

**Zeszyty Naukowe***Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk*

rok 2019, nr 109, s. 45–64

DOI: 10.24425/znigsme.2019.130167

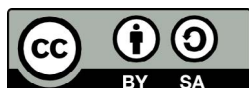
Waldemar DOŁĘGA¹

Wybrane aspekty krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Streszczenie: W artykule przedstawiono wybrane aspekty krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przeprowadzono analizę i ocenę infrastruktury elektroenergetycznej w obszarze wytwarzania, przesyłu i dystrybucji w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przedstawiono charakterystykę sektora wytwórczego oraz infrastruktury sieciowej w obszarze przesyłu i dystrybucji. Określono sytuację obecną i przyszłą w zakresie funkcjonowania wspomnianej infrastruktury elektroenergetycznej w ramach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Oceniono poziom krajowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w obszarze wytwarzania i infrastruktury sieciowej oraz określono zagrożenia i przedstawiono katalog niezbędnych działań w celu poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Stwierdzono, że w obszarze wytwarzania brak jest obecnie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w normalnych warunkach obciążenia, ale istnieje duże prawdopodobieństwo jego wystąpienia w przyszłości (po 2025 r.) w warunkach prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i obowiązywania nowych zaostrzonych wymagań ochrony środowiska (dyrektywy IED, konkluzji BAT, Pakietu Zimowego). Określono, że infrastruktura sieciowa w obszarze przesyłu i dystrybucji jest wprawdzie przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji wewnętrznych zadań w stanach normalnych, ale może stwarzać potencjalne zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Dodatkowo w kontekście prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w przyszłości, niedostatecznej mocy źródeł wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i dostępnej poprzez połączenia międzysystemowe, nierównomiernego ich rozłożenia na obszarze kraju przy braku odpowiednich zdolności przesyłowych sieci, konieczności poprawy jakości i niezawodności dostawy energii do odbiorców końcowych oraz intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii obecna infrastruktura sieciowa w obszarze przesyłu i dystrybucji będzie niewystarczająca.

Słowa kluczowe: bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, infrastruktura elektroenergetyczna

¹ Politechnika Wroclawska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki, Wrocław;
ORCID iD: 0000-0003-2878-1358; e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl



© 2019. Autorzy. Jest to artykuł udostępniany w otwartym dostępie zgodnie z warunkami licencji międzynarodowej Creative Commons Uznanie autorstwa – Na tych samych warunkach 4.0 Międzynarodowa (CC BY-SA 4.0, <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>), która zezwala na używanie, dystrybucję i reprodukcję na dowolnym nośniku, pod warunkiem, że artykuł jest prawidłowo cytowany.

Assessment of the national level of electric energy supply security

Abstract: In this paper, selected aspects of the national technical level of electric energy supply security is shown.

An analysis and assessment of the electric power infrastructure in area of generation, transmission and distribution in aspects of electric energy security is conducted. The profile of the generation sector and grid infrastructure in the area of transmission and distribution is shown. The present and future situation in a range of operation of electric power infrastructure in the area of generation, transmission and distribution in the frames of the National Electric Power System in the electric energy supply security context is determined. The level of national electric energy supply security in area of generation and grid infrastructure is assessed. Threats of electric energy supply security are described and the catalogue of essential actions for the assurance of electric energy supply security are proposed. In the area of electricity generation, at present there is no danger to the electricity supply security in normal load conditions, but there is a high probability that it will occur in the future (after 2025) when the forecasted increase in electricity demand takes place and the new stringent environment protection requirements (Directive IED, BAT conclusions, Winter Package) enter into force. The network infrastructure in area of transmission and distribution is admittedly adapted for presently occurred typical conditions of electric energy demand and the realization of internal tasks in normal conditions, but can create a potential threat for electric energy supply security. In the context of the forecasted increase of electric energy demand, inadequate power generation sources in the National Electric Power System and available through intersystem connections, their uneven location on the territory of Poland in the shortage of proper network transmission capacities, the necessity of improvement of the quality and electric energy supply reliability to final consumers and the intensive development of renewable energy sources, the present network infrastructure in area of transmission and distribution will be insufficient.

Keywords: electric energy supply security, electric power infrastructure

Wprowadzenie

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej jest zdolnością systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię. Jego zapewnienie stanowi niezmiennie podstawowy cel polityki energetycznej państwa (SMBDEE 2017).

Poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zależy od wielu różnorodnych czynników i okoliczności, przy czym jednym z najważniejszych jest stan techniczny infrastruktury elektroenergetycznej w obszarze wytwarzania, przesyłu i dystrybucji i jej właściwe funkcjonowanie.

Celem artykułu jest ocena krajowego technicznego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i obszarze infrastruktury sieciowej w kontekście wybranych elementów istotnych dla prawidłowego funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i ważnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

1. Obszar wytwarzania

Wytwarzanie energii elektrycznej w kraju odbywa się głównie w dużych elektrowniach ciepłych i elektrociepłowniach zawodowych wykorzystujących krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego. Moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2017 r. wynosiła 43 421 MW, o 4,89% więcej niż w 2016 r. (41 396 MW), w tym w elektrow-

niach i elektrociepłowniach zawodowych – 34 268 MW, o 5,79% więcej niż w 2016 r. (32 393 MW) (SPURE 2018). Produkcja energii elektrycznej sukcesywnie rośnie w ostatnich latach. W 2017 r. wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto ukształtował się na poziomie 165 852 GWh i był wyższy o 1,98% w stosunku do 2016 r. (162 626 GWh) (SPURE 2018). Rok wcześniej w 2016 r. ten wolumen był tylko nieznacznie wyższy (o 0,53%) w stosunku do 2015 roku (SPURE 2017).

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2017 nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2016 i 2015 roku i jest oparta głównie na węglu kamiennym i brunatnym. Udział tych nośników wynosił w 2017 r. – 79% (48% – węgiel kamienny, 31% – węgiel brunatny), podczas gdy w 2016 r. – 82%, (50% – węgiel kamienny, 32% – węgiel brunatny) (SPURE 2018). W 2015 r. było to 84%, (51% – węgiel kamienny, 33% – węgiel brunatny) (SPURE 2017).

Zużycie energii elektrycznej sukcesywnie rośnie. W 2017 r. ukształtowało się na poziomie 168 139 GWh i było wyższe o 2,1% w stosunku do 2016 r. (164 625 GWh) (SPURE 2018). W 2016 r. wzrost zużycia wyniósł 2,0%, a w 2015 – 1,7% (SPURE 2017).

W 2017 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 22 979,7 MW i wzrosło o 2,2%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 26 230,6 MW i wzrosło o prawie 2,7% w stosunku do 2016 r. (SPURE 2018). Rok wcześniej w 2016 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 22 482,6 MW i wzrosło o prawie 1,2%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 446,3 MW i wzrosło o prawie 1,8% w stosunku do poprzedniego – 2015 roku (SPURE 2017).

Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE przedstawiono w tabeli 1.

W ostatnich latach jest obserwowana wzrostowa tendencja dotycząca zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz jej krajowego zużycia. Obecna prognoza zapotrzebowania na moc do 2035 r. wskazuje na jego średnioroczny wzrost na poziomie 1,6% w szczycie zimowym i 2,2% w szczycie letnim (SMBDEE 2017). Natomiast zużycie energii, będzie wzrastało w średniorocznym tempie na poziomie 1,7% do 2035 r. (SMBDEE 2017). Przy czym, przyjmuje się, że wzrost ten może być większy w sytuacji, gdy gospodarka krajowa będzie się rozwijała w szybkim tempie.

