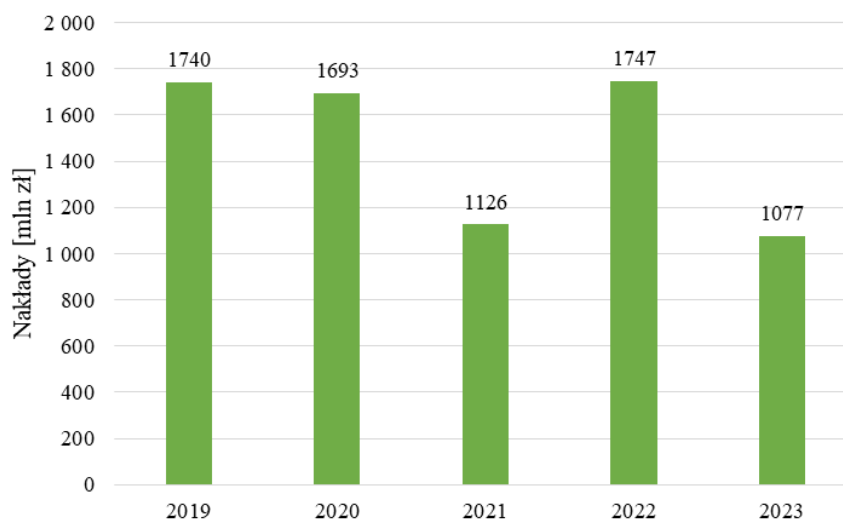
- 1) Umocnienie roli sieci przesyłowej w KSE poprzez stopniowe zdejmowanie funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV,
- 2) Umożliwienie warunków dla współpracy ze sobą źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych parametrach ich pracy,
- 3) Zwiększenie pewności zasilania obszarów metropolii poprzez strukturalne zmiany układów zasilania w newralgicznych obszarach kraju – poszczególnych województw,
- 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.
- 8) Rozbudowa połączeń transgranicznych w celu rozwoju wewnętrznego, wspólnotowego rynku energii elektrycznej (szczegółowy opis w punkcie 7.2).

Realizacja zamierzeń rozwojowych ujętych w dokumencie „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027” w sposób istotny zmieni strukturę sieci i rozkład mocy w KSE. W roku 2027 w porównaniu do 2017 r. planowane są:

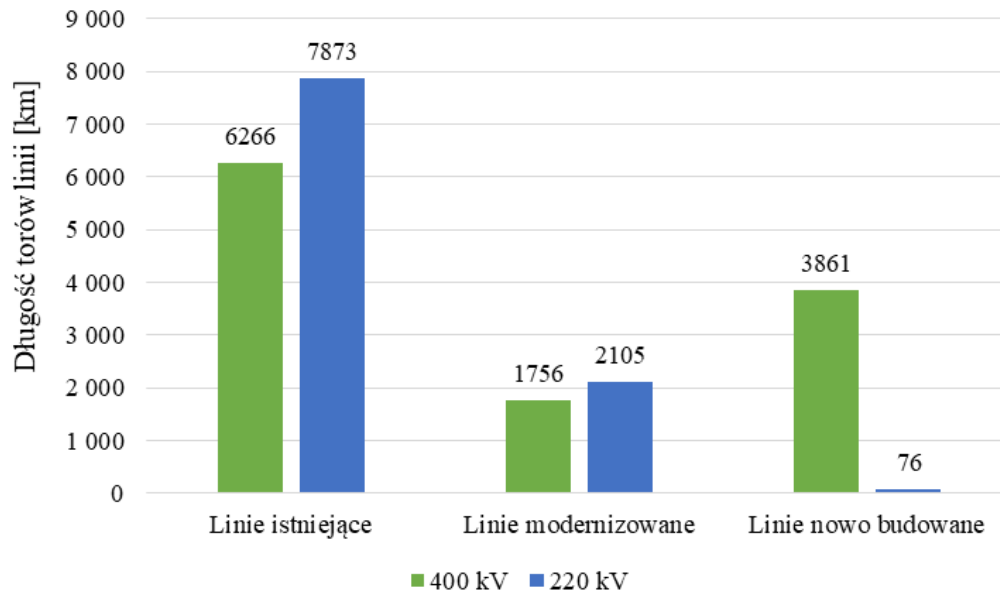
- przyrost długości torów linii 400 kV o 3 861 km;
- redukcja długości torów linii 220 kV 1 455 km (likwidacje 1531 km, budowa nowych 76 km);
- zwiększenie zdolności transformacji pomiędzy poszczególnymi poziomami napięć:
 - 400/220 kV – przyrost o 2 000 MVA
 - 220/110 kV – przyrost o 7 335 MVA (likwidacje 3 270 MVA, nowe 10 605 MVA);
 - 400/110 kV – przyrost o 7 920 MVA (likwidacje 330 MVA, nowe 8 250 MVA);
- zwiększenie zdolności regulacyjne mocy biernej.

Wykres nr 29. Roczne planowane nakłady inwestycyjne PSE S.A. [mln zł]



