



MINISTER ENERGII

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

**ZA OKRES OD DNIA 1 STYCZNIA 2015 R. DO DNIA 31 GRUDNIA 2016 R.**

**WARSZAWA, 2017 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 moc szczytową i energię elektryczną .....	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.....	15
1.4.1. Bilans mocy i rezerwa mocy .....	16
1.4.2. Bilans energii elektrycznej.....	24
2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2015-2016 .....	27
3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami .....	30
3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej.....	30
3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą .....	37
3.3. Możliwość dysponowania krajowymi źródłami wytwórczymi.....	40
3.4. Kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną .....	43
3.4.1. Rynek hurtowy .....	45
3.4.2. Rynek detaliczny .....	47
4. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego .....	52
4.1. Podsektor wytwarzania .....	52
4.2. Podsektor przesyłu.....	57
4.3. Podsektor dystrybucji .....	62
5. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów jej dostaw .....	66
5.1. Postępowanie w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.....	66
5.2. Działania dotyczące awaryjnych dostaw energii z zagranicy.....	68
5.2.1. Umowy dwustronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych .....	69
5.2.2. Umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych .....	69
5.2.3. TSO Security Cooperation (TSC) .....	70
5.2.4. Cross-Border Redispatching .....	71
5.3. Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej.....	74
5.3.1. Zakup rezerwy interwencyjnej, zimnej (IRZ) .....	74
5.3.2. Możliwości zarządzania stroną popytową .....	74
5.3.3. Bieżące operatorskie środki zaradcze .....	75
5.3.4. Pozostałe działania podejmowane dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.....	77
6. Planowane lub będące w budowie nowe moce wytwórcze energii elektrycznej .....	78

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 .....	81
7.1. Rozwój sieci przesyłowej .....	81
7.2. Zamierzenia inwestycyjne w zakresie połączeń transgranicznych.....	83
7.2.1. Zasady zarządzania transgranicznymi ograniczeniami przesyłowymi.....	83
7.2.2. Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju synchronicznym .....	87
7.2.3. Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju asynchronicznym .....	89
Wnioski .....	92

## WSTĘP

Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi art. 15b ust. 3-8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (j. t., Dz. U. z 2017 r. poz. 220, z późn. zm.), zwanej w dalszej treści „ustawą PE”, który zobowiązuje Ministra Gospodarki do opracowania sprawozdania z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Sprawozdanie zawiera informacje obejmujące lata 2015-2016.

Przedmiotem niniejszego opracowania 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 transgranicznej i zużycia energii elektrycznej umożliwiających stosowanie mechanizmów zarządzania popytem na energię elektryczną,
  - d) regionalnych, krajowych i europejskich celów w zakresie zrównoważonego rozwoju, w tym projektów stanowiących element osi projektów priorytetowych określonych w załączniku I do decyzji nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 r. ustanawiającej wytyczne dla transeuropejskich sieci energetycznych oraz uchylającej decyzję 96/391/WE i decyzją nr 1229/2003/WE (Dz. Urz. UE L 262 z 22. 09. 2006, str. 1).

**Ważniejsze skróty i symbole:**

<b>ACER</b>	<i>Agency for Cooperation of Energy Regulators</i> - Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
<b>ARE S.A.</b>	Agencja Rynku Energii S.A.
<b>Badanie 1.44.02</b>	Badanie statystyczne o symbolu <i>1.44.02 Elektroenergetyka i ciepłownictwo</i> , współprowadzone przez ministra właściwego do spraw gospodarki oraz Prezesa URE
<b>BAT</b>	Konkluzje BAT (ang. <i>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.
<b>BREF</b>	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.
<b>CAO</b>	<i>Central Allocation Office</i> - Biuro Przetargowe do organizowania rezerwacji na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej
<b>CACM</b>	<i>Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management</i> - wytyczne Komisji Europejskiej dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi
<b>CASC</b>	<i>Capacity Allocation Service Company.eu S.A.</i> - Biuro Przetargowe do organizowania rezerwacji na zdolności przesyłowe w wymianie międzysystemowej w regionie Europy Środkowo-Zachodniej
<b>CBR</b>	<i>Cross-Border Redispatching</i> – uzgodniona międzyoperatorska wymiana mocy o kierunku przeciwnym do kierunku przeciążających przepływów mocy, stosowana w celu odciążenia połączeń transgranicznych
<b>CEE</b>	region Europy Środkowo-Wschodniej
<b>CWE</b>	region Europy Środkowo-Zachodniej
<b>DECYZJA NR 1364/2006</b>	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
<b>DSR</b>	<i>Demand Side Response</i> – rodzaj usługi systemowej pozwalającej OSP na bilansowanie systemu elektroenergetycznego poprzez redukowanie zapotrzebowania na moc przez odbiorców, w ramach zawartych umów dwustronnych
<b>ENTSO-E</b>	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> - Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej
<b>FBA</b>	<i>Flow Based Allocation</i> - metodyka wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych między obszarami rynkowymi z uwzględnieniem fizycznych przepływów energii elektrycznej
<b>FB MC</b>	<i>FB Market Coupling</i> - mechanizm <i>market coupling</i> funkcjonujący w oparciu o zdolności przesyłowe wyznaczone zgodnie z metodyką FBA.
<b>FCA</b>	<i>Forward Capacity Allocation Network Code</i> - Kodeks sieci dotyczący alokacji długoterminowych praw przesyłowych
<b>GK PGE</b>	Grupa Kapitałowa Polska Grupa Energetyczna S.A.
<b>GK TAURON</b>	Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A.
<b>GK ENEA</b>	Grupa Kapitałowa ENEA S.A.
<b>GK ENERGA</b>	Grupa Kapitałowa ENERGA S.A.
<b>GUD, GUD-K</b>	Generalna Umowa Dystrybucyjna, Generalna Umowa Dystrybucyjna dla usługi

	kompleksowej
<b>HAR</b>	<i>Harmonisation of long term Allocation Rules</i> - zharmonizowanie zasad alokacji długoterminowych praw przesyłowych, projekt realizowany przez ENTSO-E mający na celu wypracowanie wspólnych zasad ww. alokacji oraz wdrożenia jednej platformy realizującej tę alokację
<b>Hz</b>	herc - jednostka częstotliwości [ $1s^{-1}$ ]
<b>IPS/UPS</b>	<i>Integrated Power System / Unified Power System</i> - system energetyczny obejmujący swoim zasięgiem zsynchronizowane systemy elektroenergetyczne części krajów byłego ZSRR
<b>IRiESP</b>	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
<b>IRZ</b>	Interwencyjna Rezerwa Zimna
<b>JAO</b>	<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
<b>JRC</b>	<i>Joint Research Center</i> – think-tank Komisji Europejskiej
<b>JWCD</b>	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
<b>nJWCD</b>	Jednostki wytwórcze niebędące JWCD
<b>KDT</b>	kontrakt długoterminowy
<b>KSE</b>	Krajowy System Elektroenergetyczny
<b>kV</b>	kilowolt - jednostka napięcia elektrycznego = $10^3$ V
<b>MC</b>	<i>Market Coupling</i> - 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
<b>MRA</b>	<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
<b>MRC</b>	<i>Multi-Regional Coupling</i> – paneuropejski projekt integracji rynków <i>spot</i> energii elektrycznej
<b>MVA</b>	megawoltoamper - jednostka mocy znamionowej transformatorów = $10^6$ VA
<b>Mvar</b>	megavar - jednostka mocy biernej = $10^6$ var
<b>MW</b>	megawat - jednostka mocy = $10^6$ W
<b>GW</b>	gigawat - jednostka mocy = $10^9$ W
<b>MW<sub>e</sub></b>	megawat elektryczny - jednostka mocy elektrycznej = $10^6$ W
<b>MW<sub>t</sub></b>	megawat termiczny (cieplny) - jednostka mocy cieplnej = $10^6$ W
<b>MWh</b>	megawatogodzina - jednostka energii = $10^6$ Wh
<b>GWh</b>	gigawatogodzina - jednostka energii = $10^9$ Wh
<b>TWh</b>	terawatogodzina - jednostka energii = $10^{12}$ Wh
<b>nN</b>	niskie napięcie
<b>NN</b>	najwyższe napięcie
<b>SN</b>	średnie napięcie
<b>WN</b>	wysokie napięcie
<b>OSD</b>	Operator Systemu Dystrybucyjnego
<b>OSP</b>	Operator Systemu Przesyłowego (PSE S.A.)

<b>OZE</b>	Odnawialne Źródła Energii
<b>PEP2050</b>	Projekt Polityki energetycznej Polski do roku 2050, Ministerstwo Gospodarki, sierpień 2014 r.
<b>POiŚ</b>	Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko
<b>PPEJ</b>	„Program polskiej energetyki jądrowej” - Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, styczeń 2014 r.
<b>PST</b>	<i>phase shifting transformers</i> – przesuwniki fazowe
<b>SE</b>	stacja elektroenergetyczna
<b>Rozporządzenie 714/2009</b>	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)
<b>UCTE</b>	<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i> - system elektroenergetyczny obejmujący kraje zachodniej i środkowej Europy
<b>UE</b>	Unia Europejska
<b>URE</b>	Urząd Regulacji Energetyki
<b>ustawa PE</b>	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo Energetyczne (j. t., Dz. U. z 2017 r. poz. 220 z późn. zm.)
<b>TGE</b>	Towarowa Giełda Energii S.A.
<b>RDN, RTT, RDB</b>	Rynki sprzedaży energii elektrycznej na TGE, w kolejności: Rynek Dnia Następnego (RDN), Rynek Terminowy Towarowy (RTT), Rynek Dnia Bieżącego (RDB)
<b>TPA</b>	<i>Third Party Access</i> - zasada dostępu stron trzecich do sieci elektroenergetycznej

## **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 Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) w latach 2017-2035 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 Operatora Systemu Przesyłowego (PSE) ponad prognozowane krajowe zapotrzebowanie na moc. Do celów opracowania wykorzystano prognozę zapotrzebowania na energię elektryczną, opracowaną przez PSE S.A. Informacje odnośnie harmonogramu trwałych wyłączeń z eksploatacji mocy wytwórczych, a także planowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne i poszczególnych inwestorów przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie rozbudowy i modernizacji infrastruktury wytwórczej bazują na danych pozyskanych przez PSE S.A. w procesie ankietyzacji, przeprowadzonej w grudniu 2016 r. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc została wykonana dla dwóch wariantów wpływu konkluzji BAT na sektor wytwórczy.

### **1.1. Metodyka analiz**

Scenariuszowe prognozy zapotrzebowania na moc szczytową i energię elektryczną 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 i moc, opracowane przez PSE S.A. w grudniu 2016 r. Na ich podstawie dokonano perspektywicznej oceny stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w kraju. Wspomniane projekcje zapotrzebowania na energię, zgodnie z informacjami podanymi przez PSE S.A. w opracowaniu źródłowym, zostały wygenerowane z zastosowaniem ekonometrycznego modelu rozkładu kanonicznego wektora zmiennych losowych.

Dla oceny możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc w perspektywie 2035 r. zostały wykonane bilanse mocy dla szczytowego zapotrzebowania w okresie zimowym (styczeń) i letnim (lipiec), a także dodatkowo w okresie, w którym obserwowana jest wzmożona działalność remontowa w jednostkach wytwórczych (wrzesień). Bilanse te wykonano zgodnie z zasadami Planowania Koordynacyjnego Roczego (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 dłuższym 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 (IRiESP), zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, 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. w grudniu 2016 r. 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 zapytaniu ankietowym szczególnie nacisk położono na wpływ regulacji prawnych wprowadzających nowe standardy emisyjne na zamierzenia inwestycyjne. Nowe regulacje prawne UE zastrzegają dotychczasowe poziomy emisji pyłu, tlenków siarki (SO<sub>2</sub>) i azotu (NO<sub>x</sub>) oraz wprowadzają nowe związki podlegające kontroli, takie jak: chlorowodór, fluorowodór i rtęć. Tzw. konkluzje BAT zaczną obowiązywać od 2021 r. Wynikające z tych konkluzji zaostrezenie standardów emisyjnych stanowi dla prowadzących instalacje poważny dylemat z punktu widzenia ekonomicznej zasadności modernizacji, mającej na celu dostosowanie do powyższych wymagań niektórych jednostek wytwórczych. W związku z występowaniem niepewności w odniesieniu do zakresu i tempa trwałych wyłączeń z eksploatacji jednostek wytwórczych, przeanalizowano dwa scenariusze wpływu konkluzji BAT na sektor wytwórczy:

- 1) scenariusz modernizacyjny BAT – zakładający podjęcie działań inwestycyjnych w celu dostosowania jednostek wytwórczych do zaostrenzonych norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT i w konsekwencji wydłużenie okresu eksploatacji tych jednostek (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych),
- 2) scenariusz wycofań BAT – zakładający przyspieszenie wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji w celu uniknięcia ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie ich do zaostrenzonych norm emisyjnych (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe nie będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych).

Na potrzeby analizy wykonano prognozy mocy dyspozycyjnej KSE w szczycie, w miesiącach: styczeń, lipiec oraz wrzesień, w oparciu o przewidywane poziomy wskaźników dyspozycyjności, uzyskiwanych przez poszczególne grupy jednostek wytwórczych.

Prognozy rozwoju mocy wytwórczych w odnawialnych źródłach energii, w zaprezentowanym bilansie mocy, pochodzą z analiz prognostycznych sporządzonych przez PSE S.A. Dla lat wewnątrz pięcioletnich okresów prognozy zastosowano interpolację liniową.

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 nie podlegających badaniu.

## 1.2. Prognoza zapotrzebowania na moc szczytową i energię elektryczną

Zgodnie z zaprezentowanymi poniżej wynikami prognoz średnioroczny wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym w latach 2017-2035 wynosi ok. 1,6 % (osiągając w 2035 r. wartość ok. 34 620 MW), natomiast w szczycie letnim - 2,2 % (osiągając w 2035 r. wartość ok. 33 740 MW). Tempo wzrostu zapotrzebowania na moc w szczycie letnim jest wyższe od tempa wzrostu zapotrzebowania na moc w szczycie zimowym, co jest związane głównie z upowszechnianiem się urządzeń klimatyzacyjnych wśród odbiorców energii elektrycznej.

Tabela nr 1

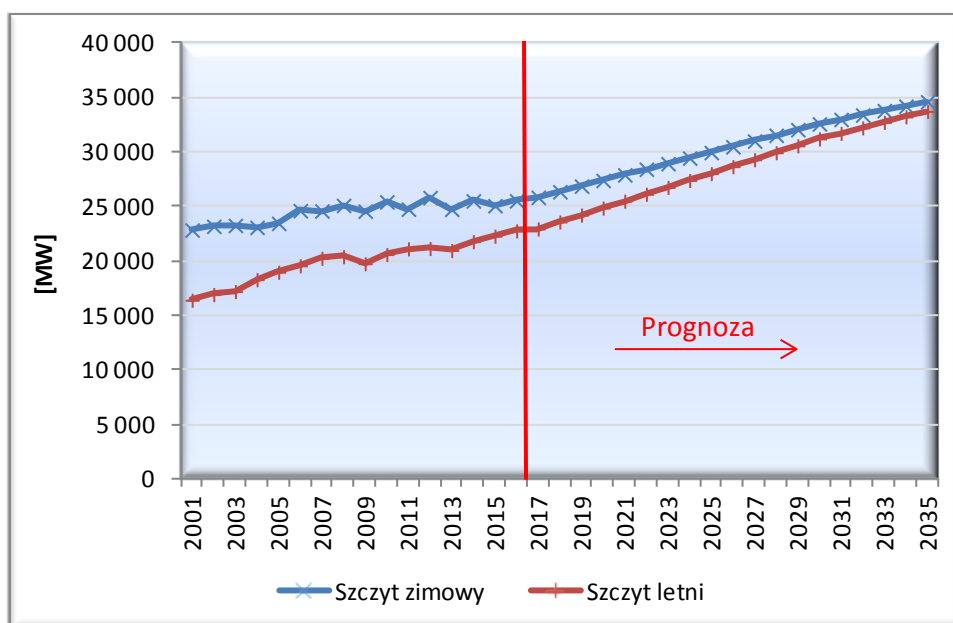
**Dane historyczne i prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym i letnim [MW]**

	Rok	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	<b>Dane historyczne</b>	Szczyt zimowy	22 868	23 207	23 288	23 108	23 477	24 640	24 611
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	25 546
Szczyt letni		19 782	20 623	21 143	21 175	20 994	21 804	22 305	22 791
<b>Prognoza</b>		Rok	2017	2018	2019	2020	2021	2025	2030
	Szczyt zimowy	25 860	26 377	26 893	27 410	27 922	29 970	32 590	34 620
	Szczyt letni	22 970	23 607	24 243	24 880	25 512	28 040	31 220	33 740

Źródło: ARE S.A., PSE S.A.

Wykres nr 1

**Przebieg prognozy zapotrzebowania na moc elektryczną  
w szczycie zimowym i letnim**



Źródło: ARE S.A. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej (dane statystyczne), PSE S.A. (prognoza)

Poziom przyszłego krajowego zużycia energii elektrycznej brutto, przyjęty do analizy równoważenia jej dostaw, przedstawia tabela nr 2 i wykres nr 2.

Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami średnioroczny wzrost zużycia energii elektrycznej w kraju wynosi 1,7 %. Przewiduje się, że na koniec rozpatrywanego okresu zapotrzebowanie osiągnie wartość 231 TWh.

Tabela nr 2

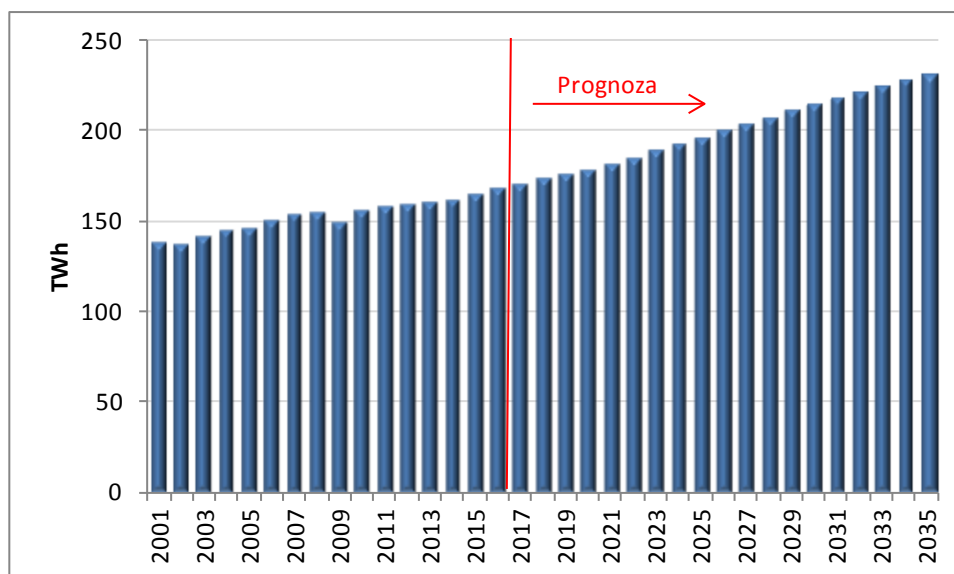
**Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto [TWh]**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Zapotrzebowanie</b>	138,9	137,0	141,5	144,9	145,7	150,8	154,0	154,6
	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	2025	2030	2035
	171	173	176	178	182	196	215	231

Źródło: ARE S.A.- Bilans energii pierwotnej w latach 2001-2016, PSE S.A.

Wykres nr 2

**Przebieg prognozy krajowego zużycia energii elektrycznej brutto  
w latach 2015-2035**



Źródło: ARE S.A.- Bilans energii pierwotnej w latach 2001-2016 (dane statystyczne), PSE S.A. (prognoza)

### 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 badań ankietowych, przeprowadzonych przez PSE SA w grudniu 2016 r. Wyniki tej analizy w zakresie odstawień mocy w okresie do 2035 r. zawarto w tabelach nr 3 i 4.

Tabela nr 3

**Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD ciepłych do 2035 r. w scenariuszu modernizacyjnym BAT [MW]**

Rok	2020	2025	2030	2035
Skumulowane wycofania JWCD ciepłych	2 985	3 410	5 668	14 675

Źródło: PSE S.A.

Zgodnie z przedstawionymi danymi dla scenariusza modernizacyjnego BAT w okresie do 2035 r. w grupie istniejących JWCD zostanie trwale wycofanych z eksploatacji 14 675 MW, z czego 2 985 MW w okresie do 2020 r. Z kolei w scenariuszu wycofań BAT zakres wyłączeń jest znacznie szerszy i dotyczy przeszło 20 000 MW w okresie do 2035 r., z czego ok. 5 000 MW do 2020 r.

Tabela nr 4

**Skumulowane wielkości wycofań mocy w istniejących JWCD ciepłych do 2035 r. w scenariuszu wycofań BAT [MW]**

Rok	2020	2025	2030	2035
Skumulowane wycofania JWCD ciepłych	4 960	9 175	16 568	20 262

Źródło: PSE S.A.

### 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. 5,3 GW. Istotnym założeniem jest ściśle zachowanie terminów realizacji, podanych w tabeli nr 5. Założono ponadto, że pierwszy blok elektrowni jądrowej w Polsce o mocy do 1,65 GW, w zależności od wybranej technologii, powstanie w 2031 r.

Tabela nr 5

#### Nowe systemowe jednostki wytwórcze w KSE

Inwestor	Lokalizacja	Termin realizacji	Moc [MW]
ENEA	Kozienice	12.2017	1 075
ORLEN	Płock	12.2017	596
TAURON	Stalowa Wola	6.2019	467
PGE	Opole 5	8.2018	900
TAURON	Jaworzno	4.2019	910
PGE	Opole 6	4.2019	900
PGE	Turów 11	4.2020	496

W zakresie elektrowni szczytowo-pompowych utrzymano obecny potencjał JWCD w całym analizowanym okresie na poziomie 1,7 GW.

### 1.3.3. Prognozy zmian mocy osiągalnej

Prognozy zmian mocy osiągalnej, z uwzględnieniem planowanych wycofań w istniejących JWCD oraz przyrostów mocy w wyniku modernizacji dla rozpatrywanych scenariuszy, przedstawiają tabele nr 6 i 7.

Tabela nr 6

#### Prognoza zmian mocy osiągalnej w istniejących JWCD ciepłych w latach 2017-2035 - scenariusz modernizacyjny BAT (wartości na koniec danego roku) [MW]

Rok	2017	2020	2025	2030	2035
Moc osiągalna JWCD ciepłe	22 520	20 459	20 036	17 778	8 774

Źródło: PSE S.A.

Tabela nr 7

#### Prognoza zmian mocy osiągalnej w istniejących JWCD ciepłych w latach 2017-2035 - scenariusz wycofań BAT (wartości na koniec danego roku) [MW]

Rok	2017	2020	2025	2030	2035
Moc osiągalna JWCD ciepłe	22 520	18 462	14 247	6 854	3 163

Źródło: PSE S.A.

Prognozy zmian mocy osiągalnej jednostek niebędących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD), z uwzględnieniem planowanych wycofań i inwestycji

w nowe elektrownie, przedstawiają tabele nr 8 i 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 Wytwórców w ramach przeprowadzonej przez PSE S.A. ankietyzacji. Z kolei przyjęte do obliczeń modelowych tempo rozwoju pozostałych źródeł wytwórczych, ujętych w bilansie, bazuje na scenariuszu umieszczonym w opracowaniu PSE S.A., 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. 50 %. 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 8

**Prognoza zmian mocy osiągalnej jednostek nJWCD w latach 2017-2035  
- scenariusz modernizacyjny BAT [MW]**

	2017	2020	2025	2030	2035
EC zawodowe istniejące	6 333	5 758	5 120	4 322	3 691
EC zawodowe nowe	182	345	490	1 180	1 180
EC przemysłowe istniejące	1 703	1 703	1 594	1 594	1 527
EC przemysłowe nowe	94	122	122	122	122
Biomasa i biogaz	1 036	1 091	1 332	1 930	2 030
Elektrownie wodne przepływowe	695	700	725	750	775
<b>nJWCD razem bez FW i PV</b>	<b>10 042</b>	<b>9 718</b>	<b>9 382</b>	<b>9 898</b>	<b>9 325</b>
Farmy wiatrowe - moc osiągalna	6 065	7 050	8 700	11 450	14 200
Fotowoltaika - moc osiągalna	232	370	600	2 426	4 213
<b>nJWCD - moc osiągalna razem</b>	<b>16 339</b>	<b>17 138</b>	<b>18 682</b>	<b>23 774</b>	<b>27 738</b>

Tabela nr 9

**Prognoza zmian mocy osiągalnej jednostek nJWCD w latach 2017-2035  
- scenariusz wycofań BAT [MW]**

	2017	2020	2025	2030	2035
EC zawodowe istniejące	6 333	5 703	4 877	4 643	3 853
EC zawodowe nowe	182	345	370	370	370
EC przemysłowe istniejące	1 703	1 703	1 594	1 594	1 527
EC przemysłowe nowe	94	122	122	122	122
Biomasa i biogaz	1 036	1 091	1 332	1 930	2 030
Elektrownie wodne przepływowe	695	700	725	750	775
<b>nJWCD razem bez FW i PV</b>	<b>10 042</b>	<b>9 663</b>	<b>9 019</b>	<b>9 408</b>	<b>8 677</b>
Farmy wiatrowe - moc osiągalna	6 065	7 050	8 700	11 450	14 200
Fotowoltaika - moc osiągalna	232	370	600	2 426	4 213
<b>nJWCD - moc osiągalna razem</b>	<b>16 339</b>	<b>17 083</b>	<b>18 319</b>	<b>23 284</b>	<b>27 090</b>

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

Przedstawione w niniejszym punkcie wyniki prognoz równoważenia dostaw energii elektrycznej w Polsce w latach 2017-2035 zostały opracowane dla scenariusza modernizacyjnego BAT i scenariusza wycofań BAT. Prognozy zostały wykonane przy założeniu, że zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców krajowych jest pokrywane w oparciu o krajowe zasoby wytwórcze (tzw. warunek wystarczalności generacji). Oznacza to przyjęcie wielkości importu i eksportu energii elektrycznej na poziomie zerowym.

W bilansach mocy uwzględniono podstawowe środki zaradcze poprawy bilansu, możliwe do zastosowania przez OSP, to jest usługę Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ) oraz usługę Redukcji Zapotrzebowania (DSR). IRZ obejmuje część bloków energetycznych pierwotnie planowanych do wycofania z końcem 2015 r. Wielkość tej rezerwy to 830 MW. W jej skład wchodzi następujące bloki energetyczne:

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

Jednostki zakontraktowane do realizacji usługi interwencyjnej rezerwy zimnej są uruchamiane na polecenie OSP w okresach występującego deficytu mocy. 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 200 MW od początku 2017 r. do końca okresu przewidzianego w prognozie. W analizie nie uwzględniano bieżących operatorskich środków zaradczych, takich jak: korekta pola remontowego JWCD, uruchomienia rezerw mocy w jednostkach wytwórczych nJWCD, okresowa praca z przeciążeniem, operatorski import energii – o łącznym potencjale 900 MW, 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 tabelach nr 10 i 11 przedstawiono wyniki analiz, dotyczących bilansu mocy w KSE dla scenariusza modernizacyjnego BAT, z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu, możliwych do zastosowania przez OSP.



Tabela nr 10

**Bilans mocy dla scenariusza modernizacyjnego BAT, z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych  
w latach 2017-2021\* (w układzie rocznym) [MW]**

Lp.	Wyszczególnienie	2017			2018			2019			2020			2021		
		I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX
1	Moc osiągalna JWCD	24 811	24 811	24 811	25 144	24 774	25 674	26 169	27 536	27 536	27 398	27 894	27 894	27 896	27 896	27 896
2	Moc osiągalna nJWCD (bez FW i PV)	9 882	9 969	9 971	9 840	9 767	9 767	9 898	9 940	9 940	9 775	9 713	9 715	9 610	9 639	9 639
3	Moc osiągalna nJWCD - FW	5 764	5 928	5 983	6 069	6 171	6 317	6 497	6 697	6 843	7 005	7 029	7 038	7 421	7 803	8 186
4	Moc osiągalna nJWCD - PV	190	213	220	236	251	267	282	298	313	328	351	358	408	458	508
5	Moc osiągalna JWCD i nJWCD	40 647	40 921	40 985	41 289	40 963	42 025	42 846	44 471	44 632	44 506	44 987	45 005	45 335	45 796	46 229
6	Moc dyspozycyjna JWCD	22 652	22 131	20 928	22 377	22 108	21 964	24 363	24 276	24 011	26 336	25 352	24 161	25 918	25 918	24 765
7	Interwencyjna rezerwa mocy	830	830	830	830	830	830	830	830	830	0	0	0	0	0	0
8	Przewidywane obciążenie nJWCD (bez FW i PV)	5 967	3 100	3 838	5 941	3 037	3 759	5 976	3 090	3 826	5 902	3 020	3 740	5 802	2 997	3 711
9	Przewidywane obciążenie nJWCD - FW	576	593	598	607	617	632	650	670	684	701	703	704	742	780	819
10	Przewidywane obciążenie nJWCD - PV	0	114	0	0	134	0	0	159	0	0	188	0	0	245	0
11	Moc dyspozycyjna dostępna dla OSP	30 026	26 768	26 194	29 755	26 727	27 185	31 819	29 025	29 352	32 939	29 263	28 605	32 462	29 940	29 294
12	Usługa redukcji zapotrzebowania	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
13	Zapotrzebowanie na moc szczytową	25 860	22 970	23 380	26 377	23 607	23 847	26 893	24 243	24 315	27 410	24 880	24 782	27 922	25 512	25 245
14	Zapotrzebowanie na moc szczytową średniomiesięczne z dni roboczych	24 975	22 013	22 652	25 475	22 623	23 105	25 973	23 233	23 558	26 472	23 844	24 010	26 967	24 450	24 458
15	Wymagana przez OSP nadwyżka mocy	4 495	3 962	4 077	4 585	4 072	4 159	4 675	4 182	4 240	4 765	4 292	4 322	4 854	4 401	4 403
16	Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	5 051	4 755	3 542	4 480	4 304	4 280	6 046	5 992	5 994	6 667	5 619	4 795	5 696	5 690	5 036
17	<b>Niedobór (-) / nadmiar (+) wymaganej nadwyżki mocy</b>	<b>555</b>	<b>793</b>	<b>-535</b>	<b>-105</b>	<b>232</b>	<b>121</b>	<b>1 370</b>	<b>1 810</b>	<b>1 754</b>	<b>1 902</b>	<b>1 327</b>	<b>473</b>	<b>842</b>	<b>1 289</b>	<b>633</b>

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

Źródło: PSE S.A., ARE S.A.

