

Ocena krajowej infrastruktury elektroenergetycznej w obszarze wytwarzania w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Streszczenie. W artykule przedstawiono analizę i ocenę krajowej infrastruktury elektroenergetycznej w obszarze wytwarzania w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przedstawiono charakterystykę sektora wytwórczego, określono sytuację obecną i przyszłą w zakresie funkcjonowania w ramach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Zdefiniowano zagrożenia i określono katalog niezbędnych działań w celu poprawy bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Abstract. In this paper, analysis and assessment of electric power infrastructure in area of generation in aspect of electric energy security is shown. This paper shows profile of generation sector and determines present and future situation in a range of its operation in frames of National Electric Power System in the context of security of electric energy supply. Moreover, threats of electric energy supply security are defined and catalogue of essential actions for assurance of electric energy supply security is proposed. (Assessment of national electric power infrastructure in area of generation in aspect of electric energy security).

Słowa kluczowe: infrastruktura elektroenergetyczna, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.

Keywords: electric power infrastructure, electric energy security.

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.

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 analiza i ocena sektora wytwarzania energii elektrycznej w kontekście wybranych elementów jego funkcjonowania w ramach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (w skrócie KSE), istotnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w oparciu o aktualnie dostępne dane obejmujące 2017 r. i lata wcześniejsze.

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 43421 MW, o 4,89% więcej niż w 2016 r. (41396 MW), w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych – 34268 MW, o 5,79% więcej niż w 2016 r. (32393 MW)[1]. Produkcja energii elektrycznej sukcesywnie rośnie w ostatnich latach. W 2017 r. wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto ukształtował się na poziomie 165852 GWh i był wyższy o 1,98 % w stosunku do 2016 r. (162626 GWh) [1]. Rok wcześniej w 2016 r. ten wolumen był tylko nieznacznie wyższy (o 0,53 %) w stosunku do 2015 r. [2].

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2017 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2016 r. i 2015 r. 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) [1].

W 2015 r. było to 84%, (51% - węgiel kamienny, 33% - węgiel brunatny) [2].

Zużycie energii elektrycznej sukcesywnie rośnie. W 2017 r. ukształtowało się na poziomie 168139 GWh i było wyższe o 2,1% w stosunku do 2016 r. (164625 GWh) [1]. W 2016 r. wzrost zużycia wyniósł 2,0 %, a w 2015 r. 1,7% [2].

W 2017 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 22979,7 MW i wzrosło o 2,2 %, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 26230,6 MW i wzrosło o prawie 2,7 % w stosunku do 2016 r. [1]. Rok wcześniej w 2016 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 22482,6 MW i wzrosło o prawie 1,2 %, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25446,3 MW i wzrosło o prawie 1,8 % w stosunku do poprzedniego - 2015 r. [2].

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. Aktualna 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 [4]. Natomiast zużycie energii, będzie wzrastało w średniorocznym tempie na poziomie 1,7 % do 2035 r. [4]. 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 (w skrócie 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 % [1]. 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. [4].

Tabela 1. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w latach 2015-2017 [1,2,3]

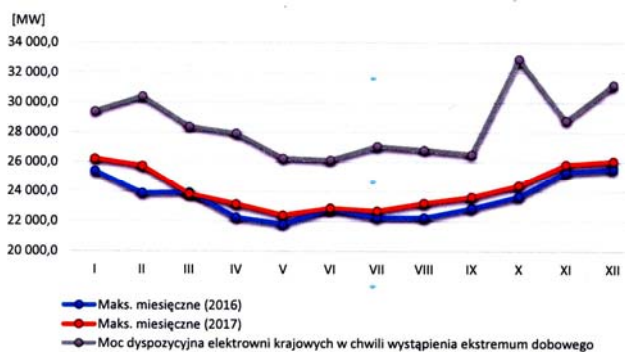
	Wartość [MW]			Dynamika (2016/2015)**	Dynamika (2017/2016)***
	2015	2016	2017		
Moc osiągalna elektrowni krajowych*	38891,3	40491,1	42584,3	104,11	105,17
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych*	26763,2	28104,8	28678,3	105,01	102,04
Zapotrzebowanie na moc	22218,6	22482,6	22979,7	101,19	102,21
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	25101,1 (07.01.2015)	25546,3 (15.12.2016)	26230,6 (09.01.2017)	101,77	102,68
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	3441,1	3637,7	3745,3	105,71	102,96
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	12650,3 (27.07.2015)	11276,8 (15.08.2016)	11785,3 (17.04.2017)	89,14	104,51
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11049,3	12291,1	14707,3	116,94	113,82