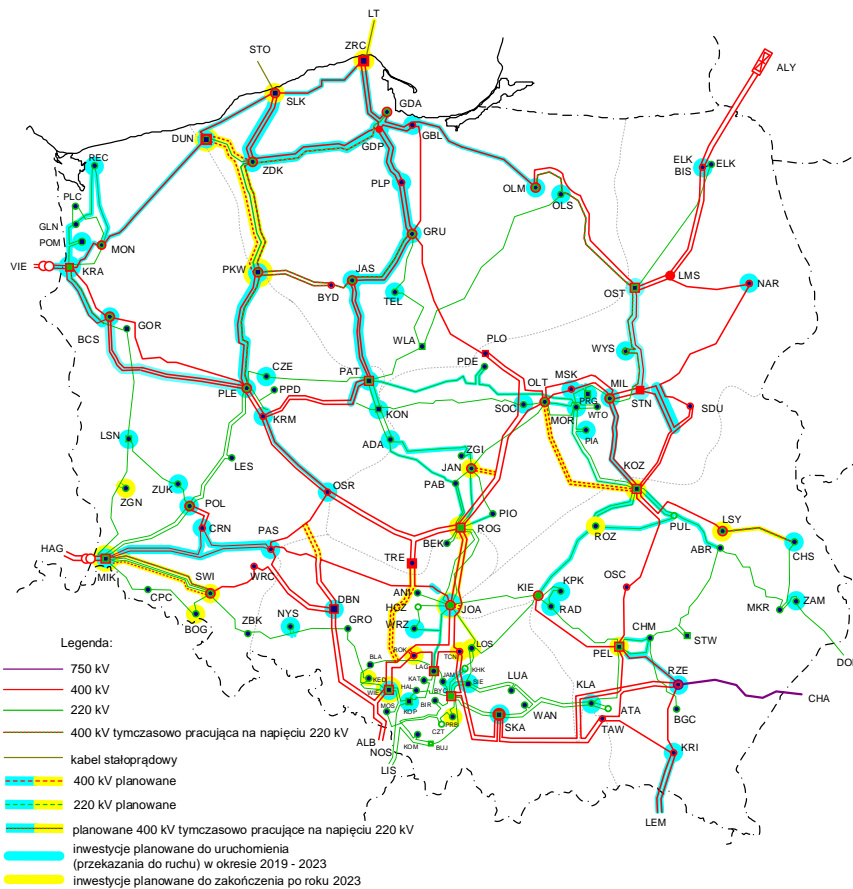
Źródło: PSE S.A.

Wykres nr 30. Efekty rzeczowe zamierzeń/zadań inwestycyjnych w zakresie linii przesyłowych planowane do osiągnięcia do 2027 r. wg napięć



Źródło: PSE S.A.

Rysunek nr 4. Schemat sieci przesyłowej - przewidywany stan na koniec 2023 r.



Źródło: PSE S.A.

7.2. Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych

7.2.1. Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi

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 (uzupełnione 14 czerwca 2013 r. Rozporządzeniem Komisji (UE) nr 543/2013 w sprawie dostarczania i publikowania danych na rynkach energii elektrycznej) oraz Rozporządzenie Komisji (UE) nr 2015/1222 z dnia 24 lipca 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 zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej 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:

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

Zarządzanie połączeniami synchronicznymi – stan obecny

Zdolności na przekroju synchronicznym są alokowane poprzez skoordynowane przetargi typu *explicit*, które od 2016 r. organizowane są przez biuro aukcyjne JAO z siedzibą w Luksemburgu (Central Allocation Office GmbH). Uczestnikami Spółki są operatorzy sieci przesyłowych, w tym m.in. PSE S.A. Zasady działania biura aukcyjnego reguluje wielostronna umowa „*Service Level Agreement for Explicit Allocation*” zawarta pomiędzy biurem aukcyjnym i OSP. W ramach skoordynowanych przetargów PSE S.A. udostępniały zdolności na profilu technicznym obejmującym połączenia z obszarami regulacyjnymi operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych 50Hertz, CEPS i SEPS.

W 2017 r. udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej realizowanej na połączeniach wzajemnych na przekroju synchronicznym odbywało się na podstawie:

- opracowanych w ramach ENTSO-E zasad alokacji dla horyzontu długoterminowego (*ang. Allocation Rules for Forward Capacity Allocation*), w których uczestniczyło dwudziestu operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z siedemnastu krajów oraz
- opracowanych w ramach inicjatywy regionalnej HLM zasad alokacji dla horyzontu dobowego (*ang. Rules for Daily Capacity Allocation on borders of CEE region and borders Croatia-Hungary and Croatia-Slovenia*), w których uczestniczyło dziewięciu operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z ośmiu krajów.

W kolejnym roku 2018, udostępnianie zdolności przesyłowych odbywało się na podstawie:

- zatwierdzonych decyzją ACER z dnia 2 października 2017 r. 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*”) obowiązujących trzydziestu jeden operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z dwudziestu czterech krajów
- oraz opracowanych w ramach inicjatywy regionalnej HLM zasad alokacji dla horyzontu dobowego (ang. „*Rules for Daily explicit Capacity Allocation on Bidding Zone borders*”), w których uczestniczyło dziewięciu operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych z ośmiu krajów.

PSE S.A. nie oferowało zdolności przesyłowych w kierunku eksportowym w latach 2017-2018 na przekroju synchronicznym (dla przetargów miesięcznych i rocznych). W przetargach dobowych maksymalna moc oferowana w kierunku eksportu to 1800 MW (2017 r.) oraz 1700 MW (2018 r.). Wielkość oferowanych mocy w ramach alokacji rynku dnia bieżącego Intra Day w kierunku eksportu była wyznaczana na podstawie aktualnego stanu sieci, z uwzględnieniem niewykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnianych we wcześniejszych przetargach. Maksymalna oferowana moc wynosiła odpowiednio 1400 MW w 2017 r. i 1200 MW w 2018 r.

Dla zachowania wymaganych parametrów bezpiecznej pracy systemu krajowego, PSE S.A. nie udostępniały transgranicznych zdolności przesyłowych w kierunku importowym w ramach przetargów rocznych i miesięcznych. Było to konsekwencją przede wszystkim występujących niegrafikowych przepływów mocy z systemu niemieckiego poprzez system Polski. PSE S.A. udostępniały transgraniczne zdolności przesyłowe w kierunku importu do KSE tylko w ramach przetargów dobowych (day ahead) oraz dnia bieżącego (intra day). Maksymalna moc oferowana w przetargach dobowych wyniosła 500 MW w 2017 r. i w 2018 r., a w ramach alokacji rynku dnia bieżącego (intra day) odpowiednio 500 MW i 700 MW.