Tabela nr 11

**Bilans mocy dla scenariusza modernizacyjnego, z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych  
w latach 2017-2035\* (w układzie pięcioletnim) [MW]**

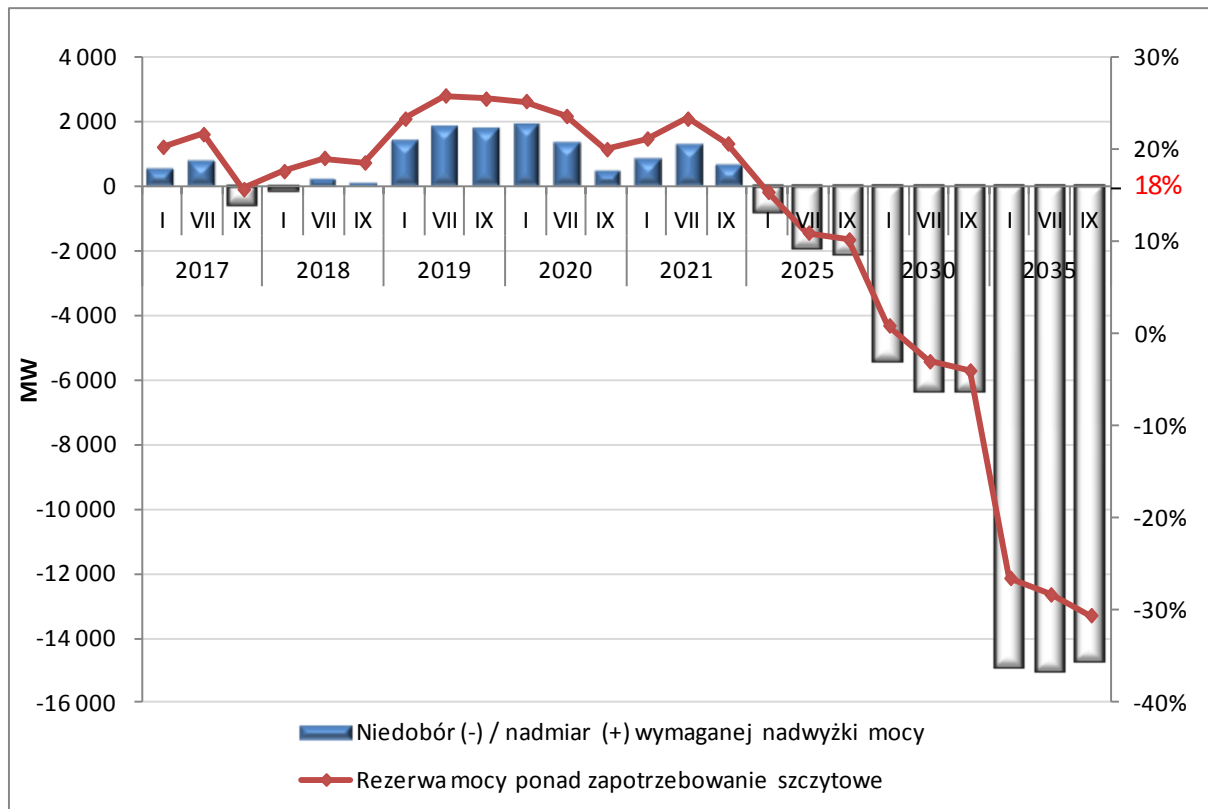
Lp.	Wyszczególnienie	2017			2020			2025			2030			2035		
		I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX
1	Moc osiągalna JWCD	24 811	24 811	24 811	27 398	27 894	27 894	27 398	27 561	27 561	25 303	25 303	25 303	17 949	17 949	17 949
2	Moc osiągalna nJWCD (bez FW i PV)	9 882	9 969	9 971	9 775	9 713	9 715	9 322	9 356	9 366	9 783	9 846	9 867	9 302	9 314	9 318
3	Moc osiągalna nJWCD - FW	5 764	5 928	5 983	7 005	7 029	7 038	8 568	8 640	8 664	11 334	11 397	11 418	13 696	13 971	14 063
4	Moc osiągalna nJWCD - PV	190	213	220	328	351	358	558	581	588	2 091	2 274	2 335	3 885	4 064	4 214
5	Moc osiągalna JWCD i nJWCD	40 647	40 921	40 985	44 506	44 987	45 005	46 009	46 138	46 179	48 511	48 820	48 923	44 832	45 298	45 544
6	Moc dyspozycyjna JWCD	22 652	22 131	20 928	26 336	25 352	24 161	26 701	25 524	24 253	24 508	23 399	22 262	17 391	16 522	15 874
7	Interwencyjna rezerwa mocy	830	830	830	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Przewidywane obciążenie nJWCD (bez FW i PV)	5 967	3 100	3 838	5 902	3 020	3 740	5 628	2 909	3 606	5 907	3 061	3 798	5 616	2 896	3 586
9	Przewidywane obciążenie nJWCD - FW	576	593	598	701	703	704	857	864	866	1 133	1 140	1 142	1 370	1 397	1 406
10	Przewidywane obciążenie nJWCD - PV	0	114	0	0	188	0	0	311	0	0	1 219	0	0	2 175	0
11	Moc dyspozycyjna dostępna dla OSP	30 026	26 768	26 194	32 939	29 263	28 605	33 186	29 608	28 725	31 548	28 819	27 201	24 377	22 990	20 867
12	Usługa redukcji zapotrzebowania	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
13	Zapotrzebowanie na moc szczytową	25 860	22 970	23 380	27 410	24 880	24 782	29 970	28 040	27 096	32 590	31 220	29 465	34 620	33 740	31 300
14	Zapotrzebowanie na moc szczytową średniomiesięczne z dni roboczych	24 975	22 013	22 652	26 472	23 844	24 010	28 945	26 872	26 252	31 474	29 920	28 547	33 435	32 335	30 325
15	Wymagana przez OSP nadwyżka mocy	4 495	3 962	4 077	4 765	4 292	4 322	5 210	4 837	4 725	5 665	5 386	5 138	6 018	5 820	5 458
16	Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	5 051	4 755	3 542	6 667	5 619	4 795	4 441	2 936	2 673	274	-901	-1 146	-8 858	-9 145	-9 258
17	<b>Niedobór (-) / nadmiar (+) wymaganej nadwyżki mocy</b>	<b>555</b>	<b>793</b>	<b>-535</b>	<b>1 902</b>	<b>1 327</b>	<b>473</b>	<b>-769</b>	<b>-1 901</b>	<b>-2 052</b>	<b>-5 391</b>	<b>-6 287</b>	<b>-6 284</b>	<b>-14 876</b>	<b>-14 965</b>	<b>-14 717</b>

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

Źródło: PSE S.A., ARE S.A.

Wykres nr 3

**Wynik prognozy bilansu mocy dla scenariusza modernizacyjnego BAT z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu**



- W rozpatrywanym scenariuszu w najbliższych pięciu latach nadwyżka mocy będzie wystarczająca dla pokrycia zapotrzebowania na moc, z zachowaniem wymaganego w IRiESP marginesu bezpieczeństwa, za wyjątkiem okresu jesiennego 2017 r. i zimowego 2018 r. Z zaprezentowanego bilansu mocy w KSE wynika niedobór wymaganej nadwyżki mocy we wrześniu 2017 r. na poziomie ok. 540 MW, natomiast w styczniu 2018 r. na poziomie ok. 100 MW. W okresach tych może wystąpić konieczność wykorzystania przez OSP bieżących środków zaradczych poprawy bilansu. Wystąpienie ekstremalnych warunków pogodowych lub skumulowanie wyłączeń awaryjnych w jednostkach wytwórczych może spowodować poważne trudności z pokryciem zapotrzebowania na moc w kraju.
- Krótkotrwała poprawa bilansu mocy następuje od 2019 r. Nadmiar wymaganej nadwyżki mocy przekracza w tym okresie 1300 MW. Jest to wynik przewidywanego oddania do użytkowania kilku jednostek wytwórczych, będących obecnie na etapie realizacji (Opole, Jaworzno, Stalowa Wola).
- Istotnym czynnikiem warunkującym bezpieczeństwo dostaw w rozpatrywanym okresie jest terminowe oddanie do eksploatacji będących obecnie w budowie jednostek wytwórczych.
- Bilans mocy dla lat 2020-2021 nie wskazuje na występowanie trudności z pokryciem zapotrzebowania na moc szczytową.
- W okresie 2025-2035 występuje poważny niedobór wymaganej nadwyżki mocy dostępnej dla OSP, niemożliwy do skompensowania przez operatorskie środki zaradcze, który pogłębia się z upływem lat. Pierwsze poważne niedobory mogą wystąpić już w 2023 r.

Decyzje inwestycyjne, mające zapobiec przewidywanemu w tym okresie deficytowi mocy, powinny być podejmowane już teraz, biorąc pod uwagę czas budowy dużych obiektów energetycznych, charakteryzujących się wysokimi wskaźnikami dyspozycyjności i zapewniającymi stabilne funkcjonowanie systemu dostaw.

- Ekstremalne warunki pogodowe, jak również kumulacja nieplanowanych wyłączeń awaryjnych bloków energetycznych, mogą ujawnić trudności ze zbilansowaniem mocy przed 2023 r.
- Wymagany przyrost mocy dla scenariusza modernizacyjnego BAT, umożliwiający zapewnienie odpowiedniego poziomu rezerwy, wynosi narastająco 21 900 MW (tabela nr 12).

Tabela nr 12

**Wymagany przyrost mocy dla scenariusza modernizacyjnego BAT (narastająco)**

<b>Rok</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>
Moc dodatkowa [MW]	0	1 300	5 800	14 900
Moc sumaryczna* [MW]	5 350	6 650	11 150	21 900

\* w sumarycznej wartości mocy uwzględniono JWCD (ok. 5,35 GW), dla których trwają lub mają być wkrótce rozpoczęte prace budowlane oraz elektrownię jądrową (do 1,65 GW, w zależności od wybranej technologii).

Tabela nr 13

**Bilans mocy dla scenariusza wycofań BAT, z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych w latach 2017-2021\* (w układzie rocznym) [MW]**

Lp.	Wyszczególnienie	2017			2018			2019			2020			2021		
		I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX
1	Moc osiągalna JWCD	24 811	24 811	24 811	24 769	24 399	25 299	24 884	27 161	27 161	25 371	25 371	25 371	21 381	21 381	21 381
2	Moc osiągalna nJWCD (bez FW i PV)	9 882	9 969	9 971	9 840	9 767	9 771	9 906	9 948	9 944	9 720	9 658	9 660	9 520	9 549	9 549
3	Moc osiągalna nJWCD - FW	5 764	5 928	5 983	6 069	6 171	6 317	6 497	6 697	6 843	7 005	7 029	7 038	7 421	7 803	8 186
4	Moc osiągalna nJWCD - PV	190	213	220	236	251	267	282	298	313	328	351	358	408	458	508
5	Moc osiągalna JWCD i nJWCD	40 647	40 921	40 985	40 914	40 588	41 654	41 569	44 104	44 261	42 424	42 409	42 427	38 730	39 191	39 624
6	Moc dyspozycyjna JWCD	22 652	22 131	20 871	22 043	21 774	21 643	23 167	23 945	23 684	24 140	22 770	21 720	19 865	19 865	18 981
7	Interwencyjna rezerwa mocy	830	830	830	830	830	830	830	830	830	0	0	0	0	0	0
8	Przewidywane obciążenie nJWCD (bez FW i PV)	5 967	3 100	3 838	5 941	3 037	3 761	5 981	3 093	3 827	5 869	3 003	3 719	5 748	2 969	3 676
9	Przewidywane obciążenie nJWCD - FW	576	593	598	607	617	632	650	670	684	701	703	704	742	780	819
10	Przewidywane obciążenie nJWCD - PV	0	114	0	0	134	0	0	159	0	0	188	0	0	245	0
11	Moc dyspozycyjna dostępna dla OSP	30 026	26 768	26 137	29 422	26 392	26 866	30 627	28 697	29 026	30 709	26 664	26 143	26 355	23 859	23 476
12	Usługa redukcji zapotrzebowania	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
13	Zapotrzebowanie na moc szczytową	25 860	22 970	23 380	26 377	23 607	23 847	26 893	24 243	24 315	27 410	24 880	24 782	27 922	25 512	25 245
14	Zapotrzebowanie na moc szczytową średniomiesięczne z dni roboczych	24 975	22 013	22 652	25 475	22 623	23 105	25 973	23 233	23 558	26 472	23 844	24 010	26 967	24 450	24 458
15	Wymagana przez OSP nadwyżka mocy	4 495	3 962	4 077	4 585	4 072	4 159	4 675	4 182	4 240	4 765	4 292	4 322	4 854	4 401	4 403
16	Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	5 051	4 755	3 485	4 147	3 969	3 961	4 854	5 664	5 669	4 437	3 020	2 333	-412	-391	-783
17	<b>Niedobór (-) / nadmiar (+) wymaganej nadwyżki mocy</b>	<b>555</b>	<b>793</b>	<b>-592</b>	<b>-439</b>	<b>-103</b>	<b>-198</b>	<b>179</b>	<b>1 482</b>	<b>1 428</b>	<b>-328</b>	<b>-1 272</b>	<b>-1 989</b>	<b>-5 266</b>	<b>-4 792</b>	<b>-5 185</b>

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

Źródło: PSE S.A., ARE S.A.

Tabela nr 14

**Bilans mocy dla scenariusza wycofań BAT, z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych w latach 2017-2035\* (w układzie pięcioletnim) [MW]**

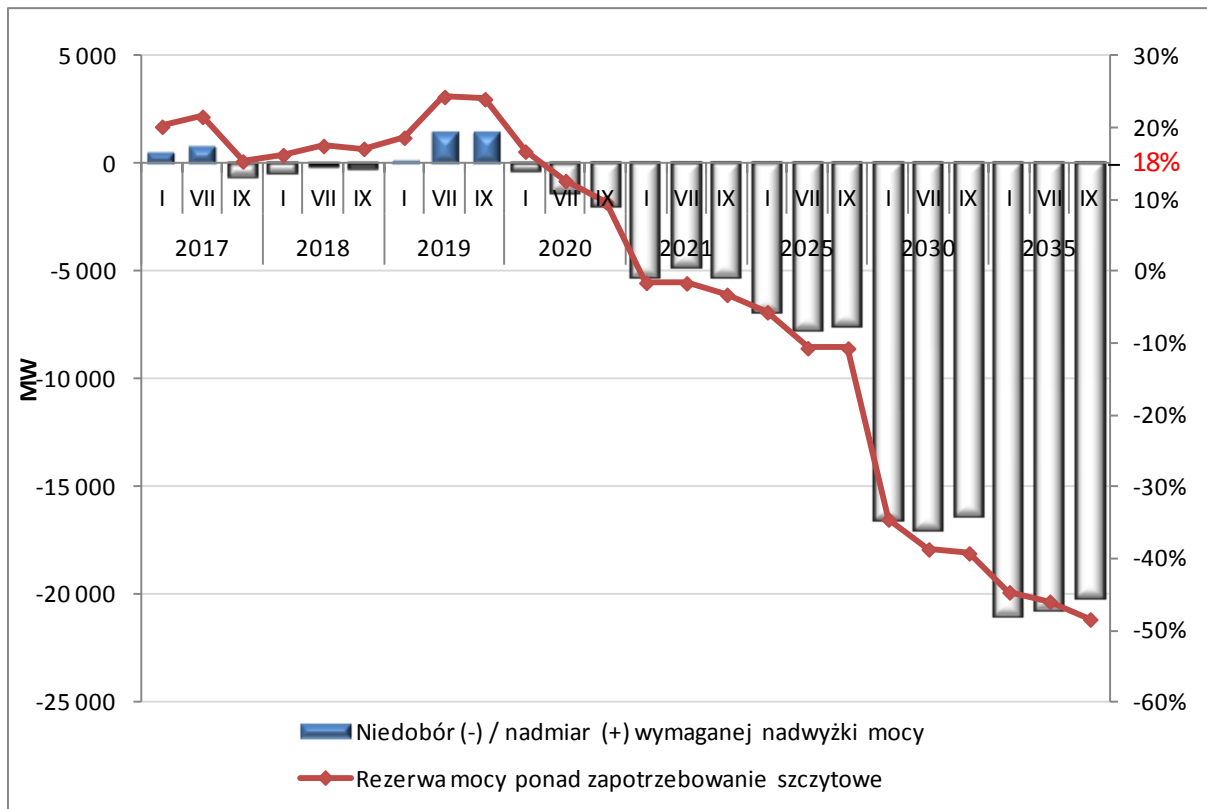
Lp.	Wyszczególnienie	2017			2020			2025			2030			2035		
		I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX	I	VII	IX
1	Moc osiągalna JWCD	24 811	24 811	24 811	25 371	25 371	25 371	21 772	21 772	21 772	14 379	14 379	14 379	12 338	12 338	12 338
2	Moc osiągalna nJWCD (bez FW i PV)	9 882	9 969	9 971	9 720	9 658	9 660	8 959	8 993	9 003	9 294	9 356	9 377	8 654	8 666	8 670
3	Moc osiągalna nJWCD - FW	5 764	5 928	5 983	7 005	7 029	7 038	8 568	8 640	8 664	11 334	11 397	11 418	13 696	13 971	14 063
4	Moc osiągalna nJWCD - PV	190	213	220	328	351	358	558	581	588	2 091	2 274	2 335	3 885	4 064	4 214
5	Moc osiągalna JWCD i nJWCD	40 647	40 921	40 985	42 424	42 409	42 427	39 857	39 986	40 027	37 098	37 406	37 509	38 573	39 039	39 285
6	Moc dyspozycyjna JWCD	22 652	22 131	20 871	24 140	22 770	21 720	20 850	19 844	18 918	13 670	12 883	12 399	11 712	11 009	10 696
7	Interwencyjna rezerwa mocy	830	830	830	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	Przewidywane obciążenie nJWCD (bez FW i PV)	5 967	3 100	3 838	5 869	3 003	3 719	5 409	2 796	3 466	5 612	2 909	3 609	5 225	2 694	3 337
9	Przewidywane obciążenie nJWCD - FW	576	593	598	701	703	704	857	864	866	1 133	1 140	1 142	1 370	1 397	1 406
10	Przewidywane obciążenie nJWCD - PV	0	114	0	0	188	0	0	311	0	0	1 219	0	0	2 175	0
11	Moc dyspozycyjna dostępna dla OSP	30 026	26 768	26 137	30 709	26 664	26 143	27 116	23 815	23 250	20 415	18 150	17 150	18 307	17 275	15 439
12	Usługa redukcji zapotrzebowania	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
13	Zapotrzebowanie na moc szczytową	25 860	22 970	23 380	27 410	24 880	24 782	29 970	28 040	27 096	32 590	31 220	29 465	34 620	33 740	31 300
14	Zapotrzebowanie na moc szczytową średniomiesięczne z dni roboczych	24 975	22 013	22 652	26 472	23 844	24 010	28 945	26 872	26 252	31 474	29 920	28 547	33 435	32 335	30 325
15	Wymagana przez OSP nadwyżka mocy	4 495	3 962	4 077	4 765	4 292	4 322	5 210	4 837	4 725	5 665	5 386	5 138	6 018	5 820	5 458
16	Nadwyżka mocy dostępna dla OSP	5 051	4 755	3 485	4 437	3 020	2 333	-1 629	-2 857	-2 802	-10 859	-11 570	-11 197	-14 928	-14 860	-14 686
17	<b>Niedobór (-) / nadmiar (+) wymaganej nadwyżki mocy</b>	<b>555</b>	<b>793</b>	<b>-592</b>	<b>-328</b>	<b>-1 272</b>	<b>-1 989</b>	<b>-6 840</b>	<b>-7 694</b>	<b>-7 527</b>	<b>-16 524</b>	<b>-16 955</b>	<b>-16 335</b>	<b>-20 947</b>	<b>-20 680</b>	<b>-20 144</b>

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

Źródło: PSE S.A., ARE S.A.

Wykres nr 4

**Wynik prognozy bilansu mocy dla scenariusza wycofań BAT  
z uwzględnieniem podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu**



- W rozpatrywanym scenariuszu w latach 2017-2019 nadwyżka mocy jest utrzymywana na wymaganym poziomie, jednak w niektórych okresach, szczególnie jesienno-zimowym 2017 i 2018 r., dla pokrycia zapotrzebowania na moc przez OSP może wystąpić konieczność zastosowania bieżących operatorskich środków zaradczych. Bilans mocy wskazuje na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego na granicy bezpieczeństwa w tym czasie.
- Wystąpienie ekstremalnych warunków pogodowych lub kumulacja wyłączeń awaryjnych bloków energetycznych, mogą w istotny sposób zagrozić bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej w tym okresie.
- Opóźnienia w harmonogramach oddawania do użytku nowobudowanych jednostek wytwórczych stanowią realne zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach 2018-2020.
- W 2020 r. niedobór wymaganej nadwyżki mocy w okresie jesiennym osiąga wartość prawie 2 000 MW – pomimo założenia, że wszystkie budowane obecnie jednostki wytwórcze będą oddane do użytku terminowo.
- Po 2020 r. mamy do czynienia z pogłębiającym się – w miarę rosnącego zapotrzebowania i wycofywania wyeksploatowanych i niespełniających wymogów środowiskowych jednostek wytwórczych – deficytem mocy. W 2021 r. niedobór mocy przekracza 5 000 MW i rośnie w kolejnych latach, osiągając w 2035 r. poziom ok. 21 000 MW.
- W rozpatrywanym scenariuszu wykazany w latach 2020-2035 deficyt mocy wytwórczych nie będzie mógł być pokryty dostępnymi dla OSP środkami zaradczymi.

- Wymagany przyrost mocy jest znacznie wyższy w porównaniu do scenariusza modernizacyjnego BAT i w całym rozpatrywanym okresie wynosi 28 000 MW (tabela nr 15).

Tabela nr 15

**Wymagany przyrost mocy dla scenariusza wycofań BAT (narastająco)**

Rok	2020	2025	2030	2035
Moc dodatkowa [MW]	700	7 200	16 700	21 000
Moc sumaryczna* [MW]	6 050	12 550	22 050	28 000

\* w sumarycznej wartości mocy uwzględniono JWCD (ok. 5,35 GW), dla których trwają lub mają być wkrótce rozpoczęte prace budowlane oraz elektrownię jądrową (do 1,65 GW, w zależności od wybranej technologii).

#### 1.4.2. Bilans energii elektrycznej

W tabelach nr 16 i 17 oraz na wykresach nr 4 i 5 przedstawiono bilans energii elektrycznej dla scenariusza modernizacyjnego BAT oraz scenariusza wycofań BAT. 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.

Tabela nr 16

**Prognoza bilansu energii elektrycznej  
dla scenariusza modernizacyjnego BAT [TWh]**

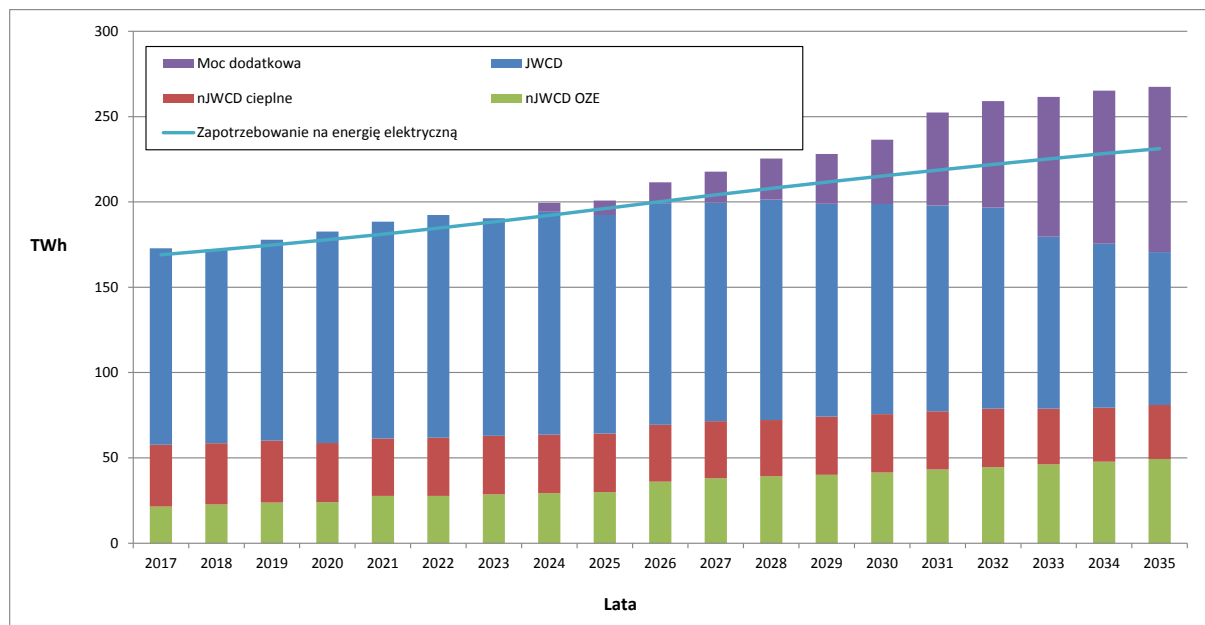
Lp.	Rok	2017	2020	2025	2030	2035
1	JWCD	115	124	128	123	90
2	Moc dodatkowa	0	0	8	38	97
3	nJWCD ciepłne	36	35	34	34	32
4	nJWCD OZE	21	24	30	41	49
<b>5</b>	<b>Razem</b>	<b>173</b>	<b>183</b>	<b>201</b>	<b>236</b>	<b>267</b>
6	Zapotrzebowanie na energię elektryczną	169	178	196	215	231

Źródło: PSE S.A.



Wykres nr 5

**Prognoza bilansu energii elektrycznej  
dla scenariusza modernizacyjnego BAT**



Źródło: PSE S.A.

Przeprowadzona analiza bilansowa dla scenariusza modernizacyjnego BAT wykazała, że przy prognozowanym średniorocznym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie 1,7 % sumaryczne zdolności generacji jednostek wytwórczych są wyższe, niż prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną w okresie do 2024 r. W następnych latach do pokrycia zapotrzebowania na energię niezbędne staje się zapewnienie dodatkowych mocy. Do zwymiarowania wolumenu potencjalnej produkcji ze źródeł dodatkowych założono roczny czas wykorzystania mocy na poziomie 6 500 h.

Tabela nr 17

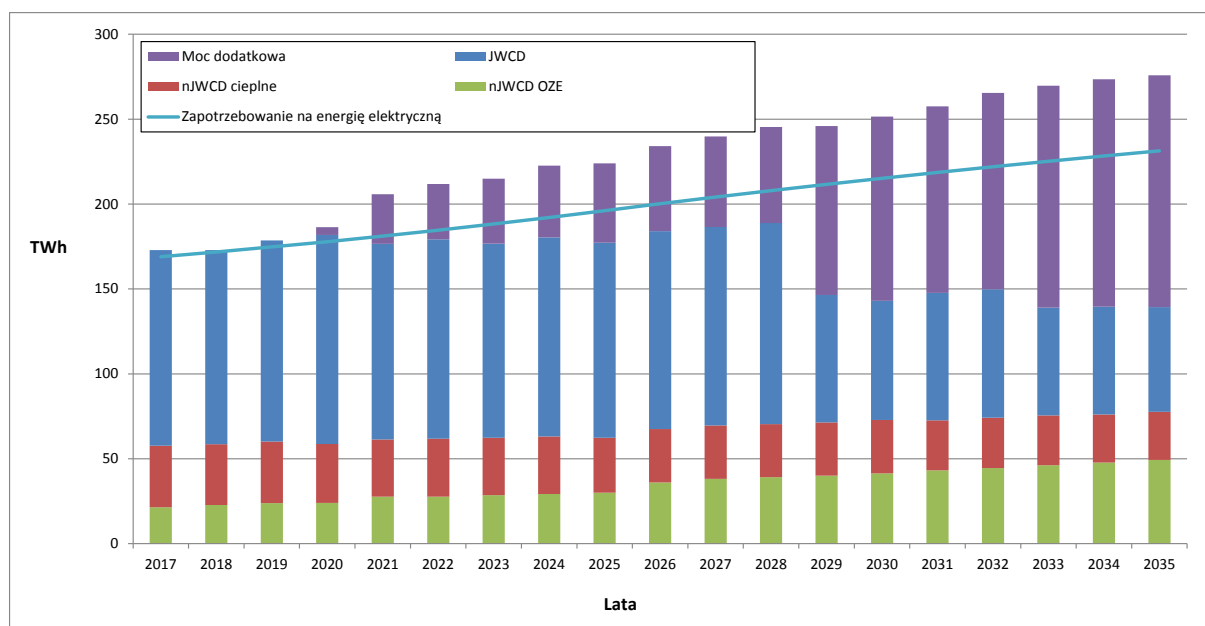
**Prognoza bilansu energii elektrycznej dla scenariusza wycofań BAT [TWh]**

Lp.	Rok	2017	2020	2025	2030	2035
1	JWCD	115	123	115	70	62
2	Moc dodatkowa	0	5	47	109	137
3	nJWCD ciepłne	36	35	32	31	28
4	nJWCD OZE	21	24	30	41	49
<b>5</b>	<b>Razem</b>	<b>173</b>	<b>186</b>	<b>224</b>	<b>252</b>	<b>276</b>
6	Zapotrzebowanie na energię elektryczną	169	178	196	215	231

Źródło: PSE S.A.