Wielkość mocy zainstalowanych utrzymuje się obecnie na stosunkowo wysokim poziomie. Operator Systemu Przesyłowego (OSP) ma jednak ograniczoną możliwość dysponowania źródłami wytwórczymi na skutek występowania ubytków mocy wynikających z remontów średnich, kapitalnych i awaryjnych. W ich wyniku moc dyspozycyjna w elektrowniach krajowych zmniejsza się, przy czym występuje wyraźny trend wzrostowy niedyspozycyjności o charakterze nieplanowym (awarie, remonty bieżące, warunki eksploatacyjne).

Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2017 r. kształtowała się na poziomie 67,3% i była niższa o 2,1% w stosunku do roku poprzedniego – 2016 r., wówczas kształtowała się na poziomie 69,4% (SPURE 2018). W ostatnich latach wynosiła: 73,5% w 2011 r., 71,6% w 2012 r., 70,6% w 2013 r., 69% w 2014 r. i 68,9% w 2015 r. (SMBDEE 2017).

Wielkość mocy dyspozycyjnej w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc stanowiła 109% i była zróżnicowana w poszczególnych miesiącach 2017 roku (SPURE 2018).

TABELA 1. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2015–2017 (SPURE 2016; SPURE 2017; SPURE 2018)

TABLE 1. Selected statistics of NEPS operation in 2015–2017

Wyszczególnienie	Wartość [MW]			Dynamika	
	2015	2016	2017	2016/2015**	2017/2016***
Moc osiągalna elektrowni krajowych*	38 891,3	40 491,1	42 584,3	104,11	105,17
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych*	26 763,2	28 104,8	28 678,3	105,01	102,04
Zapotrzebowanie na moc	22 218,6	22 482,6	22 979,7	101,19	102,21
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	25 101,1 (07.01.2015)	25 546,3 (15.12.2016)	26 230,6 (09.01.2017)	101,77	102,68
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3 441,1	3 637,7	3 745,3	105,71	102,96
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	12 650,3 (27.07.2015)	11 276,8 (15.08.2016)	11 785,3 (17.04.2017)	89,14	104,51
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 049,3	12 291,1	14 707,3	116,94	113,82

* Dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego z dni roboczych.

** 2016/2015 r. gdzie 2015 r. = 100.

*** 2017/2016 r. gdzie 2016 r. = 100.

2. Sieciowa infrastruktura elektroenergetyczna

Krajowa sieć elektroenergetyczna stanowi ogniwo łączące źródła wytwarzania z odbiorcami i obejmuje: sieć przesyłową 400 i 220 kV, sieć dystrybucyjną (tzw. wstępnego rozdziału) 110 kV oraz sieć dystrybucyjną (rozdzielczą) SN (6, 10, 15, 20 i 30 kV) i sieć nn (0,4 kV). W jej skład wchodzi zarówno stacje elektroenergetyczne, jak i linie napowietrzne i kablowe oraz urządzenia i aparaty elektroenergetyczne, które współpracują ze sobą w celu realizacji zadania, jakim jest przesył lub dystrybucja energii elektrycznej.

Sieć przesyłowa służy do przesyłania energii elektrycznej często na znaczne odległości z elektrowni systemowych do stacji odbiorczych zlokalizowanych w obszarach o dużym zapotrzebowaniu na nią, gdzie następuje jej transformacja na niższy poziom napięcia (np. 400/110 kV lub 220/110 kV w kraju), przekazanie do sieci 110 kV i SN w celu dalszej transformacji, dystrybucji i dostarczenia odbiorcom. Odbiorcy najczęściej pobierają energię na niskim napięciu.

Sieć przesyłowa z racji swojego usytuowania w KSE i funkcji, jaką w nim pełni, odgrywa kluczową rolę w KSE i ma strategiczne znaczenie dla jego funkcjonowania. Decyduje w znacznym stopniu o poziomie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jej podstawowym zadaniem jest zbilansowanie zapotrzebowania i wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem wymiany międzysystemowej przy zapewnieniu stabilnej pracy KSE i wymaganej jakości dostarczanej energii elektrycznej (Dołęga 2013). Odpowiada więc m.in. za wyprowadzenie mocy z elektrowni konwencjonalnych systemowych i przesłanie jej często na znaczne odległości do obszarów zapotrzebowania. Ta funkcja sprawia, że sieć przesyłowa obejmuje linie i stacje NN o napięciach znamionowych równych lub większych od 220 kV. W przeszłości do sieci przesyłowej zaliczano również sieć 110 kV, którą obecnie zalicza się do sieci dystrybucyjnej.

Sieć przesyłowa jest zawsze traktowana globalnie w skali systemu, a nadzór nad nią pełni przedsiębiorstwo energetyczne – operator systemu przesyłowego (OSP). W kraju takim operatorem jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE SA) (PSE 2019).

Krajowa sieć przesyłowa to 257 linii o łącznej długości 14 069 km i 106 stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć o napięciach 220, 400 i 750 kV (PSE 2019). Jest wśród nich: 167 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 7971 km, 89 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 5984 km i 1 linia o napięciu 750 kV o długości 114 km oraz 69 stacji 220 kV i 37 stacji 400 kV, w których użytkowanych jest 211 autotransformatorów i transformatorów najwyższych napięć (SMBDEE 2017; PSE 2019).

Krajowa sieć dystrybucyjna jest odpowiedzialna za rozdział i dystrybucję energii elektrycznej i obejmuje, jak wspomniano, sieć dystrybucyjną (tzw. wstępnego rozdziału) 110 kV oraz sieć dystrybucyjną (rozdzielczą) SN (6, 10, 15, 20 i 30 kV) i sieć nn (0,4 kV). Decyduje w znacznej mierze o jakości, niezawodności i pewności dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych, co ma istotny wpływ na poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Obecnie krajowa sieć dystrybucyjna to 33 757 km linii i 1537 stacji elektroenergetycznych 110 kV, 311 604 km linii i 261 169 stacji elektroenergetycznych SN oraz 470 142 km linii niskiego napięcia (SMBDEE 2017). W stacjach 110 kV jest użytkowanych 2791 trans-

formatorów 110 kV/SN, natomiast w stacjach SN – 261 079 transformatorów SN/nn i 1179 transformatorów SN/SN (SMBDEE 2017).

Nadzór nad krajową siecią dystrybucyjną pełni przedsiębiorstwa energetyczne – operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). W kraju najważniejszymi i największymi spółkami dystrybucyjnymi są obecnie: PGE Dystrybucja SA, TAURON Dystrybucja SA, ENERGA Operator SA, ENEA Operator Sp. z o.o., oraz Innogy Stoen Operator Sp. z o.o. (dawniej RWE Stoen Operator Sp. z o.o.) (SPURE 2018). W przypadku pierwszych czterech OSD z sieci dystrybucyjnych SN i nn zasilani są odbiorcy charakterystyczni zarówno dla obszarów miejskich, wiejskich, jak i przemysłowych. Natomiast Innogy Stoen Operator Sp. z o.o. funkcjonuje głównie na obszarze miasta stołecznego – Warszawy i zasila ze swojej sieci SN i nn odbiorców miejskich i przemysłowych. W tabeli 2 przedstawiono charakterystykę tych przedsiębiorstw energetycznych.

TABELA 2. Charakterystyka największych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych na dzień 1.01.2017 (Dolega 2019)

TABLE 2. Profile of main national distribution system operators for 1.01.2017

Wyszczególnienie	Obszar działalności [tys. km ²]	Liczba klientów [tys.]	Długość linii [km]	Liczba stacji [szt.]
PGE Dystrybucja SA	122,43	5 307,05	WN – 10 176 (0,3%)* SN – 110 801 (17,6%)* nn – 238 411 (25,7%)*	WN/SN – 457 SN/SN – 122 SN/nn – 91 835
TAURON Dystrybucja SA	57,07	5 372,95	WN – 11 084 (1,1%)* SN – 64 014 (36,5%)* nn – 108 755 (34,1%)*	WN/SN – 483 SN/SN – 224 SN/nn – 58 325
ENEA Operator Sp. z o.o	58,21	2 520,17	WN – 5 195 (0,4%)* SN – 45 650 (25,8%)* nn – 52 287 (47,8%)*	WN/SN – 241 SN/SN – 376 SN/nn – 37 011
ENERGA Operator SA	74,85	2 992,42	WN – 6 427 (0,6%)* SN – 68 033 (18,6%)* nn – 87 785 (35,3%)*	WN/SN – 286 SN/SN – 112 SN/nn – 59 687
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	0,51	997,45	WN – 497 (23,5%)* SN – 7 623 (96,2%)* nn – 8 959 (76,0%)*	WN/SN – 40 SN/SN – 43 SN/nn – 6 378

* Udział linii kablowych.

3. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze wytwarzania

Ocena bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wymaga analizy kluczowego parametru planistycznego w tym zakresie – poziomu rezerwy mocy dyspozycyjnej, który

umożliwia pokrycie wszystkich możliwych odchyłeń od przyjętych założeń planistycznych, w tym nieplanowe postoje lub wymuszone zaniżenia mocy jednostek wytwórczych. Margines rezerwy wymagany przez OSP gwarantuje dla każdego szczytu dobowego nadwyżkę mocy w stosunku do zapotrzebowania. Przy czym obliczone, w ramach poszczególnych planów koordynacyjnych, rezerwy mocy OSP w stosunku do zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe powinny wynosić odpowiednio: 18% – dla Planu Koordynacyjnego Roczno (PKR), 17% – dla Planu Koordynacyjnego Miesięcznego (PKM) i 14% – dla Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego (BTHD) (IRiESP 2017). Ponadto dla Planu Koordynacyjnego Dobowego (PKD) sumaryczna planowana rezerwa mocy OSP dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina powinna wynosić minimum 9% planowanego zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe (IRiESP 2017).

W 2017 i 2016 roku okresy, dla których rezerwa mocy dostępna dla OSP w Jednostkach Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były stosunkowo krótkie. Dotyczyło to łącznej rezerwy mocy w JWCD ciepłych wirujących i JWCD wodnych. W przypadku jednak uwzględnienia w rezerwie mocy także rezerwy zimnej w JWCD takie okresy miały charakter incydentalny, a częstość ich występowania była niższa w stosunku do lat ubiegłych. Przy czym 23 marca 2017 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 19:00 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie popołudniowym oraz 19 maja 2017 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 9:45 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie porannym wystąpił najniższy w 2017 roku poziom rezerwy mocy na poziomie około 6,0% (SPURE 2018). Natomiast 3 stycznia 2016 r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 16:45 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie wieczornym, wystąpił najniższy w 2016 r. poziom rezerwy mocy na poziomie około 3,9% (SPURE 2017).

W tabeli 3 przedstawiono średnie miesięczne wartości (odpowiadające szczytom wieczornym z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy w latach 2015, 2016 i 2017.

W 2017 r. średni poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2016 r. wzrósł jedynie we: wrześniu, październiku i grudniu i był największy w październiku. Wówczas średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 8672 MW, podczas gdy w analogicznym okresie 2016 r. kształtowały się na poziomie 5082 MW (SPURE 2018). W pozostałych miesiącach poziom rezerwy był mniejszy lub znacznie mniejszy niż w analogicznych miesiącach 2016 r., często zbliżony do poziomu z 2015 r. Największa różnica dotyczyła miesięcy: lutego, maja, czerwca, lipca, sierpnia i listopada. Przykładowo w sierpniu 2017 r. średnie rezerwy mocy w KSE wynosiły 3609 MW, podczas gdy w sierpniu 2016 r. kształtowały się na poziomie 7369 MW (SPURE 2018). Był to największy spadek, który miał miejsce w 2017 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

W aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej rok 2016 był najlepszym okresem od 2012, średni poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do zanotowanego obciążenia wzrósł w porównaniu do analogicznego okresu lat poprzednich. W odniesieniu do 2015 r. wzrost ten nastąpił we wszystkich miesiącach poza kwietniem i był największy w miesiącach: lutym, maju, lipcu, sierpniu i październiku. Przykładowo w sierpniu 2016 r. średnie

TABELA 3. Elektrownie zawodowe – porównanie wybranych aspektów pracy w 2017 r., 2016 r. i w 2015 r.
(na podstawie średnich miesięcznych wartości ze szczytów wieczornych w dniach roboczych) (SPURE 2016; SPURE 2017; SPURE 2018)

TABLE 3. Public power plants – comparison of selected operational aspects in 2017, 2016 and 2015
(on the base of the average monthly values from evening peaks on working days)

Miesiąc	Obciążenie [MW]			Rezerwy [MW]			Ubytki mocy [MW]		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
I	22 956	24 774	24 098	4 567	4 946	3 967	8 585	9 938	10 652
II	22 740	22 921	24 214	4 303	7 704	4 825	9 123	9 276	9 667
III	22 275	22 340	21 082	5 385	6 178	6 013	8 600	11 338	11 702
IV	20 301	21 058	21 130	5 609	5 389	4 877	10 361	13 562	13 228
V	21 276	20 783	19 880	2 847	5 961	4 806	12 296	13 340	14 632
VI	19 516	20 673	20 756	3 935	5 231	4 149	12 841	14 265	15 418
VII	19 851	20 675	21 062	4 419	6 742	4 680	12 036	12 829	14 490
VIII	20 531	20 543	21 578	3 836	7 369	3 609	11 960	12 920	14 719
IX	20 340	21 552	21 396	4 084	4 904	5 046	11 926	14 371	13 972
X	21 778	22 786	22 962	2 966	5 082	8 672	11 904	13 168	8 771
XI	22 601	24 575	23 631	4 070	5 005	3 865	10 335	11 660	13 204
XII	23 108	24 209	23 673	5 106	5 752	6 178	9 006	11 299	10 954

rezerwy mocy w KSE wynosiły 7369 MW, podczas gdy w sierpniu 2015 r. kształtowały się na poziomie 3836 MW (SPURE 2017). Była to największa różnica, która miała miejsce w 2016 r. w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

W 2017 r. średnia wartość ubytków mocy w miesiącu była wyższa niż w 2016 r. dla ośmiu miesięcy. Niższy poziom ubytków mocy w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego zanotowano jedynie w kwietniu, wrześniu, październiku i grudniu. Ubytki mocy w miesiącu spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich w 2017 r. były wyższe niż w 2016 r. dla ośmiu miesięcy, natomiast ubytki mocy w miesiącu spowodowane awariami w 2017 r. były wyższe niż w 2016 r. dla siedmiu miesięcy (SPURE 2018). W 2017 r. w styczniu, lutym, listopadzie i grudniu zanotowano niższy poziom ubytków związanych z remontami kapitalnymi i średnimi niż w analogicznym okresie 2016 r., natomiast w maju, wrześniu, październiku, listopadzie i grudniu niższy poziom ubytków spowodowanych awariami jednostek wytwórczych w porównaniu do 2016 r. Pozostałe ubytki mocy wynikające m.in. z postojów i zaniżenia mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych zgłoszonych przez elektrownie z powodu warunków eksploatacyjnych oraz spowodowane warunkami pracy sieci elektroenergetycznej były wyższe w 2017 r. w każdym miesiącu niż w analogicznym okresie 2016 roku.

W 2016 r. średnia wartość ubytków mocy w każdym miesiącu była wyższa w porównaniu z analogicznym okresem 2015 r.

W ujęciu średniorocznym w 2017 r. w porównaniu z 2016 r. wystąpił wzrost rezerw mocy w elektrowniach zawodowych o 4,46%. Rezerwy te kształtowały się w 2017 r. na poziomie 6131 MW, podczas gdy w 2016 r. było to 5869 MW (SPURE 2018). Natomiast w 2016 r. w porównaniu z 2015 r. wystąpiły zauważalne spadki rezerw mocy w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

Średnie roczne obciążenie JWCD w 2016 r. zmniejszyło się w porównaniu z 2015 rokiem.

Zestawiając średnioroczne wielkości rezerwy wirującej i zimnej z JWCD w stosunku do obciążenia JWCD w latach 2015–2016, należy zauważyć, że udział liczony jako stosunek rezerwy do obciążenia, w przypadku rezerwy wirującej wzrósł z wartości 8,5% w 2015 r. do 10,5% w 2016 r., natomiast rezerwy zimnej wzrósł znacząco: z wartości 21,2 do 29,6% (SPURE 2017).

W tabeli 4 przedstawiono dane z zakresu mocy dyspozycyjnej oraz rezerw mocy w elektrowniach krajowych w 2017 r.

Zasadniczo w 2017 r. w szczytach zapotrzebowania na moc dla poszczególnych dni OSP dysponował nadwyżką mocy na poziomie bezpiecznym. Niemniej jednak w miesiącach: styczniu, sierpniu i listopadzie poziom rezerw mocy dostępnych dla OSP był za mały w stosunku do wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR. Był to jednak poziom bezpieczny w odniesieniu do poziomu wynikającego z założeń BTHD (14% zapotrzebowania). Deficyt rezerw wyniósł odpowiednio dla tych miesięcy: 531, 336 i 554 MW (SPURE 2018).

W kontekście wartości średniomiesięcznych w 2017 r. nadwyżka mocy dostępna dla OSP była bezpieczna dla zapewnienia bieżącego funkcjonowania KSE z wyjątkiem miesięcy: września i października. Wówczas wystąpił deficyt mocy na poziomie odpo-

TABELA 4. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2017 r. – wartości w szczycie dobowym dni roboczych (SPURE 2018)

TABLE 4. Available power and power reserves in domestic power plants, available to TSO – daily working day peak values

Miesiąc	Moc dyspozycyjna [MW]	Rezerwa mocy [MW]	Rezerwa wirująca JWCD [MW]	Rezerwa zimna JWCD [MW]
I	29 433	3 967	1 540	934
II	30 417	4 825	1 020	2 075
III	28 407	6 013	1 648	2 527
IV	27 943	4 877	1 140	1 898
V	26 266	4 806	767	1 947
VI	26 148	4 149	803	1 665
VII	27 082	4 680	1 187	1 571
VIII	26 835	3 609	1 004	896
IX	27 801	5 046	2 285	1 085
X	32 932	8 672	1 749	4 914
XI	28 834	3 865	1 278	605
XII	31 214	6 178	2 203	2 103

wiednio: 981 i 356 MW, w stosunku wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR (SPURE 2018).

W 2017 r. poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2016 r. był zasadniczo niższy. Wzrósł jedynie w miesiącach: wrześniu, październiku i grudniu. W 2017 r. zanotowano spadek wielkości rezerwy wirującej i zimnej w stosunku do 2016 r. Wielkość rezerwy wirującej w stosunku do analogicznego okresu 2016 r. wzrosła jedynie w marcu, wrześniu, październiku i grudniu, w pozostałych miesiącach była na niższym poziomie. Natomiast wielkość rezerwy zimnej w stosunku do analogicznego okresu 2016 r. była na znacznie niższym poziomie.

Zestawiając średnioroczne wielkości rezerwy wirującej i zimnej z JWCD w stosunku do obciążenia JWCD dla 2017 r., należy zauważyć, że udział liczony jako stosunek rezerwy do obciążenia, w przypadku rezerwy wirującej nieznacznie zmalał w stosunku do 2016 r., natomiast rezerwy zimnej znacząco zmalał.

Przedstawiona analiza wybranych parametrów dotyczących funkcjonowania sektora wytwórczego w KSE wskazuje, że obecnie bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w normalnych warunkach obciążenia nie jest zagrożone. Rezerwy mocy dostępne dla OSP kształtują się na bezpiecznym, wystarczającym poziomie z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania KSE i są wyższe od wymaganych. Niemniej jednak zdarzają się okresy,

w których te rezerwy były mniejsze od wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR i 9% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKD. Takie okresy wystąpiły w 2017 r. i dotyczyły szczególnie szczytów zapotrzebowania na moc w styczniu, sierpniu i listopadzie (SPURE 2018). W 2016 r. również zaistniały okresy w którym te rezerwy były mniejsze od wymaganych. Były jednak one stosunkowo krótkie, a w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy także rezerwy zimnej w JWCD miały charakter incydentalny (SPURE 2017).

Zarówno w 2017, jak i w 2016 r. nie zanotowano ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy wytwórczych w KSE.

Obecnie mogą wystąpić jedynie lokalne okresowe niedobory energii elektrycznej głównie w okresach zapotrzebowania szczytowego, w obszarach zasilania zlokalizowanych w znacznej odległości od systemowych źródeł wytwórczych w sytuacji dużego nasilenia remontów planowych jednostek wytwórczych bądź wystąpienia nietypowych ekstremalnych warunków pogodowych.

4. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w obszarze infrastruktury sieciowej

Krajowa sieć przesyłowa jest przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji wewnętrznych zadań przesyłowych w stanach normalnych, zapewniając odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (Dołęga 2018c). Istnieją jednak duże oraz lokalne zagrożenia dla stabilnej pracy KSE, które mogą powodować trudności z zasilaniem w ekstremalnych warunkach atmosferycznych, zarówno w okresie letnim, jak i zimowym.

Ekstremalne warunki pogodowe obejmują: śnieżyce, opady mokrego śniegu, oblodzenia, orkany, wichury i burze z wyładowaniami atmosferycznymi i coraz częściej w mniejszym lub większym natężeniu występują na terytorium Polski. W ostatnich latach anomalie pogodowe występują praktycznie każdego roku.

W 2017 r. w systemie przesyłowym wystąpiły awarie sieciowe. Główną ich przyczyną były ekstremalne warunki pogodowe, które miały miejsce w sierpniu i październiku (gwałtowna burza w nocy 11/12.08.2017, orkan Ksawery w dniach 5–8.10.2017, orkan Grzegorz w dniach 29–30.10.2017). Wielkość i skala tych awarii była znaczna. Przykładowo nawałnica w okresie 10–12.08.2017 r. spowodowała awaryjne wyłączenie 6 napowietrznych linii przesyłowych jednotorowych 220 kV i 3 torów napowietrznych linii przesyłowych dwutorowych 220 i 400 kV, a orkan Ksawery w okresie 5–6.10.2017 r. spowodował wyłączenia awaryjne aż 16 napowietrznych linii przesyłowych jednotorowych 220 i 400 kV, 6 torów napowietrznych linii przesyłowych dwutorowych 220 kV i jednego autotransformatora 220/110 kV (SPURE 2018).

Wymienione awarie spowodowane ekstremalnymi warunkami atmosferycznymi, mimo swojej skali, były możliwe do likwidacji środkami będącymi w dyspozycji operatora systemu przesyłowego i nie skutkowały wprowadzeniem ograniczeń w zużyciu energii elektrycznej oraz wprowadzeniem awaryjnych stopni zasilania, co miało miejsce w 2015 roku.

W 2016 r. w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe. Nie zanotowano znacznych ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy wytwórczych w KSE. Natomiast w 2015 r. w okresie letnim od 10 do 31 sierpnia zostały wprowadzone ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na skutek niewystarczających zdolności wytwórczych i przesyłowych KSE w odniesieniu do zapotrzebowania na energię elektryczną (SPURE 2016). Operator systemu przesyłowego wprowadził wówczas stopnie zasilania w poszczególnych godzinach doby. Najwyższy z tych stopni, tj. „20”, obowiązywał 10 sierpnia 2015 r. w godzinach 10:00–17:00 (SPURE 2016).

Krajowa sieć dystrybucyjna jest wprawdzie przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań w stanach normalnych, ale lokalnie stwarza duże zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.

W 2017 r. wspomniane już ekstremalne warunki atmosferyczne oraz intensywne opady mokrego śniegu na terenie Śląska w dniach 18–19.04.2017 r. spowodowały awarie sieciowe w krajowej sieci dystrybucyjnej o znacznej skali i wielkości, których skutki dotknęły dziesiątki tysięcy odbiorców energii elektrycznej.

Przykładowo, gwałtowna burza w nocy 11/12.08.2018 r. pozbawiła zasilania na obszarze dystrybucji ENEA Operator 14 stacji 110 kV/SN – Głównych Punktów Zasilających (GPZ) i 7268 stacji elektroenergetycznych SN/nn (SPURE 2018). Uszkodzonych zostało 24 linie 110 kV kluczowe dla funkcjonowania lokalnego systemu i 313 linii SN (SPURE 2018). Problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły około 250 tys. odbiorców. Natomiast na obszarze dystrybucji TAURON Dystrybucja pozbawił zasilania 2 stacje 110 kV/SN (GPZ) i 1412 stacji elektroenergetycznych SN/nn (SPURE 2018). Uszkodzonych zostało 10 linii 110 kV i 65 linii SN (SPURE 2018). Problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły około 70 tys. odbiorców. Natomiast orkan Ksawery w dniach 5–8.10.2017 na obszarze dystrybucji ENEA Operator pozbawił zasilania 46 stacji 110 kV/SN (GPZ) i 15 000 stacji elektroenergetycznych SN/nn (SPURE 2018). Uszkodzonych zostało 48 linii 110 kV (SPURE 2018). Problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły ponad 600 tys. odbiorców. Natomiast na obszarze dystrybucji TAURON Dystrybucja pozbawił zasilania 30 stacji 110 kV/SN (GPZ) i 6063 stacji elektroenergetycznych SN/nn (SPURE 2018). Uszkodzonych zostało 73 linie 110 kV i 484 linie SN (SPURE 2018). Problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły 320 tys. odbiorców.

W każdym przedstawionym przypadku siła nawałnic była bardzo duża i doprowadziła do zniszczenia lub uszkodzenia wielu linii elektroenergetycznych (110 kV, SN, nn), a skala koniecznych napraw była ogromna i często porównywalna z koniecznością odtworzenia nowej infrastruktury sieciowej.

Podobna sytuacja jak w 2017 r. miała miejsce również w latach wcześniejszych, w 2016 i 2015, ale w mniejszej skali. Wystąpiły ekstremalne warunki pogodowe które spowodowały awarie sieciowe w krajowej sieci dystrybucyjnej o znacznej skali i wielkości i których skutki dotknęły dziesiątki tysięcy odbiorców energii elektrycznej.

5. Poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w obszarze wytwarzania w przyszłości

W przyszłości bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej ulegnie pogorszeniu na skutek możliwego niedoboru mocy w KSE spowodowanego koniecznością: dostosowania jednostek wytwórczych do rosnącego prognozowanego zapotrzebowania na moc, wymiany starych i wyeksploatowanych mocy wytwórczych oraz spełnienia wymogów środowiskowych. Wskazują na to opracowane na przyszłe lata prognozy dotyczące bilansów mocy w KSE, w których następuje systematyczny spadek nadwyżki mocy bezpośrednio dostępnej dla OSP. Poważny niedobór niemożliwy do skompensowania przez operatorskie środki zaradcze pojawi się w latach 2025–2035 i będzie się sukcesywnie pogłębiał z upływem lat (SMBDEE 2017). Pierwsze poważne niedobory mogą wystąpić już w 2023 r., a w przypadku wystąpienia ekstremalnych warunków pogodowych lub kumulacji nieplanowanych wyłączeń awaryjnych bloków energetycznych mogą ujawnić się trudności ze zbilansowaniem mocy nawet wcześniej (Dołęga 2018a).

Szczególnie niekorzystny jest znacznie szybszy spadek nadwyżki mocy w okresie letnim (czerwiec–wrzesień) w związku z: rosnącym zakresem prac modernizacyjno-remontowych w elektrowniach wymuszanych koniecznością dostosowania do wymagań ekologicznych, występującymi ograniczeniami w wyprowadzeniu mocy z niektórych elektrowni w wyniku zmniejszonej dopuszczalnej obciążalności linii przesyłowych w warunkach wysokich temperatur oraz wzrostem wielkości mocy niedostępnej dla produkcji energii elektrycznej ze względów ekonomicznych lub technologicznych (Dołęga 2018a).

Spełnienie wymogów środowiskowych dotyczy zobowiązań wynikających z Pakietu Klimatyczno-Energetycznego i obejmuje obowiązki redukcji emisji CO₂ oraz ograniczenie emisji innych zanieczyszczeń do atmosfery (SO₂, NO_x itp.). Wymagania ekologiczne ulegają coraz większemu zaostrzeniu i mogą skutkować w skrajnym przypadku koniecznością wycofania z eksploatacji wielu obecnie pracujących bloków energetycznych lub ich eksploatacji w ograniczonym zakresie. Ponadto wiąże się ze znacznym wzrostem kosztów wykorzystania paliw kopalnych (węgla kamiennego i brunatnego) dla celów energetycznych.

Regulacje prawne Unii Europejskiej (w skrócie UE) istotne z punktu widzenia wymagań środowiskowych to m.in. dyrektywa IED, konkluzje BAT i Pakiet Zimowy.

Dyrektywa IED o emisjach przemysłowych wprowadziła restrykcyjne standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów dla źródeł wytwórczych zarówno większych, jak i mniejszych (DIED 2010). Wymogi wynikające z dyrektywy IED mogą doprowadzić do tego, że wiele dotychczasowych inwestycji ograniczających emisje szkodliwych substancji w elektrowniach i elektrociepłowniach okaże się chybione i nie uchroni instalacji przed ponowną modernizacją lub wyłączeniami z ruchu (Sowiński 2010). Dotychczasowe rozwiązania techniczne, nawet te niedawno wdrożone, nie zawsze będą w stanie sprostać nowym wymaganiom emisyjnym.

Konkluzje BAT dla jednostek dużego spalania (LCP), które zaczną obowiązywać od 2021 r., zaostrzają dotychczasowe poziomy emisji pyłu, tlenków siarki (SO₂) i azotu (NO_x) oraz wprowadzają nowe związki podlegające kontroli, takie jak: chlorowódz, fluorowódz i rtęć (BAT 2016). Dla dużych instalacji limity zostają zmniejszone średnio o 10–30%

w stosunku do poprzednich, już bardzo rygorystycznych wartości (Szczerbowski i Ceran 2017). Znaczne obniżenie poziomów emisji nastąpi również dla małych i średnich instalacji wytwórczych.

Pakiet Zimowy stanowi zestaw regulacji dotyczących konkurencyjności UE w erze transformacji rynków energetycznych w kierunku czystej energii, który jest podstawą do wprowadzenia regulacji prawnych w postaci dyrektyw i rozporządzeń w zakresie energetyki w różnych aspektach jej działania (CEAE 2016). Proponowane zapisy regulacji wprowadzają kluczowy limit emisji CO₂ dla wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 550 g CO₂/kWh (CEAE 2016). Pakiet Zimowy ogranicza wsparcie poprzez mechanizm rynku mocy dla nowych instalacji, tzn. dla tych, których decyzja inwestycyjna zostanie podjęta przed planowanym wejściem w życie rozporządzenia 1 stycznia 2020 r., a które emitują więcej niż 550 g CO₂/kWh (Szczerbowski i Ceran 2017). Obecnie żadna dostępna technologia węglowa nawet wysokosprawna na parametry nadkrytyczne nie będzie w stanie podołać takim wymaganiom. Szansę na sprostanie temu poziomowi mają jedynie bloki opalane gazem ziemnym (turbiny gazowe, bloki gazowo-parowe) (Szczerbowski i Ceran 2017).

Zaostrzenie standardów emisyjnych stanowi dla właścicieli jednostek wytwórczych poważny problem. Jest nim dylemat z punktu widzenia ekonomicznej zasadności modernizacji, mającej na celu dostosowanie do wspomnianych wymagań niektórych bloków energetycznych. Właściciel może podjąć działania inwestycyjne w celu dostosowania jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisyjnych wynikających z wspomnianych regulacji i w konsekwencji wydłużyć okres eksploatacji tych jednostek lub przyspieszyć ich wycofanie z eksploatacji w celu uniknięcia ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie jednostek do zaostrzonych norm emisyjnych (Dołęga 2018a). Ta sytuacja prowadzi do znacznej niepewności w odniesieniu do zakresu i tempa trwałych wyłączeń z eksploatacji jednostek wytwórczych.

Majątek trwałe elektrowni i elektrociepłowni jest przestarzały i mocno wyeksploatowany. Większość pracujących obecnie jednostek wytwórczych pochodzi z okresu 1966–1985. W 2015 r. w krajowych elektrowniach ciepłych zawodowych pracowało 339 turbozespołów, z czego 182 znajdowało się w eksploatacji ponad 30 lat (SMBDEE 2017). Przy czym najbardziej popularne są bloki kondensacyjne o mocy 200 lub 360 MW. Łączna moc zainstalowana najstarszych jednostek wynosiła 20 455 MW, co stanowiło 66,6% udział w całkowitej mocy zainstalowanej we wszystkich turbozespołach (SMBDEE 2017). W przypadku bloków pracujących co najwyżej 20 lat, te wartości wynosiły odpowiednio 7263 MW oraz 23,65% (SMBDEE 2017). Bloki oddane do eksploatacji w przeciągu ostatnich pięciu lat stanowiły zaledwie 4,34% (1334 MW) (SMBDEE 2017).

Wiek, stan techniczny i stopień wyeksploatowania mocy wytwórczych stanowią jedną z głównych przyczyn coraz mniejszej nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do zapotrzebowania szczytowego, co stanowi poważny problem dla prawidłowego funkcjonowania KSE (Dołęga 2018a).

Proces starzenia się jednostek wytwórczych oraz konieczność spełnienia unijnych ciągle zaostrzanych wymagań dotyczących ograniczenia emisji CO₂ i innych zanieczyszczeń (SO₂, NO_x itp.) powoduje, jak wspomniano, że wyeksploatowane bloki energetyczne w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych będą wycofywane lub poddawane głębokiej mo-

dernizacji. OSP szacuje, że w okresie do 2035 r. w grupie istniejących JWCD ciepłych zostanie trwale wycofanych z eksploatacji 14 675 MW, z czego 2985 MW w okresie do 2020 r., 3410 MW w okresie do 2025 r. i 5668 MW w okresie do 2030 r. (SMBDEE 2017). Przy czym w skrajnie niekorzystnym scenariuszu zakres wyłączeń może być znacznie szerszy i dotyczyć ponad 20 000 MW w okresie do 2035 r., z czego tylko do roku 2020 – 5000 MW (SMBDEE 2017).

W okresie po 2025 r. w sytuacji braku inwestycji w nowe moce wytwórcze mogą wystąpić poważne problemy z niedoborem mocy wytwórczych w KSE, którego nie będą w stanie wyrównać zastosowane operatorskie środki zaradcze i ograniczone możliwości importowe (Dołęga 2018a). Nastąpi znaczny spadek mocy dyspozycyjnej w KSE.

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w przyszłości wiąże się z koniecznością intensywnej modernizacji struktury wytwórczej oraz konsekwentnego zastępowania starej bazy wytwórczej nowoczesnymi jednostkami, spełniającymi zaostżone normy środowiskowe. OSP szacuje, że wymagany przyrost mocy umożliwiający zapewnienie odpowiedniego poziomu rezerwy w okresie do 2035 r. powinien wynieść co najmniej 21 900 MW, z czego 5350 MW w okresie do 2020 r., 6650 MW w okresie do 2025 r. i 11150 MW w okresie do 2030 r. (SMBDEE 2017).

Obecnie przedsiębiorstwa energetyczne realizują lub deklarują do 2020 r. budowę około 5350 MW nowych mocy w elektrowniach konwencjonalnych (SMBDEE 2017). Jest to poziom wyższy niż poziom planowanych wycofań jednostek wytwórczych w tym okresie z powodu wieku i niedotrzymywania wymogów ekologicznych.

Terminowe oddanie do eksploatacji będących obecnie w budowie jednostek wytwórczych jest ważnym czynnikiem warunkującym bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

Plany inwestycyjne dotyczące szczególnie systemowych jednostek węglowych mogą zostać ograniczone lub zrealizowane z opóźnieniem na skutek: ograniczonego poziomu środków finansowych wytwórców, niepewności w obszarze wymagań środowiskowych, wydłużających się okresów uzyskiwania odpowiednich uzgodnień, pozwoleń, opinii i decyzji formalnoprawnych, braku mocy wytwórczych u dostawców urządzeń, ograniczonymi możliwościami biur konstrukcyjnych itp. (Dołęga 2018a).

W sytuacji, gdy deklarowany plan inwestycyjny nie zostanie zrealizowany lub ulegnie opóźnieniu, to planowany ubytek mocy w KSE nie będzie w wystarczającym stopniu skompensowany uruchamianiem nowych źródeł wytwórczych. Spowoduje to wystąpienie deficytów mocy i w konsekwencji zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Konieczne jest więc podjęcie intensywnych działań zmierzających do rozpoczęcia inwestycji w nowe moce wytwórcze, którym powinien towarzyszyć rozwój inwestycji sieciowych, szczególnie linii przesyłowych i połączeń międzysystemowych.

Zapewnienie odpowiedniej wielkości zdolności wytwórczych i rezerw mocy wymaga wprowadzenie stabilnych i długoterminowych mechanizmów stymulacji inwestycji. Takim mechanizmem jest wdrażany w kraju rynek mocy, który będzie funkcjonował od 2021 r. Ogranicza on ryzyko związane z długoterminowymi inwestycjami w energetyce i umożliwi rozbudowę stabilnych mocy wytwórczych.

W kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej bardzo istotna jest odpowiednia zdywersyfikowana struktura źródeł wytwórczych, która musi sprostać wielu wyzwaniom

związanym zarówno z właściwym funkcjonowaniem KSE, jak i rynku energii elektrycznej, innowacyjnością oraz polityką klimatyczno-energetyczną Unii Europejskiej i innymi zobowiązaniami międzynarodowymi w tym obszarze. Ponadto musi być zgodna z procesem wdrażania gospodarki niskoemisyjnej. Taka struktura musi bezwzględnie zapewniać stabilność i elastyczność pracy KSE, co wiąże się zarówno ze zróżnicowaniem technologii wytwarzania energii elektrycznej, jak i wielkości mocy wytwórczych.

6. Poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w obszarze infrastruktury sieciowej w przyszłości

W przyszłości bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej ulegnie pogorszeniu, gdyż, obok wspomnianych wcześniej zagrożeń w obszarze wytwarzania, wystąpią poważne zagrożenia bezpieczeństwa pracy infrastruktury sieciowej. Szczególnie dotyczy to sieci przesyłowej. Zagrożenia te wynikają bezpośrednio z dużej awaryjności sieci na skutek anomalii pogodowych oraz z: małej gęstości sieci przesyłowej i jednostek wytwórczych w niektórych częściach kraju, ograniczonych możliwości obciążenia linii elektroenergetycznych w wyższych temperaturach otoczenia, rosnącego zakresu prac remontowych i inwestycyjnych w sieciach, nadmiernego wzrostu napięć w sieci przesyłowej oraz sieci 110 kV, ograniczenia importu energii elektrycznej z systemów elektroenergetycznych państw sąsiednich i wzrostu obciążenia w okresie letnim (Dołęga 2018c). Zagrożenia te potęgują się w przypadku nałożenia się na siebie wielu niekorzystnych czynników obejmujących: skrajnie wysokie zapotrzebowanie na moc, ekstremalne warunki atmosferyczne, wyłączenie dużej liczby elementów sieci elektroenergetycznej lub jednostek wytwórczych czy oddziaływanie przepływów mocy z krajów sąsiednich (Dołęga 2018c). Przy czym największe zagrożenie wystąpienia rozległej awarii sieciowej dotyczy północnej części KSE. Może to nastąpić w warunkach dużych przesyłów mocy czynnej i biernej z centrum kraju w kierunku północnym. Sytuacja ta jest spowodowana mniejszą w stosunku do południowej części KSE liczbą źródeł wytwórczych oraz mniejszą gęstością sieci w tym obszarze. Wystąpienie awarii może spowodować tam utratę stabilności napięciowej na znacznym obszarze. Zagrożenia w strukturze zasilania dotyczą również dużych aglomeracji miejskich: warszawskiej, krakowskiej, poznańskiej i wrocławskiej (Dołęga 2018b).

Duża awaryjność sieci na skutek ekstremalnych warunków pogodowych (śnieżyce, opady mokrego śniegu, oblodzenia, orkany, wichury, burze z wyładowaniami atmosferycznymi) i ograniczona przepustowość linii przesyłowych w wyższych temperaturach otoczenia stanowi poważne zagrożenie dla stabilnej pracy KSE w warunkach zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną (Dołęga 2013). Ma ścisły związek z wiekiem, stanem technicznym i stopniem wyeksploatowania sieci przesyłowych.

W odniesieniu do linii napowietrznych, mniej niż 10 lat ma tylko 20% linii 400 kV i niespełna 1% linii 220 kV, mniej niż 25 lat ma 58% linii 400 kV i 11% linii 220 kV, natomiast powyżej 35 lat ma 10% linii 400 kV i aż 74% linii 220 kV (Dołęga 2018c). Linie te były ponadto projektowane z uwzględnieniem znacznie niższych przepływów niż te, które występują obecnie (Dołęga 2018c).

Wiek i stan techniczny sieci przesyłowych powodują dużą awaryjność tych sieci, szczególnie w warunkach coraz częstszych ostatnio anomalii pogodowych (SMBDEE 2017).

Ograniczenie importu energii elektrycznej z systemów elektroenergetycznych krajów sąsiednich jest spowodowane ograniczonymi zdolnościami przesyłowymi transgranicznych połączeń międzysystemowych. Dodatkowo przyczyniają się do tego przepływy kołowe mocy, wywołane przez elektrownie wiatrowe zlokalizowane na terenie północnych Niemiec. Stanowi to barierę dla wymiany energii elektrycznej z zagranicą i ogranicza wykorzystanie połączeń transgranicznych do importu energii w sytuacjach, gdy nie ma możliwości pokrycia zapotrzebowania ze źródeł krajowych (Dołęga 2018c).

Wzrost obciążenia w okresie letnim ogranicza możliwość wykonywania remontów w tym okresie i wpływa na obniżenie rezerw w innych miesiącach w roku. W ostatnich kilku latach obserwuje się znacznie wyższy od przeciętnego wzrost zapotrzebowania na moc czynną w okresie letnim i jego koncentrację w niektórych dużych aglomeracjach miejskich (warszawskiej, krakowskiej, wrocławskiej, poznańskiej) (Dołęga 2018c). Towarzyszy temu znacznie wyższy wzrost zapotrzebowania na moc bierną, który stwarza zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla odbiorców na określonym obszarze.

W okresach letnich mogą pojawić się problemy z dostawami energii elektrycznej do tych rejonów kraju, w których występuje duża przewaga odbioru nad lokalną generacją. Wynika to z niekorzystnego rozkładu geograficznego źródeł wytwórczych, niedostatecznej kompensacji mocy biernej u odbiorców energii i w sieciach dystrybucyjnych oraz braku zdolności przesyłowych i urządzeń służących do kompensacji mocy biernej (Dołęga 2018c).

W kontekście prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz wspomnianych wcześniej uwarunkowań obecna infrastruktura przesyłowa jest niewystarczająca. Zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci przesyłowej i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wymaga realizacji inwestycji polegających na rozbudowie i gruntownej modernizacji sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej 110 kV w obszarze dużych aglomeracji miejskich oraz inwestycji mających na celu zwiększenie możliwości eksportowo-importowych KSE (Dołęga 2018c). Konieczność rozbudowy i modernizacji infrastruktury sieciowej wiąże się również z rozwojem odnawialnych źródeł energii (OZE), planowanym rozwojem energetyki jądrowej i koniecznością budowy nowoczesnych ekologicznych konwencjonalnych źródeł wytwórczych.

Rozbudowa i modernizacja infrastruktury sieciowej powinna być ukierunkowana na: stworzenie warunków bezpiecznej pracy KSE, zwiększenie pewności zasilania obszarów dużych aglomeracji miejskich, wzmocnienie roli systemu przesyłowego w KSE, zwiększenie możliwości ruchowych w KSE, zwiększenie zdolności regulacji napięć, wyprowadzenie mocy z przyłączonych źródeł oraz rozbudowę połączeń transgranicznych (Dołęga 2013). Wymaga to m.in. znacznej rozbudowy strukturalnej sieci przesyłowej, strukturalnych zmian układów zasilania w newralgicznych obszarach kraju, umożliwienia współpracy ze sobą źródeł energii o zróżnicowanej technologii wytwarzania i różnych parametrach ich pracy i zdjęcia funkcji przesyłowych z sieci dystrybucyjnej 110 kV, co ciągle ma miejsce jeszcze w wielu regionach kraju (Dołęga 2018c).

Konieczność rozbudowy transgranicznych połączeń międzysystemowych ma na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz likwidację barier swobodnego handlu energią na rynku wewnętrznym i międzynarodowym.

Obecnie KSE posiada synchroniczne i niesynchroniczne transgraniczne połączenia międzysystemowe, ale zarówno ich liczba, jak i ich przepustowość są niewystarczające. Do tych pierwszych zalicza się połączenia transgraniczne z: Niemcami, Czechami i Słowacją, natomiast do grupy tych drugich zalicza się połączenia transgraniczne z: Ukrainą, Białorusią, Litwą i Szwecją.

Inwestycje sieciowe w obszarze sieci przesyłowej stanowią najważniejsze i zdecydowanie największe wyzwanie dla operatora systemu przesyłowego. Zostały określone w planie modernizacji i rozbudowy infrastruktury sieciowej na lata 2010–2025 (PSE 2009) i pogrupowane w obszarach: przyłączenia (elektrowni systemowych i OZE), wyprowadzenia mocy (z elektrowni systemowych i OZE), bezpieczeństwa pracy KSE i połączeń transgranicznych (asynchroniczne, synchroniczne). Przy czym bezpieczeństwo pracy KSE wiąże się z: dostosowaniem infrastruktury sieciowej do wzrostu zapotrzebowania na moc i energię, właściwą regulacją napięcia i mocy biernej oraz likwidacją ograniczeń sieciowych wynikającą z realizacji strategii zmiany napięcia sieci, zwiększenia pewności zasilania i sprzęgania sieci 400 i 220 kV.