Na połączeniach synchronicznych odbywa się również alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego, w ramach skoordynowanego procesu, w którym oprócz PSE S.A. uczestniczy sześciu OSP z Regionu CEE (50Hertz, ČEPS, SEPS, APG, TenneT TSO i MAVIR). Administratorem procesu alokacji jest czeski OSP - ČEPS, który pełni rolę Biura Aukcyjnego. W ramach rynku dnia bieżącego, PSE S.A. udostępniają zdolności na profilu technicznym obejmującym połączenia z 50Hertz, ČEPS i SEPS. Zasady współpracy PSE S.A. jako OSP i Biura Aukcyjnego zawarte są w umowie wielostronnej „*Agreement on intraday cross-border transmission capacity allocation and nomination*”, zawartej pomiędzy Biurem Aukcyjnym i ww. OSP. Na podstawie tej umowy Biuro Aukcyjne wykonuje na rzecz PSE S.A. zadania polegające na alokowaniu zdolności przesyłowych na rynku dnia bieżącego. Zasady zarządzania ograniczeniami oraz alokacji zdolności przesyłowych zostały określone w *Intraday Capacity Allocation and Nomination Procedure - The Trader Guide*”.

Zarządzanie połączeniami asynchronicznymi – stan obecny

Połączenie 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. Dopuszczalna zdolność przesyłowa tego połączenia wynosi 220 MW.

Począwszy od 2011 r., PSE S.A. rozpoczęły organizowanie przetargów 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. pełni funkcję Biura Aukcyjnego, a zasady przetargów są publikowane na stronie internetowej operatora.

Połączenie stałoprądowe Polska-Szwecja

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja, który łączy obszar regulacyjny PSE S.A. oraz Svenska Kraftnat P.O. (szwedzki OSP), realizowana jest w trybie aukcji typu implicit w ramach mechanizmu łączenia rynków dnia następnego (Market Coupling), organizowanych przez TGE S.A. i Nord Pool Spot AS (NPS) od grudnia 2010 r. Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu kablowym Polska-Szwecja oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie Market Coupling Agreement, której sygnatariuszami są giełdy energii elektrycznej: TGE S.A. i Nord Pool Spot AS oraz OSP Polski i Szwecji (PSE S.A. oraz SVK P.O.).

W latach 2017-2018 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 konwertyzacyjnych 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. 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, które są określone w IRiESP.

Zarządzanie połączeniem Polska-Litwa (linia 400 kV ze wstawką stałoprądową)

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu Polska-Litwa realizowana jest od 8 grudnia 2015 r. w trybie aukcji typu implicit w ramach mechanizmu łączenia rynków (*market coupling*). Pierwszym dniem realizacji wymiany handlowej był 9 grudnia 2015 r. Aukcje realizowane są przez giełdy energii, tj. TGE S.A. i Nord Pool Spot AS. Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu Polska-Litwa oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie „*Market Operations Agreement on LitPol Link*”. Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach Polska-Litwa i Polska-Szwecja odbywa się w ramach jednolitego europejskiego mechanizmu łączenia rynków Multi-Regional Coupling MRC.

Od 1 lipca 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 Rent*) 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 alokacji.

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

Planowane modyfikacje alokacji zdolności przesyłowych

Wytyczne Ramowe opublikowane w połowie 2011 r. przez Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), wskazały mechanizm *market coupling*, działający w oparciu o metodologię *Flow-Based*, jako Model Docelowy Rynku do alokacji zdolności przesyłowych w horyzoncie krótkoterminowym (*day ahead i intraday*) oraz określiły zakres rozwiązań do wprowadzenia w ramach Kodeksu Sieciowego - Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), który obejmuje sposób i harmonogram wdrożenia Modelu Docelowego Rynku. Kodeks CACM wszedł w życie w postaci rozporządzenia Komisji (UE) nr 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r.

Implementacja modelu docelowego europejskiego rynku energii elektrycznej, odbywa się w ramach projektów regionalnych, które następnie mają się połączyć w projekt pan-europejski. PSE S.A. od początku uczestniczą w procesie budowy zintegrowanego rynku energii elektrycznej UE, poprzez członkostwo i udział w pracach dedykowanych grup roboczych pracujących w ramach organizacji branżowych z sektora elektroenergetycznego.

Ponadto, zgodnie z art. 45 i 57 Rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, PSE S.A. we współpracy z wyznaczonymi operatorami rynku energii elektrycznej (NEMO), opracowały warunki dotyczące alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych i innych niezbędnych mechanizmów umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO (tzw. MNA – Multi NEMO Agreement), których celem było ustalenie zasad umożliwiających działanie więcej niż jednego NEMO w procesie łączenia rynków dnia następnego i bieżącego. Po zatwierdzeniu tych warunków przez Prezesa URE (decyzją z dnia 2017 r., zmienioną decyzją z 2018 r.), podjęte zostały działania mające na celu wdrożenie wszystkich niezbędnych rozwiązań prawnych i technicznych opisanych w MNA. Przewidywane zakończenie prac planowane jest na czwarty kwartał 2019 r.

Trwają prace nad objęciem mechanizmem *Flow-Based Market Coupling* całego regionu CORE, w tym połączeń synchronicznych KSE. Prace są realizowane w ramach wspólnego projektu obejmującego operatorów i giełdy z tego regionu. Przewidywany termin uruchomienia tego projektu to koniec 2020 r.

Ze względu na długi okres do wdrożenia mechanizmu *Flow-Based Market Coupling* całego regionu CORE OSP i NEMO z Europy Środkowowschodniej, pracują nad projektem tymczasowego połączenia rynków Polski, Czech, Słowacji, Węgier i Rumunii z rynkiem MRC

w oparciu o mechanizm NTC. Planowane uruchomienie tego mechanizmu, to przełom pierwszego i drugiego kwartału 2020 r.