Wykres nr 6

### Prognoza bilansu energii elektrycznej dla scenariusza wycofań BAT



Źródło: PSE S.A.

W scenariuszu wycofań BAT warunki pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną nie są zagrożone jedynie do 2020 r. Po tym okresie niezbędnym staje się wprowadzenie do KSE dodatkowych mocy, wynikających ze zwymiarowania potrzeb. Do zwymiarowania wolumenu potencjalnej produkcji ze źródeł dodatkowych założono roczny czas wykorzystania mocy na poziomie 6 500 h.

## 2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2015-2016

W latach 2015-2016 warunki pracy krajowej sieci elektroenergetycznej były zbliżone do warunków występujących w latach ubiegłych. Mimo dosyć łagodnych okresów zimowych w przekroju omawianego okresu obserwowano nieznaczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Z kolei w okresach letnich odnotowano znaczny wzrost zapotrzebowania z powodu występowania długotrwałych fal upałów. Rekordowe zapotrzebowanie na moc elektryczną w szczycie rannym okresu letniego wystąpiło 30 czerwca 2016 r. i wyniosło 22 783 MW. Tak duże obciążenie nie wywołało zakłóceń pracy KSE dzięki pełnemu wykorzystaniu dostępnych mocy. Warunki napięciowe uległy poprawie, a poziom zapasu stabilności napięciowej wzrósł w wyniku rozpoczęcia rozruchu w 2016 r. bloku gazowo-parowego EC Włocławek (485 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 (Oddział Kalisz), PGE Dystrybucja (Oddział Warszawa), ENEA Operator (Oddział Poznań) oraz Tauron Dystrybucja (Oddział Wrocław). W odniesieniu do wcześniejszych okresów w części wymienionych obszarów warunki pracy sieci uległy poprawie ze względu na przeprowadzone modernizacje i nowe inwestycje.

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

- 1) odpowiednie planowanie prac remontowych i inwestycyjnych w sieci,
- 2) zmiana układu pracy wybranych fragmentów sieci,
- 3) zmiana grafików generacji wybranych jednostek wytwórczych,
- 4) zmiana salda wymiany międzynarodowej.

OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE. Często jednak odbywało się to kosztem przesunięcia w czasie części prac remontowych oraz wpływało na harmonogramy prac inwestycyjnych. Zmiany grafików generacji oraz wymiany międzysystemowej powodowały zwiększenie kosztów funkcjonowania KSE.

Ryzyko pozbawienia zasilania odbiorców na znacznym obszarze kraju może się pojawić w ekstremalnie trudnych warunkach pracy KSE, zwykle wtedy, gdy w okresie 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.

Największa anomalia w funkcjonowaniu KSE miała miejsce w 2015 r., kiedy to utrzymująca się od początku sierpnia fala upałów oraz niski stan głównych polskich rzek spowodowały pogorszenie warunków pracy urządzeń wytwórczych i sieci elektroenergetycznych. Dostępne dla OSP zdolności wytwórcze, na skutek zgłaszanej dużej niedyspozycyjności, uległy obniżeniu poniżej wielkości niezbędnych dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE. Stan dodatkowo pogarszała bezwietrzna pogoda, przy której generacja wiatrowa była bardzo niska. W zaistniałej sytuacji 9 sierpnia 2015 r. OSP ogłosił stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i wprowadził od 10 sierpnia ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii na obszarze całego kraju. Następnie Rada Ministrów w dniu 11 sierpnia 2015 r. przyjęła rozporządzenie w sprawie wprowadzenia

ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (Dz. U. 2015 r., poz. 1136). Zgodnie z tym rozporządzeniem ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej zostały wprowadzone od dnia 11 sierpnia 2015 r. od godziny 24:00 do dnia 31 sierpnia 2015 r. do godziny 24:00 na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej dla odbiorców energii elektrycznej o mocy umownej powyżej 300 kW.

Awarie sieciowe, jakie wystąpiły w okresie 2015-2016, miały z reguły charakter lokalny i były możliwe do likwidacji środkami będącymi w dyspozycji OSP i OSD. W tym okresie wystąpiły następujące awarie o charakterze obszarowym:

- 1) W okresie 9-11 stycznia 2015 r. z powodu silnych wichur w zachodniej części Polski wyłączonych awaryjnie zostało szereg linii 110 kV, przede wszystkim na obszarze ENEA Operator Oddział Zielona Góra i Szczecin. W najgorszym momencie zanotowano ograniczenia dla odbiorców w wysokości 145 MW.
- 2) W dniach 31 marca - 1 kwietnia 2015 r. z powodu silnych wichur w południowo-zachodniej Polsce zostało wyłączonych awaryjnie szereg linii 110 kV (głównie na terenie ENEA Operator Oddział Zielona Góra) oraz linie 220 kV zasilające SE Leśniów, tj. linie relacji Mikułowa-Gorzów oraz Żukowice. Jediną linią, która po stronie 220 kV zasilala rozdzielnię Leśniów była linia blokowa od bloku gazowo-parowego w EC Zielona Góra. Podczas tych wichur zanotowano w najgorszym momencie 160 MW ograniczeń dla odbiorców. Warto zaznaczyć, że gdyby nastąpiło wyłączenie ostatniej linii 220 kV Leśniów EC-Zielona Góra, powstałaby awaria na znacznym obszarze, ponieważ z powodu zbyt niskich napięć ograniczenia wprowadziłyby się samoistnie z dużym prawdopodobieństwem dla prawie całego obszaru ENEA Operator Oddział Zielona Góra.
- 3) W dniach 7-8 lica 2015 r. z powodu silnych wichur i burz, przechodzących głównie w okresie nocnym przez południowo-zachodnią Polskę, zostało wyłączonych awaryjnie szereg linii 220 kV: Leśniów-Mikułowa, Leśniów-Gorzów, Leśniów-Żukowice, Groszowice-Ząbkowice, Kopanina-Liskovec, Kopania-Wielopole, Kopanina-Halemba, Buczyna-Siersza tor 2, Bieruń-Komorowice, Buczyna-Koksochemia, Buczyna-Jamki, Koksochemia-Łosice, Buczyna-Skawina tor 1 oraz linia 400 kV Wielopole-Joachimów.
- 4) W dniach 18-19 lipca 2015 r. z powodu kolejnej fali wichur i burz, przechodzących przez Polskę, awaryjnie zostały wyłączone linie 220 kV: Wielopole-Moszczenica, Pątnów-Czerwonak, Włocławek-Olsztyn oraz linie 400 kV: Łagisza-Rokitnica, Dobrzeń-Pasikowice. Z tych samych przyczyn w dniu 25 lipca 2015 r. wyłączona została linia 220 kV Pątnów-Czerwonak i AT-4 220/110 kV 275 MVA w stacji Pabianice.
- 5) W dniu 7 września 2016 r. o godzinie 10:33 nastąpiło samoczynne wyłączenie rozdzielni 220 kV Adamów. Układ pracy przywracano w kolejności: linia Pabianice (zał. 10:46), linia Konin t.2 (zał. 10:46), linia Konin t.1 (zał. 10:47), AT-1 220/110 kV 160 MVA (zał. g.10:47), generator 3 120 MW (synchronizacja. 12:12), generator 4 120 MW (synchronizacja. 13:46), generator 5 120 MW (synchronizacja. 14:32) oraz sprzęgło (zał. 10:46). Przyczyną wyłączenia było przypadkowe pobudzenie automatyki LRW.

Aktualnie najbardziej zagrożony przerwami w dostawie energii jest obszar sieci 110 kV w rejonie stacji Ostrów. Awaryjne wyłączenie AT 1 400/110 kV w tej stacji powoduje znaczne obniżenie napięć w sieci 110 kV i przeciążenia tej sieci w kierunku stacji Adamów, Konin i Pasikowice w kierunku stacji Ostrów. W okresie zimowym odciążenie linii można uzyskać poprzez załączenie podziałów z kierunku ODM Warszawa i Katowice, jednak nie ma

możliwości podwyższenia napięcia do poziomów dopuszczalnych w stanach awaryjnych. Z kolei w okresie letnim same działania w kierunku likwidacji przekroczeń prądowych poprzez rekonfigurację sieci 110 kV są nieskuteczne, a odciążenie linii jest możliwe jedynie poprzez wprowadzenie ograniczeń zasilania odbiorców.

Obszarem zagrożonym ryzykiem pozbawienia zasilania odbiorców pozostaje obszar północnej części KSE (na północ od Płocka). Zagrożenie to związane jest z mniejszą, w stosunku do części południowej, liczbą źródeł wytwarzania oraz mniejszą gęstością sieci elektroenergetycznej. Awaria w tym rejonie może spowodować utratę stabilności napięciowej na znacznym obszarze. Zainstalowane statyczne źródła mocy biernej w północnej i centralnej części KSE (łącznie 684 Mvar) oraz zwiększone zdolności wytwórcze mocy biernej w ESP Żarnowiec poprawiły bilans mocy biernej w tym rejonie i znacznie zmniejszyły zagrożenie taką awarią.

Wzrost poziomu zapasu stabilności napięciowej nastąpił po uruchomieniu bloku gazowo-parowego EC Włocławek. We wrześniu 2016 r. – w związku ze zdiagnozowanymi usterkami, blok ten był odstawiony w celu ich likwidacji. Zakończenie prac remontowych oraz ruchu próbnego nastąpiło pod koniec czerwca 2017 r. Dalszy wzrost zapotrzebowania na moc w KSE, bez zwiększenia w północnej części kraju liczby i mocy źródeł wytwórczych oraz odpowiedniej rozbudowy sieci, spowodować może ponowne zwiększenie zagrożenia awarią.

Dużym problemem ruchowym w KSE, mogącym w ekstremalnych stanach jego pracy wpłynąć niekorzystnie na bezpieczeństwo, są tzw. przepływy kołowe mocy z systemu niemieckiego poprzez polski do czeskiego i słowackiego. Przepływy te dociążają linie międzysystemowe 400 kV i 220 kV, 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 z energetyki odnawialnej na terenie Niemiec. Dla przeciwdziałania tego typu zagrożeniom uruchomiono na liniach 400 kV Mikułowa-Hagenwerder przesuwniki fazowe (PST). Przy wysokich narzutach z systemu niemieckiego możliwości regulacyjne PST w Mikułowej są ograniczone ze względu na dociążenie linii 220 kV Krajnik-Vierraden – każde 100 MW odciążania linii 400 kV powoduje dociążenie linii 220 kV o 40 MW. Z kolei wyłączenie dwóch torów linii 220 kV Krajnik-Vierraden zwiększa obciążenie dwutorowej linii 400 kV Mikułowa-Hagenwerder, ograniczając możliwości „odpychania mocy” z systemu niemieckiego.

Nowym zjawiskiem, którego skutki nasiliły się w ostatnich latach, jest zmiana rozpliwów mocy w skali całego kraju w okresach wysokiej generacji energii z farm wiatrowych, zlokalizowanych w większości na północy kraju. W stanach tych w związku z koniecznością obniżenia generacji w jednostkach ciepłych, południowy obszar KSE z obszaru o nadwyżce generacji staje się obszarem importującym moc (nawet ponad 1 000 MW). Stan ten powoduje, że dociążane są linie 220 kV w rejonie Częstochowy (relacje Joachimów-Łagisza, Joachimów-Kielce). Dla ochrony linii 220 kV w trybie operatywnym wprowadza się układy specjalne pracy sieci NN. Docelowo PSE S.A. uwzględni 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 kV a 220 kV.

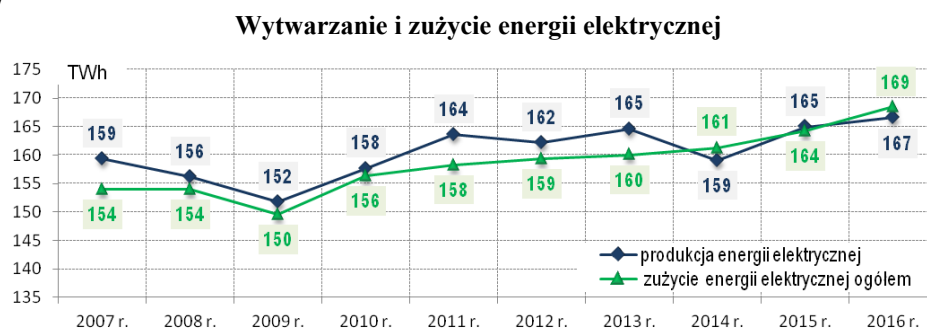
### 3. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania źródłami

#### 3.1. Krajowi wytwórcy energii elektrycznej

W 2016 r. w Polsce wyprodukowano 166,6 TWh energii elektrycznej, czyli nieznacznie więcej (o 1,7 TWh; tj. o 1 %) niż rok wcześniej.

Zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło wyższy poziom 168,6 TWh, dając przyrost w zestawieniu z rokiem poprzednim o 2,4 %. Tym samym zużycie energii elektrycznej w 2016 r. przewyższyło (o około 2 TWh, tj. o 1,2 %) poziom produkcji. Pozostałą część zapotrzebowania, podobnie jak w 2014 r., pokrył import energii. Zarówno w 2016 r. jak i w 2014 r., po blisko dwudziestu pięciu latach przerwy, import energii elektrycznej był wyższy od eksportu. Niekorzystny bilans to głównie efekt relacji cenowych pomiędzy Polską i krajami sąsiadującymi. Ceny hurtowe energii w Polsce pozostały wyższe od cen na rynkach sąsiadujących (szwedzkim, niemieckim, czeskim i słowackim), a po uruchomieniu połączenia Litwy ze Szwecją – również na Litwie. Głównym kierunkiem importu energii elektrycznej była Szwecja.

Wykres nr 7



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

W 2016 r. 87,6 % wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Pozostaje to więc nadal dominująca grupa wytwórców. Z elektrowni ciepłych zawodowych pochodziło 84,3 % energii, a tylko około 1,4 % z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu energii zwiększył się do 5,9 %.

Kluczowa grupa elektrowni ciepłych zawodowych wygenerowała mniej energii niż rok wcześniej, na co wpłynęło ograniczenie produkcji w oparciu o węgiel brunatny (o 1 895 GWh, tj. o 3,6 %) i bardzo silne wyhamowanie produkcji w procesie współspalania biomasy i biogazu z węglem (o 2 182 GWh, tj. o 54,9 %). Główną przyczyną spadku produkcji z węgla brunatnego był mniejszy poziom produkcji w Elektrowni Bełchatów, który wynikał przede wszystkim z:

- krótszego czasu pracy bloku nr 1 (zmniejszenie do 1 500 godzin w 2016 r. – zgodnie ze szczególnymi wymaganiami przewidzianymi dla źródeł szczytowych w ramach dyrektywy IED). Blok nr 1 od 2016 r. pracuje w trybie szczytowym <sup>1</sup>.
- remontów planowanych i modernizacji (bloki nr 3, 6 i 10)
  - blok nr 3 - remont średni od 15 lutego 2016 r. do 1 lipca 2016 r.;
  - blok nr 6 - remont średni od 28 marca 2016 r. do 23 maja 2016 r.;
  - blok nr 10 - modernizacja od 15 sierpnia 2015 r. do 7 maja 2016 r.

Ograniczenie produkcji w procesie współspalania z węglem wynikało z obniżenia wytwarzania z uwagi na nadpodaż zielonych certyfikatów, ich niższe ceny oraz ograniczenie w nowej ustawie OZE systemu wsparcia dla tej technologii (do ½ certyfikatu). We wszystkich pozostałych grupach elektrowni zawodowych ciepłych produkcja energii elektrycznej wzrosła, najdynamiczniej w elektrociepłowniach opalanych gazem ziemnym (o 546 GWh, tj. o 10,9 %)

Wyraźnie więcej energii elektrycznej wygenerowała grupa elektrociepłowni przemysłowych (o 1 471 GWh, tj. 17,5 %) oraz pozostałe elektrownie (o 1 649, tj. o 18,1 %).

Tabela nr 18

**Dynamika i struktura wytwarzania energii elektrycznej**

Wyszczególnienie	2015	2016	Dynamika (2016/2015)	2015	2016
	GWh		%	%	
<b>Wytwarzanie ogółem w kraju</b>	<b>164 907</b>	<b>166 567</b>	<b>101,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe</b>	<b>147 409</b>	<b>145 949</b>	<b>99,0</b>	<b>89,4</b>	<b>87,6</b>
<i>w tym:</i>					
- Elektrownie zawodowe ciepłne	142 250	140 349	98,7	86,3	84,3
z tego: - węgiel kamienny	76 534	78 376	102,4	46,4	47,1
<i>w tym: elektrociepłownie</i>	17 509	17 695	101,1	10,6	10,6
- węgiel brunatny	52 977	51 082	96,4	32,1	30,7
- gaz ziemny	5 031	5 577	110,9	3,1	3,3
- biomasa	3 731	3 731	100,0	2,3	2,2
- współspalanie biomasy/biogazu	3 976	1 794	45,1	2,4	1,1
- Elektrownie zawodowe wodne	2 186	2 336	106,8	1,3	1,4
<b>Elektrociepłownie przemysłowe</b>	<b>8 382</b>	<b>9 853</b>	<b>117,5</b>	<b>5,1</b>	<b>5,9</b>
<b>Elektrownie pozostałe</b>	<b>9 116</b>	<b>10 765</b>	<b>118,1</b>	<b>5,5</b>	<b>6,5</b>
<b>Wytwarzanie OZE (z wiersza ogółem)</b>	<b>22 679</b>	<b>22 793</b>	<b>100,5</b>	<b>13,8</b>	<b>13,7</b>
<i>z tego: wiatr</i>	10 903	12 586	115,4	6,6	7,6
<i>woda</i>	1 832	2 140	116,8	1,1	1,3
<i>biomasa</i>	4 550	4 569	100,4	2,8	2,7
<i>biomasa (układ hybrydowy)</i>	189	281	148,6	0,1	0,2
<i>współspalanie biomasy/biogazu</i>	4 291	2 071	48,3	2,6	1,2
<i>biogaz</i>	858	1 021	119,0	0,5	0,6
<i>słońce</i>	56,6	124,1	219,2	0,034	0,075
<i>inne OZE</i>	-	1,2	x	x	0,001

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 – 78,9 %. Struktura wytwarzania według nośników w 2016 r. przedstawiała się następująco:

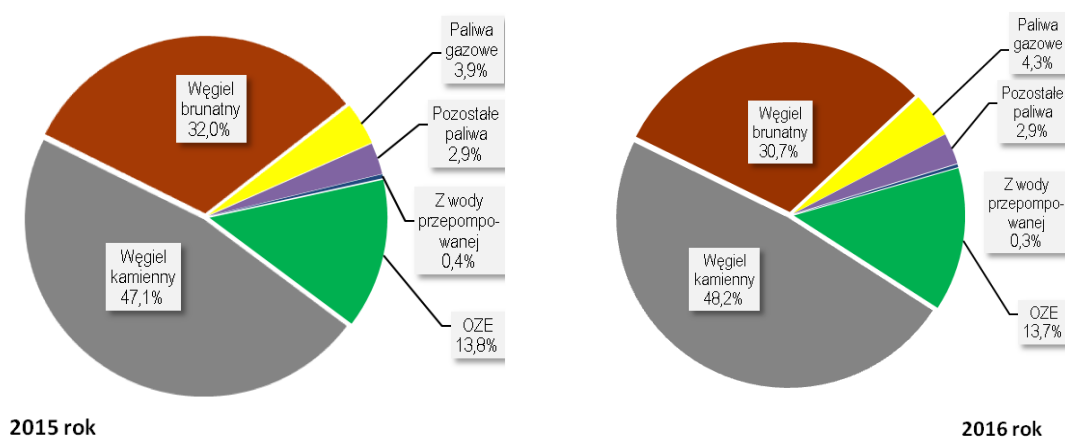
<sup>1)</sup> Sprawozdanie Zarządu z działalności PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE za 2016 r.

- 1) węgiel kamienny - około 48,2 %;
- 2) węgiel brunatny - około 30,7 %;
- 3) paliwa gazowe - 4,3%;
- 4) woda przepompowana - około 0,3 %;
- 5) OZE - 13,7 %;
- 6) pozostałe paliwa - 2,9 %.

Strukturę wytwarzania energii elektrycznej według nośników przedstawia wykres nr 8.

Wykres nr 8

### Struktura wytwarzania energii elektrycznej według nośników



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

Udział OZE w generacji energii elektrycznej w obu latach ukształtował się na zbliżonym poziomie, a brak zmiany wynikał ze stagnacji produkcji dla tych źródeł. W 2016 r. produkcja z odnawialnych źródeł energii pozostała praktycznie na poziomie roku poprzedniego. Przyczyną było wyraźne ograniczenie, o ponad połowę, energii uzyskiwanej w procesie współspalania biomasy z węglem.

Rozwój OZE, związany ze 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”. Odnawialne źródła energii w Polsce nie są bowiem obecnie konkurencyjne w stosunku do jednostek konwencjonalnych i mogą się rozwijać jedynie dzięki wsparciu. 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 poszczególnych technologiach OZE w 2016 r. wytworzono następujące ilości energii elektrycznej:

- 1) w energetyce wiatrowej - 12 585,6 GWh (dynamika 115,4 %), od 2013 r. jest to dominujące źródło energii „zielonej” w Polsce, którego udział w generacji OZE w 2016 r. przekroczył 55 %;

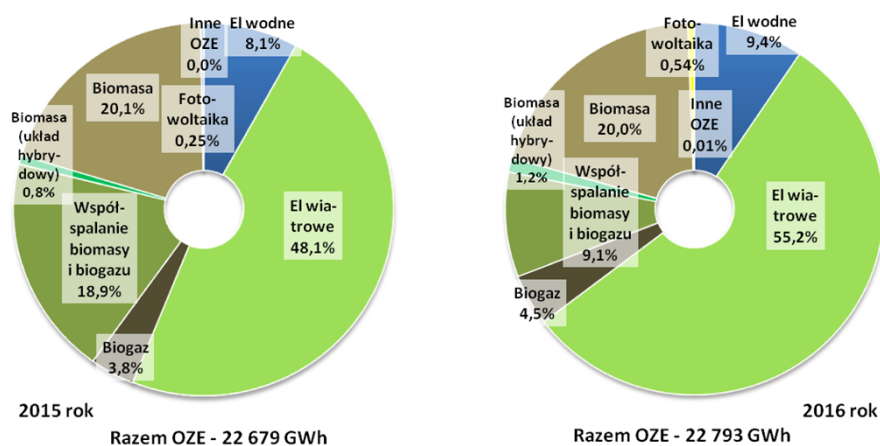


- 2) w biomasowych kotłach dedykowanych (łącznie z układami hybrydowymi) - 4 850,1 GWh, co stanowiło 21,3 % w strukturze wytwarzania OZE. W zestawieniu z 2015 r. produkcja wzrosła o 2,3 %;
- 3) z wody - 2 139,6 GWh, (9,4 % w strukturze), produkcja wzrosła w zestawieniu z rokiem poprzednim o 16,8 %, co wynikało z korzystniejszych warunków hydrologicznych, szczególnie w drugiej połowie roku;
- 4) w technologii współspalania z węglem - 2 070,9 GWh (9,1 % w strukturze). Od 2008 r. do 2012 r. był to lider generacji „zielonej energii”. W analizowanym okresie odnotowano istotny spadek produkcji (o 51,7 %), który, jak już wspomniano, wynikał z wygaszania wytwarzania z uwagi na nadpodaż zielonych certyfikatów, ich niższe ceny oraz ograniczenie w nowej ustawie o OZE systemu wsparcia dla tej technologii (do ½ certyfikatu);
- 5) w źródłach fotowoltaiki - 124,1 GWh, był to przeszło dwukrotny wzrost wytwarzania w zestawieniu z rokiem poprzednim i blisko osiemdziesięciokrotny w odniesieniu do 2013 r. Udział tej stosunkowo nowej technologii wytwarzania energii w strukturze OZE pozostawał jednak nadal niewielki (0,54 %).

Strukturę wytwarzania energii elektrycznej z OZE przedstawia wykres nr 9.

Wykres nr 9

#### Struktura wytwarzania energii elektrycznej z OZE



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

Wytwórcami energii elektrycznej w oparciu o węgiel brunatny w energetyce zawodowej są<sup>2)</sup>:

- 1) Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., która jest dominującym wytwórcą energii w tej technologii (blisko 73 % generacji na węglu brunatnym w kraju), a generacja odbywa się w:
  - Elektrowni Bełchatów (5 298 MW mocy zainstalowanej),
  - Elektrowni Turów (1 499 MW),

<sup>2)</sup> Raporty grup energetycznych - dane na koniec grudnia 2016 r.

- Elektrociepłowni Zgierz (39 MW);
- 2) Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.:
- Elektrownia Adamów (600 MW),
  - 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 tej Grupie jest głównie spółka TAURON Wytwarzanie S.A., w skład której wchodzi:

- Elektrownia Jaworzno III (1 345 MW),
- Elektrownia Łaziska (1 155 MW),
- Elektrownia Łagisza (820 MW),
- Elektrownia Siersza (666 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 Blachownia (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),
- oraz elektrociepłownie zawodowe, m.in.:
- Zawodowa Elektrociepłownia Bydgoszcz (227 MW),
  - Elektrociepłownia Pomorzany (134 MW);

- 3) EDF Polska S.A. – do grupy należą:

- Elektrownia Rybnik (1 840 MW), jako jedna z większych elektrowni systemowych oraz kilka elektrociepłowni zawodowych, m.in.:
- Elektrociepłownia Kraków Łęg (460MW),
- Elektrociepłownia Wrocław (263 MW),
- Elektrociepłownia Czechnica (100 MW),
- Elektrociepłownia Gdańsk 2 (221 MW),
- Elektrociepłownia Gydnia 3 (110 MW);

- 4) Grupa Kapitałowa ENEA S.A.,:

- El. Koziencice o mocy zainstalowanej (2 960 MW),
- oraz elektrociepłownia Białystok (204 MW);

- 5) Grupa ENGIE Energia Polska S.A.<sup>3)</sup> z Elektrownią Połaniec (1 607 MW), która od marca 2017 r. weszła w skład Grupy ENEA S.A.;
- 6) 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.:
  - Elektrociepłownia Lublin Wrotków (247 MW),
  - Elektrociepłownia Rzeszów (132 MW),
  - Elektrociepłownia Gorzów (98 MW) – 31 stycznia 2017 r. przekazano do eksploatacji blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej 138 MW,
- 2) EDF Polska S.A. - Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. (198 MW);
- 3) Elektrociepłowni Nowa Sarzyna Sp. z o.o. (112,8 MW).

W grupie elektrowni ciepłych zawodowych biomasowych w 2016 r. energię wytwarzały:

- 1) Grupa ENGIE Energia Polska S.A. - El. Połaniec - Zielony BLOK (230 MW) – od marca 2017 r. wchodzi w skład Grupy ENEA S.A.;
- 2) Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.:
  - Elektrociepłownia Szczecin (69 MW),
  - Elektrociepłownia Kielce BM (6,7 MW);
- 3) Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A.:
  - Elektrownia Jaworzno II BM (50 MW),
  - Elektrownia Stalowa Wola BM (30 MW),
  - Elektrociepłownia Tychy BM (40 MW);
- 4) Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. - Elektrownia Konin KONG (55 MW);
- 5) Veolia Energia Łódź S.A. - Ec Łódź 4 BM (48 MW);

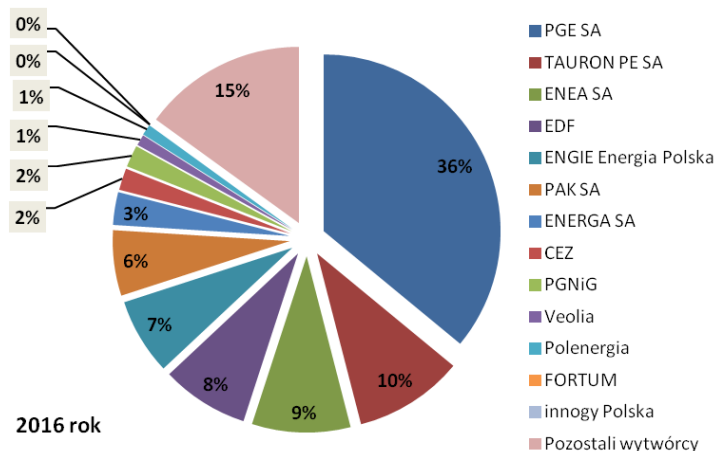
Największym producentem energii elektrycznej w Polsce jest Grupa Kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., która w 2016 r. wygenerowała 36 % wolumenu. Drugie miejsce, ze znacznie mniejszym udziałem (przekraczającym 10 %) zajmowała Grupa Kapitałowa TAURON Polska Energia S.A. Do liczących się podmiotów na polskim rynku energii elektrycznej należą także: Grupa Kapitałowa ENEA S.A., EDF Polska S.A., Grupa ENGIE Energia Polska S.A. (w marcu 2017 r. zakupiona przez Grupę ENEA S.A.), Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin, S.A. i Grupa Kapitałowa ENERGA S.A.

---

<sup>3)</sup> Dawniej Grupa GDF SUEZ

Wykres nr 10

**Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2016 r.**

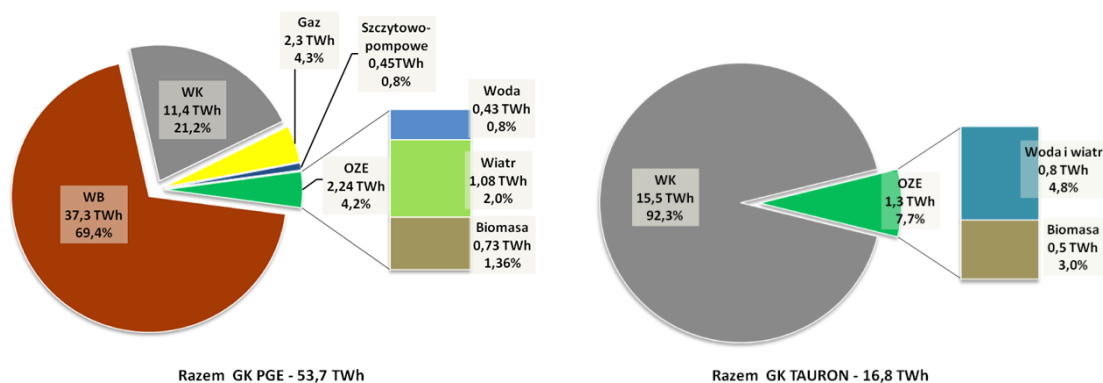


Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r.