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

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

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

Wielkość mocy dyspozycyjnej w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc stanowiła 109 % i była zróżnicowana w poszczególnych miesiącach 2017 r. [1]. Przedstawia to rys.1. Charakterystyczne załamanie linii mocy dyspozycyjnej w październiku 2017 r. ma związek z awarią sieciową spowodowaną orkanem Grzegorz (29-30.10.2017 r.).



Rys. 1. Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w wieczornym szczycie zapotrzebowania w wartościach średnich z dni roboczych w miesiącu dla 2017 r. i 2016 r. [1]

Poziom rezerwy mocy dyspozycyjnej stanowi kluczowy parametr planistyczny do oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Umożliwia pokrycie wszystkich możliwych odchyśleń od przyjętych założeń planistycznych w tym nieplanowe postoje lub wymuszone zniżenia mocy jednostek wytórczych. 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, 17% - dla Planu Koordynacyjnego Miesięcznego i 14% - dla Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego [5]. Ponadto dla Planu Koordynacyjnego Dobowego sumaryczna planowana rezerwa mocy OSP dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina powinna wynosić minimum 9% planowanego zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe [5]. Wielkości te zostały określone w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (w skrócie IRIESP) [5].

W 2017 i 2016 r. okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD ciepłe wirujące plus JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były stosunkowo krótkie, a w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy także rezerwy zimnej w JWCD miały charakter incydentalny. Takie przedziały czasowe wprawdzie

występowały, ale częstość ich występowania była niższa w stosunku do lat ubiegłych. Przy czym 23 marca 2017r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 19:00 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie popołudniowym oraz 19 maja 2017r. w pojedynczym kwadransie o godzinie 9:45 odpowiadającym zapotrzebowaniu na moc w szczycie porannym wystąpił najniższy w 2017 r. poziom rezerwy mocy na poziomie ok. 6,0%. 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 ok. 3,9% [2].

W tabeli 2 przedstawiono średnie miesięczne wartości (odpowiadające szczytom wieczornym z dni roboczych) obciążenia, ubytków oraz rezerw w systemie dla poszczególnych miesięcy w 2015 r., 2016 r. i 2017 r.

W 2017 r. średni poziom rezerwy w KSE w odniesieniu do 2016 r. wzrósł jedynie w miesiącach: 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 [1]. 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 [1]. 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 r. był najlepszym okresem od 2012 r., 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 rezerwy mocy w KSE wynosiły 7369 MW, podczas gdy w sierpniu 2015 r. kształtowały się na poziomie 3836MW [2]. 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 miesiącach: kwiecień, wrzesień, październik i grudzień. 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 [1]. 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 zanizania 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 r.

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

Tabela 2. 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) [1,2,3]