7.2.2. Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju synchronicznym

Instalacja przesuwników fazowych na istniejących połączeniach Polska-Niemcy

W dniu 5 września 2016 r. rozpoczęto eksploatację przesuwników w stacji Mikułowa, a tym samym zakończono pierwszą część projektu po stronie PSE S.A.

Druga część projektu obejmowała po stronie polskiej rozbudowę i modernizację stacji 400/220 kV Krajnik niezbędnej do wprowadzenia transgranicznej linii 380 kV Krajnik-Vierraden, zaś po stronie niemieckiej modernizację linii Krajnik-Vierraden, skutkującą podniesieniem jej napięcia z obecnego 220 kV na 380 kV, budowę przesuwników fazowych w niemieckiej stacji Vierraden oraz budowę linii 380 kV Uckermark z Neuenhagen do Vierraden. Realizacja tego zadania została opatrzona warunkiem otrzymania nie później niż do 30 czerwca 2014 pozwolenia na budowę linii Uckermark 380 kV. 50Hertz nie otrzymało pozwolenia we wspomnianym terminie, w związku z tym termin zakończenia inwestycji uległ wydłużeniu.

Od momentu zakończenia modernizacji stacji Mikułowa do czasu zrealizowania „układu tymczasowego”, połączenie Krajnik-Vierraden było wyłączone. Przeprowadzone testy potwierdziły możliwość pracy połączenia przy zachowaniu wymagań technicznych, jednak wskazały, że dla zapewnienia bezpiecznej pracy konieczne jest zastosowanie kosztownych środków zaradczych. W związku z gotowością do załączenia linii 400 kV KRA-VIE w konfiguracji tymczasowej – jeden tor z włączonymi szeregowo dwiema jednostkami PST PSE S.A. zidentyfikowały konieczność wprowadzenia szeregu zmian w ramach umowy regulującej warunki współpracy w zakresie pracy połączenia Polska-Niemcy. W ramach aktualizacji tej umowy sporną okazała się kwestia zmiany klucza podziału kosztów działań zaradczych, niezbędnych dla likwidacji ewentualnych przeciążeń linii 220 kV w systemie 50Hertz (nie zmodernizowanej w ramach drugiej części projektu), w przypadku przepływu mocy w kierunku z Niemiec do Polski.

Ponieważ praca linii KRA-VIE w konfiguracji tymczasowej nie została przewidziana w umowie, a może skutkować koniecznością udziału PSE S.A. w kosztach działań zaradczych, PSE S.A. uznały, że w odniesieniu do tej sytuacji nie ma zastosowania klucz podziału kosztów ustalony w umowie i w konsekwencji koszty te powinny być ponoszone w całości przez 50Hertz. Wobec bezskutecznych negocjacji na poziomie roboczym i następnie Zarządów obu stron, co do zmiany umowy w spornym zakresie, PSE S.A. uznały, że celowym będzie przeprowadzenie mediacji według zasad UNCITRAL, przewidzianych w paragrafie 2.12 tej umowy.

W zaproszeniu do mediacji, wysłanym do 50Hertz w grudniu 2018 r., PSE S.A. wskazały na mediatora Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Niemiecki urząd regulacyjny będzie mediatorem ze strony 50Hertz.

Przełączenie linii Krajnik-Vierraden do pracy na napięciu 380 kV (wraz z zainstalowanymi w SE Vierraden przesuwnikami fazowymi oraz z wcześniej uruchomionymi przesuwnikami fazowymi na linii 380 kV Mikułowa-Hagenwerder) stworzy warunki do częstszego udostępniania zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym, szczególnie

w kierunku importu. Szacuje się, że w zależności od uwarunkowań systemowych zdolności importowe mogą być udostępniane w przedziale 0-500 MW.

Połączenie 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 2024 r. Pozostałe prace modernizacyjne ujęte w porozumieniu obejmują perspektywę do roku 2040.

7.2.3. Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju asynchronicznym

Połączenia z Ukrainą

W czerwcu 2016 r. ENTSO-E RG CE Plenary powołało grupę projektową Ukraina/Mołdawia (dalej „PG UA/MD”), której zadaniem jest prowadzenie prac implementacyjnych związanych z przyłączeniem systemów Ukrainy i Mołdawii do systemu Europy kontynentalnej. W ramach prac grupy, między innymi, mają zostać przeanalizowane również warianty pracy systemów Ukrainy i Mołdawii z systemem Europy kontynentalnej poprzez połączenia hybrydowe (AC/DC) oraz stałoprądowe (DC). Członkiem grupy jest przedstawiciel PSE S.A.

W lipcu 2017 r. wymagana większość członków RG CE Plenary podpisała dwie umowy *“Agreement on the conditions of the future interconnection of the power system of Ukraine with the power system of Continental Europe”* oraz *“Agreement on the conditions of the future interconnection of the power system of Moldova with the power system of Continental Europe”*, rozpoczynając w ten sposób formalny proces w ramach ENTSO-E. W 2018 r. trwały prace nad utworzeniem konsorcjum OSP z Europy kontynentalnej, zaprojektowaniem struktur formalno-prawnych projektu oraz podziałem prac pomiędzy członków konsorcjum. Opracowany został zestaw umów – umowa konsorcjalna pomiędzy OSP, wykonującymi prace w ramach studium oraz Service Contract – umowa pomiędzy konsorcjum, reprezentowanym przez Transelectrica (OSP z Rumunii) pełniącą rolę lidera konsorcjum a Ukrenergo i Moldelectrica, zamawiającymi prace. Podpisanie umów zaplanowano na I kwartał 2019 r.