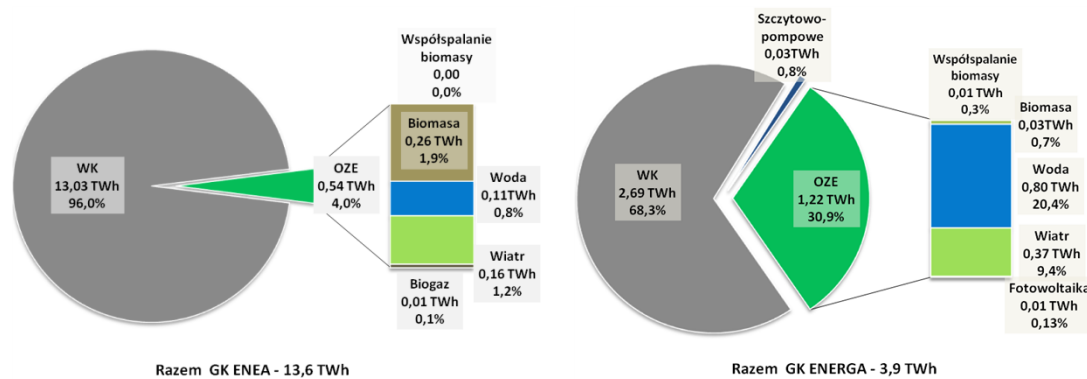
W 2016 r. cztery główne polskie grupy energetyczne: GK PGE, GK TAURON, GK ENEA oraz GK ENERGA wprowadziły do sieci około 58 % energii elektrycznej w kraju. W GK PGE zdecydowaną większość energii (blisko 70 %, tj. 37,3 TWh) generowano w oparciu o węgiel brunatny (WB). Pozostałe trzy grupy w obszarze energetyki konwencjonalnej wytwarzały energię z węgla kamiennego (WK). W technologiach źródeł odnawialnych grupy te wytworzyły w sumie ponad 6,1 TWh energii (tj. od 0,5 TWh do ponad 2,2 TWh), co wynosiło od 4 % do blisko 31 % wolumenu ich produkcji<sup>4)</sup>. Szczegółowe informacje, dotyczące struktury wytwarzania w omawianych grupach energetycznych, przedstawia wykres poniżej.

Wykres nr 11

**Struktura wytwarzania energii elektrycznej netto w czterech polskich grupach energetycznych w 2016 r. (w przypadku GK ENERGA wytwarzanie brutto)**



<sup>4)</sup> Dane pochodzą z raportów niezależnych od badań statystycznych



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

### 3.2. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą

Krajowy System Elektroenergetyczny współpracuje synchronicznie z systemami krajów Europy kontynentalnej ENTSO-E oraz asynchronicznie z systemem szwedzkim, poprzez kabel podmorski prądu stałego, systemem litewskim poprzez wstawkę prądu stałego i systemem UPS/IPS na granicy wschodniej. Połączenia Polski z krajami sąsiednimi obejmują kilkanaście międzysystemowych linii transgranicznych (na napięciach 110 kV, 220 kV, 400 kV oraz 750 kV), z czego dwie linie są wyłączone. W chwili obecnej linie energetyczne Białystok-Roś (Polska-Białoruś) oraz Rzeszów-Chmielnicka (Polska-Ukraina) nie są wykorzystywane.

Wymianę międzysystemową energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2015-2016 (GWh) przedstawia tabela nr 19. Saldo wymiany energii elektrycznej między Polską a sąsiednimi krajami wyniosło 2 006 GWh (export).

Tabela nr 19

**Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej z poszczególnymi krajami w latach 2015-2016 (GWh)**

Lp.	Wyszczególnienie	2015			2016		
		Pobór	Oddanie	Saldo	Pobór	Oddanie	Saldo
1.	Białoruś	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.	Czechy	208,0	9 764	-9 556,7	505,2	7 193,2	-6 688,0
3.	Litwa	13,8	64,5	-50,7	1 033,5	440,1	593,4
3.	Niemcy	10 658,9	17,4	10 641,5	8 753,9	14,9	8 739,0
4.	Słowacja	0,1	4 925,8	-4 925,7	3,1	4 187,0	-4 183,9
5.	Szwecja	3 511,7	20,2	3 491,5	2 763,6	175,5	2 588,1
6.	Ukraina	66,5	0,0	66,5	957,4	0,0	957,4
7.	<b>Razem</b>	<b>14 459,0</b>	<b>14 792,5</b>	<b>-333,5</b>	<b>14 016,7</b>	<b>12 010,7</b>	<b>2 006,0</b>

Źródło: PSE S.A.

Aktualny stan wymiany energii elektrycznej z zagranicą w latach 2015-2016, na poszczególnych liniach międzysystemowych, przedstawia tabela nr 20.

Tabela nr 20

**Wymiana energii elektrycznej z zagranicą w latach 2015-2016 (GWh)  
na poszczególnych liniach - przepływy fizyczne**

Wyszczególnienie	2015			2016		
	Pobór	Oddanie	Saldo	Pobór	Oddanie	Saldo
<b>Wymiana równoległa</b>	<b>10 727,3</b>	<b>14 052,5</b>	<b>-3 325,3</b>	<b>8 877,9</b>	<b>11 018,7</b>	<b>-2 140,7</b>
Krosno-Lemesany(400kV)	136,0	4 925,8	-4 925,7	3,1	4 186,9	-4 183,9
Albrechice-Dobrzeń	20,7	3 178,2	-3 127,6	9,7	2 504,9	-2 495,2
Nosowice-Wielopole (400 kV)	138,0	4 423,9	-4 423,7	0,9	3 291,3	-3 290,4
Hagenverder-Mikulowa (400kV)	7 556,3	157,0	7 556,1	7 217,3	2,6	7 214,9
Liskovec-Kopanina-Bujaków (220kV)	47,4	1537,2	-1489,8	110,4	1020,6	-910,2
Vierraden-Krajnik (220 kV)	3 102,6	17,2	3 085,4	1 536,5	12,4	1524,1
<b>Wymiana nierównoległa</b>	<b>3 731,7</b>	<b>740,1</b>	<b>2 991,7</b>	<b>5 138,8</b>	<b>992,1</b>	<b>4 146,7</b>
Triniec-Mnisztwo-Ropice (100KV)	0,0	281,2	--281,2	0,0	122,6	-122,6
Porici-Bogoszów (110 KV)	50,3	13,3	37,0	309,4	88,9	220,5
Nachod-Kudowa (110 KV)	89,5	0,02	89,5	74,8	0,0	74,8
Darkow-Pogwizdów (110 KV)	0,0	360,9	-360,9	0,0	164,9	-164,9
Neueibau-Turów (110 KV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elk-Alytus	13,8	64,5	-50,7	1 033,5	440,1	593,4
Starno-Słupsk (DC 450kV)	3 511,7	20,2	3 491,5	2 763,6	175,5	2 588,1
Roś-Białystok (220 kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dobrotwór-Zamość (220kV)	66,5	0,0	66,5	957,4	0,0	957,4
Brześć-Wolka Dobryńska (110kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Razem</b>	<b>14 459,0</b>	<b>14 792,5</b>	<b>-333,5</b>	<b>14 016,7</b>	<b>12 010,7</b>	<b>2 006,0</b>

Źródło: PSE S.A.

W celu zwiększenia możliwości importu oraz eksportu energii elektrycznej, PSE S.A. przeprowadziła w ostatnich latach inwestycje sieciowe. Na kierunku litewskim realizowano połączenie Polska-Litwa (500 MW), którego pierwszy etap został zakończony w 2015 r. Na kierunku niemieckim planuje się kontynuację montowania przesuwników fazowych, zapobiegających przepływowi kołowym, wywołanym przez niemiecką energetykę wiatrową. W okresie do 2020 r. PSE S.A. planuje zwiększenie możliwości eksportowych do 4 600 MW, a importowych do 3 820 MW. W tym okresie planowane jest zakończenie drugiego etapu połączenia Polska-Litwa (o docelowej mocy 1 000 MW). Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami w okresie ostatnich lat przedstawia tabela nr 21.

Tabela nr 21

**Saldo fizycznych przepływów energii elektrycznej z sąsiadującymi systemami [GWh]**

Rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Saldo przepływów fizycznych energii elektrycznej	-5 358	-684	-2 195	-1 355	-5 243	-2 841	-4 521	2 167	-333	2 006
Pobór (import)	7 752	9 020	7 399	6 309	6 779	9 803	7 801	13 509	14 459	14 016
Oddanie (eksport)	13 110	9 704	9 595	7 664	12 023	12 644	12 323	11 342	14 792	12 010

Źródło: PSE S.A.

W 2016 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 7,8 % całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 6,7 % rozchodu

energii elektrycznej, podczas gdy w 2015 r. oba te parametry były na zbliżonym poziomie i oscylowały wokół 8 % przychodu i rozchodu energii elektrycznej.

W latach 2007-2013 Polska była eksporterem netto energii elektrycznej – saldo wymiany transgranicznej było dodatnie. W 2014 r. po raz pierwszy od 1990 r. wystąpiło ujemne saldo w wymianie międzysystemowej energii elektrycznej, które wyniosło 2 167 GWh. W kolejnym 2015 r. Polska wróciła na pozycję eksportera, z wynikiem 333 GWh – wynik ten jednak wydaje się być zdarzeniem jednorazowym. W kolejnym 2016 r. import znowu był większy od eksportu, a różnica wyniosła 2006 GWh. Nie należy jednak utożsamiać tej wielkości z rzeczywistym zakupem energii za granicą, ponieważ w dużej części były to nieplanowane przepływy energii, spowodowane dużą generacją energii wiatrowej w Niemczech. Jest to 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 2007-2016 silnie ograniczony. Sytuacja uległa częściowej poprawie w 2016 r., kiedy uruchomiono przesuwniki fazowe, co pozwoliło na częściowe ograniczenie niekontrolowanych przepływów energii. Bilans handlowy – saldo wymiany energii elektrycznej w latach 2012-2016 (GWh) przedstawia wykres nr 10, zaś dynamikę importu handlowego energii elektrycznej w latach 2015-2016 – tabela nr 22.

Wykres nr 12

**Bilans handlowy - saldo wymiany energii elektrycznej w latach 2012-2016 (GWh)**



Źródło: URE, PSE S.A.

Tabela nr 22

**Dynamika importu handlowego energii elektrycznej w latach 2015-2016**

Wyszczególnienie	Jedn.	2015	2016	Dynamika (2015=100%)
Import handlowy energii (przepływy handlowe)	GWh	2762	5 313	186,6
Udział importu w pokryciu krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną)	%	1,7	3,2	-

Źródło: URE.

W rezultacie jedynymi regularnie dostępnymi na warunkach rynkowych połączeniami transgranicznym był SwePol Link na przekroju polsko-szwedzkim oraz połączenie Polska -Litwa. W odróżnieniu od pozostałych połączeń transgranicznych KSE handlowy obrót

energią elektryczną za pośrednictwem tych połączeń odbywał się za pośrednictwem RDN na TGE.

W 2016 r. eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 2 493 GWh i zmniejszył się o ok. 5 % w porównaniu do roku poprzedniego. Import handlowy energii elektrycznej wzrósł (o około 48 %) w stosunku do 2015 r., z około 2,76 TWh do 5,31 TWh, uzyskując najwyższy poziom w latach 2011-2016. Import w 2016 r. był realizowany ze Szwecji, Litwy, Ukrainy oraz Czech.

Udział energii elektrycznej pochodzącej z importu, w pokryciu krajowego zapotrzebowania, wzrósł w analizowanym okresie z 1,7 % w 2015 r. do 3,2 % w 2016 r.

### 3.3. Możliwość dysponowania krajowymi źródłami wytwórczymi.

Operator Systemu Przesyłowego, wypełniając zapisy ustawy PE, podejmuje działania, które mają na celu zapewnienie bezpieczeństwa pracy KSE. Przepisy nakładają na OSP obowiązek dysponowania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych, o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do skoordynowanej 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 23 przedstawia strukturę mocy zainstalowanej KSE oraz mocy osiągalnej w podziale na źródła JWCD i nJWCD.

Tabela nr 23

#### Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w KSE [MWe]

Wyszczególnienie	31.12.2011	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2016
Moc zainstalowana w KSE, w tym:	37 367	38 046	38 662	38 121	40 445	41 396
JWCD (MWe)	26 062	25 498	25 052	24 663	24 782	25 097
nJWCD (MWe)	11 305	12 549	13 354	13 458	15 664	16 299
Moc osiągalna w KSE, w tym:	37 010	37 720	38 525	38 476	39 777	41 278
JWCD (MWe)	26 057	25 876	25 492	25 039	25 141	25 489
nJWCD (MWe)	10 953	11 844	12 620	13 437	14 636	15 789

Źródło: PSE S.A.

Na koniec grudnia 2016 r., według danych PSE S.A., moc zainstalowana w KSE (z uwzględnieniem mocy źródeł energetyki rozproszonej) wyniosła 41 396 MW, a moc osiągalna – 41 278 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 2,4 % oraz o 3,8 % w stosunku do 2015 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 483 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 546 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 1,2 % i spadek o 1,8 % w stosunku do 2015 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy



osiągalnej w 2016 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2015 r. i wyniosła 69,4 % (wzrost o 0,6 punktu procentowego w stosunku do 2015 r.).

Elektrownie pozostające w dyspozycji OSP na koniec 2016 r. posiadały 60,6 % udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

Moc osiągalna JWCD zwiększyła się, w stosunku do 2015 r., o 348 MW. Moc osiągalna nJWCD w 2016 r. zwiększyła się o 1 153 MW w porównaniu z 2015 r. Należy zwrócić uwagę, że tendencja wzrostowa w 2016 r., zarówno jeżeli chodzi o moc zainstalowaną, jak i osiągalną, była kontynuowana i dotyczyła:

- elektrowni ciepłych, w których nastąpił wzrost mocy zainstalowanych, o około 1,5 % oraz mocy osiągalnej o 1,8 %,
- źródeł odnawialnych - wzrost mocy zainstalowanej o 11,6 % i osiągalnej o 15 %.
- elektrowni gazowych - wzrost mocy zainstalowanej o około 61,2 % i mocy osiągalnej o około 64 %,

Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dniach roboczych w 2016 r. wzrosło w stosunku do 2015 r., przy czym w szczycie wieczornym odnotowano wzrost o 1,2 %, natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wzrosło o około 1,8 % w stosunku do 2015 r.

Moc dyspozycyjna w 2016 r. w elektrowniach krajowych, w dniach roboczych, była wyższa w stosunku do 2015 r. o 5 % w szczycie wieczornym oraz o 5,2 % w szczycie porannym.

Całkowita suma mocy osiągalnej ciepłych elektrowni zawodowych w 2016 r. stanowiła 77,6 % ogółu mocy osiągalnej KSE, przy czym udział elektrowni zawodowych na węglu kamiennym stanowił ok. 46,8 %, a udział elektrowni zawodowych na węglu brunatnym ok. 22,7 %. W 2016 r. zanotowano wysoki wzrost mocy osiągalnej źródeł gazowych.

Od 2010 r. następuje zauważalny spadek relacji dyspozycyjności elektrowni krajowych, odniesiony do mocy osiągalnej: od około 73,5 % w 2011 r., przez 71,6 % w 2012 r., 70,6 % w 2013 r., 69 % w 2014 r., do 68,9 % w 2015 r. Natomiast w 2016 r. zaobserwowano ponowny, niewielki wzrost wielkości mocy dyspozycyjnej, odniesiony do mocy osiągalnej, do poziomu 69,5 %. Średnioroczna moc osiągalna systemu w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych, wzrosła z około 38 891 MW w 2015 r., do 40 491 MW w 2016 r., czyli o ok. 4,1%. Wzrost ten przełożył się równocześnie na wzrost mocy dyspozycyjnej KSE, która w analogicznym okresie wzrosła o około 5,1 %. Zwiększyła się także relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej z 68,9 % w 2015 r. do 69,05 % w 2016 r. Zestawienie średnich rocznych wielkości mocy osiągalnej i dyspozycyjnej elektrowni krajowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych w latach 2015-2016 [MW] przedstawia tabela nr 24.

Tabela nr 24

**Zestawienie średnich rocznych wielkości mocy osiągalnej i dyspozycyjnej elektrowni krajowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych, w latach 2015-2016 [MW]**

Wyszczególnienie	2015	2016	Dynamika 2015/2016
Średnioroczna moc osiągalna (MW)	38 891	40 491	104,1
Średnioroczna moc dyspozycyjna (MW)	26 782	28 140	105,1
Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej (%)	68,9	69,5	-
Zapotrzebowanie na moc	22 529	22 832	101,3

Źródło: PSE S.A.

Średnioroczna moc osiągalna elektrowni zawodowych w szczytach obciążeń w dniach roboczych w 2016 r. wzrosła w stosunku do 2015 r. o około 4,1%, z 38 891 MW do 40 491 MW. W 2016 r. zdecydowanemu zmniejszeniu o około 27 % uległy ubytki mocy powstałe na skutek remontów planowych. Podobne tendencje zaobserwowano w przypadku ubytków wynikających z remontów awaryjnych, które zmniejszyły się o 11,5 %. Zaobserwowano również zmniejszenie obciążeń w elektrowniach zawodowych o 1,5 % w dobowych szczytach obciążeń w dniach roboczych. W rezultacie w 2016 r. rezerwy elektrowni zawodowych wzrosły o 38,4 % w stosunku do 2015 r., z 4 241 MW do 5 869 MW. Średnie roczne wielkości mocy osiągalnej, obciążenia, ubytków mocy i rezerw w elektrowniach zawodowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych w latach 2015-2016 [MW] przedstawia tabela nr 25.

Tabela nr 25

**Średnie roczne wielkości mocy osiągalnej i dyspozycyjnej elektrowni krajowych z dobowych szczytów obciążenia w dniach roboczych w latach 2015-2016 [MW]**

Wyszczególnienie	2015	2016	Dynamika 2015/2016
Moc osiągalna	38 891	40 491	104,1
Obciążenie	22 541	22 211	98,5
Rezerwy	4 241	5 869	138,4
Remonty kapitalne i średnie	3 760	2 732	72,6
Remonty awaryjne	1 138	1 007	88,5
Pozostałe ubytki minus obciążenia i rozruch inwestycyjny	7 211	8 612	119,4

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) 6 elektrowniach zawodowych opalanych węglem brunatnym,
- 3) 28 elektrociepłowniach opalanych węglem kamiennym,
- 4) 15 elektrowniach i elektrociepłowniach na biomasę (w tym w źródłach hybrydowych),
- 5) 5 elektrociepłowniach wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny.

Pozostałe podmioty, działające w sektorze wytwarzania energii elektrycznej, to elektrociepłownie przemysłowe oraz pozostałe odnawialne źródła energii. W 2016 r. udział w rynku poszczególnych wytwórców energii elektrycznej przedstawia tabela nr 26.

Tabela nr 26

#### Udział poszczególnych podmiotów w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2016 r.

Wyszczególnienie	Udział [%]
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	36
TAURON Polska Energia S.A.	10
ENE S.A.	9
EDF	8
ENGIE Energia Polska	7
PAK S.A.	6
ENERGA SA	3
CEZ	2
PGNIG	2
Veolia	1
Polenergia	1
FORTUM	0
Innogy Polska	0
Pozostali	15

Źródło: URE

W 2016 r. Prezes URE udzielił 159 koncesji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Na koniec 2016 r. było 1 275 ważnych koncesji na działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

#### Podsektor obrotu

Na koniec 2016 r. ważnych było 460 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 2016 r. na rynku było około 40 przedsiębiorstw aktywnie prowadzących obrót energią elektryczną na Towarowej Gieldzie Energii, wśród nich sześć tzw. „zasiedziały” powstałych w 2007 r. po rozdzieleniu 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. – dawniej RWE 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 systemów dystrybucyjnych. W 2016 r., podobnie jak w roku poprzednim, 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. (dawniej RWE Stoen Operator Sp. z o.o.), PGE Dystrybucja S.A. oraz TAURON Dystrybucja S.A. W 2016 r. w kraju działały łącznie 172 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 takich kontraktów (m.in. ceny sprzedaży/kupna energii elektrycznej, ilość, terminy dostaw) zależą od wyniku negocjacji między stronami tych kontraktów (kodeksowa swoboda zawierania umów) i są znane tylko tym stronom. 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 Towarowej Giełdzie Energii 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. 07:15 do godz. 14:30 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) lub za pośrednictwem domów maklerskich. W 2016 r. TGE 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 Operator Systemu Przesyłowego, 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.

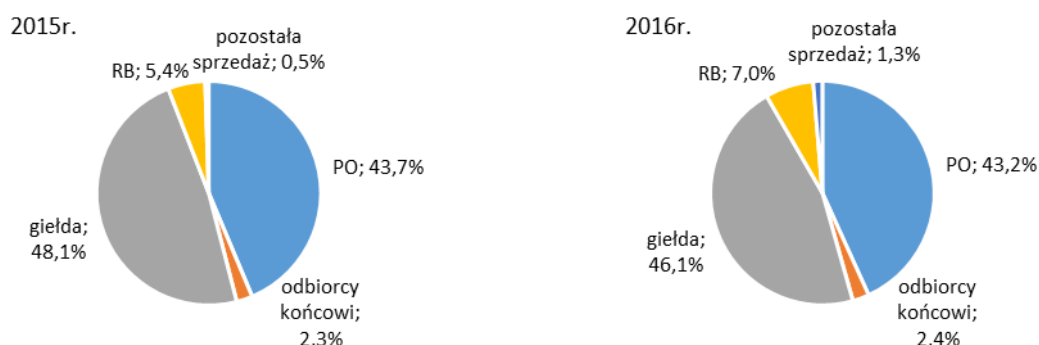
W 2016 r. na rynku hurtowym wytwórcy energetyki zawodowej sprzedali ogółem 141,7 TWh energii, czyli o niecałe 1,9 % mniej niż w 2015 r. W okresie 2015-2016 podstawową formą handlu hurtowego energią elektryczną w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych była sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu. Do popularności giełdowego obrotu energią elektryczną w Polsce przyczyniła się przede wszystkim nowelizacja w 2010 r. ustawy PE, wprowadzającej tzw. obligo giełdowe. Przepisy ustawy nakładają 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 MW<sub>e</sub>.

W 2016 r. Towarowa Giełda Energii S.A. pozostała głównym kanałem sprzedaży energii elektrycznej dla wytwórców, z ponad 46 % udziałem w całkowitym obrocie. Większość energii wytwórcy sprzedawali na rynku RTT, a tylko 8,6 % na RDN i RDB. Należy dodać, że powyższe dane obejmują sprzedaż energii elektrycznej na giełdzie, w kontraktach zawartych w 2016 r. i w latach wcześniejszych, dla której fizyczna dostawa nastąpiła w 2016 r.

Do przedsiębiorstw obrotu (PO) zostało skierowane 43,2 % energii elektrycznej, a udział tego kierunku w sprzedaży energii przez wytwórców zmniejszył się w 2016 r. w stosunku do roku poprzedniego o 0,5 pkt procentowego. Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (7 %), 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 2015-2016 przedstawia wykres nr 13.

Wykres nr 13

### Struktura sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców ciepłych energetyki zawodowej w latach 2014-2016



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

### Sprzedaż energii elektrycznej poprzez Towarową Giełdę Energii S.A.

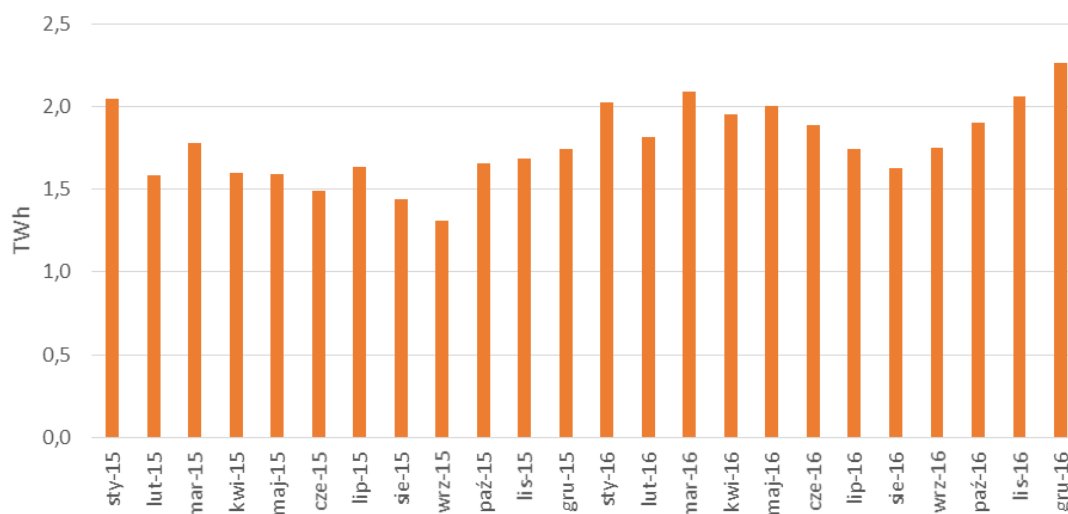
Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2016 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE (z fizyczną dostawą energii w 2016 r. lub latach późniejszych), wyniósł 126,7 TWh. W porównaniu do 2015 r. nastąpił spadek wolumenu obrotów o 32,2 %. Tak gwałtowny spadek należy tłumaczyć przede wszystkim wygasaniem obligacji giełdowego (100 %) dla wytwórców otrzymujących rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT. W 2016 r. dwóch największych wytwórców, wciąż zobowiązanych obligacją 100 %, to PGE GiEK S.A. oraz Elektrownia Pątnów II Sp. z o. o. W 2016 r. na RTT członkowie TGE zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 99 TWh. Stanowiło to spadek o 38,2 % w stosunku do łącznego wolumenu w 2015 r. W odniesieniu do profilu dostawy kontraktu, największy obrót zanotowano na kontraktach o profilu pasmowym BASE\_Y-17, który był najbardziej płynnym kontraktem w 2016 r. Wolumen obrotu na tym kontrakcie w 2016 r. wyniósł 43,7 TWh, co stanowiło 44,1% 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 10,4 % w porównaniu do 2015 r., przy czym na RDN w 2016 r. członkowie TGE zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 27,6 TWh. Stanowiło to wzrost o 9,9 % w stosunku do łącznego wolumenu na RDN w 2015 r. Z kolei na RDB w 2016 r. członkowie TGE zawarli transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie 71,4 GWh. Stanowiło to wzrost o 12,9 % w stosunku do 2015 r.

Wolumen obrotów energią elektryczną na RDN na TGE w latach 2015-2016 przedstawia wykres nr 14.

Wykres 14

Wolumen obrotów miesięcznych na RDN na podstawie indeksu IRDN24 w latach 2015-2016 [TWh]



Źródło: TGE S.A.

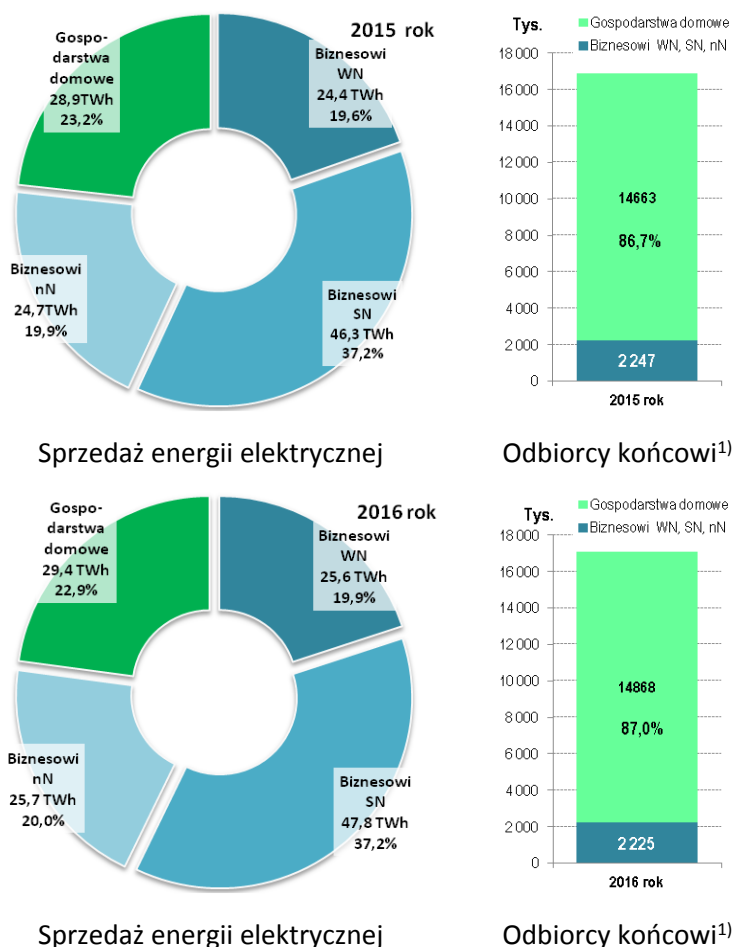
### 3.4.2. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny od strony popytowej jest rynkiem odbiorcy końcowego. Zgodnie z definicją zawartą w PE (zmiany, które weszły w życie z dniem 11 marca 2011 r.) „odbiorcą końcowym” jest odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Obok odbiorców końcowych uczestnikami rynku detalicznego są sprzedawcy energii elektrycznej oraz jej dostawcy – operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). Operatorzy systemów dystrybucyjnych 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 2016 r. działało 167 przedsiębiorstw wyznaczonych OSD (tzw. OSDn), funkcjonujących w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, które nie mają obowiązku *unbundlingu*.