W efekcie zrealizowania zaplanowanych przedsięwzięć inwestycyjnych nastąpią istotne zmiany jakościowe i ilościowe w strukturze sieci przesyłowych. Pozwolą na przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii o mocy na poziomie około 5000 MW, przyłączenie do sieci przesyłowej źródeł konwencjonalnych o mocy planowanej na poziomie 3500 MW, stworzenie warunków sieciowych dla wyprowadzenia mocy z planowanych do przyłączenia nowych źródeł, realizację transgranicznych przepływów mocy pomiędzy systemem polskim i litewskim, zwiększenie zdolności do regulacji napięć w sieci przesyłowej, ograniczenie przepływów karuzelowych i efektywną wymianę mocy z systemem niemieckim i zwiększenie pewności zasilania obszarów aglomeracji miejskich poprzez strukturalne zmiany układów zasilania newralgicznych obszarów sieciowych (Dołęga 2018b).

Poważne zagrożenia bezpieczeństwa pracy infrastruktury sieciowej w przyszłości dotyczą również sieci dystrybucyjnej. Wynikają one bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych oraz dużej ich awaryjności na skutek występowania wspomnianych już ekstremalnych nagłych zjawisk pogodowych o dużym nasileniu (Dołęga 2019). Majątek sieci dystrybucyjnych jest przestarzały i mocno wyeksploatowany. Przy czym największy stopień zużycia mają stacje 110 kV/SN, stacje SN/nn i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich (Dołęga 2018b). Wymagają one pilnej modernizacji w zakresie zapewniającym odpowiednią jakość dostarczanej energii elektrycznej dla odbiorców końcowych oraz niezawodność i pewność jej dostawy. Ponadto konieczne jest podjęcie różnych działań inwestycyjnych i eksploatacyjnych, które pozwolą na uniknięcie lub co najmniej na ograniczenie skali awarii sieciowych w przypadku wystąpienia nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu w przyszłości. Do takich działań należą: wymiana przewodów gołych na linie kablowe i niepełnoizolowane w sieci SN i izolowane w sieci niskiego napięcia, automatyzacja sieci SN, stosowanie systemów sterowania i nad-

zoru (dyspozytorskich), wdrożenie łączności cyfrowej, zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN i modernizację stacji elektroenergetycznych SN/nn (Dołęga 2019).

Rozbudowa i gruntowna modernizacja obecnej infrastruktury dystrybucyjnej stanowi obecnie główny problem operatorów systemów dystrybucyjnych.

Wnioski

Sektor wytwórczy nie stwarza obecnie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w normalnych warunkach obciążenia. Stwarza jednak duże zagrożenie w przyszłości (po 2025 r.) w warunkach prognozowanego przez OSP wzrostu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną i obowiązywania nowych zastrzonych wymagań ochrony środowiska (dyrektywa IED, konkluzje BAT, Pakiet Zimowy).

W 2017 r. i 2016 r. nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców, spowodowane brakiem mocy w KSE lub awariami systemowymi. W tym okresie zidentyfikowano jedynie potencjalne zagrożenia bezpieczeństwa dostaw związane ze sporadycznymi, stosunkowo krótkimi okresami, które dotyczyły szczególnie szczytów zapotrzebowania na moc, w których nadwyżka mocy dostępna dla OSP kształtowała się poniżej wartości wymaganej – 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKR i 9% zapotrzebowania zaplanowanego dla PKD.

Szybki wzrost ubytków mocy dyspozycyjnej spowodowany wycofywaniem wyeksploatowanych jednostek wytwórczych, realizacją programów modernizacyjnych i nowymi zastrzonymi regulacjami ekologicznymi ma kluczowy wpływ na narastanie zagrożeń bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w KSE.

Ze względu na konieczność utrzymania wymaganego poziomu rezerwy mocy w KSE, do 2035 r. zaistnieje potrzeba wybudowania dodatkowych jednostek systemowych o mocy 21 900 MW, z czego 5350 MW w okresie do 2020 r., 6650 MW w okresie do 2025 r. i 11 150 MW w okresie do 2030 roku. Brak tych inwestycji lub ich opóźnienie może prowadzić do drastycznego niedoboru energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w przyszłości (po 2025 r.) i przynieść negatywne skutki dla całej gospodarki. Przy czym wystąpienie ekstremalnych warunków pogodowych lub nieprzewidziana kumulacja wyłączeń awaryjnych w jednostkach wytwórczych może ujawnić problemy z pokryciem zapotrzebowania na moc znacznie wcześniej.

Krajowa sieć przesyłowa odgrywa kluczową rolę w KSE i ma strategiczne znaczenie dla jego funkcjonowania. Obecnie nie stwarza zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, jest bowiem przystosowana do występujących typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji wewnętrznych zadań w stanach normalnych. Stwarza jednak duże zagrożenie dla stabilnej pracy KSE oraz lokalnie może powodować trudności z przesyłem energii elektrycznej szczególnie w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.

W przyszłości w kontekście prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną obecna infrastruktura sieciowa w obszarze przesyłu będzie niewystarczająca. Pojawia się zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wynikające z niedostatecznej

mocy w KSE w źródłach krajowych i dostępnych poprzez połączenia międzysystemowe oraz nierównomiernego rozłożenia źródeł i odbiorów przy braku odpowiednich zdolności przesyłowych sieci. Dlatego zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej będzie wymagało realizacji inwestycji polegających na rozbudowie i modernizacji sieci przesyłowej 400 i 220 kV oraz inwestycji mających na celu zwiększenie możliwości eksportowo-importowych KSE.

Krajowa sieć dystrybucyjna jest przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań w stanach normalnych. Stwarza jednak potencjalnie duże zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które wynika bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych, dużej ich awaryjności na skutek anomalii pogodowych. Ponadto istnieją silne lokalne zagrożenia, które mogą powodować trudności z zasilaniem odbiorców w ekstremalnych warunkach atmosferycznych, które coraz częściej występują na terenie kraju.

Literatura

- BAT 2016 – Best Available Techniques (BAT). Reference Document for Large Combustion Plants. JOINT RESEARCH CENTRE Institute for Prospective Technological Studies Sustainable Production and Consumption Unit European IPPC Bureau, Final Draft.
- CEAE 2016 – Clean Energy For All Europeans. COM(2016) 860 final, Brussels, 30.11.2016.
- DIED 2010 – Dyrektywa 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 roku Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie emisji przemysłowych (Dz.U. UE L 334 z 17.12.2010).
- Dołęga, W. 2013. *Planowanie rozwoju sieciowej infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii i bezpieczeństwa ekologicznego*. Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej.
- Dołęga, W. 2018a. Funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. *Rynek Energii* 1, s. 40–46.
- Dołęga, W. 2018b. National grid electrical power infrastructure – threats and challenges. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 21(2), s. 89–103.
- Dołęga, W. 2018c. Zagrożenia i wyzwania dla krajowej sieci przesyłowej. *Rynek Energii*, nr 5, s. 48–54.
- Dołęga, W. 2019. Funkcjonowanie krajowej sieci dystrybucyjnej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. *Rynek Energii* 1, s. 14–19.
- IRiESP 2017 – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. Warszawa: PSE SA, 1 grudnia 2017.
- PSE 2009 – Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025. Warszawa, sierpień 2009.
- PSE 2019 – Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. [Online] www.pse.pl [Dostęp: 1.09.2019].
- SMBDEE 2017 – Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 do dnia 31 grudnia 2016. Warszawa: Minister Energii.
- Sowiński, J. 2010. Analiza wpływu na polski system energetyczny propozycji Dyrektywy IED w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 13(2), s. 401–410.
- SPURE 2016 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki, kwiecień 2016.
- SPURE 2017 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki, kwiecień 2017.
- SPURE 2018 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki, kwiecień 2018.
- Szczerbowski, R. i Ceran, B. 2017. Polityka energetyczna Polski w aspekcie wyzwań XXI wieku. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 20(3), s. 17–28.