Połączenie z Białorusią

Linia 220 kV Roś - Białystok została wybudowana w 1962 r. i zapewniała w przeszłości zasilanie Białegostoku i okolic. Z uwagi na zły stan techniczny i brak uzasadnienia dla przeprowadzenia prac odtworzeniowo-modernizacyjnych PSE S.A. po uzgodnieniach na szczeblu ministerialnym podjęły decyzję o likwidacji połączenia 220 kV Białystok-Roś. W maju 2018 r. PSE S.A. podpisały umowę na przeprowadzenie prac likwidacyjnych linii 220 kV Białystok-Roś na odcinku, będącym własnością PSE S.A., tj. SE Białystok-granica państwa. Obecnie trwają działania nad pozyskaniem pozwoleń na prace demontażowe, które poprzedzają rozpoczęcie prac nad fizycznym demontażem linii.

Połączenie z Rosją (Kaliningrad)

Polska nie posiada połączenia elektroenergetycznego z systemem rosyjskim (Obwód Kaliningradzki). Aktualny plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2018-2027 nie przewiduje realizacji takiej inwestycji. W latach 2017-2018 PSE S.A. nie prowadziły uzgodnień ze stroną rosyjską dotyczącą budowy nowego połączenia.

7.2.4. Synchronizacja systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej

W dniu 28 czerwca 2018 r., premierzy i prezydenci Polski, państw bałtyckich oraz Przewodniczący Komisji Europejskiej podpisali porozumienie polityczne w sprawie synchronizacji systemów elektroenergetycznych państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej. Porozumienie zakłada scenariusz synchronizacji realizowany na istniejącym połączeniu Polska-Litwa i przewidzianym do wybudowania podmorskim połączeniu stałoprądowym pomiędzy Polską i Litwą.

W trakcie posiedzenia w dniu 14 września 2018 r. grupa BEMIP HLG (Baltic Energy Market Interconnection Plan High Level Group) udzieliła kierunkowej zgody na formalne rozpoczęcie procedury rozszerzenia systemu Europy kontynentalnej, według scenariusza założonego w porozumieniu politycznym.

W dniu 21 września 2018 r. PSE S.A. przedłożyły do Plenary RGCE (Regional Group Continental Europe), tj. organu decyzyjnego powołanego w ramach ENTSO-E - formalny wniosek o uruchomienie procedury synchronizacji. Plenary RGCE w dniu 10 października 2018 r. uruchomiło procedurę i powołało grupę roboczą (PG BALTIC) do monitorowania procesu.

W dniu 21 grudnia 2018 r. PSE S.A. oraz LITGRID (OSP na Litwie) podpisały umowę współpracy na wstępną fazę projektu budowy HARMONY Link. W ramach wstępnej fazy OSP przewidują zrealizowanie szeregu działań ukierunkowanych na podjęcie decyzji inwestycyjnej, po której uruchomiony zostanie przetarg na budowę połączenia. Zgodnie z aktualnym harmonogramem decyzja inwestycyjna powinna zostać podjęta w 2020 r.

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 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9 z późn. zm.; dalej: „uRM”), są odpowiedzialne za prowadzenie procesów rynku mocy. W ramach tych procesów, w 2018 r. przeprowadzono certyfikację ogólną, certyfikację do aukcji głównych oraz aukcje główne dla okresów dostaw przypadających na lata 2021, 2022 oraz 2023.

8.1. Certyfikacja ogólna

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 1 oraz art. 94 ust. 1 ustawy o rynku mocy, PSE S.A. przeprowadziły pierwszą certyfikację ogólną rynku mocy w okresie od 3 kwietnia do 29 maja 2018 r.

W ramach certyfikacji ogólnej, wnioskodawcy złożyli 1196 wniosków o wpis do rejestru, z których 1035 dotyczyło jednostek fizycznych wytwórczych, a 161 jednostek redukcji zapotrzebowania.

W grupie jednostek fizycznych wytwórczych zgłoszono:

- 900 jednostek fizycznych wytwórczych istniejących,
- 135 jednostek fizycznych wytwórczych planowanych.

W grupie jednostek redukcji zapotrzebowania zgłoszono:

- 53 jednostki redukcji zapotrzebowania planowane,
- 67 jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania bez generacji wewnętrznej,
- 41 jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania z generacją wewnętrzną.

Tabela nr 39. Liczba i moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru

Wyszczególnienie	Liczba jednostek wpisanych do rejestru	Łączna moc osiągalna netto jednostek wpisanych do rejestru, MW
Jednostki fizyczne wytwórcze istniejące	885	36 327,659
Jednostki fizyczne wytwórcze planowane	119	8 898,206
Jednostki fizyczne redukcji zapotrzebowania	110	844,994
Jednostki redukcji zapotrzebowania planowane	53	1 040,500
Łącznie	1167	47 111,359

W wyniku weryfikacji złożonych wniosków, do rejestru rynku mocy wpisano 1167 jednostek, w tym 1004 jednostki fizyczne wytwórcze i 163 jednostki redukcji zapotrzebowania. W tabeli 39 zawarto szczegółowe informacje w zakresie jednostek wpisanych do rejestru.

8.2. Certyfikacja do aukcji głównych

Zgodnie z art. 3 ust. 1 pkt 2 oraz art. 94 ust. 2 i 8 ustawy RM, PSE S.A. przeprowadziły certyfikację do aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021, 2022 i 2023 w terminie od 5 września do 31 października 2018 r.

W ramach certyfikacji do aukcji na okresy dostaw:

- 2021 r. – dostawcy mocy złożyli 229 wniosków o certyfikację, z których 193 dotyczyło jednostek rynku mocy wytwórczych, a 36 jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania;

- 2022 r. – dostawcy mocy złożyli 228 wniosków o certyfikację, z których 189 dotyczyło jednostek rynku mocy wytwórczych, a 39 jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania;
- 2023 r. – dostawcy mocy złożyli 228 wniosków o certyfikację, z których 186 dotyczyło jednostek rynku mocy wytwórczych, a 42 jednostek rynku mocy redukcji zapotrzebowania.

W wyniku certyfikacji, PSE S.A. wydały certyfikaty dopuszczający jednostki rynku mocy do udziału w aukcjach mocy lub rynku wtórnym. W tabeli 40 zawarto szczegółowe informacje w zakresie liczby wydanych certyfikatów.