W 2016 r. odbiorcom końcowym sprzedano 129 358 GWh energii elektrycznej, co oznacza wzrost o 3,2 % (tj. o około 4 020 GWh) w odniesieniu do 2015 r. – był to jednocześnie poziom najwyższy na przestrzeni ostatnich lat. Najliczniejszą grupę odbiorców końcowych stanowią gospodarstwa domowe (około 87 %), do których w 2016 r. trafiło 22,9 % sprzedanej energii. Poziom sprzedanej energii do tej grupy odbiorów był wyższy niż w 2015 r. (o 1,6 %). Do stosunkowo mało licznej grupy odbiorców biznesowych, odbierających energię elektryczną na wysokich, średnich lub niskich napięciach, sprzedano pozostały wolumen energii. Pomiędzy rokiem 2016 i 2015 wzrosła sprzedaż do wszystkich grup odbiorców biznesowych: do odbierających energię elektryczną na wysokich napięciach (o 4,8 %), średnich napięciach (o 3,3 %) i niskich napięciach (o 3,7%). Strukturę sprzedaży energii elektrycznej i liczbę odbiorców końcowych przedstawia wykres nr 15.

## Struktura sprzedaży energii elektrycznej i liczby odbiorców końcowych



<sup>1)</sup> 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 „zasiedziały<sup>5)</sup>”, którzy pozostali po wyodrębnieniu operatorów sieci dystrybucyjnej. Pięciu z nich wchodzi w skład czterech polskich grup energetycznych i w obu latach sprzedali oni odbiorcom końcowym 83,5 % energii. Liderem rynku detalicznego, z rosnącym udziałem w strukturze, od 2014 r. pozostaje GK PGE. Na rynku działają również alternatywne przedsiębiorstwa obrotu, a dla większości z nich głównym obszarem działania pozostaje handel hurtowy.

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w podziale na sprzedawców przedstawia tabela nr 27.

<sup>5)</sup> W 2016 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. (dawniej RWE Polska S.A.).



Tabela nr 27

**Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w podziale na sprzedawców**

Wyszczególnienie	Wolumeny		Dynamika	Struktura	
	2015	2016	2016/2015	2015	2016
	TWh		%		
GK PGE	39,1	43,0	110,0	31,2	33,2
GK TAURON	32,6	28,7	88,0	26,0	22,2
GK ENERGA	16,8	19,6	117,1	13,4	15,2
GK ENEA	16,2	16,7	103,0	12,9	12,9
Pozostali	20,7	21,4	103,2	16,5	16,5
<b>Razem sprzedaż</b>	<b>125,3</b>	<b>129,4</b>	<b>103,2</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

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

Blisko 10 lat minęło od momentu uzyskania przez odbiorców prawa do zmiany sprzedawcy<sup>6)</sup>. Zgodnie z zasadą TPA, każdy sprzedawca energii elektrycznej ma prawo oferować sprzedaż energii odbiorcom końcowym na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej. Warunkiem realizacji zawartych umów sprzedaży jest zawarcie przez sprzedawcę umowy o świadczenie usług dystrybucji – tzw. generalnej umowy dystrybucji (GUD) z OSD, do którego sieci przyłączony jest odbiorca. Natomiast realizacja umów kompleksowych wymaga zawarcia z OSD tzw. generalnej umowy dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K). Sprzedawcy, którzy pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu<sup>7)</sup>, mają natomiast prawny obowiązek świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.

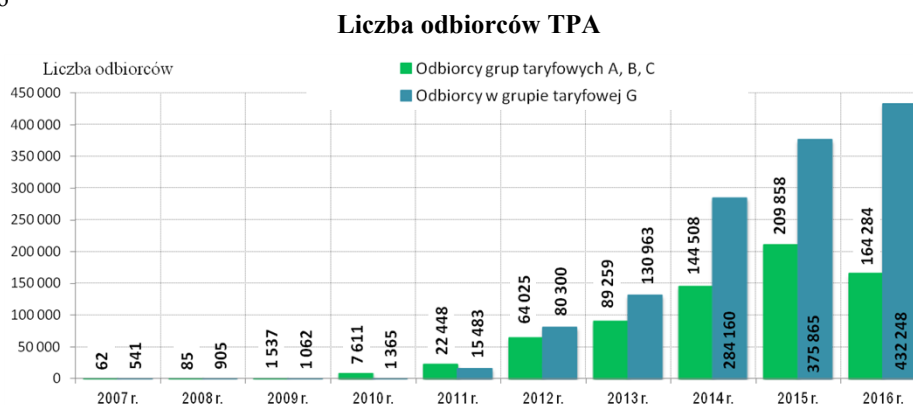
Procentowo nadal jednak niewielu odbiorców skorzystało z zasady TPA przy zakupie energii (w 2016 r. - 3,46 %). Należy pamiętać, że wyraźny wpływ na ten parametr, który świadczy między innymi o rozwoju rynku, ma najliczniejsza grupa odbiorców w gospodarstwach domowych, wśród których skala zmiany sprzedawcy, 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. Najsilniejszą pozycję negocjacyjną mają duzi odbiorcy przemysłowi – i tak np. w grupie odbiorców komercyjnych, przyłączonych do sieci wysokich napięć, już ponad 89 % odbiorców w 2016 r. kupowało energię w ramach TPA.

Liczbę odbiorców TPA w poszczególnych latach przedstawia wykres nr 16.

<sup>6)</sup> W dniu 1 lipca 2007 r. wszyscy nabywcy energii elektrycznej uzyskali prawo zmiany sprzedawcy energii elektrycznej - TPA. Z początkiem 2008 r. uwolnione zostały ceny w obrocie dla odbiorców komercyjnych (taryfy dla gospodarstw domowych pozostają regulowane).

<sup>7)</sup> Na terenie pięciu dużych OSD funkcję sprzedawcy z urzędu wykonują spółki obrotu z tych samych grup energetycznych.

Wykres nr 16



Źródło: URE.

W 2016 r. w grupie odbiorców komercyjnych (grupy taryfowe A, B, C) blisko 164,3 tys. korzystało z zasady TPA, w grupie taryfowej G, gdzie dominują gospodarstwa domowe – ponad 432 tys. W zestawieniu z rokiem poprzednim w grupie odbiorców biznesowych był to znaczący spadek o 45 574 odbiorców (tj. o 21,7 %), co może świadczyć o osiągnięciu przez ten segment rynku pewnego poziomu nasycenia. W grupie taryfowej G w trakcie 2016 r. liczba odbiorców TPA wzrosła o 56 383 (tj. o 15 %), była to jednak mniej liczna grupa odbiorców niż w roku poprzednim, kiedy to na zmianę zdecydowało się 91 705 odbiorców<sup>8)</sup>.

Wśród nowych sprzedawców energii elektrycznej pojawiają się niestety nieuczciwi. Według URE wzrasta liczba skarg na takich sprzedawców, głównie od odbiorców w gospodarstwach domowych. Skargi dotyczą stosowania przez niektórych sprzedawców agresywnej polityki marketingowo-sprzedażowej podczas prezentacji oferty i zawierania nowych umów sprzedaży. Zjawisko to potwierdza konieczność kontynuowania działań edukacyjno-informacyjnych, mających na celu podniesienie wiedzy i świadomości drobnych odbiorców.

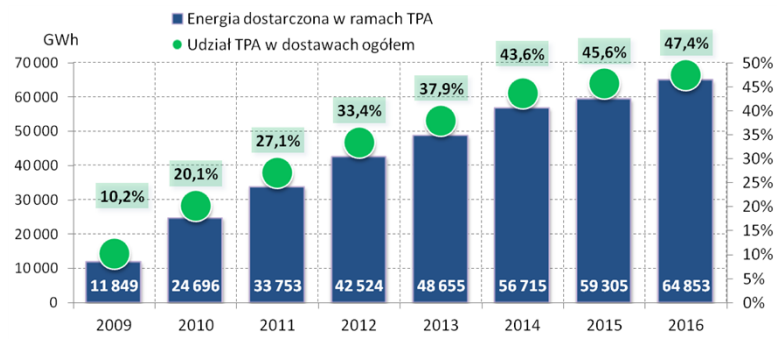
Wolumen energii dostarczonej odbiorcom na warunkach rynkowych z roku na rok wzrasta, co świadczy o rozwoju rynku i rozwoju konkurencji na tym rynku. W 2016 r. już 64 853,4 GWh energii dostarczono odbiorcom przy wykorzystaniu zasady TPA, czyli blisko 47,4 % energii dostarczonej ogółem odbiorcom końcowym.

Energię elektryczną dostarczoną odbiorcom końcowym w ramach TPA i jej udział w dostawach ogółem przedstawia wykres nr 17.

<sup>8)</sup> 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.

Wykres nr 17

**Energia dostarczona odbiorcom końcowym w ramach TPA i jej udział w dostawach ogółem**



Źródło: URE.

## 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 2016 r. ich łączny udział w mocy zainstalowanej w KSE wyniósł 70,3 %. Jest to o 1,9 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 2016 r. stanowiły 47,8 % mocy osiągalnej w KSE, podczas gdy elektrownie zawodowe na węglu brunatnym 22,5 %. Suma mocy osiągalnej w KSE na koniec 2016 r. wyniosła 40 940,6 MW i wzrosła o 996,7 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 28 oraz wykresy nr 18 i 19.

Tabela nr 28

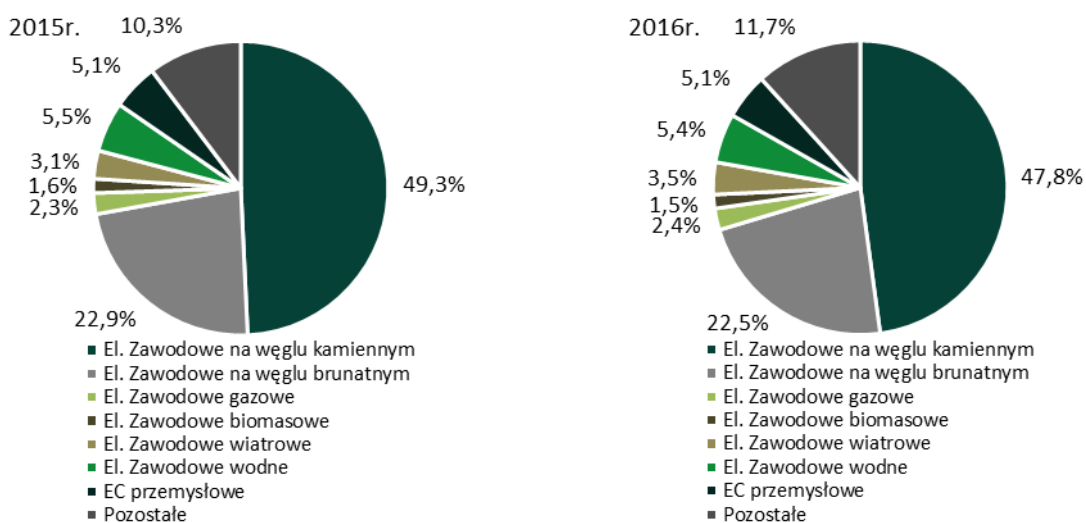
#### Struktura mocy zainstalowanej i osiągalnej w elektrowniach krajowych na koniec roku

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana			Moc osiągalna		
	2015	2016	Dynamika	2015	2016	Dynamika
	MW		%	MW		%
Elektrownie zawodowe, z tego:	34 160,5	34 311,9	100,4	33 958,7	34 159,0	100,6
Elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	30 693,1	30 620,4	99,8	30 424,3	30 397,6	99,9
na węglu kamiennym	19 867,0	19 725,5	99,3	19 572,4	19 432,4	99,3
na węglu brunatnym	9 242,9	9 286,9	100,5	9 337,1	9 417,2	100,9
gazowe	933,2	979,9	105,0	911,0	957,7	105,1
biomasowe	626,5	628,1	100,3	599,8	590,4	98,4
Elektrownie zawodowe wiatrowe	1 248,0	1 459,8	117,0	1 248,0	1 459,8	117,0
Elektrownie zawodowe wodne	2 219,4	2 231,7	100,6	2 286,4	2 301,6	100,7
Elektrociepłownie przemysłowe	2 052,3	2 085,4	101,6	1 923,9	1 958,0	101,8
Elektrownie pozostałe	4 149,3	4 836,6	116,6	4 061,3	4 823,6	118,8
<b>Ogółem</b>	<b>40 362,1</b>	<b>41 233,9</b>	<b>102,2</b>	<b>39 943,9</b>	<b>40 940,6</b>	<b>102,5</b>
w tym: OZE	7 036,8	8 018,6	114,0	6 984,2	7 954,7	113,9
z tego: wiatr	4 885,0	5 778,8	118,3	4 878,1	5 765,6	118,2
woda	976,5	982,7	100,6	967,4	976,6	101,0
biomasa	857,2	847,8	98,9	820,9	803,5	97,9
biogaz	210,7	222,8	105,7	210,4	222,5	105,8
słońce	107,4	186,5	173,6	107,4	186,5	173,6

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

Wykres nr 18

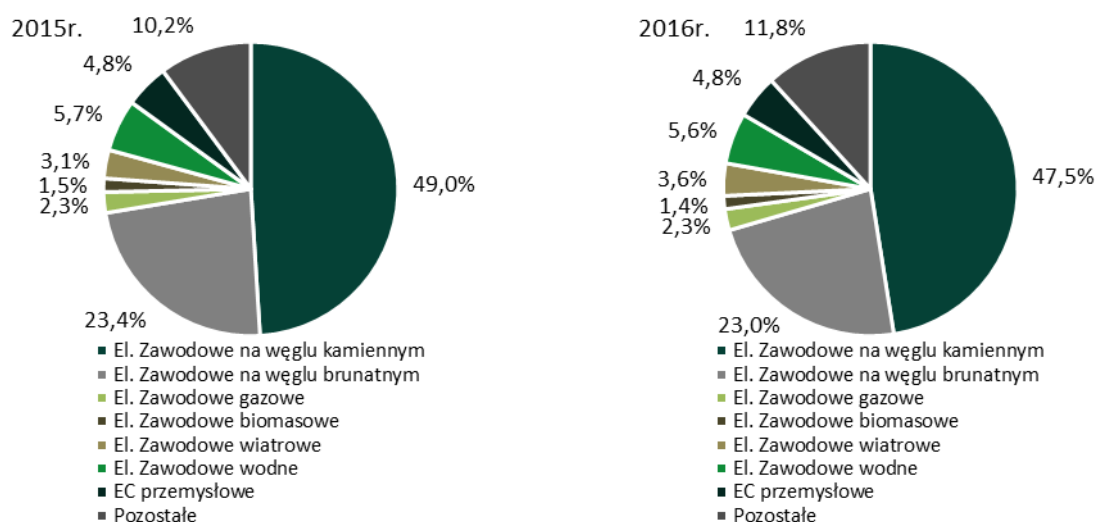
**Struktura procentowa mocy zainstalowanej KSE**  
(stan na 31 grudnia danego roku)



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

Wykres nr 19

**Struktura procentowa mocy osiągalnej KSE**  
(stan na 31 grudnia danego roku)

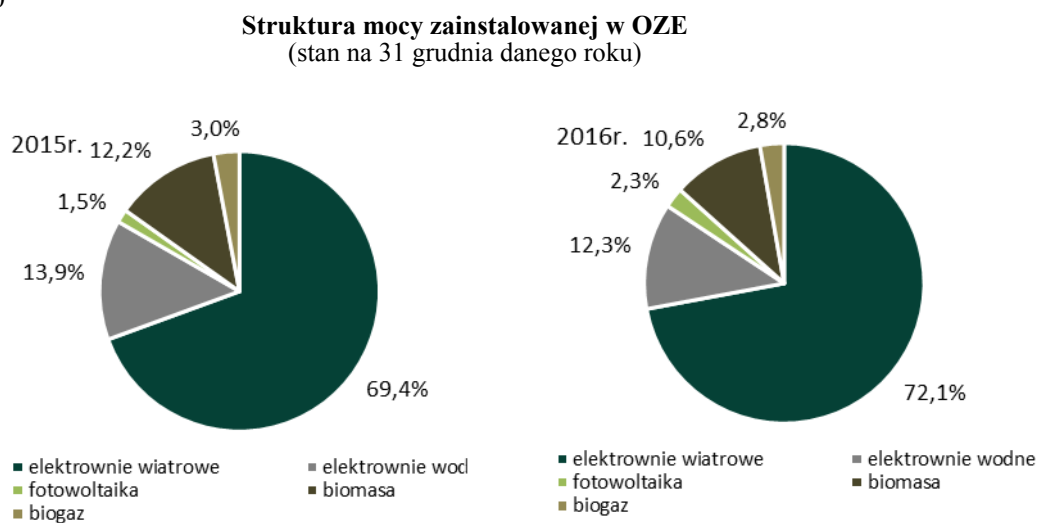


Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

Największy procentowy wzrost mocy zainstalowanej widoczny jest w sektorze odnawialnych źródeł energii. Na koniec grudnia 2016 r. moc zainstalowana w OZE wyniosła 8 018,6 MW, z czego około 72,1% osiągnęły elektrownie wiatrowe, 12,3 % elektrownie wodne, 10,6 % elektrownie biomasowe, 2,8 % elektrownie biogazowe i 2,3 % fotowoltaika. Dla energetyki wiatrowej rekordowym rokiem przyrostu mocy był 2015 r., w którym

przybyło 1 019 MW. W 2016 r. przyrost mocy OZE był nieznacznie mniejszy (981,8 MW). Strukturę mocy zainstalowanej w OZE przedstawia wykres nr 20.

Wykres nr 20

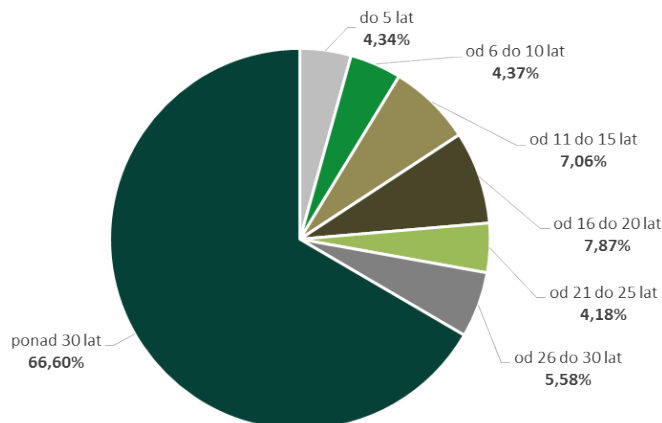


Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników Badania 1.44.02.

W krajowych elektrowniach ciepłych zawodowych na koniec 2015 r. pracowało 339 turbozespołów (o jeden mniej niż na koniec 2014 r.), z czego 182 jest już w eksploatacji ponad 30 lat. Łączna moc zainstalowana najstarszych jednostek wynosi 20 455 MW, co przekłada się na 66,6 % udziału w całkowitej mocy zainstalowanej we wszystkich turbozespołach. W przypadku bloków pracujących poniżej 21 lat, te wartości wynoszą odpowiednio 7 263 MW oraz 23,65 %. Bloki oddane do eksploatacji w przeciągu ostatnich pięciu lat stanowią zaledwie 4,34 % (1 334 MW). Strukturę wiekową turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE przedstawia wykres nr 21.

Wykres nr 21

**Struktura wiekowa turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE**  
(stan na 31 grudnia 2015 r.)

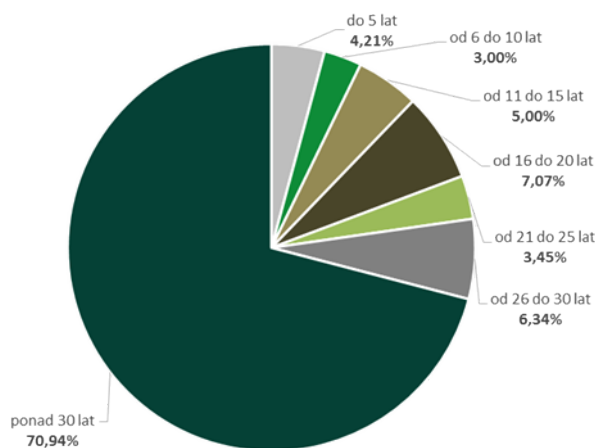


Źródło: ARE S.A. (dane niezależne od badań statystycznych).

Struktura wieku kotłów energetycznych, zainstalowanych w elektrowniach ciepłych zawodowych, wygląda podobnie. Liczba zainstalowanych urządzeń wynosi 358, z czego 257 to jednostki ponad 30-letnie. Ich łączna wydajność wynosi 71 620 t/h, co stanowi niemal 70 % zainstalowanej w KSE wydajności. W 2014 r. udział ten stanowił 66,7 %. Dla jednostek pracujących mniej niż 21 lat wartości te wynoszą 19 463 t/h (19,3 %). Najmłodsze jednostki (do 5 lat), to 4 250 t/h sumarycznej wydajności (4,21 %). Strukturę wiekową kotłów w odniesieniu do wydajności tych urządzeń w KSE przedstawia wykres nr 22.

Wykres nr 22

**Struktura wiekowa kotłów w odniesieniu do wydajności tych urządzeń w KSE**  
(stan na 31 grudnia 2015 r.)



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

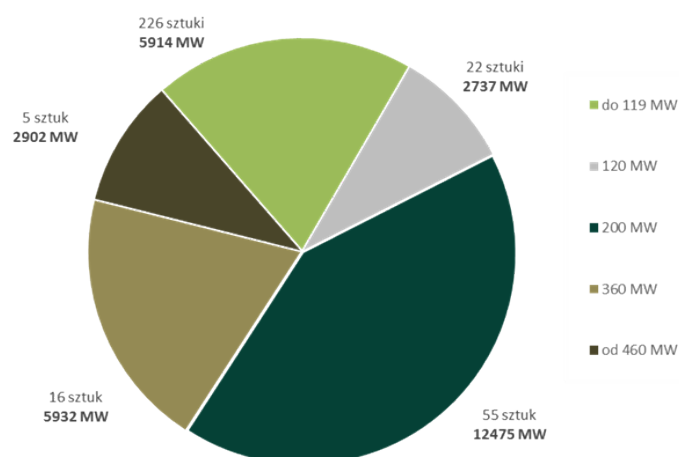
Powyższe statystyki świadczą o starzejącym się majątku wytwórczym energetyki zawodowej. Taki stan rzeczy wynika m.in. z niewielkiej liczby inwestycji w nowe moce wytwórcze w ostatnich latach. Kolejną przyczyną są, przedłużające życie urządzeń, liczne modernizacje najstarszych bloków energetycznych. Sytuacja może ulec poprawie po oddaniu do eksploatacji budowanych obecnie dużych bloków węglowych, które zastąpią w przyszłości najstarsze jednostki.

Wśród wszystkich instalacji w KSE dominują bloki kondensacyjne. Moc zainstalowana w turbozespołach kondensacyjnych lub upustowo-kondensacyjnych wynosi 27 016 MW, co stanowi 89 % wszystkich bloków występujących w elektrowniach ciepłych zawodowych w Polsce. Pod względem wielkości nasza energetyka opiera się na blokach klasy 200 MW, których łączna moc zainstalowana wynosi 12 475 MW. Szeroko wykorzystywane są również turbozespoły 360 MW, których moc zainstalowana wynosi 5 932 MW. Bloki 200 MW wyprodukowały w 2015 r. 53 721 GWh energii elektrycznej. Z kolei łączna produkcja w blokach klasy 360 MW wyniosła 35 487 GWh.

Na wykresie nr 23 przedstawiona została struktura mocy zainstalowanej w KSE w podziale na poszczególne typy turbozespołów.

Wykres nr 23

**Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów**  
(stan na 31 grudnia 2015 r.)



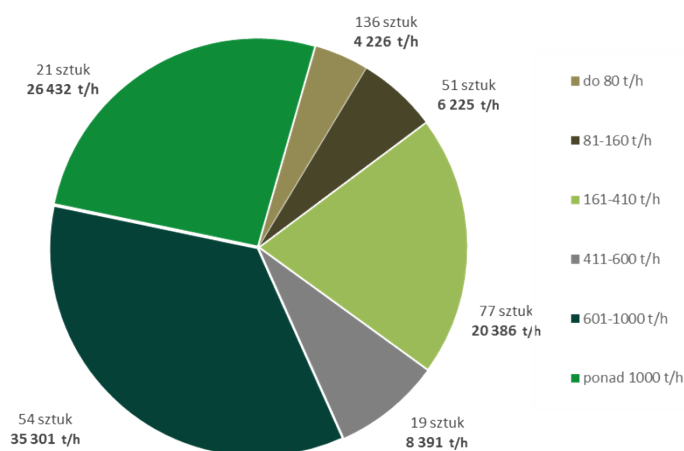
Źródło: ARE S.A. (dane niezależne od badań statystycznych).

W elektrowniach zawodowych dominują kotły pyłowe. Łączna wydajność 180 kotłów tego typu wynosi 80 874 t/h, co w odniesieniu do całkowitej wydajności wszystkich urządzeń zainstalowanych w KSE, odpowiada 80,1 % udziału w rynku. Innym istotnym rodzajem tego typu urządzeń są kotły fluidalne, które w liczbie 33 stanowią 11,9 % sumarycznej wydajności (12 039 t/h).

Pod względem sumarycznej wydajności dominującą grupą kotłów są urządzenia z grupy 601-1000 t/h. Do tej grupy należą bowiem kotły występujące w blokach klasy 200 MW (OP-650). Ich łączna wydajność wynosi 35 301 t/h, co stanowi 35 % sumy wszystkich kotłów zainstalowanych w elektrowniach zawodowych. Najliczniejszą grupę stanowią kotły o wydajności z przedziału 161-410 t/h (77 sztuk).

Wykres nr 24

**Struktura wydajności kotłów energetycznych**  
(stan na 31 grudnia 2015 r.)



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



## 4.2. Podsektor przesyłu

Operatorem systemu przesyłowego (OSP) - zdefiniowanym w ustawie Prawo energetyczne 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 krajowym 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 2025 r., przedstawia rysunek nr 1.

PSE S.A. realizuje zadania operatora systemu przesyłowego w oparciu o posiadaną sieć przesyłową najwyższych napięć, którą tworzą (stan na 31 grudnia 2015 r.):

- 257 linii o łącznej długości 14 069 km, w tym:
  - 1 linia o napięciu 750 kV o długości 114 km,
  - 89 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 5 984 km,
  - 167 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7 971 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 pracuje synchronicznie z systemami krajów Europy kontynentalnej ENTSO-E (dawniej UCTE) oraz asynchronicznie z systemem szwedzkim poprzez kabel podmorski prądu stałego, z systemem litewskim poprzez wstawkę prądu stałego i z systemem UPS/IPS na polskiej granicy wschodniej. Poniżej szczegółowo opisano aktualny stan połączeń transgranicznych sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, zarówno na przekroju synchronicznym, jak i asynchronicznym.



### **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 (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. Rozważane jest ponowne uruchomienie linii po odpowiednim uzgodnieniu ze stroną ukraińską przyszłego charakteru jej pracy.
- 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 2.

W ostatnich latach przeprowadzone zostały dwie znaczące inwestycje w zakresie połączeń transgranicznych. Pod koniec 2015 r. ukończono realizację projektu „Połączenie elektroenergetyczne Polska-Litwa”. W ramach projektu wybudowano ok. 400 km nowych linii elektroenergetycznych. Projekt był współfinansowany z funduszy UE w ramach

Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013. Jego zrealizowanie umożliwiło zwiększenie transgranicznych zdolności przesyłowych KSE o 500 MW.

Rysunek nr 2



Źródło: PSE S.A.

Ponadto w 2016 r. uruchomione zostały przesuwники fazowe na liniach transgranicznych z Niemcami w stacji Mikułowa. Po uruchomieniu tych przesuwników i czasowym wyłączeniu linii Krajnik-Vierraden znacząco poprawiły się możliwości zarządzania przepływami mocy na połączeniach Polska-Niemcy, ograniczając zagrożenia w pracy KSE.

Przez większość dni w latach 2015-2016 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 oraz okresowymi nieplanowymi przesyłami tranzytowymi energii elektrycznej na granicy polsko-niemieckiej.

Największe problemy pojawiły się w sierpniu 2015 r. (patrz rozdział 2. Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej w latach 2015-2016).

Tabela nr 29

## Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2005	2016
<b>DŁUGOŚĆ LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH NAPOWIETRZNYCH</b>			
- wysokie napięcia (NN+WN)	km	45 378	47 432
750 kV	km	114	114
400 kV	km	4 831	6 139
220 kV	km	8 123	7 950
w tym OSD	km	232	81
110 kV	km	32 310	33 229
w tym OSD	km	32 245	33 049
- średnie napięcia (SN)	km	233 855	230 743
40-60 kV	km	49	0
30 kV	km	3 766	2 809
15-20 kV	km	228 752	226 619
poniżej 15 kV	km	1 288	1 315
- niskie napięcia (nN)	km	286 994	311 044
<b>Razem wszystkie napięcia</b>	<b>km</b>	<b>566 227</b>	<b>589 219</b>
<b>DŁUGOŚĆ LINII KABLOWYCH:</b>			
- wysokie napięcia (NN+WN)	km	79	528
- średnie napięcia (SN)	km	61 988	80 861
w tym:			
30-60 kV	km	161	269
15-20 kV	km	54 544	73 160
- niskie napięcia (nN)	km	125 776	159 098
<b>Razem wszystkie napięcia</b>	<b>km</b>	<b>187 843</b>	<b>240 487</b>
<b>LICZBA STACJI O GÓRNYM NAPIĘCIU :</b>			
- 400 i 750 kV	szt.	31	44
- 220 kV	szt.	67	64
- 110 kV	szt.	1 356	1 537
- średnie napięcia (SN)	szt.	236 067	261 169
<b>Razem wszystkie napięcia</b>	<b>szt.</b>	<b>237 521</b>	<b>262 814</b>
<b>LICZBA TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:</b>			
- NN/(NN + WN)	szt.	168	211
- WN / SN	szt.	2 527	2 791
- SN / SN	szt.	264	1 179
- SN / nN	szt.	237 595	261 079
<b>Razem</b>	<b>szt.</b>	<b>240 554</b>	<b>265 260</b>
<b>MOC TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:</b>			
- NN/(NN + WN)	MVA	37 812	56 470
w tym OSD	MVA	640	1 710
- WN / SN	MVA	46 904	57 923
- SN / SN	MVA	1 055	5 346
- SN / nN	MVA	40 858	49 521
<b>Razem</b>	<b>MVA</b>	<b>126 629</b>	<b>169 260</b>
<b>LICZBA PRZYŁĄCZY:</b>			
- napowietrznych	tys. szt.	5 633	5 462
- kablowych	tys. szt.	719	1 347
<b>Razem</b>	<b>tys. szt.</b>	<b>6 352</b>	<b>6 810</b>
<b>DŁUGOŚĆ PRZYŁĄCZY:</b>			
- napowietrznych	km	119 829	114 387
- kablowych	km	23 837	47 640
<b>Razem</b>	<b>km</b>	<b>143 666</b>	<b>162 027</b>

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

### 4.3. Podsektor dystrybucji

Operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD), zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, są przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej. Podobnie jak OSP, tak każdy 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., ENERGA OPERATOR S.A., innogy STOEN Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A.) oraz 178 innych jednostek, posiadających koncesję Prezesa URE na dystrybucję energii elektrycznej.

Elektroenergetyczne sieci dystrybucyjne w Polsce, to sieci:

- o napięciu 110 kV,
- średniego napięcia,
- niskiego napięcia.

Dla sieci średniego napięcia podstawowy poziom napięcia wynosi 15 kV – poza Dolnym Śląskiem, gdzie są sieci 20 kV. Tylko w nielicznych przypadkach występują sieci o napięciach 30 kV, czy też poniżej 15 kV. W ostatnich latach zauważalny był bardzo mały udział linii o napięciach 40-60 kV – obecnie żaden z OSD nie posiada już takich sieci w swoim majątku.

Sieci średniego i niskiego napięcia to najczęściej linie napowietrzne. Jednak coraz częściej są stosowane linie kablowe – najczęściej w miejscach, gdzie nie jest możliwa budowa linii napowietrznej (np. w miastach) lub gdzie 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 30.

Tabela nr 30

**Charakterystyka największych przedsiębiorstw dystrybucyjnych pełniących rolę OSD w 2016 r.**

	Obszar działalności	Liczba klientów	Długość linii
	[tys. km <sup>2</sup> ]	[mln]	[tys. km]
ENEA Operator Sp. z o.o.	58,21	2,49	102*
ENERGA OPERATOR S.A.	74,85	2,98	184
innogy STOEN Operator Sp. z o.o.	0,51	1,00	15
PGE Dystrybucja S.A.	122,43	5,31	327
TAURON Dystrybucja S.A.	57,07	5,30	258

\*bez przeliczenia na jeden tor

Źródło: Dane publikowane przez OSD.

## Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych



Źródło: ARE S.A.

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 wykorzystywana 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. Sieci te wymagają pilnej modernizacji. 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 2015 i 2016 przedstawia tabela nr 31 i 32.

Tabela nr 31

**Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2015 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.	272,16	207,35	372,71	213,8	62,81
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		283,17	238,67	410,03	239,4	66,03
	SAIDI planowe		158,89	69,42	110,12	46,4	14,26
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	4,01	3,08	5,35	3,08	1,31
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		4,02	3,1	5,36	3,09	1,31
	SAIFI planowe		0,71	0,46	0,5	0,34	0,17
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	5,25	3,12	5,37	9,48	0,41
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5 263 722	5 332 731	2 460 758	2 950 595	978 628

Źródło: na podstawie informacji publikowanych przez OSD

Tabela nr 32

**Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w 2016 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.	252,05	137,68	184,31	166,1	58,3
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		281,9	137,94	185,98	177,0	61,4
	SAIDI planowe		119,41	59,38	103,32	50,8	12,55
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	3,86	2,55	3,53	2,49	0,88
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		3,88	2,55	3,54	2,50	0,89
	SAIFI planowe		0,61	0,4	0,59	0,33	0,13
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	8,57	3,49	5,8	8,39	0,55
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	5 307 050	5 372 951	2 487 023	2 950 595	997 447

Źródło: na podstawie informacji publikowanych przez OSD

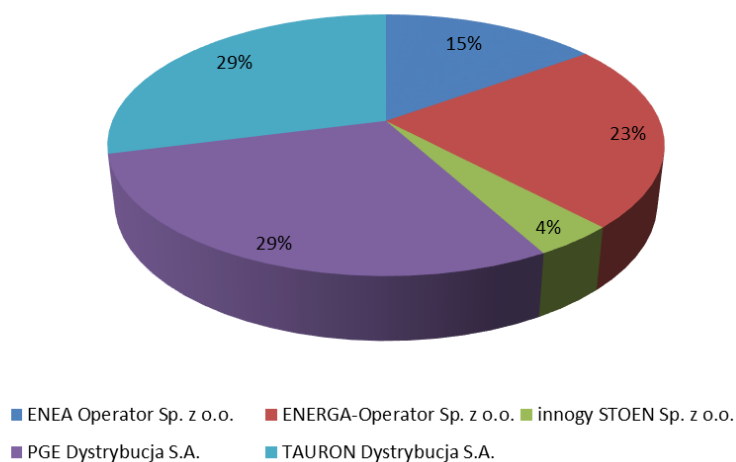


Dla większości OSD wartość wskaźników SAIDI uległa poprawie (z wyjątkiem ENERGA-Operator S.A., dla którego SAIDI planowane wzrosło). Wskaźniki przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI) dla większości OSD również się poprawiły (z wyjątkiem grupy ENEA Operator Sp. z o.o., dla którego wskaźniki SAIFI planowane wzrosły). Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI) nie wzrósł wyłącznie w ENERGA-Operator S.A.

Głównym problemem OSD są stare stacje transformatorowe i stare linie. Według danych opublikowanych przez Prezesa URE oraz przedsiębiorstwa energetyczne, do 2019 r. inwestycje w infrastrukturę sieciową mają przekroczyć 41 mld zł. Udział procentowy wartości planowanych przez poszczególne OSD inwestycji, w całkowitej wartości planowanych inwestycji (bez OSP), przedstawia wykres nr 25 i tabela nr 33. Pomimo prowadzonych modernizacji i przebudowy poszczególnych sieci, ich średni wiek wynosi nadal około 30 lat. Przyczynia się to do występowania dużych strat sieciowych, które w przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej wynoszą około 6,7 %.

Wykres nr 25

**Udział procentowy wartości planowanych inwestycji OSD w całkowitej wartości planowanych inwestycji**



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

Tabela nr 33

**Łączne uzgodnione nakłady inwestycyjne pięciu OSD oraz OSP [mld zł]**

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2014-2019	2014-2019
6,5	7,6	6,4	7,0	8,2	5,2*	41,8	34,9**

\* nakłady inwestycyjne 5 OSD, bez OSP

\*\* nakłady inwestycyjne 5 OSD w latach 2014-2019, bez OSP

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 ustawa PE definiuje jako zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

Zgodnie z postanowieniami ustawy, 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:

- a) do czasu wejścia w życie przepisów wydanych na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy PE, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin, lub
- b) na czas oznaczony, w drodze rozporządzenia powołanego w art. 11 ust. 7 ustawy PE, wydanego przez Radę Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw energii.

#### ***Ad a)***

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

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

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

dających podstawę ochrony systemu elektroenergetycznego i jego użytkowników przed skutkami rozległej awarii w systemie.

Dodatkowo OSP jest zobowiązany do natychmiastowego informowania Ministra właściwego ds. 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 zakłóceń 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.

W dniu 9 sierpnia 2015 r. OSP stwierdził obniżenie dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, spowodowane m. in. długotrwale utrzymującymi się niekorzystnymi warunkami klimatycznymi oraz hydrologicznymi. W związku z tym, na podstawie art. 11c ust. 1 pkt 5 ustawy PE, stwierdzono wystąpienie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w rozumieniu postanowień art. 3 pkt 16d tej ustawy PE. W tej sytuacji, wobec wyczerpania wszystkich dostępnych środków służących zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, OSP zmuszony był wprowadzić od dnia 10 sierpnia 2015 r. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na terenie całego kraju w trybie art. 11c ust. 2 pkt. 2.

Jednocześnie OSP w dniu 10 sierpnia 2015 r., działając na podstawie art. 11c ust. 3 ustawy PE, powiadomił Ministra Gospodarki oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom oraz zgłosił Ministrowi Gospodarki konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy PE. Wniosek Ministra Gospodarki w zakresie wprowadzenia ograniczeń został przez Radę Ministrów rozpatrzony pozytywnie poprzez wydanie stosownego rozporządzenia.

#### ***Ad b)***

Zgodnie z postanowieniami ustawy PE, OSP wprowadza ograniczenia w przypadku wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia powołanego w art. 11 ust. 7 ustawy PE, jako tzw. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane przez wskazanych odbiorców na podstawie komunikatów ogłaszanych przez OSP, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 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 (Dz. U. z 2007 r. Nr 133, poz. 924). Ograniczenia te są

wprowadzane zgodnie ze aktualizowanym Planem ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, sporządzanym według zasad określonych w przywołanym rozporządzeniu i corocznie uzgadnianym z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Plan obowiązujący w 2015 r. został uzgodniony odpowiednio: na okres od 1 września 2014 r. do 31 sierpnia 2015 r. decyzją Prezesa URE Nr DRE-481-1(8)/4988/2014/ZJ z 25 lipca 2014 r. oraz na okres 1 września 2015 r. - 31 sierpnia 2016 r. decyzją Prezesa URE Nr DRE-481-1(5)/4988/2015/ZJ z 28 lipca 2015 r.

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 11 sierpnia 2015 r. w sprawie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej zostało opublikowane w Dzienniku Ustaw pod poz. 1136 i wprowadziło ograniczenia w okresie od dnia 11 sierpnia 2015 r. od godz. 24:00 do dnia 31 sierpnia 2015 r. do godz. 24:00.

Szczegółowe ustalenia, dotyczące przyczyn powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zasadności podjętych działań i zastosowanych środków w celu jego usunięcia, staranności i dbałości operatorów systemu elektroenergetycznego oraz użytkowników systemu, w tym odbiorców energii elektrycznej, o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zawarte zostały w Raporcie OSP, który został przedłożony Ministrowi Gospodarki w terminie 60 dni od dnia zniesienia ograniczeń. Do przedłożenia takiego Raportu OSP zobowiązany jest na mocy art.11c ust. 4 ustawy PE.

W 2016 r. OSP nie zgłaszał do ministra właściwego do spraw energii wniosku o konieczności wprowadzenie przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, w drodze rozporządzenia, o którym mowa w art. 11 ust. 7 ustawy PE.

W przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, przedstawione powyżej działania operatora systemu przesyłowego, usankcjonowane przepisami prawa, mogą okazać się niewystarczające dla skutecznej minimalizacji zagrożeń. W tej sytuacji konieczne będzie podejmowanie działań nadzwyczajnych, wykraczających poza rutynowe czynności OSP, np.: awaryjne dostawy energii elektrycznej z zagranicy lub inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej.

## **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.**

Według stanu na koniec pierwszego kwartału 2017 r. PSE S.A. były stroną następujących umów regulujących zasady realizacji dostaw awaryjnych:

- *General Agreement on Emergency Energy Exchange* z 50Hertz Transmission GmbH, z dnia 22 czerwca 2016 r.
- *General Agreement on Emergency Deliveries* z ČEPS, a.s. z dnia 11 marca 2011 r.
- *General Contract for Emergency Deliveries* z SEPS, a.s., z dnia 1 stycznia 2008 r.
- *System Operation Agreement* z Svenska Kraftnät, z dnia 28 listopada 2014 r.
- *System Operation Agreement* z Litgrid AB, z dnia 17 lipca 2016 r.

Przedmiotem ww. umów jest realizacja dostaw energii na prośbę OSP, który ocenia stan swojego systemu jako awaryjny. Celem dostaw awaryjnych jest przywrócenie bezpiecznych warunków pracy 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.

### **5.2.2. Umowy wielostronne wykorzystywane w sytuacjach awaryjnych.**

PSE S.A. są jednym z OSP, będących 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 PSE S.A., Svenska Kraftnät, 50Hertz Transmission GmbH i Energinet.dk. Celem umowy jest odciążanie linii transgranicznych pracujących synchronicznie (pomiędzy stronami umowy) poprzez wymuszanie przepływu kołowego mocy na połączeniach stałoprądowych pomiędzy Polską, Szwecją, Niemcami i Danią. Pożądany kierunek przepływu mocy jest realizowany poprzez skoordynowaną zmianę grafiku wymiany na ww. połączeniach. Powyższy przepływ mocy może być zamówiony i zrealizowany w bieżącej dobie na prośbę jednego z partnerów umowy. Czas trwania wymuszonego przepływu i wielkość mocy jest ustalana przez dyspozytorów i jest zależna od możliwości partnerów, udzielających pomocy oraz dostępnych zdolności przesyłowych. Pomoc ta nie może powodować zagrożenia dla systemu operatora udzielającego pomocy. Umowa została zawarta na czas nieokreślony.

Ponadto, na dzień sporządzania niniejszego Sprawozdania, PSE S.A. były stroną niżej wymienionych umów:

- *Contract for Electricity Supply from Ukraine to the Republic of Poland to Provide Emergency Assistance*, z NPC Ukrenergo i SC Energorynkok, z dnia 17 sierpnia 2015 r., - regulująca zasady dostaw awaryjnych do Polski poprzez połączenie 220 kV Zamość -Dobrotwór.
- *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 z dnia 11 grudnia 2015 r. PSE S.A. - regulująca 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. Opisane umowy nie dają gwarancji otrzymania pomocy awaryjnej (dostępu do mocy innych OSP), gdyż o jej dostępności i zakresie decydują aktualne warunki sieciowe i bilansowe w połączonych systemach przesyłowych oraz w systemie elektroenergetycznym danego OSP.

### **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 13 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) oraz TransnetBW (Niemcy).

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 SO. 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.

W sierpniu 2015 r. w ramach inicjatywy TSC podpisano umowę Intermediate Phase Agreement on Multilateral Remedial Actions (dalej Umowa Intermediate MRA). Umowa ta weszła w życie 1 września 2015 r. i wprowadziła zmienione zasady pokrywania kosztów wielostronnych środków zaradczych (MRA – Multilateral Remedial Actions), tj. 50 % kosztów aktywacji MRA pokrywane jest według dotychczasowej zasady „requester principle” (koszty aktywowanych działań MRA ponosił (lub ponosili) OSP zwracający się do innych OSP z prośbą o ich aktywację), a pozostałe 50 % kosztów jest rozliczane według nowej metody STD (Simple Tie-Line Decomposition), która w znacznie większym stopniu przyporządkowuje koszty poszczególnej aktywacji MRA do obszarów (OSP), które powodują konieczność tej aktywacji (jest to zgodne z tzw. „polluter principle”). W ten sposób system rozliczeń według metody STD odzwierciedla w znacznie większym stopniu specyfikę pracy połączonych systemów i przyczyn aktywacji MRA.

Aneks nr 1, obowiązującym od dnia 1 maja 2016 r., wprowadzono do Umowy Intermediate MRA modyfikacje w zakresie organizacji procesów aktywacji i rozliczania MRA, przygotowane w oparciu o doświadczenia w stosowaniu MRA w czasie sytuacji kryzysowej, która latem 2015 r. wystąpiła w połączonej sieci w obszarze TSC.

Aneks nr 2, obowiązującym od 1 września 2016 r., przedłużono Umowę Intermediate MRA, z dotychczasowym kluczem podziału kosztów na okres jednego roku.

Obecnie trwają prace nad Aneksem 3, doprecyzującym postępowania w sytuacjach nietypowych (np. równoczesnego usuwania wielu ograniczeń).

### ***Spółka TSCNET Services GmbH***

Ze względu na zwiększającą się ilość zadań realizowanych w ramach Inicjatywy TSC, które były realizowane przez poszczególnych OSP, konieczne dla dalszego jej rozwoju było dokonanie działań restrukturyzacyjnych. W celu zcentralizowania rozproszonych działań OSP zrzeszeni w Inicjatywie TSC zdecydowali o utworzeniu spółki, której będą udziałowcami. Spółka ta – TSCNET Services GmbH z siedzibą w Monachium powstała w 2014 r., a od dnia 16 lutego 2015 r. wszyscy OSP będący członkami Inicjatywy TSC są jej udziałowcami. Działalność Spółki obejmuje obecnie usługi wsparcia technicznego OSP w procesach planowania operacyjnego oraz w procesie koordynacji rozliczeń MRA, a także wsparcie przy realizacji zadań koncepcyjnych przy opracowywaniu nowych procesów regionalnych

(zgodnie z CACM i SO). TSCNET jest w rozumieniu rozporządzenia SO RSC. TSCNET jako RSC jest odpowiedzialny za wdrożenie usług z 5 obszarów tj. (a) budowania wspólnych modeli sieciowych, (b) analiz bezpieczeństwa, (c) wyznaczania zdolności przesyłowych, (d) planowania wyłączeń oraz (e) prognoz wystarczalności systemu. Wyżej wymienione usługi są już realizowane (w przypadku a i b) lub przygotowywane do realizacji (w przypadkach c, d oraz e) w TSC.

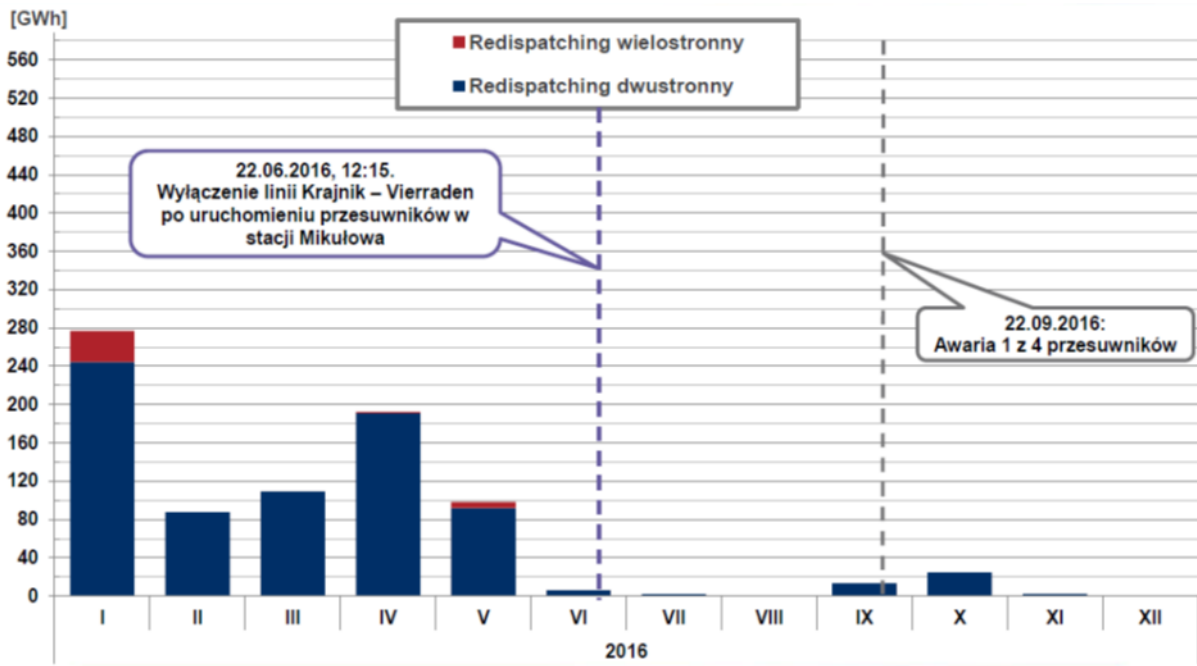
#### **5.2.4. Cross-Border Redispatching**

Mechanizm wirtualnego przesuwnika na połączeniu Niemcy-Polska wykorzystywany był w pierwszej połowie 2016 r. (do 22 czerwca 2016 r.). W tym czasie dostawy operatywne typu cross-border redispatching na granicy Polska-Niemcy utrzymywały się na poziomie porównywalnym z 2015 r. Po uruchomieniu fizycznych przesuwników fazowych w SE Mikułowa i wyłączeniu linii Krajnik-Vierraden znacząco poprawiły się możliwości zarządzania przepływami mocy na połączeniach Polska-Niemcy, odsuwając zagrożenie od zachodniej granicy polskiego systemu elektroenergetycznego. Dostawy operatywne typu cross-border redispatching uległy znacznemu zmniejszeniu. Przez pierwsze 6 miesięcy 2016 r. wielkość tych dostaw wyniosła 95 % całości dostaw w 2016 r., a w drugiej połowie roku jedynie 5 % (wykresy nr 26 i 27). Zmniejszyły się także fizyczne przepływy z Niemiec do Polski, co ilustruje wykres 28. Należy jednak podkreślić, że z uwagi na osłabienie połączenia Polska-Niemcy (wyłączenie 2 z 4 linii przesyłowych) dopuszczalny przesył z Niemiec do Polski obniżył się i wynosi obecnie maksymalnie 1 300 MW.

W dniu 22 września 2016 r. nastąpiło uszkodzenie przesuwnika PF1 w torze nr 2 linii 400 kV Mikułowa-Hagenwerder. Uszkodzenie to wymusiło niesymetryczną pracę przesuwników, co z kolei spowodowało ograniczenie ich możliwości regulacyjnych do maksymalnie 16 zaczepu przy pracy dwóch przesuwników w torze (tor nr 1 linii 400 kV Mikułowa-Hagenwerder), przy jednoczesnej maksymalnej nastawie (zaczep 32) pojedynczego przesuwnika PF2 w torze nr 2 wspomnianej linii (wykres nr 29).

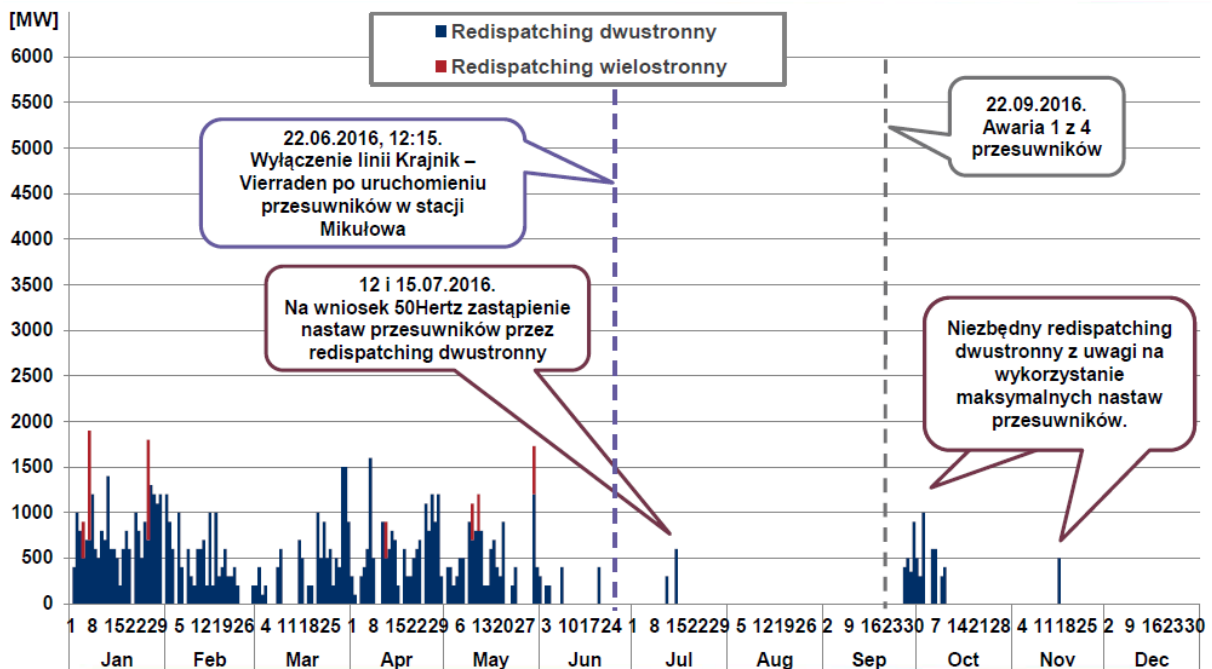
Wykres nr 26

**Miesięczne wielkości XBR i MRA niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa (kryterium N-1) na przekroju Niemcy-Polska**



Wykres nr 27

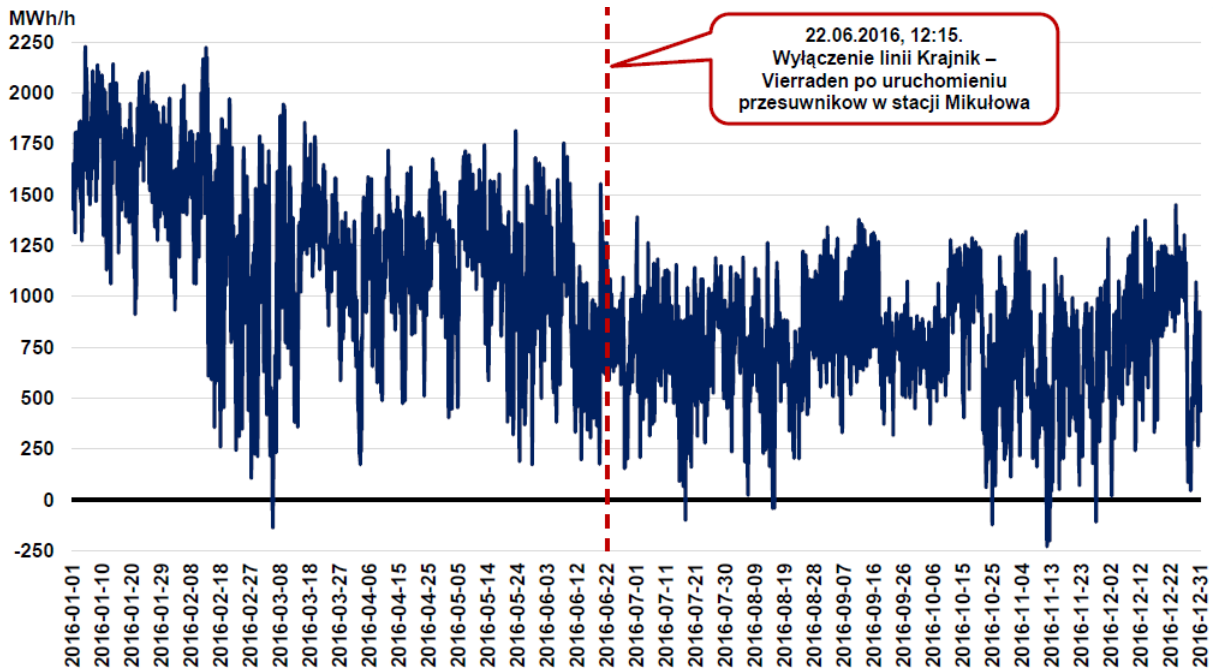
**Maksymalne dobowe wielkości XBR i MRA niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa (kryterium N-1) na przekroju Niemcy-Polska**





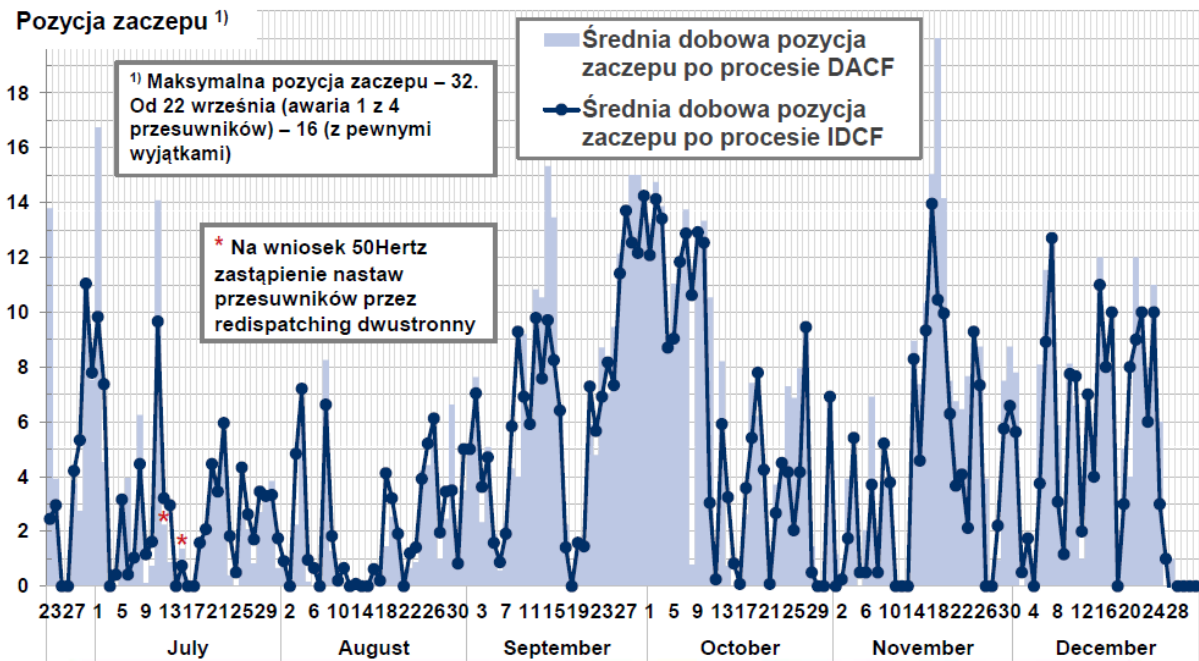
Wykres nr 28

Przełpywy Niemcy-Polska w okresie 01.01.2016 - 31.12.2016 r.



Wykres nr 29

Średnie dobowe położenia przełącznika zaczeów w okresie 22.06.2016-31.12.2016 r.



### **5.3. Inne działania OSP dotyczące interwencyjnych dostaw energii elektrycznej**

#### **5.3.1. Zakup rezerwy interwencyjnej zimnej (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 nie świadczących usługi IRZ.

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 1 stycznia 2016 r. do 31 grudnia 2017 r. usługę interwencyjnej rezerwy zimnej (dalej: usługa IRZ) świadczą jednostki JWCD:

- na podstawie Umowy z PGE GiEK: bloki nr 1 i 2 w Elektrowni Dolna Odra,
- 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. podjął decyzję o przedłużeniu okresu obowiązywania ww. umów na kolejne dwa lata, tj. do 31 grudnia 2019 r.

Usługę IRZ w 2016 r. świadczyło pięć jednostek wytwórczych, o łącznej mocy osiągalnej 830 MW.

#### **5.3.2. Możliwości zarządzania stroną popytową**

Stosunkowo nowym elementem w obszarze pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną jest wykorzystanie usługi redukcji poboru energii elektrycznej przez odbiorców.

Usługa ta, mieszcząca się w kategorii działań nazywanych DSR (*Demand Side Response*), stwarza możliwości aktywnego udziału odbiorców w procesie bilansowania systemu poprzez redukcję mocy czynnej pobieranej z sieci elektroenergetycznej. Potencjał strony popytowej związany jest z odbiorcami we wszystkich grupach taryfowych, jednakże ze względu na brak u niemal wszystkich odbiorców komunalnych liczników zdalnego odczytu, obszarem zainteresowania OSP w tym zakresie są przede wszystkim odbiorcy grup taryfowych A, B i C2.

W 2015 r. rozwinięty został zakres usług redukcji zapotrzebowania, przewidzianych do wykorzystania w przypadku wystąpienia niedoboru mocy dyspozycyjnej, dostępnej dla OSP. Istnieje również możliwość uczestniczenia odbiorców, posiadających sterowane odbiory, w składaniu ofert bilansujących na rynku bilansującym.

#### ***Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP***

W latach 2015-2016 PSE S.A. posiadały zawartych 7 umów na świadczenie usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP. Łączny pozyskany w ramach tych umów wolumen to prawie 200 MW. Umowy te zostały podpisane z PGE Górnictwo i Energetyka

Konwencjonalna S.A., PKN Orlen S.A. oraz z firmą Enspirion Sp. z o.o., która pełni rolę agregatora usług świadczonych przez kilkudziesięciu odbiorców. Udział w przetargu podmiotu, którym jest agregator, wskazuje na wystąpienie modelu biznesowego, który potwierdza istnienie na rynku potencjału redukcji, który może być wykorzystany nie tylko do celów bilansowania na potrzeby OSP, ale również na potrzeby przedsiębiorstw obrotu, czy w przyszłości również OSD.

Ze względu na potrzebę rozwoju usługi DSR jako jednego z narzędzi dostępnych dla OSP do bilansowania systemu elektroenergetycznego, niezbędne jest zwiększenie nie tylko dostępnego wolumenu redukcji, ale także efektywności wykorzystania potencjału DSR. Opracowywane i wdrażane w ostatnim czasie modyfikacje zasad istniejącej usługi DSR, w sytuacji rozwijającego się rynku energii elektrycznej oraz zmieniającej się struktury wytwarzania, nie przyniosły wymaganych efektów.

W związku z powyższym zaszła konieczność opracowania i wdrożenia nowego modelu usługi, tj. interwencyjnej usługi DSR, dzięki czemu możliwe będzie pozyskanie większego wolumenu mocy redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w okresach największego ryzyka braku możliwości zapewnienia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego.

W 2016 r. w PSE S.A. opracowano szczegółową koncepcję funkcjonowania dwóch nowych Interwencyjnych Programów DSR (IP DSR). Zaprojektowanie od podstaw Programu Gwarantowanego (z płatnością za gotowość i wykonanie) oraz Bieżącego (z płatnością za wykonanie) pozwoli na maksymalne wykorzystanie potencjału redukcyjnego odbiorców energii w KSE.

Zarządzanie usługami DSR będzie wspierane poprzez budowane systemy informatyczne, niezbędne dla wdrożenia i obsługi systemu usług IP DSR, w zakresie począwszy od certyfikowania wykonawców przez komunikację i obsługę propozycji sprzedaży, a na ich rozliczaniu kończąc. Założenia, projektowanie i wdrażanie powyższych systemów IT będzie dokonywane etapowo w miarę rozwoju kolejnych generacji usług IP DSR.

W 2016 r. planowano pozyskanie do 500 MW zdolności redukcji, wyłonionych w postępowaniu przetargowym w Programie Gwarantowanym, tj. mocy redukcji dostępnych w ciągu całego roku oraz dodatkowych mocy redukcji, wynikających z ofert sprzedaży składanych przez wykonawców w sposób dynamiczny poprzez portal sprzedaży w Programie Bieżącym. W wyniku przeprowadzonego w marcu 2017 r. postępowania przetargowego PSE S.A. pozyskały 9 wykonawców usługi DSR w programie Gwarantowanym oraz 5 w Programie Bieżącym. Suma pozyskanej mocy, która będzie mogła być zredukowana na zlecenie OSP (w Programie Gwarantowanym) wynosi 361 MW latem i 315 MW zimą.

### **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 (najczęściej kilkudniowych) opóźnień rozpoczęcia planowych remontów (RS i RK) poszczególnych jednostek wytwórczych.

### ***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 (111 MW w 2015 r. i 137 MW w 2016 r.), OSP rozważa zmianę zasad jej nabywania tak, by zachęcić wytwórców do świadczenia tej usługi 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 nie będących centralnie dysponowanymi (nJWCD), zapewniające wymagane ze względu na prawidłowe funkcjonowanie KSE wielkości wytwarzania energii elektrycznej oraz Umowy o świadczenie usługi pracy interwencyjnej, zapewniające OSP dostęp do szybkiej rezerwy interwencyjnej.

Dodatkowo – w celu zapewnienia możliwości obrony i odbudowy zasilania KSE, OSP zawiera Umowy o świadczenie usług systemowych w zakresie odbudowy KSE.

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

Analiza planów inwestycyjnych w zakresie rozpoczętych oraz planowanych inwestycji w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej w kraju została sporządzona na podstawie badań ankietowych, przeprowadzonych przez PSE S.A. w grudniu 2016 r. wśród przedsiębiorstw energetycznych i inwestorów zainteresowanych budową nowych źródeł. 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.

W 2016 r. uruchomione zostały dwa obiekty energetyczne na gaz ziemny w technologii gazowo-parowej – jeden o mocy 138 MW w Elektrociepłowni Gorzów oraz drugi o mocy 485 MW w Elektrociepłowni Włocławek.

Zagadnienia związane z planami budowy nowych źródeł wytwórczych są monitorowane przez PSE S.A. w procesie ankietyzacji podmiotów wytwórczych. Poniżej zaprezentowano informacje o nowych konwencjonalnych źródłach wytwórczych, pozyskane w wyniku ankietyzacji przeprowadzonej w grudniu 2016 r.

Obecnie w naszym kraju 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: 1075 MW w Kozienicach (2017 r., el. na węgiel kamienny), 596 MW w Płocku (2017 r., Ec. na gaz), 2 x 900 MW w Opolu (blok nr 5 w 2018 r. i blok nr 6 w 2019 r., el. na węgiel kamienny), 910 MW w Jaworznie (2019 r., el. na węgiel kamienny), 467 MW w Stalowej Woli (2019 r., Ec. na gaz) oraz 496 MW w Turowie (2020 r., el. na węgiel brunatny). Jeżeli budowane obecnie jednostki zostaną zrealizowane zgodnie z harmonogramem przedstawionym w tabeli nr 34, oznaczać to będzie wprowadzenie do krajowego systemu w okresie do kwietnia 2020 r. nowych źródeł konwencjonalnych o mocy 5 344 MW.

Tabela nr 34

### Nowe moce wytwórcze jednostek konwencjonalnych (w trakcie budowy)

L.p.	Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW <sub>e</sub> ]	Paliwo	Termin realizacji
1.	ENEA	Kozienice	1 075	węgiel kam.	12.2017
2.	ORLEN	Płock	596	gaz	12.2017
3.	PGE	Opole (blok nr 5)	900	węgiel kam.	8.2018
4.	TAURON	Jaworzno	910	węgiel kam.	4.2019
5.	PGE	Opole (blok nr 6)	900	węgiel kam.	4.2019
6.	TAURON	Stalowa Wola	467	gaz	6.2019
7.	PGE	Turów	496	węgiel brun.	4.2020
<b>Moc razem [MW<sub>e</sub>]:</b>			<b>5 344</b>		

Źródło: PSE S.A.

W tabeli nr 35 zestawiono jednostki wytwórcze będące na etapie planowania, charakteryzujące się wysokim stopniem zaawansowania prac przygotowawczych, w tym m.in. wydaniem przez PSE S.A. warunków przyłączeniowych lub zawarciem umowy o przyłączenie. Sumaryczna moc jednostek planowanych wynosi 3391 MW. W tabeli tej nie podano informacji o planach budowy elektrowni jądrowej, która została uwzględniona w analizach bilansowych. Przyłączenie elektrowni jądrowej do sieci przesyłowej nie jest w chwili obecnej objęte formalną procedurą związaną z określeniem warunków przyłączenia.

Tabela nr 35

**Planowane inwestycje w nowe moce wytwórcze jednostek konwencjonalnych [MW<sub>e</sub>].**

L.p.	Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW <sub>e</sub> ]	Paliwo	Termin realizacji
1.	ZAP	Puławy	355	gaz*	6.2019
2.	PGNiG TERMIKA	Żerań	450	gaz	10.2020
3.	Kulczyk Investments	Północ 1	793	węgiel kam.	7.2023
4.	ENERGA	Ostrołęka	1 000	węgiel kam.	12.2023
5.	Kulczyk Investments	Północ 2	793	węgiel kam.	12.2024
<b>Moc razem [MW<sub>e</sub>]</b>			<b>3 391</b>		

\*Zarząd Grupy AZOTY w kwietniu br. poinformował o rezygnacji z budowy w Puławach bloku parowo-gazowego i przedstawił plany budowy instalacji zgazowania węgla.

Źródło: PSE S.A.

W tabeli nr 36 wymieniono projekty, które zostały zawieszono przez inwestorów, ale posiadają z PSE S.A. zawartą umowę o przyłączenie – ich moc wynosi 1830 MW. W zakresie projektów wymienionych w tabeli nr 36 ostateczne decyzje, dotyczące rozpoczęcia ich realizacji, będą zależały od rozwoju otoczenia regulacyjnego oraz sytuacji rynkowej.

Tabela nr 36

**Wykaz projektów zawieszonych przez inwestorów posiadających umowę o przyłączenie z PSE S.A.**

L.p.	Inwestor	Lokalizacja	Moc [MW <sub>e</sub> ]	Paliwo
1.	ENERGA	Gdańsk	456	gaz
2.	ENERGA	Grudziądz	874	gaz
3.	ENGIE ENERGIA POLSKA	Łęczna	500	węgiel kam.*
<b>Moc razem [MW<sub>e</sub>]</b>			<b>1 830</b>	

\*W grudniu 2016 r. Grupa Engie została przejęta przez Eneę wraz z projektem budowy elektrowni w Łęcznej

Źródło: PSE S.A.

W listopadzie 2016 r. TAURON Wytwarzanie S.A. poinformował, że ze względu na obecne uwarunkowania rynkowe i legislacyjne, podjął decyzję o wstrzymaniu realizacji projektu budowy bloku gazowo-parowego w Łagiszy o mocy 450 MW. W związku z powyższym TAURON Wytwarzanie S.A. wstrzymał wszelkie prace związane z tym projektem, w tym również został wstrzymany wniosek o wydanie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej.

W kolejnej tabeli zestawiono jednostki konwencjonalne planowane i będące w budowie.

Tabela nr 37

**Prowadzone i planowane inwestycje w nowe konwencjonalne moce wytwórcze [MW<sub>e</sub>]**

Wyszczególnienie	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2030-2035	RAZEM 2017-2025	RAZEM 2017-2035
Węgiel brunatny	0	0	0	496	0	496	0	0	0	496	496
Węgiel kamienny	1 075	900	1 810	0	0	3 785	2 586	0	0	6 371	6 371
Gaz ziemny	596	0	822	450	0	1 868	0	0	0	1 868	1 868
EJ	0	0	0	0	0	0	0	0	1 650*	0	1 650
<b>Moc razem [MW<sub>e</sub>]</b>	<b>1 671</b>	<b>900</b>	<b>2 632</b>	<b>946</b>	<b>0</b>	<b>6 149</b>	<b>2 586</b>	<b>0</b>	<b>1 650</b>	<b>8 735</b>	<b>10 385</b>

\* do 1650 MW, w zależności od wybranej technologii

PSE S.A. ankietującą z grudnia 2016 r. objęło również elektrociepłownie zawodowe oraz wybrane elektrociepłownie przemysłowe. Zestawienie jednostek wytwórczych planowanych do uruchomienia w tej grupie źródeł w podziale na scenariusze: modernizacyjny i wycofań BAT zaprezentowano w tabelach nr 38 i 39. W zależności od scenariusza, do KSE w tej grupie jednostek zostanie przyłączone do 2035 r. od 492 MW do 1302 MW.

Tabela nr 36

**Nowe konwencjonalne moce wytwórcze w elektrociepłowniach zawodowych i elektrociepłowniach przemysłowych (scenariusz modernizacyjny BAT)**

Wyszczególnienie	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2030-2035	RAZEM 2017-2025	RAZEM 2017-2035
Węgiel kamienny	107	75	0	0	0	182	0	0	0	182	182
Gaz ziemny	105	12	102	0	20	219	143	690	0	1 052	1 052
Inne	68	0	0	0	0	68	0	0	0	68	68
<b>Moc razem [MW<sub>e</sub>]</b>	<b>280</b>	<b>87</b>	<b>102</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>469</b>	<b>143</b>	<b>690</b>	<b>0</b>	<b>1 302</b>	<b>1 302</b>

Źródło: PSE S.A., ARE S.A.

Tabela nr 39

**Nowe konwencjonalne moce wytwórcze w elektrociepłowniach zawodowych i elektrociepłowniach przemysłowych (scenariusz wycofań BAT)**

Wyszczególnienie	2017	2018	2019	2020	2021	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2030-2035	RAZEM 2017-2025	RAZEM 2017-2035
Węgiel kamienny	107	75	0	0	0	182	0	0	0	182	182
Gaz ziemny	105	12	102	0	20	219	23	0	0	242	242
Inne	68	0	0	0	0	68	0	0	0	68	68
<b>Moc razem [MW<sub>e</sub>]</b>	<b>280</b>	<b>87</b>	<b>102</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	<b>469</b>	<b>23</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>492</b>	<b>492</b>

Źródło: PSE S.A., ARE S.A.

Duża liczba projektów, występujących w planach inwestorów na przestrzeni ostatnich kilku lat, została całkowicie zawieszona lub zamrożona na bliżej nieokreślony okres. W przypadku większości projektów decyzja o przejściu do fazy budowy została wstrzymana z uwagi na bardzo dużą niepewność odnośnie przyszłych warunków rynkowych.



## **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. Działalność inwestycyjna PSE S.A. polega na budowie, rozbudowie i modernizacji obiektów krajowej sieci przesyłowej oraz niezbędnej infrastruktury (zwłaszcza teleinformatycznej). Plany inwestycyjne polskiego operatora zostały określone w perspektywie krótko, 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,
- *Prognoza dotycząca stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej* – na okres nie krótszy niż 15 lat,
- *Plan Zamierzeń Inwestycyjnych (PZI)* – obejmujący pięcioletni horyzont czasu,
- *Roczny Plan Inwestycji Rzeczowych (PI)* – opracowywany corocznie na kolejny rok kalendarzowy.

Cele inwestycji ujętych w PZI na lata 2017-2021, to przede wszystkim:

1. Realizacja Polityki energetycznej Polski w zakresie części celów wyznaczonych dla podsektora elektroenergetycznego.
2. Stworzenie warunków umożliwiających współpracę ze sobą źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych parametrach pracy.
3. Zwiększenie pewności zasilania obszarów metropolii poprzez strukturalne zmiany układów zasilania w newralgicznych obszarach kraju.
4. Wzmocnienie roli sieci przesyłowej w KSE poprzez rozbudowę strukturalną sieci przesyłowej oraz częściowe i stopniowe zdejmowanie funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV.
5. Zwiększenie możliwości ruchowych w KSE.
6. Zwiększenie zdolności regulacji napięć.
7. Wyprowadzenie mocy z przyłączanych nowych źródeł.
8. Rozbudowa połączeń transgranicznych w celu rozwoju wewnętrznego, wspólnotowego rynku energii elektrycznej (szczegółowy opis w punkcie 7.2).

W planowanym pięcioletnim horyzoncie czasowym nakłady w głównej mierze zostaną przeznaczone na finansowanie inwestycji polegających na budowie, rozbudowie oraz modernizacji stacji i linii elektroenergetycznych. PZI na lata 2017-2021 zawiera 126 zamierzeń inwestycyjnych, na które składa się m.in.:

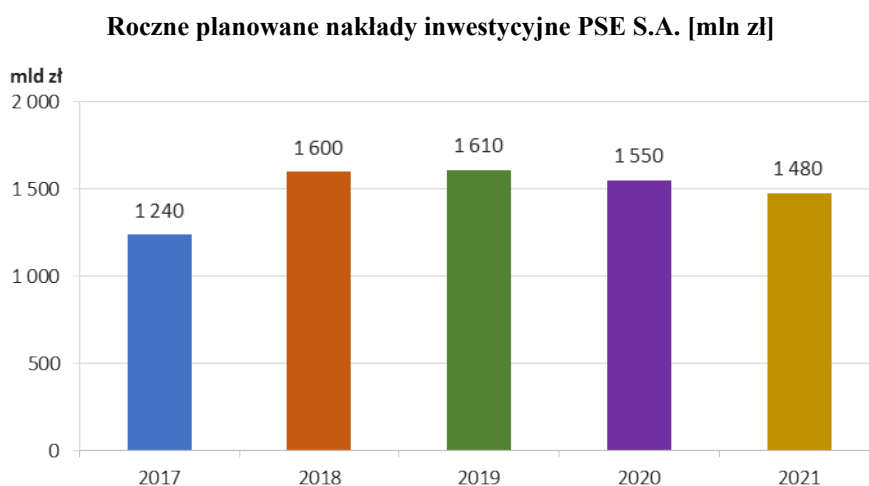
1) budowa:

- a) ok. 2 700 km torów linii 400 kV,

- b) ok. 80 km torów linii 220 kV,
  - c) 6 nowych stacji elektroenergetycznych,
- 3) modernizacja:
- a) ok. 200 km torów linii 400 kV,
  - b) ok. 1 500 km torów linii 220 kV,

Szacowane nakłady na realizację zamierzeń ujętych w PZI w latach 2017-2021 wynoszą łącznie 7,5 mld zł (wykres nr 30). Planowane w tym okresie efekty rzeczowe w zakresie rozwoju sieci zostały przedstawiono na wykresie nr 31.

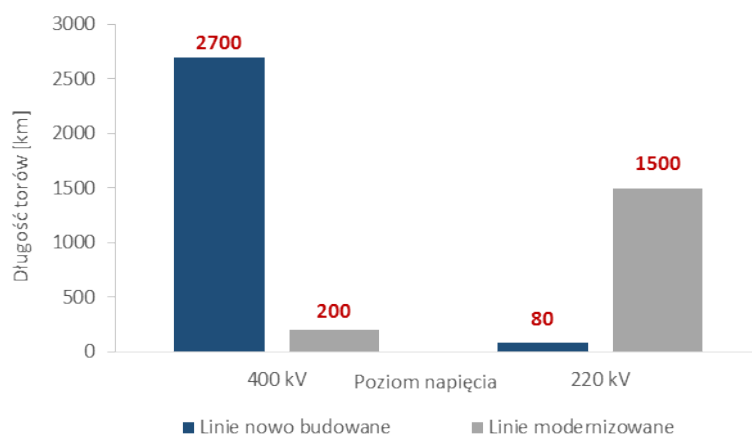
Wykres nr 30



Źródło: PSE S.A.

Wykres nr 31

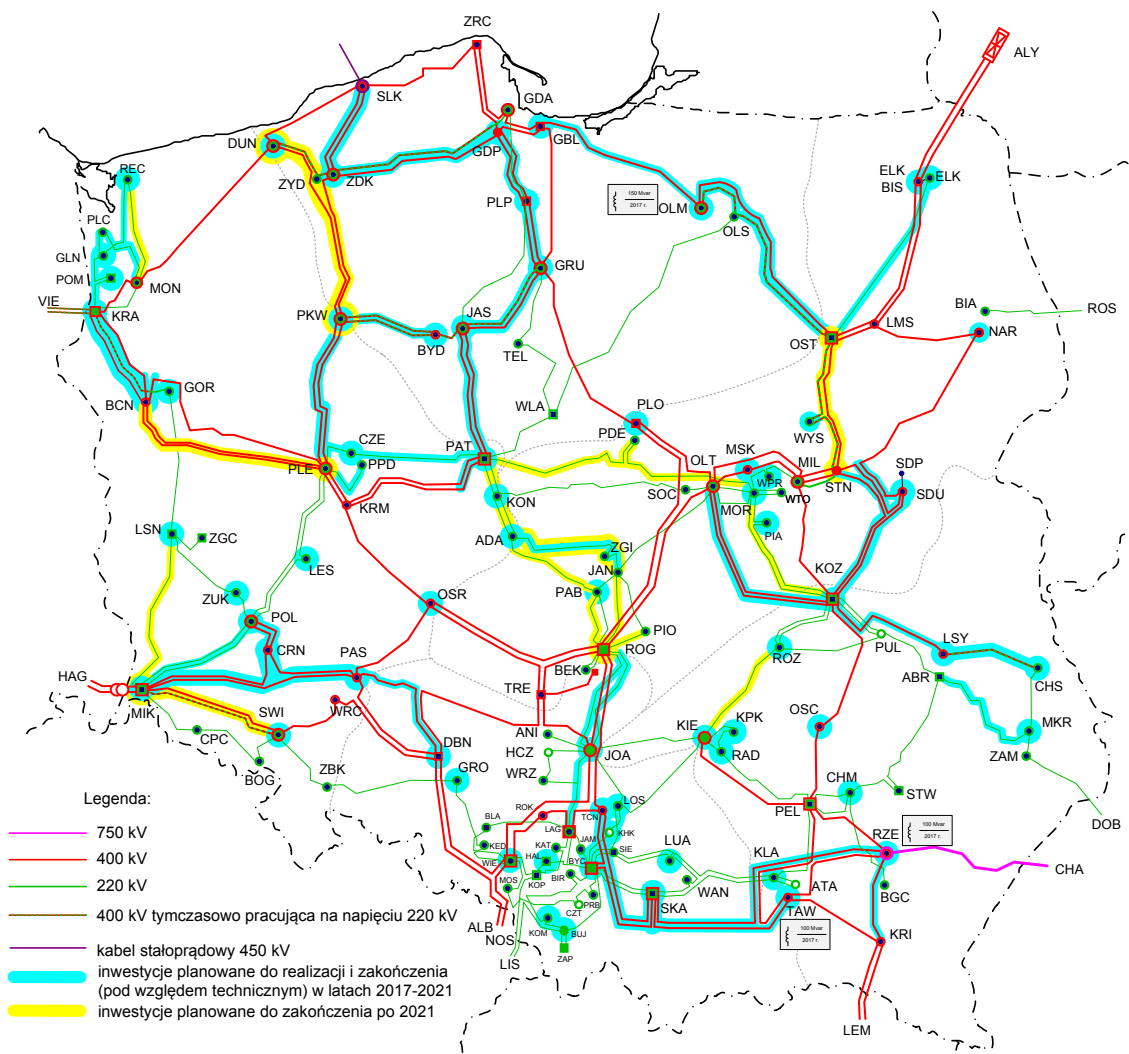
**Efekty rzeczowe zamierzeń/zadań inwestycyjnych w zakresie linii przesyłowych planowane do osiągnięcia do 2021 r.**



Źródło: PSE S.A.

Planowany schemat sieci przesyłowej w 2019 r. przedstawia rysunek nr 4.

## Schemat sieci przesyłowej przewidywany stan na koniec 2021 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. udostępnia zdolności przesyłowe na:

- 1) przekroju synchronicznym (połączenia przesyłowe z Niemcami, Czechami i Słowacją),
- 2) połączeniu z Ukrainą (wydzielona praca bloków Elektrowni Dobrotwór na system w Polsce poprzez linię 220 kV Zamość-Dobrotwór),
- 3) połączeniach asynchronicznych (kablowe połączenie stałoprądowe Polska-Szwecja oraz połączenie Polska-Litwa poprzez wstawkę stałoprądową „back to back”).

### **Zarządzanie połączeniami synchronicznymi**

Na przekroju synchronicznym zdolności przesyłowe udostępniane są w formie skoordynowanych przetargów typu explicit. Na początku 2015 r. przetargi były organizowane przez spółkę Central Allocation Office GmbH (CAO), której udziałowcami byli Operatorzy Systemów Przesyłowych Elektroenergetycznych (w tym PSE S.A.). Alokacja realizowana była w oparciu o umowę „Agreement for Services” zawartą pomiędzy biurem aukcyjnym CAO i OSP będącymi udziałowcami Spółki. W dniu 24 czerwca 2015 r., w trakcie Walnych Zgromadzeń Udziałowców CAO oraz Walnych Zgromadzeń Akcjonariuszy Capacity Allocation Service Company.eu S.A. (CASC) zatwierdzono przeprowadzenie fuzji ww. biur aukcyjnych powołując spółkę Joint Allocation Office S.A. (JAO). Formalnie fuzja weszła w życie w dniu 1 września 2015 r. i po tej dacie organizacja skoordynowanych przetargów na zdolności przesyłowe na przekroju synchronicznym KSE była prowadzona przez niemiecki oddział JAO we Freising (część dawnego CAO), w oparciu o dotychczasową umowę serwisową. Na okres alokacji od 1 stycznia 2016 r. (tj. od dnia 17 listopada 2015 r., kiedy uruchomiono przetarg roczny na 2016 r.), przetargi były organizowane przez biuro aukcyjne JAO z siedzibą w Luksemburgu, którego właścicielami są różni OSP – 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.

Maksymalne zdolności przesyłowe na przekroju synchronicznym w kierunku eksportu oferowane na przetargu rocznym w 2015 r. wyniosły 400 MW, natomiast w 2016 r. nie oferowano zdolności przesyłowych w tym trybie. W przetargach miesięcznych oferowano w 2015 r. maksymalnie 300 MW, a w 2016 r. – analogicznie jak w przypadku przetargu rocznego nie oferowano zdolności przesyłowych w horyzoncie miesięcznym. W przetargach dobowych w 2015 r. oferowano maksymalnie 1 000 MW, podczas gdy w 2016 r. było to 1 300 MW. Wielkość oferowanych mocy w mechanizmie Intra Day była wyznaczana na podstawie aktualnego stanu sieci, z uwzględnieniem niewykorzystanych zdolności przesyłowych, udostępnianych we wcześniejszych przetargach. Maksymalna oferowana moc wynosiła odpowiednio 900 MW w 2015 r. i 1 200 MW w 2016 r .

Ze względu na występujące niegrafikowe przepływy mocy z systemu niemieckiego poprzez system Polski, 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. Zdolności przesyłowe w kierunku importu do KSE były udostępniane tylko w ramach przetargów dobowych oraz Intra Day. Maksymalna moc oferowana w przetargach dobowych wyniosła 267 MW w 2015 r. i 450 MW w 2016 r., a w mechanizmie Intra Day odpowiednio 200 MW i 300 MW.

## **Planowane modyfikacje zarządzania połączeniami na przekroju synchronicznym**

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. Obecnie, po w decyzji ACER ustanawiającej nową organizację współpracy regionalnej poprzez utworzenie regionu CORE i nakazującej uruchomienie alokacji na granicy Niemcy -Austria, prace nad wdrożeniem mechanizmu Flow-Based Market Coupling na połączeniach synchronicznych KSE są realizowane w ramach wspólnego projektu, obejmującego operatorów i giełdy z regionów CEE i CWE. Przewidywany termin uruchomienia tego projektu to 2019 r.

W październiku 2016 r. weszły w życie wytyczne Forward Capacity Allocation (FCA) dla alokacji zdolności przesyłowych w horyzontach długoterminowych. Przyjęcie wytycznych FCA obliguje OSP m.in. do wypracowania zharmonizowanych zasad alokacji długoterminowych praw przesyłowych (tzw. HAR) i wdrożenia jednej platformy realizującej ww. alokację. OSP zrzeszeni w ENTSO-E opracowali stosowny projekt zasad aukcji HAR w oparciu o zasady obowiązujące obecnie dla przetargów organizowanych przez JAO. Projekt ten został skonsultowany z ACER i uczestnikami rynku w ramach publicznych konsultacji przeprowadzonych przez ENTSO-E. Zharmonizowane na poziomie europejskim zasady HAR dla alokacji zdolności przesyłowych w horyzoncie długoterminowym powinny obowiązywać już od początku 2018 r.

Alokacja długoterminowych zdolności przesyłowych ma być prowadzona na wspólnej europejskiej platformie alokacji. Obecnie, zgodnie z wymaganiami FCA, w ramach prac struktur roboczych ENTSO-E, przygotowany jest wniosek w sprawie ustanowienia wspólnej platformy alokacji i zestawu wymagań jej dotyczących. Wniosek ten zakłada, że rola wspólnej europejskiej platformy alokacji będzie powierzona spółce JAO.

## **Zarządzanie połączeniem z Ukrainą (linia 220 kV Zamość-Dobrotwór).**

Połączenie umożliwi promieniową (wydzieloną) pracę bloków Elektrowni Dobrotwór na rzecz naszego systemu, 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.

## **Zarządzanie połączeniem stałoprądowym Polska-Szwecja**

Od grudnia 2010 r. alokacja zdolności przesyłowych na połączeniu stałoprądowym Polska-Szwecja, łączącym 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 Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE) i Nord Pool Spot AS (NPS). 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: Towarowa Giełda Energii S.A. i Nordpool Spot AS oraz OSP Polski i Szwecji (PSE S.A. oraz SVK P.O.).

W latach 2015-2016 PSE S.A. oferowały zdolności przesyłowe w kierunku eksportu i importu, które 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 zdolności przesyłowe w dniach roboczych oferowano głównie w strefie nocnej (w układzie sieci bez wyłączeń – na ogół 300 MW), a w kierunku importu głównie w strefie dziennej (w układzie sieci bez wyłączeń – na ogół 600 MW). Oferowane przez PSE S.A. zdolności przesyłowe, niższe niż nominalna zdolność przesyłowa samego połączenia stałoprądowego, wynikały z występujących ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń związanych z koniecznością spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, określonych w IRiESP.

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

Na połączeniu Polska-Litwa alokacja zdolności przesyłowych realizowana jest począwszy 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. Towarową Giełdę Energii S.A. i Nordpool 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, której sygnatariuszami są giełdy energii elektrycznej: TGE S.A. i Nordpool Spot AS oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Litwy: PSE S.A. oraz Litgrid AB. Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach Polska-Litwa i Polska-Szwecja odbywa się w ramach jednolitego europejskiego mechanizmu łączenia rynków Multi-Regional Coupling MRC.

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 wynosiły 488 MW. W strefie dziennej dni roboczych występowały na ogół ograniczenia bilansowe, które były główną przyczyną ograniczenia oferowanych zdolności przesyłowych w kierunku eksportu do 0 MW. Maksymalne moce oferowane w kierunku importu do Polski wynosiły 492 MW. W strefie nocnej z reguły moce oferowane w kierunku importu wynosiły 0 MW ze względu na konieczność spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE.

## **7.2.2. Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju synchronicznym**

### **Instalacja przesuwników fazowych na istniejących połączeniach Polska-Niemcy**

Ukształtowanie sieci przesyłowych oraz konfiguracja pracy połączonych systemów elektroenergetycznych krajów Europy Środkowej (Niemiec, Polski, Czech, Słowacji i Austrii) powoduje przepływy wyrównawcze mocy pomiędzy krajami tego regionu, tzw. przepływy kołowe. Niezależnie od nich, sieć przesyłowa Polski narażona jest na przepływy tranzytowe wynikające z realizacji handlowej wymiany energii elektrycznej pomiędzy systemem niemieckim i austriackim. W efekcie przepływy te obniżają poziom dopuszczalnego dla KSE eksportu i importu. Zbyt duże przepływy kołowe mogą doprowadzić do braku spełnienia podstawowego kryterium niezawodnościowego, jakim jest reguła n-1. Wobec wyczerpywania się operacyjnych środków zaradczych, PSE S.A. i 50 Hertz Transmission GmbH (50Hertz) na bazie wspólnych prac studialnych uzgodniły, że na liniach transgranicznych z systemem niemieckim zostaną zainstalowane transformatorowe przesuwniki fazowe (PST). Przeprowadzone analizy systemowe wykazały, że ich instalacja na połączeniach z Niemcami wraz z przełączeniem linii Krajnik-Vierraden na napięcie 400 kV zwiększy bezpieczeństwo pracy KSE dzięki stworzeniu możliwości regulacji przepływów kołowych od strony Niemiec do wartości bezpiecznych. Ponadto zwiększą się zdolności przesyłowe, zarówno eksportowe jak i importowe. Po zainstalowaniu PST i optymalizacji rozptyłów mocy na liniach Krajnik-Vierraden i Mikułowa-Hagenwerder nastąpi zwiększenie zdolności wymiany mocy na przekroju synchronicznym o 1 500 MW w kierunku eksportowymi 500 MW w kierunku importowym.

W latach 2015-2016, na podstawie umowy zawartej z firmą Siemens, PSE S.A. zainstalowały przesuwniki fazowe w SE Mikułowa na 2-torowej linii transgranicznej 400 kV Mikułowa-Hagenwerder (niemiecki operator 50Hertz realizuje podobną inwestycję w SE Vierraden na 2-torowej linii transgranicznej 400 kV Krajnik-Vierraden). W ramach tej umowy w 2015 r. zostały dostarczone i zamontowane na stanowiskach przesuwniki fazowe. W dniu 05.09.2016 r. przesuwniki fazowe w SE Mikułowa zostały przekazane do eksploatacji. Rozpoczęcie eksploatacji przesuwnika w stacji Mikułowa oznacza zakończenie pierwszej części projektu skoordynowanej inwestycji PSE S.A. i niemieckiego Operatora Systemu Przesyłowego 50Hertz. Druga część projektu obejmuje budowę przesuwnika fazowego w niemieckiej stacji Vierraden wraz z przeprowadzeniem modernizacji linii Krajnik-Vierraden, skutkującej podniesieniem jej napięcia z obecnego 220 kV na 380 kV. Przesuwniki fazowe zainstalowane na granicy polsko-niemieckiej będą zarządzane w skoordynowany sposób przez obu operatorów.

Z uwagi na skargę sądową przeciwko udzieleniu zezwolenia na budowę dla 50Hertz tzw. linii Uckermark, niezbędnej dla przełączenia linii Vierraden-Krajnik na 380 kV, drugi etap projektu inwestycyjnego PST prowadzony przez 50Hertz jest opóźniony. Jako rozwiązanie tymczasowe 50Hertz zrealizuje połączenie pracujących aktualnie na napięciu 220 kV linii po stronie niemieckiej ze zmodernizowaną linią 380 kV Vierraden-Krajnik za pomocą transformatorów 380/220 kV. Takie rozwiązanie umożliwi przełączenie linii transgranicznej na napięcie 380 kV oraz rozpoczęcie użytkowania części PST w stacji Vierraden (pierwszych dwóch z czterech zaplanowanych jednostek). W tym samym czasie PSE dostosują stację Krajnik do przełączenia linii do pracy na napięciu 380 kV. Linia 220 kV Vierraden-Krajnik została przez obu operatorów czasowo wyłączona do momentu, gdy będzie

możliwe jej przełączenie na 380 kV w przejściowej konfiguracji. Ponowne załączenie linii Vierraden-Krajnik, z rozwiązaniem tymczasowym po stronie niemieckiej, ma nastąpić w 2018 r. Wyłączenie tej linii umożliwi skuteczne wykorzystywanie uruchomionego w stacji Mikułowa PST dla zmniejszenia nie grafikowych przepływów mocy na granicy polsko-niemieckiej. Przyczyni się to do istotnego zmniejszenia skali i kosztów prowadzonych przez obu operatorów działań zaradczych (najczęstszą przyczyną podejmowania tych działań było zbyt wysokie obciążenie linii Vierraden-Krajnik). Sterowanie fizycznymi przepływami mocy na połączeniu Hagenwerder-Mikułowa za pomocą PST pozwoli na okresowe udostępnianie handlowych zdolności przesyłowych w kierunku Polski w trybie aukcji dobowych. Wielkość udostępnianych zdolności będzie jednak zależała od wyników analiz technicznych oraz uzyskanego doświadczenia operacyjnego.

### **Budowa nowego (trzeciego) połączenia Polska- Niemcy**

Projekt nowego połączenia Polska-Niemcy obejmował budowę 2-torowej linii 400 kV łączącej stację Plewiska w zachodniej części KSE ze stacją Eisenhuettenstadt po stronie niemieckiej. W pierwszej fazie, w horyzoncie roku 2020, planowano budowę połączenia w relacji Plewiska-Plewiska Bis-Eisenhuettenstadt, natomiast w dalszym terminie rozpatrywano powiązanie tej linii z nową stacją Zielona Góra oraz nowymi ciągami przesyłowymi w zachodniej części KSE, dedykowanymi rozwojowi energetyki wiatrowej i konwencjonalnej w północno-zachodniej Polsce.

W 2014 r. PSE S.A. wykonały prace analityczne, w ramach których określono zakres rozbudowy systemu przesyłowego w zachodniej części kraju, zapewniającego w horyzoncie długoterminowym równocześnie: poprawę bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną północno-zachodniego obszaru KSE, możliwości wyprowadzenia mocy z istniejących i planowanych na tym obszarze źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i OZE) oraz poprawę warunków międzysystemowej wymiany mocy na przekroju synchronicznym. Ich wyniki wykazały, że rozbudowa sieci przesyłowej w rejonie SE Krajnik i SE Mikułowa wykazuje porównywalne efekty w zakresie możliwości zwiększenia importu mocy, w stosunku do budowy nowego połączenia z systemem niemieckim. Rozbudowa sieci wewnętrznej jest korzystniejsza ze względu na inne uwarunkowania, dotyczące przede wszystkim poprawy pewności wyprowadzenia mocy z krajowych źródeł wytwórczych (elektrowni konwencjonalnych oraz farm wiatrowych). Biorąc to pod uwagę PSE S.A. planują w horyzoncie 2021-2022 rozbudowę sieci wewnętrznej na zachodzie kraju w zakresie:

- linie wychodzące ze stacji Krajnik:
  - budowa 2-torowej linii 400 kV Krajnik-Baczyna i dalej w kierunku Poznania (Baczyna -Plewiska),
- linie wychodzące ze stacji Mikułowa:
  - budowa 2-torowej linii 400 kV Mikułowa-Pasikurowice,
  - budowa 2-torowej linii 400 kV Mikułowa-Świebodzice.

Wewnętrzna rozbudowa pozwoli na osiągnięcie 2 000 MW zdolności importowych, a ograniczenia nie będzie stanowić już sieć wewnętrzna, lecz zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych z systemem niemieckim. Po zrealizowaniu powyższych inwestycji, w kontekście potrzeby dalszego wzrostu zdolności wymiany mocy na przekroju synchronicznym, szczególnie w kierunku importu mocy rozważana może być budowa



nowego dwutorowego połączenia 400 kV Polska-Niemcy. Ocenia się, że takie potrzeby nie wystąpią przed 2030 r., a decyzja i termin potencjalnego uruchomienia połączenia, w uzgodnieniu z operatorem niemieckim, zostanie poprzedzona stosownymi analizami systemowymi. Potencjalna budowa nowego trzeciego dwutorowego połączenia 400 kV z Niemcami pozwoliłaby na zwiększenie zdolności wymiany mocy na przekroju synchronicznym o 1 500 MW w kierunku importu ponad efekty uzyskane po uruchomieniu przesuwników fazowych na liniach Krajnik-Vierraden i Mikułowa-Hagenwerder oraz po zrealizowaniu w horyzoncie 2022 r. wewnętrznej rozbudowy sieci przesyłowej w zachodniej części systemu elektroenergetycznego, opisanej powyżej.

### **7.2.3. Rozwój połączeń transgranicznych na przekroju asynchronicznym**

#### **Połączenie Polska-Litwa**

Budowa połączenia elektroenergetycznego Polska-Litwa wraz z koniecznym wzmocnieniem sieci wewnętrznej została zakończona w 2015 r. Wymagała ona zrealizowania 11 zadań inwestycyjnych, na ogólną kwotę 1,8 mld PLN, z czego 50 % zostało pokryte ze środków unijnych w ramach programu POiŚ 2007-2013. Umowa podpisana przez PSE S.A. i litewski OSP Litgrid AB w dniu 1 grudnia 2011 r. przewidywała także możliwość realizacji II etapu projektu - rozbudowy połączenia Polska-Litwa (kolejny moduł wstawki B2B i dalsza rozbudowa polskiego i litewskiego systemu przesyłowego). Etap ten planowano zakończyć w 2020 r., a realizacja inwestycji miała umożliwić zwiększenie zdolności przesyłowych połączenia i umożliwić przesył mocy w obu kierunkach w wysokości 1 000 MW.

PSE S.A. i Litgrid AB prowadziły w 2015 r. wymianę korespondencji związanej z realizacją II etapu połączenia Polska-Litwa. Strona litewska nie przedstawiła jednoznacznej deklaracji realizacji II etapu Projektu i zaproponowała wykonanie analizy rynkowej identyfikującej najefektywniejszy termin realizacji inwestycji. W II połowie 2016 r. została wykonana analiza rynkowa, która wykazała, że okres zwrotu nakładów poniesionych przez stronę litewską na budowę drugiej wstawki 500 MW będzie wynosił 24 lata od jej uruchomienia. Na podstawie tej analizy oraz w związku z dążeniem Krajów Bałtyckich do jak najszybszej synchronizacji z Europą kontynentalną, w dniu 30 listopada 2016 r. Rząd Litewski podjął decyzję o rezygnacji z budowy drugiej wstawki i w efekcie zamknięcie realizacji II etapu połączenia Polska-Litwa.

W lutym 2017 r. Joint Research Center (think tank Komisji Europejskiej) zakończył pracę oceniającą warianty desynchronizacji Krajów Bałtyckich od systemu IPS/UPS w ramach grupy roboczej BEMIP (przedstawiciele ministerstw ds. energetyki, urzędów regulacji i OSP) pod kierownictwem Komisji Europejskiej. Analizowane były trzy scenariusze:

- samodzielna praca Krajów Bałtyckich poprzez połączenia DC z Europą kontynentalną i krajami nordyckimi,
- hybrydowe połączenia (DC i AC) z krajami nordyckimi,
- synchronizacja Krajów Bałtyckich z Europą kontynentalną.

Na podstawie porównania kosztów towarzyszących poszczególnym wariantom JRC zdecydowało się na rekomendację synchronizacji Krajów Bałtyckich z Europą kontynentalną. Dalsze działania podejmowane w tym zakresie mają na celu uzyskanie przez Komisję

Europejską decyzji politycznej rządów krajów grupy BEMIP dla realizacji rekomendowanego wariantu desynchronizacji Krajów Bałtyckich od systemu IPS/UPS.

### **Połączenia z Ukrainą**

W lutym 2016 r. Konsorcjum (OSP z Rumunii, Serbii, Bułgarii, Węgier i Polski), realizujące Studium wykonalności synchronicznego przyłączenia systemów Ukrainy i Mołdawii do systemu Europy kontynentalnej ENTSO-E (Studium UA/MD), przedstawiło raport końcowy z prowadzonych prac, z którego wynikają następujące wnioski:

- Wykonane analizy stanów statycznych (analiza rozptyłowa i zwarciowa) wykazały, że praca synchroniczna systemów Ukrainy i Mołdawii z Europą kontynentalną (z istniejącą i planowaną infrastrukturą na rok 2020) jest możliwa;
- Przyłączenie systemu Ukrainy i Mołdawii, bez zastosowania skutecznych środków zaradczych, nie jest możliwe ze względu na brak zachowania warunków równowagi dynamicznej;
- Ocena wymagań wynikających z ENTSO-E RGCE Operation Handbook wykazała, że system Ukrainy jest częściowo przygotowany do pracy synchronicznej z systemem synchronicznym Europy kontynentalnej (obszary wymagające adaptacji do standardów ENTSO-E to przede wszystkim regulacja częstotliwości, wdrożenie narzędzi czasu rzeczywistego oraz automatyki częstotliwościowego odciążenia);
- Analiza zagadnień prawnych wskazała na potrzebę wdrożenia w systemie prawnym Ukrainy zasad wynikających z trzeciego pakietu energetycznego. Oceniono również, że zmiany w systemie prawnym zmierzają w kierunku dostosowania do ustawodawstwa w krajach unijnych.

W czerwcu 2016 r. Plenary RGCE ENTSO-E powołało grupę projektową Ukraina/Mołdawia, której zadaniem jest prowadzenie prac implementacyjnych związanych z przyłączeniem systemów tych państw do systemu Europy kontynentalnej. Grupa ma przeanalizować warianty pracy systemów Ukrainy i Mołdawii z systemem Europy kontynentalnej poprzez połączenia hybrydowe (AC/DC) oraz stałoprądowe (DC). Po zapoznaniu się z wynikami prac grupy, PSE S.A. planuje przeanalizować możliwości ewentualnej odbudowy połączenia 750 kV Rzeszów-Chmielnicka.

### **Połączenie z Białorusią**

Połączenie wybudowane w 1962 r. zapewniało zasilanie Białegostoku i okolic. W 2004 r. zostało ono wyłączone z ruchu, a obecny stan techniczny rozdzielni oraz linii po stronie polskiej uniemożliwia przywrócenie linii do pracy. Prowadzone przez PSE S.A. na przestrzeni ostatnich lat rozmowy ze stroną białoruską, dotyczące ewentualnego przywrócenia do pracy linii, nie dały podstaw do uruchomienia działań przygotowawczych do rozbudowy połączenia.

Ostatnie uzgodnienia w tym zakresie prowadzone były w pierwszej połowie 2015 r. W dniu 24 lutego 2015 r. odbyło się robocze spotkanie pomiędzy przedstawicielami PSE S.A. oraz GPO Belenergo. W trakcie spotkania PSE S.A. poinformowały, że po uwzględnieniu aspektów technicznych i ekonomicznych wariantem, który mógłby być przedmiotem ewentualnych dalszych rozmów, jest przywrócenie linii do pracy w obecnych gabarytach napięciowych, z instalacją wstawki prądu stałego po stronie białoruskiej. Zdolności importowe dla tego wariantu nie przekraczałyby 300 MW. Uruchomienie takiego układu

technicznego po stronie polskiej wymagałoby nakładów w wysokości ok. 30 mln złotych i potrwałoby ok. dwa lata, licząc od momentu zawarcia umów z wykonawcą. W dniu 19 maja 2016 r. Belenergo poinformowało pisemnie o gotowości do rozpoczęcia negocjacji w sprawie ponownego uruchomienia połączenia, wskazując jednocześnie na konieczność zawarcia odpowiedniego porozumienia międzyrządowego w tej sprawie. Jednakże ze względu na brak takich uzgodnień PSE S.A. nie prowadziły dalszych rozmów z operatorem białoruskim.

Ze względu na katastrofalny stan techniczny linii i rozdzielni po polskiej stronie – PSE S.A., rozważając demontaż połączenia, zwróciły się pismem z dnia 18 października 2016 r. do MSZ, Ministerstwa Rozwoju i Ministerstwa Energii z prośbą o opinię na temat rozważanej trwałej likwidacji połączenia 220 kV Roś-Białystok. MSZ nie zgłosił zastrzeżeń co do likwidacji linii, natomiast Ministerstwo Energii stwierdziło, że modernizacja linii jest niezasadna, a decyzja o demontażu powinna zostać poprzedzona analizą prognoz w zakresie przyszłej sytuacji na rynku energii elektrycznej, a także zestawieniem kosztów utrzymania linii oraz demontażu. Ostatecznie w lutym 2017 r. Zarząd PSE S.A. podjął uchwałę w sprawie likwidacji linii 220 kV Roś-Białystok wraz z elementami rozdzielni, z zastrzeżeniem uzyskania pozytywnej opinii Rady Nadzorczej PSE S.A. i zgody Walnego Zgromadzenia PSE S.A. Zgodnie z harmonogramem, po uzyskaniu zgód korporacyjnych, fizyczna likwidacja majątku powinna zakończyć się w połowie 2018 r.

### **Połączenie z Rosją (Kaliningrad)**

Od 2013 r. nie prowadzono uzgodnień ze stroną rosyjską, dotyczących budowy połączenia elektroenergetycznego z Kaliningradem. Aktualny plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2016-2025 nie przewiduje realizacji takiej inwestycji.

## Wnioski

1. W 2015 r. w wyniku zbiegu szeregu okoliczności, takich jak bezwietrzna pogoda oraz niedyspozycyjność urządzeń wytwórczych, spowodowana niskim stanem rzek, Operator Systemu Przesyłowego zmuszony był ogłosić w dniu 9 sierpnia 2015 r. stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i w dniu 10 sierpnia 2015 r. wprowadził ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii na terenie całego kraju. Po decyzji Rady Ministrów stan ten utrzymywał się do 31 sierpnia 2015 r. Aby zapobiec powtórzeniu takiej sytuacji, oprócz nowych inwestycji w moce wytwórcze, konieczne jest planowanie remontów majątku wytwórczego z uwzględnieniem pozostałej nadwyżki mocy, dostępnej dla OSP.
2. W pozostałych miesiącach 2015 r. oraz całym 2016 r. 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 prowadzenia ruchu zidentyfikowano jedynie potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw:
  - a) okresowe utrzymanie się nadwyżki mocy dostępnej dla OSP poniżej wartości wymaganej,
  - b) trudności w spełnieniu kryterium n-1 pracy sieci w związku z obniżoną obciążalnością linii elektroenergetycznych (głównie linii 110 kV) w okresach występowania wysokich temperatur,
  - c) okresowe naruszenia spełnienia kryterium n-1 w związku z nieplanowymi przesyłami tranzytowymi energii elektrycznej na granicy polsko-niemieckiej.
3. Pod koniec 2015 r. ukończono realizację projektu „Połączenia elektroenergetycznego Polska-Litwa”. W ramach tego projektu wybudowano ok. 400 km nowych linii elektroenergetycznych. Projekt był współfinansowany z funduszy UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2007-2013. Zrealizowanie projektu umożliwiło zwiększenie transgranicznych zdolności przesyłowych KSE o 500 MW.
4. W 2016 r. uruchomiono przesuwniki fazowe na liniach transgranicznych z Niemcami w SE Mikułowa. Po ich uruchomieniu w SE Mikułowa i czasowym wyłączeniu linii Krajnik-Vierraden znacząco poprawiły się możliwości zarządzania przepływami mocy na połączeniach Polska-Niemcy, ograniczając zagrożenia w pracy KSE.
5. Stan techniczny infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej przekracza poziom zadowalający. Świadczy to o prawidłowo prowadzonych zabiegach eksploatacyjnych i modernizacyjnych, co wpływa znacząco na bezpieczeństwo energetyczne oraz poprawę jakości energii (poprawę mierników oceny stanu sieci). Należy jednak wskazać na potrzebę podejmowania działań inwestycyjnych, ukierunkowanych na zwiększenie dopuszczalnej obciążalności linii elektroenergetycznych (w tym linii 110 kV należących do OSD) w okresach występowania wysokich temperatur.
6. Zrealizowanie w 2016 r. jedenastu zadań inwestycyjnych w ramach projektu budowy mostu elektroenergetycznego Polska-Litwa zwiększyło pewność zasilania centralnej i północno-wschodniej Polski oraz przyczyniło się do zlikwidowania barier w funkcjonowaniu europejskiego rynku energii oraz Europejskiego Systemu

- Przesyłowego, poprzez zamknięcie tzw. Pierścienia Bałtyckiego, a tym samym zwiększyło bezpieczeństwo energetyczne Polski.
7. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w najbliższych latach powinna nastąpić systematyczna rozbudowa połączeń międzysystemowych, zwiększająca możliwość importu i eksportu energii. Rozwój połączeń międzysystemowych powinien brać pod uwagę powstanie jednolitego unijnego rynku energii.
  8. Moc elektryczna zainstalowana w KSE, według stanu na koniec grudnia 2016 r., z uwzględnieniem mocy źródeł energetyki rozproszonej, wyniosła 41 396 MW i była wyższa o 2,4 % w stosunku do 2015 r. Elektrownie pozostające w dyspozycji OSP na koniec 2016 r. posiadały 60,6 % udział w mocy zainstalowanej w KSE. Moc osiągalna krajowych źródeł wytwórczych w tym samym okresie wyniosła 41 278 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 3,8 % w porównaniu z 2015 r.
  9. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 483 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 546 MW, co oznacza odpowiednio wzrost o 1,2 % i spadek o 1,8 % w stosunku do 2015 r. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2016 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2015 r. i wyniosła 69,4 % (wzrost o 0,6 punktu procentowego w stosunku do 2015 r.).
  10. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2016 r. na poziomie 166,6 TWh, była nieznacznie wyższa (o 1,7 TWh; tj. o 1 %) niż rok wcześniej. Zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło wyższy poziom 168,6 TWh, dając przyrost w zestawieniu z rokiem poprzednim o 2,4 %. Pozostałą część zapotrzebowania na energię pokrył import, który w 2016 r. przewyższył eksport. Takie saldo wymiany, to głównie efekt wyższych cen energii elektrycznej w Polsce od cen na rynkach sąsiadujących (szwedzkim, niemieckim, czeskim i słowackim).
  11. Wytwarzanie energii elektrycznej w kraju odbywało się nadal w zdecydowanej większości w oparciu o węgiel – 78,9 %. Produkcja z odnawialnych źródeł energii odzwierciedliła praktycznie poziom z 2015 r. (dynamika 100,5 %), z udziałem w strukturze wytwarzania na poziomie 13,7 % - rok wcześniej udział był zbliżony (13,8 %). Stagnacja produkcji z OZE, wynikająca głównie z wyraźnego ograniczenia (o ponad połowę) energii uzyskiwanej w procesie współspalania biomasy z węglem, może budzić pewien niepokój z uwagi na określone dla Polski na 2020 r. uzgodnienia w ramach UE, dotyczące wymogu posiadania 15 % udziału energii ze źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu końcowym energii brutto.
  12. Majątek wytwórczy elektrowni zawodowych charakteryzuje się wysokim stopniem zużycia. Według danych na koniec 2015 r. 66,6 % mocy zainstalowanej ulokowane jest w turbozespołach, pracujących od ponad 30 lat. Równocześnie urządzenia eksploatowane krócej niż 10 lat stanowią zaledwie 8,71 % mocy krajowej energetyki cieplnej zawodowej. W przypadku kotłów energetycznych liczby te odpowiednio wynoszą: 70,94 % oraz 7,21 %.
  13. Wyniki analiz bilansu mocy w perspektywie najbliższych pięciu lat wskazują na możliwość wystąpienia okresów, w których wymagana nadwyżka mocy jest niższa od określonego w IRiESP marginesu bezpieczeństwa. Pierwsze trudności mogą pojawić się już w okresie jesienno-zimowym na przełomie lat 2017-2018. Istnieje zatem prawdopodobieństwo pojawienia się w tym okresie konieczności zastosowania przez

OSP bieżących środków zaradczych poprawy bilansu. Wystąpienie w tym okresie ekstremalnych warunków pogodowych może zagrozić bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej.

14. Przedstawione w opracowaniu wyniki analiz bilansowych wskazują, że od 2020 r. w scenariuszu wycofań BAT oraz od 2023 r. w scenariuszu modernizacyjnym BAT może wystąpić poważny niedobór wymaganej nadwyżki mocy, dostępnej w ramach krajowych zasobów wytwórczych, tj. bez uwzględnienia zdolności importowych.

Dla uniknięcia takiej sytuacji powinny być podejmowane działania na rzecz dostosowania istniejących źródeł wytwórczych do nowych wymagań ochrony środowiska (konkluzji BAT) oraz budowy nowych źródeł wytwórczych. Istotne w tym kontekście jest zapewnienie warunków rynkowych, wspierających decyzje inwestycyjne. Ważne może być również podejmowanie działań prowadzących do uzyskania derogacji w zakresie dostosowania do nowych wymagań środowiskowych.

15. Ze względu na konieczność utrzymania wymaganego poziomu rezerwy mocy w KSE, niezbędna jest budowa do 2021 r. nowych systemowych źródeł wytwórczych, o sumarycznej mocy ok. 5,4 GW. Biorąc pod uwagę obecnie prowadzone działania inwestycyjne w zakresie budowy nowych jednostek wytwórczych, można stwierdzić, że ich sumaryczna moc odpowiada zidentyfikowanym potrzebom.

Warunkiem koniecznym zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w horyzoncie najbliższych 5 lat jest terminowe zakończenie rozpoczętych inwestycji.

16. Wystąpienie ekstremalnych warunków pogodowych lub nieprzewidziana kumulacja wyłączeń awaryjnych w jednostkach wytwórczych może ujawnić problemy z pokryciem zapotrzebowania na moc znacznie wcześniej, niż to wynika z dostępnych analiz.
17. Dla zachowania nadwyżki mocy na wymaganym poziomie konieczne będzie zastosowanie przez OSP podstawowych środków zaradczych poprawy bilansu, szczególnie usługi interwencyjnej rezerwy zimnej, co najmniej do końca 2019 r. Niezbędne będą również działania, mające na celu utrzymanie w eksploatacji możliwie największej części zdolności wytwórczych istniejących źródeł oraz pozyskanie dodatkowych mocy w usłudze DSR.
18. W okresie 2017-2035 zaistnieje potrzeba wybudowania dodatkowych jednostek systemowych o mocy od 22 GW do 28 GW, w zależności od rozpatrywanego scenariusza. Dokładną wielkość tej mocy będzie można określić po potwierdzeniu przez spółki wytwórcze wycofań z ruchu jednostek eksploatowanych.
19. Przeprowadzone analizy wykazują możliwość pojawienia się problemu związanego z brakiem pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. W scenariuszu modernizacyjnym BAT potrzeba generacji z nowych mocy pojawia się ok. 2025 r., natomiast w scenariuszu wycofań BAT już w 2021 r.
20. W dłuższej perspektywie, w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną, w tym właściwych rezerw mocy w systemie, niezbędne jest zapewnienie warunków umożliwiających funkcjonowanie na rynku energii oddawanych do użytku jednostek wytwórczych oraz stworzenie warunków zgodnych z unijnymi regułami zapewnienia adekwatności mocy wytwórczych, zachęcających inwestorów do podejmowania niezbędnych inwestycji w zakresie wytwarzania energii.

21. Z przeprowadzonych analiz wynika, że po 2020 r. mogą wystąpić niedobory mocy sterowalnej w systemie elektroenergetycznym, co może skutkować koniecznością wprowadzania – analogicznych do tych z sierpnia 2015 r., ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. Z tego powodu Ministerstwo Energii w 2016 r. rozpoczęło prace nad wprowadzeniem rynku mocy w Polsce. W lipcu 2016 r. odbyły się szerokie konsultacje koncepcji funkcjonowania rynku mocy, którą opisano w dokumencie pt. „Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy”. Konsultacje społeczne projektu ustawy o rynku mocy odbyły się w grudniu 2016 r. W pierwszym półroczu br. projekt ustawy został uzgodniony międzyresortowo, pozytywnie przeszedł Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów i Stały Komitet Rady Ministrów oraz 30 czerwca 2017 r. został przyjęty przez Radę Ministrów, a w lipcu skierowany został pod obrady Sejmu.