Miesiąc	Obciążenie [MW]	Rezerwy [MW]	Ubytki mocy [MW]
I 2015	22956	4567	8585
I 2016	24774	4946	9938
I 2017	24098	3967	10652
II 2015	22740	4303	9123
II 2016	22921	7704	9276
II 2017	24214	4825	9667
III 2015	22275	5385	8600
III 2016	22340	6178	11338
III 2017	21082	6013	11702
IV 2015	20301	5609	10361
IV 2016	21058	5389	13562
IV 2017	21130	4877	13228
V 2015	21276	2847	12296
V 2016	20783	5961	13340
V 2017	19880	4806	14632
VI 2015	19516	3935	12841
VI 2016	20673	5231	14265
VI 2017	20756	4149	15418
VII 2015	19851	4419	12036
VII 2016	20675	6742	12829
VII 2017	21062	4680	14490
VIII 2015	20531	3836	11960
VIII 2016	20543	7369	12920
VIII 2017	21578	3609	14719
IX 2015	20340	4084	11926
IX 2016	21552	4904	14371
IX 2017	21396	5046	13972
X 2015	21778	2966	11904
X 2016	22786	5082	13168
X 2017	22962	8672	8771
XI 2015	22601	4070	10335
XI 2016	24575	5005	11660
XI 2017	23631	3865	13204
XII 2015	23108	5106	9006
XII 2016	24209	5752	11299
XII 2017	23673	6178	10954

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 [1]. 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.

W tabeli 3 przedstawiono dane z zakresu mocy dyspozycyjnej oraz rezerw mocy w elektrowniach krajowych w 2016 r. i 2015 r.

Średnie roczne obciążenie JWCD w 2016 r. zmniejszyło się w porównaniu z 2015 r., z kolei średnie obciążenie

nJWCD zwiększyło się zauważalnie w porównaniu z rokiem poprzednim. (z wyjątkiem okresu: marzec-maj 2016 r.).

Zestawiając średnioroczne wielkości rezerwy wirującej i zimnej z JWCD w stosunku do obciążenia JWCD, 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% [2].

Tabela 3. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2016 r. w odniesieniu do 2015 r. – wartości średnie miesięczne z dobowego szczytu krajowego zapotrzebowania na moc [2,3]

Miesiąc	Obciążenie JWCD [MW]	Obciążenie nJWCD [MW]	Rezerwa wirująca JWCD [MW]	Rezerwa zimna JWCD [MW]
I 2015	15021	7566	1528	4504
I 2016	15559	7578	1746	4137
II 2015	15865	7181	1331	3774
II 2016	14191	7746	2092	5955
III 2015	15446	6949	1272	4621
III 2016	14375	6732	1519	5338
IV 2015	14111	6148	1445	4170
IV 2016	14333	5705	1503	3881
V 2015	16819	4580	1078	1840
V 2016	16257	4452	1342	3250
VI 2015	14734	4479	1148	2995
VI 2016	14106	4959	1540	4651
VII 2015	15624	3931	1064	3418
VII 2016	15467	4205	1283	3742
VIII 2015	16326	4162	948	477
VIII 2016	15411	4198	1515	5035
IX 2015	16143	3949	1504	2534
IX 2016	15579	3988	1610	5519
X 2015	16067	5911	1155	1860
X 2016	14881	6810	1590	3488
XI 2015	15564	6976	1606	2708
XI 2016	15581	7650	1478	3587
XII 2015	14792	7882	1854	4619
XII 2016	14448	8440	1657	4784

JWCD - Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane.

nJWCD – Jednostki wytwórcze niebędące Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi.

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 Planu Koordynacyjnego Roczego. Był to jednak poziom bezpieczny w odniesieniu do poziomu wynikającego z założeń Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego (14 % zapotrzebowania). Deficyt rezerw wyniósł odpowiednio dla tych miesięcy: 531 MW, 336 MW i 554 MW [1].

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 odpowiednio: 981 MW i 356 MW, w stosunku wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla Planu Koordynacyjnego Roczego [1].

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 miesiącach: 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.

Tabela 4. Moce dyspozycyjne i rezerwy mocy w elektrowniach krajowych dostępne dla OSP w 2017 r. – wartości w szczycie dobowym dni roboczych [1]

Miesiąc	Moc dyspozycyjna [MW]	Rezerwa mocy [MW]	Rezerwa wirująca JWCD [MW]	Rezerwa zimna JWCD [MW]
I 2017	29433	3967	1540	934
II 2017	30417	4825	1020	2075
III 2017	28407	6013	1648	2527
IV 2017	27943	4877	1140	1898
V 2017	26266	4806	767	1947
VI 2017	26148	4149	803	1665
VII 2017	27082	4680	1187	1571
VIII 2017	26835	3609	1004	896
IX 2017	27801	5046	2285	1085
X 2017	32932	8672	1749	4914
XI 2017	28834	3865	1278	605
XII 2017	31214	6178	2203	2103

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 zmalął w stosunku do 2016 r., natomiast rezerwy zimnej znacząco zmalął.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej

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 [6]. Niemniej jednak zdarzają się okresy w którym te rezerwy były mniejsze od wymaganego poziomu 18% zapotrzebowania zaplanowanego dla Planu Koordynacyjnego Roczego i 9% zapotrzebowania zaplanowanego dla Planu Koordynacyjnego Dobowego. Takie okresy wystąpiły w 2017 r. i dotyczyły szczególnie szczytów zapotrzebowania na moc w miesiącach: styczniu, sierpniu i listopadzie. 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 [2].

Zarówno w 2017 r. 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 [6].

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 [4]. 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 [6].

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 [6].

Aktualna prognoza zapotrzebowania na moc wskazuje, że do 2035 r. średnioroczny wzrost zapotrzebowania w szczycie zimowym będzie się kształtował na poziomie 1,6 %, a w szczycie letnim na poziomie 2,2 % [4]. Warto jednak nadmienić, że w planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025 [7] OSP brał pod uwagę trzy różne prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, wywodzące się z różnych ośrodków prognostycznych: prognozę PSE Innowacje stanowiącą scenariusz bazowy w horyzoncie do 2040 r., prognozę KAPE w horyzoncie do 2050 r., i prognozę ARE w horyzoncie do 2040 r. Dla okresu 2015-2025, w pierwszej prognozie średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną kształtował się na poziomie 1,5% rocznie, a średnioroczny wzrost zapotrzebowania na moc szczytową na poziomie 1,7% rocznie [7]. Dla drugiej prognozy było to odpowiednio 1,6% i 1,8%, a dla trzeciej 1,4% i 1,2% [7].

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 zaostreniu i mogą skutkować w skrajnym przypadku koniecznością wycofania z eksploatacji wielu obecnie pracujących bloków energetycznych lub ich eksploatacji w ograniczonym zakresie.

Regulacje prawne Unii Europejskiej (w skrócie UE) istotne z punktu widzenia wymagań środowiskowych to m.in. Dyrektywa IED [8] o emisjach przemysłowych, która wprowadziła restrykcyjne standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów dla źródeł wytwórczych zarówno większych jak i mniejszych. 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 [9]. Dotychczasowe rozwiązania techniczne, nawet te niedawno wdrożone, nie zawsze będą w stanie sprostać nowym wymaganiom emisyjnym.

Dodatkowo sektor wytwórczy w Polsce będzie musiał w ciągu najbliższych lat sprostać niezwykle wymagającym normom środowiskowym, które zostały określone w

konkluzjach BAT dla jednostek dużego spalania (LCP) [10]. Regulacje te ogłoszone w połowie 2017 r., 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: chlorowodór, fluorowodór i rtęć [6]. Dla dużych instalacji limity zostają zmniejszone średnio o 10-30% w stosunku do poprzednich, już bardzo rygorystycznych wartości [11]. Znaczne obniżenie poziomów emisji nastąpi również dla małych i średnich instalacji wytwórczych.

Takie 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 konkluzji BAT 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 [6]. Decyzja właściciela w znacznym stopniu będzie zależała od tego, czy warunki rynkowe będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych, czy nie. Ta sytuacja prowadzi do znacznej niepewności w odniesieniu do zakresu i tempa trwałych wyłączeń z eksploatacji jednostek wytwórczych.

Pod koniec 2016 r. Komisja Europejska przedstawiła zestaw regulacji dotyczących konkurencyjności UE w erze transformacji rynków energetycznych w kierunku czystej energii, tzw. Pakiet Zimowy [12]. Wspomniany pakiet stanie się podstawą do wprowadzenia regulacji prawnych w postaci dyrektyw i rozporządzeń w zakresie energetyki w różnych aspektach jej działania.

Proponowane zapisy regulacji wprowadzają kluczowy limit emisji CO₂ dla wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 550 g CO₂/kWh. 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 [11]. Obecnie żadna dostępna technologia węglowa nawet wysokosprawna na parametry nadkrytyczne nie będzie w stanie sprostać takim wymaganiom. Szansę na sprostanie temu poziomowi mają jedynie bloki opalane gazem ziemnym (turbiny gazowe, bloki gazowo-parowe) [11]. Nowa regulacja nie obejmie swoim zakresem budowanych obecnie bloków, a dopiero inwestycje, które będą musiały uzyskać decyzje środowiskowe. Jednak regulacja ta ograniczy od 1 stycznia 2025 r. wsparcie mechanizmami rynku mocy wszystkich instalacji, które emitują więcej niż 550 g CO₂/kWh [11].

Majątek trwały elektrowni i elektrociepłowni jest przestarzały i mocno wyeksploatowany. Większość pracujących obecnie jednostek wytwórczych pochodzi z okresu 1966-1985. W okresie tym powstały ciepłe elektrownie zawodowe o łącznej mocy ponad 20000 MW. W ostatnich 20 latach oddano do użytkowania jednostki o łącznej mocy ponad 7000 MW oraz zmodernizowano znaczną część istniejących bloków w elektrowniach zawodowych uzyskując m.in.: przedłużenie żywotności urządzeń, poprawę sprawności wytwarzania oraz znaczną redukcję emisji SO₂, NO_x i pyłu [13].

W 2015 r. w krajowych elektrowniach ciepłych zawodowych pracowało 339 turbozespołów, z czego 182 znajdowało się w eksploatacji ponad 30 lat [4]. Przy czym najbardziej popularne są bloki kondensacyjne o mocy 200 MW lub 360 MW. Łączna moc zainstalowana najstarszych

jednostek wynosiła 20455 MW, co stanowiło 66,6 % udział w całkowitej mocy zainstalowanej we wszystkich turbozespołach [4]. W przypadku bloków pracujących co najwyżej 20 lat, te wartości wynosiły odpowiednio 7263 MW oraz 23,65 % [4]. Bloki oddane do eksploatacji w przeciągu ostatnich pięciu lat stanowiły zaledwie 4,34 % (1334 MW) [4].

Wiek, stan techniczny i stopień wyeksploatowania mocy wytwórczych stanowi jedną z głównych przyczyn coraz mniejszej nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do zapotrzebowania szczytowego, co stanowi poważny problem dla prawidłowego funkcjonowania KSE [6].

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 modernizacji. OSP szacuje, że w okresie do 2035 r. w grupie istniejących JWCD ciepłych zostanie trwale wycofanych z eksploatacji 14675 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. [4]. Przy czym w skrajnie niekorzystnym scenariuszu zakres wyłączeń może być znacznie szerszy i dotyczyć ponad 20000 MW w okresie do 2035 r., z czego tylko do roku 2020 - 5000 MW [4]. Przedstawione zakresy wyłączeń związane są z dwoma rozpatrywanymi przez OSP scenariuszami wpływu konkluzji BAT na sektor wytwórczy: modernizacyjnym BAT i wycofań BAT. Ten pierwszy zakłada podjęcie działań inwestycyjnych w celu dostosowania jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT i w konsekwencji wydłużenie okresu eksploatacji tych jednostek. Jest to scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Ten drugi zakłada przyspieszenie wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji w celu uniknięcia ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie ich do zaostrzonych norm emisyjnych. Jest to scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe nie będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych.

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 [6]. Nastąpi znaczny spadek mocy dyspozycyjnej w KSE.

Operatorskie środki zaradcze obejmują środki podstawowe i bieżące stosowane przez OSP w celu poprawy bilansu mocy. Do podstawowych środków zalicza się usługę Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (w skrócie IRZ) oraz usługę Redukcji Zapotrzebowania (w skrócie IR). Obecnie 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: Bloki nr 1 i 2 o mocy 222 MW i 232 MW w Elektrowni Dolna Odra, Bloki nr 3 i 6 o mocy 123 MW i 128 MW w Elektrowni Siersza oraz Blok nr 8 o mocy 125 MW w Elektrowni Stalowa Wola [6]. Jednostki zakontraktowane do realizacji usługi interwencyjnej rezerwy zimnej są uruchamiane na polecenie OSP w okresach występującego deficytu mocy. Usługa IR dzięki przeprowadzonemu po raz pierwszy w 2017 r. postępowaniu przetargowemu pozwala obecnie OSP na redukcję zapotrzebowania na poziomie 315 MW w okresie zimowym i 361 MW w okresie letnim [1]. Środki bieżące obejmują takie działania jak: korekta pola remontowego JWCD, uruchomienia rezerw mocy w jednostkach wytwórczych nJWCD, okresowa praca z przeciążeniem lub

operatorski import energii [6]. Łączny potencjał tych środków szacowany jest przez OSP na poziomie 900 MW, ale możliwość ich wykorzystania w momencie wystąpienia deficytu mocy w KSE nie jest pewna i wynika z aktualnych uwarunkowań i ich faktycznej dostępności [6].

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w przyszłości wiąże się z koniecznością intensywnej modernizacji struktury wytwórczej oraz konsekwentnego zastępowania starej bazy wytwórczej nowoczesnymi jednostkami, spełniającymi zastrzeżone normy środowiskowe. OSP szacuje, że wymagany przyrost mocy umożliwiający zapewnienie odpowiedniego poziomu rezerwy w okresie do 2035 r. powinien wynieść co najmniej 21900 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.[4].

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 [6].

Obecnie przedsiębiorstwa energetyczne realizują lub deklarują do 2020 r. budowę ok. 5350 MW nowej mocy w elektrowniach konwencjonalnych [4]. Jest to poziom wyższy niż poziom planowanych wycofań jednostek wytwórczych w tym okresie z powodu wieku i niedotrzymywania wymogów ekologicznych.

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, natomiast w 2017 r. uruchomiono nowoczesny, największy w kraju blok węglowy o mocy 1075 MW w elektrowni w Kozienicach (blok nr 11) i blok gazowo-parowy o mocy 596 MW w elektrociepłowni w Płocku (należącej do PKN Orlen S.A.). Inwestycje te w znacznym stopniu przyczyniły się do poprawy poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Ponadto w trakcie realizacji znajduje się szereg przedsięwzięć w nowe moce wytwórcze o kluczowym znaczeniu dla funkcjonowania KSE. Są to przedsięwzięcia znajdujące się w budowie lub inwestycje, dla których rozstrzygnięto postępowanie przetargowe na ich realizację. Należą do nich blok gazowy o mocy 467 MW w elektrociepłowni w Stalowej Woli (termin uruchomienia - 2019 r.) oraz bloki węglowe o mocy: 2 x 900 MW w Opolu (terminy uruchomienia - 2019 r.), 910 MW w Jaworznie (termin uruchomienia - 2019 r.) i 496 MW w Turowie (termin uruchomienia - 2020) [4].

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

Obok jednostek wytwórczych znajdujących się w fazie realizacji istnieje grupa będąca na etapie planowania, charakteryzująca się wysokim stopniem zaawansowania prac przygotowawczych, w tym m.in. wydaniem przez OSP warunków przyłączeniowych lub zawarciem umowy o przyłączenie. Sumaryczna moc tych jednostek wynosi 3391 MW, a planowane ich uruchomienia mają nastąpić po 2020 r.[4]. Są wśród nich m.in. blok gazowy o mocy 450 MW w elektrociepłowni Żerań i blok węglowy o mocy 1000 MW w elektrowni Ostrołęka.

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 formalno-prawnych, braku mocy wytwórczych u dostawców urządzeń, ograniczonymi możliwościami biur konstrukcyjnych, itp. [6].

Na przestrzeni ostatnich kilku lat w planach inwestorów znajdowała się duża liczba projektów w nowe moce wytwórcze. Niestety została całkowicie zawieszona lub zamrożona na bliżej nieokreślony okres.

Obecnie częstą praktyką stosowaną przez przedsiębiorstwa energetyczne jest wstrzymywanie się z podjęciem ostatecznych decyzji dotyczących realizacji inwestycji w nowe moce wytwórcze oraz wyboru technologii węglowych lub gazowych. Związane jest to w znacznym stopniu: z ograniczoną rentownością sektora, zbyt niskim poziomem cen energii elektrycznej dla zapewnienia zwrotu z inwestycji, niepewnością związaną z przyszłym poziomem cen uprawnień do emisji CO₂ oraz ewentualnym dalszym zastrzeżeniem wymagań ekologicznych [6]. Wszystkie te elementy przekładają się na bardzo dużą niepewność przyszłych warunków rynkowych oraz cen i kosztów technologii wytwarzania energii elektrycznej, co uzasadnia takie, a nie inne działania inwestorów [14].

Wśród projektów, które posiadają zawartą umowę z OSP o przyłączenie i zostały zawieszane przez inwestorów znajduje się budowa bloków gazowych o mocy 456 MW w Gdańsku i o mocy 874 MW w Grudziądzu i bloku węglowego o mocy 500 MW w Łęcznej [4]. Ostateczne decyzje, dotyczące rozpoczęcia ich realizacji, będą zależały od rozwoju otoczenia regulacyjnego i sytuacji rynkowej.

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. To może spowodować 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 rezerwy 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 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.

Polska jako państwo członkowskie UE musi stosować się do unijnych regulacji prawnych i dokumentów strategicznych i realizować cele Unii Europejskiej zgodnie ze swoimi możliwościami. Nowe wcześniej omawiane regulacje (dyrektywa IED, konkluzje BAT, Pakiet Zimowy) oraz planowana reforma unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS) wpłyną na znaczny wzrost kosztów wykorzystania paliw kopalnych (węgla kamiennego i brunatnego) dla celów energetycznych.

Polityka energetyczna UE zmierza do dekarbonizacji energetyki. Zaostrzenie wymagań środowiskowych poprzez wprowadzenie znacznych redukcji emisji w sektorze energetycznym prowadzi praktycznie do wykluczenia węgla z gospodarki energetycznej. Konieczne jest przemodelowanie struktury wytwórczej poprzez intensywny rozwój odnawialnych źródeł energii, głównie energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej, i wdrożenie energetyki jądrowej. To w powiązaniu z poprawą efektywności energetycznej pozwoli na znaczne ograniczenie emisji zanieczyszczeń.

W kontekście rozwoju OZE, w związku z losowością produkcji energii elektrycznej przez takie źródła uzależnionej od panujących warunków atmosferycznych konieczne jest utrzymywanie odpowiedniego poziomu mocy rezerwowych w KSE. W obszarze bilansowania OZE jako źródła interwencyjne najlepiej sprawdzają się bloki gazowe.

Obecnie struktura produkcji energii elektrycznej jest oparta głównie na węglu kamiennym i brunatnym. Udział tych nośników kształtował się w 2017 r. na poziomie 79% i powoli sukcesywnie maleje w ostatnich latach. Natomiast poziom ten dla odnawialnych źródeł energii jest niski i wynosił 9%, ale powoli sukcesywnie rośnie w ostatnich latach [2]. Udział gazu w produkcji energii elektrycznej kształtował się na niezmiennym poziomie 4%. W projekcie polityki energetycznej Polski do 2040 r. [15] założono, że w 2030 r. udział węgla będzie się kształtował na poziomie 60%, natomiast udział OZE - na poziomie 27% w produkcji energii elektrycznej netto i 21% w końcowym zużyciu energii brutto. Zakłada się wdrożenie energetyki jądrowej. Planuje się bowiem ok. 2033 r. uruchomienie pierwszego bloku elektrowni jądrowej o mocy ok. 1000-1500 MW [15]. Nastąpi więc istotna zmiana struktury wytwórczej.

Wnioski

Analiza i ocena krajowej infrastruktury elektroenergetycznej w obszarze wytwarzania w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wskazuje na brak obecnie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w normalnych warunkach obciążenia i duże prawdopodobieństwo jego wystąpienia w przyszłości (po 2025 r.) w warunkach prognozowanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i obowiązywania nowych zaostrzonych wymagań ochrony środowiska (konkluzji BAT).

W 2017 r. i 2016 r. nie wystąpiły ograniczenia w poborze mocy ani wyłączenia odbiorców, spowodowane brakiem mocy w KSE lub awariami systemowymi. Na podstawie analiz bilansów mocy KSE na poszczególnych etapach planowania prowadzenia ruchu 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 Planu Koordynacyjnego Roczno i 9% zapotrzebowania zaplanowanego dla Planu Koordynacyjnego Dobowego.

Ze względu na konieczność utrzymania wymaganego poziomu rezerwy mocy w KSE, niezbędna jest budowa do 2020 r. nowych systemowych źródeł wytwórczych, o sumarycznej mocy 5350 MW. Prowadzone obecnie działania inwestycyjne przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie budowy nowych jednostek wytwórczych odpowiadają zidentyfikowanemu potrzebom w tym zakresie. Jednak warunkiem koniecznym zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest terminowe zakończenie rozpoczętych inwestycji.

Podstawowy czynnik związany z sektorem wytwórczym, który wpływa na narastanie zagrożeń bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w KSE, stanowi szybki wzrost ubytków mocy dyspozycyjnej spowodowany wycofywaniem wyeksploatowanych jednostek wytwórczych, realizacją programów modernizacyjnych i nowymi zaostrzonymi regulacjami ekologicznymi.

Do 2035 r. zaistnieje potrzeba wybudowania dodatkowych jednostek systemowych o mocy 21900 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.. 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.

Autor: dr hab.inż. Waldemar Dołęga, Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki, ul. Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-372 Wrocław, E-mail:Waldemar.dolega@pwr.edu.pl;

LITERATURA

- [1] Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2018.
- [2] Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2017.
- [3] Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2016.
- [4] Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 do dnia 31 grudnia 2016. Minister Energii, Warszawa, 2017.
- [5] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci. PSE S.A. Warszawa, 1 grudnia 2017.
- [6] Dołęga W., Funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. *Rynek Energii*, (2018), nr 1 luty, 40-46
- [7] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025. PSE S.A. Konstancin-Jeziorna, 10 listopada 2015.
- [8] 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).
- [9] Sowiński J., Analiza wpływu na polski system energetyczny propozycji Dyrektywy IED w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli. *Polityka energetyczna*, (2010), t. 13, z. 2, 401-410.
- [10] 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, 2016.
- [11] Szczerbowski R., Ceran B., Polityka energetyczna Polski w aspekcie wyzwań XXI wieku. *Polityka energetyczna*, (2017), t. 20, z. 3, 17-28.
- [12] Clean Energy For All Europeans. COM(2016) 860 final, Brussels, 30.11.2016.
- [13] Dołęga W., Ocena infrastruktury elektroenergetycznej w aspekcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. *Rynek Energii*, (2012), nr 1 luty, 67-73.
- [14] Sowiński J., Niepewność cen i kosztów technologii wytwarzania energii elektrycznej w analizach projektów inwestycyjnych. *Polityka energetyczna*, (2012), t. 15, z. 3, 305-319.
- [15] Polityka energetyczna Polski do 2040 roku. (PEP2040). Ministerstwo Energii, Warszawa 2018. (Projekt w.1.2-23.11.2018).