Tabela nr 40. Liczba utworzonych jednostek rynku mocy, którym wydano certyfikat na poszczególne lata dostaw

Rok dostaw	Liczba utworzonych jednostek rynku mocy		
	2021	2022	2023
Istniejące jednostki rynku mocy wytwórcze	101	158	152
Modernizowane jednostki rynku mocy wytwórcze	76	16	17
Nowe jednostki rynku mocy wytwórcze	16	15	17
Jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania	36	39	42
Łącznie	229	228	228

8.3. Aukcje główne

Zgodnie z art. 94 ust. 9 uRM, w roku 2018 PSE S.A. przeprowadziły trzy aukcje główne na okresy dostaw:

- 2021 r. – w dniu 15 listopada 2018 r.;
- 2022 r. – w dniu 5 grudnia 2018 r.;
- 2023 r. – w dniu 21 grudnia 2018 r.

W tabeli 41 zawarto podsumowanie wyników ww. aukcji.

Tabela nr 41. Podsumowanie aukcji mocy przeprowadzonych w roku 2018

Rok dostaw	Cena zamknięcia aukcji, zł/kW/rok	Liczba zawartych umów mocowych	Wolumen obowiązków mocowych wynikających z zawartych umów mocowych, MW	Runda zakończenia aukcji
2021	240,32	160	22 427,066	5.
2022	198,00	120	10 580,056	7.
2023	202,99	94	10 631,191	8.

W toku aukcji głównych zawarte zostały łącznie 374 umowy mocowe na 1, 5, 7, 15 oraz 17 lat dostaw. W tabeli 42 przedstawiono liczbę umów mocowych zawartych na poszczególnych aukcjach w podziale na czas trwania obowiązków mocowych.

Tabela nr 42. Liczba umów mocowych zawartych w aukcjach głównych przeprowadzonych w roku 2018

Czas trwania obowiązku mocowego w latach	Aukcja główna na rok dostaw		
	2021	2022	2023
1	100	118	93
5	37	2	-
7	15	-	-
15	6	-	1
17	2	-	-
Łącznie zawartych umów mocowych	160	120	94

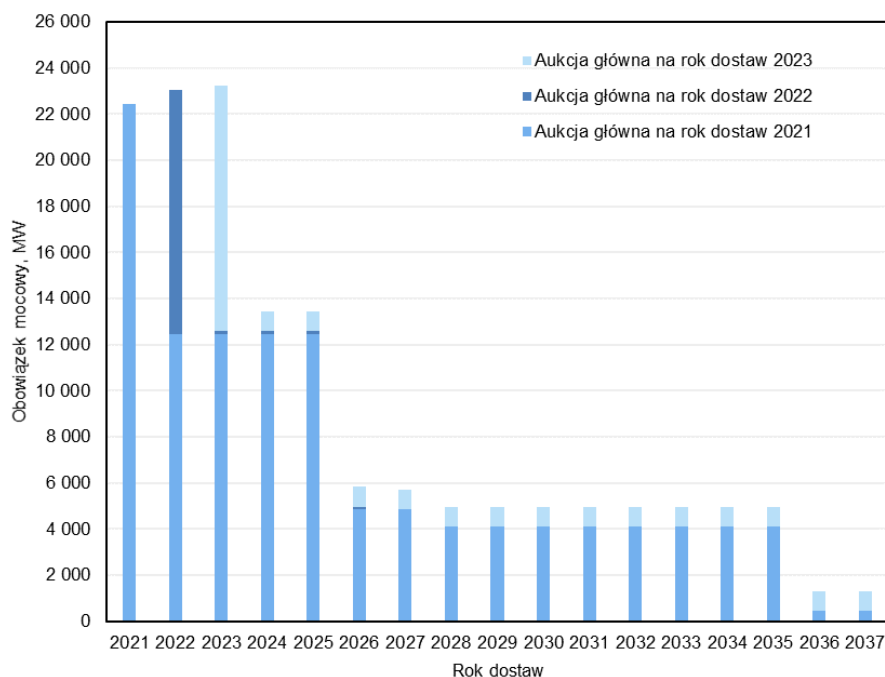
W tabeli 43 przedstawiono wolumeny obowiązków mocowych, wynikających z zawartych umów, w podziale na poszczególne typy jednostek rynku mocy.

Tabela nr 43. Wolumen zakontraktowanych obowiązków mocowych w podziale na typy jednostek rynku mocy

Typ jednostki rynku mocy	Aukcja główna na rok dostaw		
	2021	2022	2023
	MW	MW	MW
Istniejąca jednostka rynku mocy wytwórcza	10 274,047	9 699,056	8 987,588
Modernizowana jednostka rynku mocy wytwórcza	7 516,154	120,000	-
Nowa jednostka rynku mocy wytwórcza	4 022,265	-	852,603
Niepotwierdzona jednostka rynku mocy redukcji zapotrzebowania	614,600	761,000	791,000
Łącznie	22 427,066	10 580,056	10 631,191

W wyniku zawartych umów mocowych, zakontraktowano obowiązki mocowe obejmujące lata 2021-2037. Wielkości obowiązków mocowych objętych umowami mocowymi, w podziale na kolejne lata dostaw, przedstawia wykres 31.

Wykres nr 31. Obowiązki mocowe wynikające z umów zawartych w toku aukcji głównych przeprowadzonych w roku 2018



Wnioski

1. W latach 2017-2018, mimo relatywnie łagodnych warunków pogodowych, zapotrzebowanie na energię elektryczną było rekordowo wysokie. W przekroju okresów zimowych, największe zapotrzebowanie na moc wystąpiło 28 lutego 2018 r. i wynosiło 26 445 MW, z kolei w przekroju okresów letnich, wystąpiło 24 sierpnia 2018 r. i wyniosło 23 676 MW. Tak znaczne obciążenia nie wywołały w tym okresie zakłóceń pracy KSE, nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców spowodowane niedoborem mocy. Na podstawie analiz niezawodności pracy sieci oraz bilansów mocy KSE na poszczególnych etapach planowania i prowadzenia ruchu zidentyfikowano jedynie potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw:
 - okresowe utrzymywanie się nadwyżki mocy dostępnej dla OSP poniżej wartości wymaganej,
 - trudności w spełnieniu kryterium n-1 pracy sieci w związku z obniżoną obciążalnością linii elektroenergetycznych (głównie linii 110 kV) w okresach występowania wysokich temperatur,
 - okresowe naruszenia spełnienia kryterium n-1 związane z wyłączeniem z eksploatacji bloków wytwórczych.Zwiększenie zapasu stabilności umożliwią nowo uruchomione w 2017 r. bloki: gazowo-parowy o mocy 630 MW w El. Płock, na węgiel kamienny o mocy 1075 MW w El. Kozienice oraz przekazane do pracy testowej w 2018 r. bloki: El. Jaworzno (910 MW) i w El. Opole (1800 MW).
2. Warunki pracy krajowej sieci elektroenergetycznej w latach 2017-2018 były podobne do warunków, które występowały w poprzednich latach. Warunki napięciowe i poziom zapasu stabilności napięciowej wzrosły po uruchomieniu w 2017 r. linii 400 kV Ostrołęka-Olsztyn Mątki i w 2018 r. bloku gazowo-parowego El. Płock (630 MW). Z uwagi na niską dopuszczalną obciążalność linii 110 kV w wyższych temperaturach otoczenia, trudne warunki pracy sieci 110 kV występowały na obszarach działania spółek dystrybucyjnych: Energa Operator S.A. (Oddział Kalisz), PGE Dystrybucja S.A. (Oddziały Warszawa Lublin i Łódź) oraz innogy-Stoen Operator Sp. z o.o. Awarie, które wystąpiły w omawianym okresie miały z reguły charakter lokalny i były możliwe do likwidacji środkami będącymi w dyspozycji OSP. Awarie o charakterze obszarowym związane były z przejściem frontów burzowych.
3. Istotnym zagadnieniem ruchowym w krajowym systemie elektroenergetycznym, mogącym w ekstremalnych stanach pracy wpłynąć niekorzystnie na jego bezpieczeństwo, są tzw. przepływy nieplanowe mocy z systemu niemieckiego poprzez polski do czeskiego i słowackiego. Przepływy te docierają do linii międzysystemowe łączące Polskę z systemem niemieckim, ograniczając możliwości importowe KSE, co w przypadku powstania deficytu mocy w systemie polskim uniemożliwia import niezbędnej mocy z systemów Europy Zachodniej. Po uruchomieniu przesuwników fazowych w stacji Mikułowa oraz w związku z czasowym wyłączeniem linii Krajnik-Vierraden znacząco poprawiły się możliwości zarządzania przepływami mocy na przekroju synchronicznym, co ma szczególne znaczenie dla importu energii elektrycznej. W zależności od uwarunkowań systemowych, możliwy przedział zdolności importowych będzie wynosił od 0 do 500 MW. Również znacząco zmniejszyła się potrzeba dokonywania redispatchingu.

4. Od dnia 1 lipca 2017 r. uwzględniono stosowanie wspólnych ograniczeń alokacji dla połączeń Polska-Litwa oraz Polska-Szwecja. Pozwoli to realizować alokację zdolności przesyłowych umożliwiającą tranzyt energii elektrycznej przez obszar Polski z obszaru Szwecji na Litwę oraz z Litwy do Szwecji. Rozwiązanie będzie stosowane, gdy import lub eksport do polskiego obszaru rynkowego nie będzie możliwy, ze względu na ograniczenia alokacyjne. Porozumienie zostało podpisane przez operatorów sieci przesyłowej: PSE SA, Litgrid AB oraz Svenska Kraftnät.
5. Moc elektryczna zainstalowana w KSE, według stanu na koniec grudnia 2018 r., z uwzględnieniem mocy źródeł energetyki rozproszonej, wyniosła 45 939 MW i była wyższa o 5,7% w stosunku do 2017 roku. Elektrownie pozostające w dyspozycji OSP na koniec 2018 r. posiadały 65,9% udział w mocy zainstalowanej w KSE. Moc osiągalna w tym samym okresie wyniosła 45 650 MW i uległa zwiększeniu w stosunku do 2017 r. o 5,3%.
6. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 750 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 448 MW, co oznacza wzrost odpowiednio o 1,7% i spadek o 0,8% w stosunku do 2017 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2018 r. uległa zmniejszeniu w stosunku do 2017 r. i wyniosła 65,9% (spadek o 1,5 punktu procentowego w stosunku do 2017 r.).
7. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2018 r. na poziomie 170,1 TWh, była nieznacznie niższa (o 0,3 TWh; tj. 0,2%) niż rok wcześniej. Krajowe zużycie energii elektrycznej przewyższyło (po raz trzeci z rzędu) poziom produkcji i odnotowało kolejny rekord (175,8 TWh). W odniesieniu do roku 2017 był to wzrost o 1,8%. Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną zostało uzupełnione importem. Od kilku lat import energii przewyższa eksport, co jest głównie efektem relacji cenowych, kształtujących się na rynku w Polsce i w krajach sąsiadujących. W 2018 r. w większości godzin w roku występowała przewaga importu nad eksportem, a głównym kierunkiem importu energii do Polski była Szwecja i Litwa.
8. Wytwarzanie energii elektrycznej w kraju odbywało się nadal w zdecydowanej większości w oparciu o węgiel – 77%. Produkcja z odnawialnych źródeł energii była mniejsza niż rok wcześniej (o blisko 10%) i stanowiła 12,7% w strukturze wytwarzania (w roku 2017 – 14,1%). Mniej energii wyprodukowano z wiatru i wody, do czego przyczyniły się niekorzystne warunki pogodowe, także mniej w technologii współspalania. W 2018 r. wzrósł udział mocy zainstalowanej w energetyce odnawialnej w krajowym miksie energetycznym - do 19,2%. Wzrost rok do roku od wprowadzenia aukcyjnego systemu wsparcia jest stabilny. Największą dynamiką wzrostu charakteryzuje się energetyka słoneczna. W porównaniu do 2017 r. przyrost mocy w fotowoltaice wyniósł 97,7%.
9. Ocena stanu technicznego sieci przesyłowej i dystrybucyjnej przekracza poziom zadowalający, co wskazuje na prawidłowo prowadzone zabiegi eksploatacyjne i utrzymaniowe, w tym remontowe, przez operatorów sieciowych. Należy jednak wskazać na potrzebę podejmowania działań inwestycyjnych, ukierunkowanych na zwiększenie obciążalności linii elektroenergetycznych (w tym linii 110 kV należących do OSD) w okresach występowania wysokich temperatur.

10. Według danych na koniec 2017 r., 65,7% mocy zainstalowanej ulokowane jest w turbozespołach pracujących od ponad 30 lat. Równocześnie urządzenia eksploatowane krócej niż 10 lat stanowią 13% mocy krajowej energetyki cieplnej zawodowej. W przypadku kotłów energetycznych wartości te to odpowiednio: 71,1% oraz 10,3%. Pomimo statystycznie starzejącego się majątku wytwórczego energetyki zawodowej znajduje się on w bardzo dobrej kondycji dzięki licznym remontom i modernizacjom, które przedłużają życie polskich bloków energetycznych.
11. Przedstawione w opracowaniu wyniki analiz bilansowych wskazują, że w najbliższych pięciu latach nadwyżka mocy będzie wystarczająca dla pokrycia zapotrzebowania na moc z zachowaniem wymaganego w IRiESP marginesu bezpieczeństwa.
12. Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej OSP ma obowiązek zapewnienia odpowiedniej ilości bieżących środków zaradczych poprawy bilansu. W okresach, w których potencjalnie może wystąpić konieczność wykorzystania przez OSP tych środków istotną rolę w zapewnieniu odpowiedniego poziomu wystarczalności mocy odgrywać będzie import. Obecne połączenia transgraniczne umożliwiają import mocy na poziomie ok. 1 500 MW w okresie letnim (czerwiec - sierpień) oraz ok. 1 600 MW w okresach zimowych (wrzesień - maj) – jest to wielkość mocy dyspozycyjnej. W praktyce możliwy do uzyskania jest import mocy w wysokości nawet do 2 700 MW.
13. Nadwyżka mocy dostępna w okresie letnim 2019 r. wynosi ok. 160 MW. W przypadku wystąpienia okoliczności niesprzyjających (wzrost zapotrzebowania połączony z koniecznością nieplanowego wyłączenia jednostek wytwórczych z powodów technicznych) może wystąpić konieczność zastosowania bieżących środków zaradczych, w tym głównie importu.
14. Istotna poprawa bilansu mocy następuje mniej więcej od połowy 2020 r. Nadwyżka mocy ponad szczytowe zapotrzebowanie wynosi w tym okresie ok. 1 100 MW. Jest to wynik przewidywanego oddania do użytkowania nowych jednostek wytwórczych. Istotną rolę w tym okresie powinny zacząć odgrywać instalacje fotowoltaiczne. Ważną rolę w tym zakresie odgrywa wdrożenie mechanizmu płatności za moc dyspozycyjną w ramach rynku mocy.
15. Warunkiem koniecznym zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie najbliższych 5 lat, jest terminowe zakończenie rozpoczętych inwestycji. Na chwilę obecną większość inwestycji w nowe moce wytwórcze prowadzona jest zgodnie z harmonogramem.
16. Wyniki analiz bilansowych wskazują na możliwość występowania istotnych i zwiększających się z biegiem czasu niedoborów wymaganej nadwyżki mocy w KSE po 2025 r. Pierwsze poważne niedobory mogą wystąpić w 2028 r. w rezultacie planowanych trwałych odstawień z eksploatacji JWCD ciepłych. Mając na uwadze powyższe należy podjąć odpowiednie działania w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną, w tym właściwych poziomów rezerw mocy w systemie poprzez zapewnienie warunków umożliwiających funkcjonowanie na rynku przede wszystkim nowym stabilnym i sterowalnym źródłom wytwórczym oraz stworzenie warunków zgodnych z unijnymi regulacjami zapewnienia

adekwatności mocy wytwórczych, zachęcających do podejmowania niezbędnych inwestycji w zakresie generacji energii elektrycznej.

17. Istotnym wyzwaniem z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej po 1 lipca 2025 r. są wprowadzone zapisami nowego Rozporządzenia o wewnętrznym rynku energii (w UE) ograniczenia, polegające na wykluczeniu z rynku mocy jednostek, niespełniających kryterium emisyjnego 550g CO₂ na 1 kWh lub 350 kg CO₂ na 1 kW/rok. Skala tego zjawiska, w tym wielkość potencjalnego wolumenu mocy, który może zostać odstawiony z powodów ekonomicznych, wymaga kompleksowej oceny uwzględniającej czynniki fundamentalne i wprowadzenia odpowiednich rozwiązań organizacyjnych rynku energii, usług systemowych oraz rynku mocy.
18. Należy podjąć działania zapobiegające możliwym ubytkom mocy, będącym rezultatem wprowadzenia ograniczeń, o których mowa w poprzednim punkcie. Należy możliwie jak najszybciej rozpocząć prace nad nowymi rozwiązaniami, dzięki którym Polska zyska dodatkowy czas, potrzebny na stopniowe zastępowanie jednostek węglowych nowymi źródłami niskoemisyjnymi, w sposób niezakłócający bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce.