

## System magazynowania energii elektrycznej jako środek poprawy elastyczności systemu elektroenergetycznego z dużym udziałem generacji OZE

**Streszczenie:** Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) wynikający z dążenia do spełnienia celów klimatycznych, powoduje zwiększanie się udziału znacznie zmiennej generacji. Przekłada się to bezpośrednio na pracę jednostek centralnie dysponowanych (JWCD) poprzez wymuszenie większej zmienności ich obciążenia. Ograniczona elastyczność JWCD, stanowi istotne zagrożenie wystąpienia niezbilansowania systemu elektroenergetycznego (SEE) w postaci nadpodaży generacji lub jej niedoboru. Celem przeprowadzonych badań była analiza pozwalająca na identyfikację niezbilansowania SEE spowodowanego generacją OZE oraz wypracowanie metodyki doboru mocy i pojemności systemu magazynowania energii elektrycznej (SMEE), umożliwiającego zachowanie bilansu mocy.

**Abstract:** The development of renewable energy sources (RES), resulting from the pursuit of meeting climate goals, increases the share of generation with a significantly variable load profile. This has a direct impact on work of centrally dispatched units (CDGUs) by forcing a greater variability of their load. Limited flexibility of CDGUs constitutes a significant threat of imbalance of the power system (PS) in the form of oversupply or shortage. The aim of the research was to conduct an analysis allowing to identify PS imbalance caused by RES generation and to develop a methodology for application of the power and capacity of the electricity storage system, ensuring the power balance. (**Electricity storage system as a means of improving flexibility of the power system with a large share of RES generation**).

**Słowa kluczowe:** integracja OZE, elastyczność systemu elektroenergetycznego, magazynowanie energii elektrycznej, model rynkowy  
**Keywords:** RES integration, power system flexibility, electricity storage, market model

### 1. Wstęp

Z uwagi na dążenie do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>, poprzez rozwój OZE, konieczne jest zapewnienie integracji źródeł OZE z SEE, przy jednoczesnym zachowaniu ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Jednym z możliwych rozwiązań tego problemu są SMEE. Dzięki możliwości pracy w trybie ładowania oraz rozładowania, SMEE stanowią dodatkowe źródło mocy czynnej w przypadku wystąpienia jej niedoboru lub dodatkowy odbiór w czasie wystąpienia jej nadpodaży. Dzięki zastosowaniu układów energoelektronicznych, SMEE umożliwiają wprowadzenie mocy lub jej odbiór w bardzo krótkim czasie, co poprawia elastyczność SEE, a tym samym bezpieczeństwo jego pracy. Przy czym elastyczność SEE rozumiana jest jako zdolność SEE do szybkiego reagowania na zmieniające się zapotrzebowanie na moc w warunkach zmiennej podaży energii [1].

Celem transformacji energetycznej jest osiągnięcie zakładanego udziału generacji OZE w finalnym zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych [2]. Cel ten dla polskiego sektora elektroenergetycznego w perspektywie do roku 2030 wynosi 21%. Plan spełnienia celu OZE dla Polski został nakreślony w [3] i zakłada rozwój takich technologii jak: lądowe farmy wiatrowe (LFW), morskie farmy wiatrowe (MFW) oraz farmy fotowoltaiczne (FPV).

Ponadto zwiększający się udział źródeł OZE w polskim miksie energetycznym jest widoczny w analizie trendu zmian historycznych. Analizując okres 2009-2019, można zauważyć, wzrost udziału OZE w mocy zainstalowanej KSE z poziomu 12% do 25% przy jednoczesnym spadku udziału JWCD z poziomu 88% do 75% [1],[4],[5].

Celem niniejszej publikacji jest analiza niezbilansowania SEE spowodowanego generacją OZE oraz przedstawienie metodyki doboru mocy i pojemności SMEE. Dobry SMEE powinien umożliwić zachowanie bilansu mocy oraz poprawić elastyczność SEE.

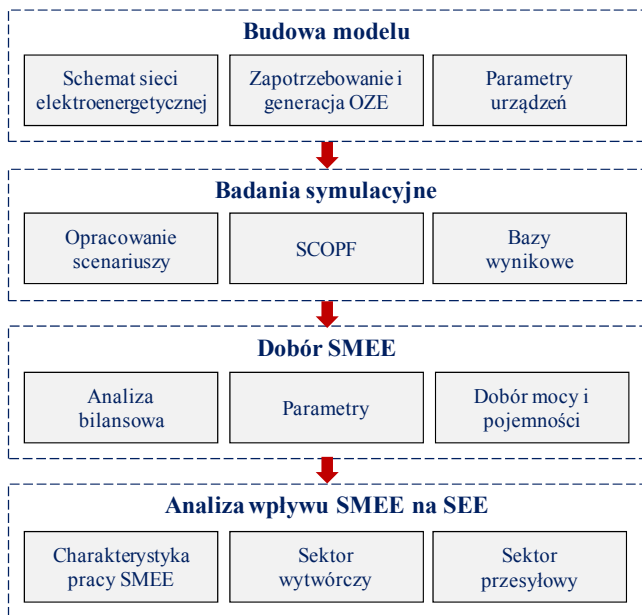
### 2. Przyjęta Metodyka badań

Metodyka badań zawiera cztery zasadnicze etapy, które zostały przedstawione w sposób schematyczny na rysunku 1. Pierwszy etap to budowa modelu, uwzględniającego uwarunkowania rynkowe SEE. Polega ona na przygotowaniu danych, które zawierają: schemat sieci elektroenergetycznej, parametry techniczno - ekonomiczne JWCD, profile generacji OZE, parametry elementów sieciowych oraz profil zapotrzebowania na moc i energię. Ponadto model uwzględnia otoczenie rynkowe w postaci zdefiniowanych granic cen energii elektrycznej, które mogą wystąpić na rynku, w różnych stanach pracy SEE. Takie podejście pozwala na uwzględnienie rynkowych uwarunkowań, które mają silny wpływ na pracę SEE.

Etap drugi polega na przeprowadzeniu badań symulacyjnych i zawiera: opracowanie scenariuszy badań, wykonanie badań symulacyjnych oraz uzyskanie baz wyników, na podstawie których przeprowadzane są analizy w następnym etapie.

W etapie trzecim realizowany jest dobór mocy oraz pojemności SMEE. Dobór przeprowadza się w oparciu o wyniki analizy bilansowej. Dobór uwzględnia parametry techniczno - ekonomiczne SMEE. W ramach tego etapu opracowano iteracyjną metodę doboru mocy oraz pojemności SMEE.

Ostatni etap obejmuje analizy wpływu pracy SMEE na pracę SEE. Analizy dotyczą zarówno wpływu na sektor wytwórczy oraz sektor przesyłowy modelu.

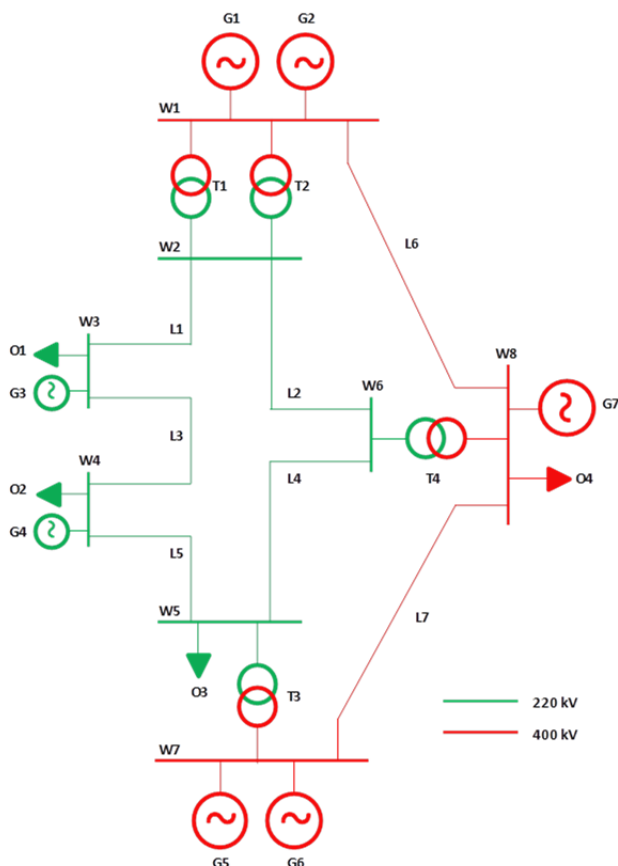


Rys. 1. Metodyka badań.

### 3. Budowa modelu

#### 3.1. Schemat systemu elektroenergetycznego

Schemat SEE odwzorowany w modelu przedstawiono na rysunku 2. Schemat zawiera elementy sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć o napięciu 400 kV i 220 kV oraz przyłączone do niej odbiory i źródła wytwórcze na różnym poziomie napięcia. Model zawiera siedem generatorów odzwierciedlających elektrownie zarówno typu JWCD jak i OZE.



Rys. 2. Schemat sieci elektroenergetycznej w modelu.

### 3.2. Sektor wytwórczy

Źródła wytwórcze zostały przyłączone zarówno do sieci 400 kV jak i 220 kV. Na sieć 400 kV pracują dwie elektrownie konwencjonalne, dwu blokowe, które zostały przyłączone do węzłów W1 oraz W7. Elektrownie konwencjonalne zostały odwzorowane w modelu za pomocą generatorów G1, G2, G5 oraz G6. Elektrownie konwencjonalne stanowią jednostki JWCD, których poziom generacji jest wynikiem optymalizacji kosztowej. Optymalizacja ta realizowana jest w oparciu o parametry techniczno – ekonomiczne, które przedstawiono w tabeli 1.

Do elektrowni typu OZE ujętych w modelu należą: LFW, MFW oraz FPV. Generatory odwzorowujące te źródła zostały przyłączone odpowiednio do węzłów: W3, W8 oraz W4. Generacja OZE została zamodelowana w postaci godzinowych szeregów czasowych współczynnika wykorzystania mocy CF (ang. Capacity Factor) przyjętych dla Polski w analizie MAF (ang. Mid-term Adequacy Forecast), opracowanej przez ENTSO-E [6]. W tabeli 2 przedstawiono podstawowe miary statystyczne CF dla OZE uwzględnione w modelu.

Generacja OZE jest ściśle powiązana z warunkami atmosferycznymi, dlatego w badaniach wydzielono okres letni oraz zimowy. W przeprowadzonej analizie, do miesięcy letnich zaliczono: czerwiec, lipiec oraz sierpień, natomiast do miesięcy zimowych zaliczono pozostałe miesiące roku [9]. Na rysunku 3 przedstawiono średnioroczne dobowe profile CF dla źródeł OZE zastosowanych w modelu z podziałem na okres letni oraz zimowy.

Tabela 1. Parametry JWCD [6],[7],[8].

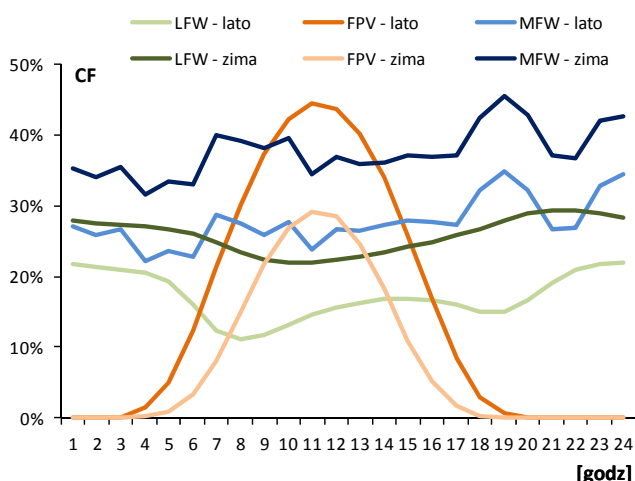
Parametr	Jednostka	G1	G2	G5	G6
Węzeł przyłączenia	[-]	W1	W1	W7	W7
Paliwo	[-]	WK	WK	GAZ	GAZ
Moc osiągalna	[MW]	250	250	250	250
Minimum techniczne	[MW]	100	100	90	90
Sprawność	[%]	37	37	59	59
Szybkość zmiany mocy	[MW/min]	10	10	36	36
Minimalny czas pracy	[godz]	8	8	1	1
Potrzeby własne	[%]	8	8	2	2
Koszty zmienne	[zł/MWh]	12	12	7	7
Koszt rozruchu	[zł/MW]	299	299	108	108
Emisyjność paliwa	[kg/GJ]	95	95	56	56
Koszt paliwa	[zł/GJ]	14	14	39	39

\*WK - węgiel kamienny

Tabela 2. Podstawowe miary statystyczne CF dla OZE.

Miara statystyczna	LFW (G3)	MFW (G7)	FPV (G4)
Wartość minimalna	6%	14%	0%
Wartość maksymalna	43%	69%	48%
Wartość średnia	24%	35%	10%
Odchylenie standardowe	7%	8%	14%
Korelacja z zapotrzebowaniem	6%	27%	24%
Maksymalna zmiana godzinowa	4%	11%	10%

Do charakterystycznych okresów pracy SEE należą szczyt poranny oraz szczyt wieczorny. Pierwszy z nich występuje w godzinach 7 – 12, natomiast drugi w godzinach 16 – 22 [10]. Warto zauważyć, że LFW w okresie występowania szczytów porannego i wieczornego, generują wyraźnie mniej energii w porównaniu do pozostałych okresów doby. Natomiast MFW w okresach wymienionych szczytów charakteryzują się wyraźnie większą wartością współczynnika CF w porównaniu do LFW. Przekłada się to na większy współczynnik korelacji MFW z zapotrzebowaniem w porównaniu do LFW (tabela 2). Charakterystyczne dla profilu generacji FPV jest występowanie maksymalnej wartości w okresie południa tj. w godzinach występowania szczytu porannego.



Rys. 3. Średnioroczne profile dobowe CF dla OZE [6].

### 3.3. Sieć elektroenergetyczna

Sieć 400 kV składa się z trzech węzłów połączonych dwiema liniami jednotorowymi. W węzłach W1, W7 oraz W8 realizowana jest transformacja napięcia z poziomu 400 kV na 220 kV za pomocą transformatorów odpowiednio T1, T2, T3, T4. Sieć 220 kV stanowi układ oczkowy, do której przyłączone są zarówno odbiory jak i źródła typu OZE.

Elementem sieciowym, przypisano rezystancję oraz reaktancję, co pozwoliło na wyznaczenie rozptyłu mocy oraz strat przesyłowych. Kolejnym parametrem jest dopuszczalna obciążalność elementu mocą czynną, która determinuje maksymalny możliwy przepływ przez dany element. Dopuszczalna obciążalność została zdefiniowana oddzielnie dla okresu letniego  $P_{lato}^{max}$  oraz zimowego  $P_{zima}^{max}$ . Parametry elementów sieciowych przedstawiono w tabeli 3. W przeprowadzonych symulacjach realizowany jest rozptył mocy typu DC przez co nie uwzględnia się rozptyłu mocy biernej.

Tabela 3. Parametry elementów sieciowych [11].

Nazwa elementu	U [kV]	R [p.u.]	X [p.u.]	$P_{lato}^{max}$ [MW]	$P_{zima}^{max}$ [MW]
L1	220	0,02	0,08	293	446
L2	220	0,03	0,12	293	446
L3	220	0,02	0,06	293	446
L4	220	0,01	0,04	293	446
L5	220	0,03	0,10	293	446
L6	400	0,05	0,18	530	814
L7	400	0,05	0,20	530	814
T1	400/220	0,06	0,10	500	500
T2	400/220	0,06	0,10	500	500
T3	400/220	0,06	0,10	500	500
T4	400/220	0,06	0,10	500	500

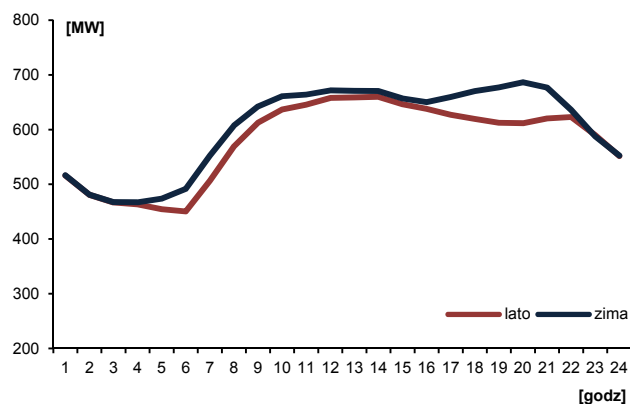
### 3.4. Zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną

W badaniach wykorzystano profil zapotrzebowania na moc dla Polski, na podstawie [6], przy czym profil ten został dostosowany na potrzeby badań poprzez przeskalowanie w taki sposób aby roczny szczyt zapotrzebowania na moc wynosił 830 MW. Przy takiej wartości zapotrzebowania szczytowego, rezerwa mocy w JWCD jest na poziomie 20%. W tabeli 4 przedstawiono podstawowe miary statystyczne przyjętego profilu zapotrzebowania.

Tabela 4. Podstawowe miary statystyczne profilu zapotrzebowania.

Miara statystyczna	Jednostka	Zapotrzebowanie
Suma	[GWh]	5236
Wartość minimalna	[MW]	342
Wartość maksymalna	[MW]	830
Wartość średnia	[MW]	598
Odchylenie standardowe	[MW]	97
Maksymalna zmiana godzinowa	[MW]	111

Na rysunku 4, przedstawiono średnioroczny profil dobowy zapotrzebowania na moc przyjęty w modelu. W okresie zimowym zapotrzebowanie jest wyższe w porównaniu do okresu letniego. Charakterystyczną cechą dla wydzielonych okresów roku jest wyraźnie widoczna różnica w zapotrzebowaniu dla szczytu wieczornego. W okresie letnim przyjmuje on mniejszą wartość w porównaniu do okresu zimowego.



Rys. 4. Dobowy profil zapotrzebowania, na podstawie [6].

Rozłożenie zapotrzebowania na węzły sieci elektroenergetycznej, do których przyłączono odbiory, zrealizowano poprzez współczynniki udziału LPF (ang. Load Power Factor). Wartości LPF dla węzłów odbiorczych przedstawiono w tabeli 5.

Tabela 5. Współczynniki LPF dla odbiorów.

Nazwa odbioru	Węzeł	Napięcie [kV]	LPF [%]
O1	W3	220	30
O2	W4	220	20
O3	W5	220	10
O4	W8	400	40

### 3.5. Założenia rynkowe

Założenia rynkowe uwzględnione w modelu dotyczą dopuszczalnych granic ceny energii elektrycznej, które mogą wystąpić na rynku energii. Mają one kluczowe znaczenie w kontekście charakteru pracy jednostek wytwórczych. Decyzją Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r., zatwierdzającej rynek mocy w Polsce, wskazano na obowiązek wprowadzenia mechanizmu wyceny w oparciu o dostępność rezerw mocy z ang. scarcity pricing. Dzięki zastosowaniu tego mechanizmu, istnieje możliwość odzworowania problemów zachowania technicznego bilansu mocy w cenie energii elektrycznej zarówno w stanach niedoboru jak i nadpodaży generacji [12].

W konsekwencji, zgodnie z opinią unijnej agencji ACER, w Polsce planuje się wprowadzić granice minimalnej oraz maksymalnej ceny energii. Nowe granice będą dopuszczaly na występowanie cen w przedziale  $<-9999; +9999>$  EUR/MWh. Wartości tych granic zostały zaimplementowane w modelu. Cena minimalna występuje w sytuacji nadpodaży generacji nad zapotrzebowaniem. Natomiast cena maksymalna występuje przy braku dostatecznej generacji do pokrycia zapotrzebowania [13].

## 4. Badania symulacyjne

### 4.1. Opracowanie scenariuszy

W ramach badań opracowano cztery scenariusze symulacji, które różnią się mocą zainstalowaną poszczególnych typów OZE. Moce zostały dobrane w ten sposób aby udział generacji OZE w finalnym zużyciu energii elektrycznej, przez odbiorców końcowych, był zgodny z celem OZE dla Polski na rok 2030. W tabeli 6 przedstawiono moce OZE w poszczególnych scenariuszach.

Tabela 6. Scenariusze mocy zainstalowanej OZE.

Nazwa scenariusza	LFW [MW]	MFW [MW]	FPV [MW]
OZE1	180	180	180
OZE2	250	145	145
OZE3	110	250	110
OZE4	170	170	250

Scenariusz pierwszy OZE1 przewiduje taką samą wartość mocy zainstalowanej w każdej rozpatrywanej technologii OZE, przy której spełniony jest cel OZE. Natomiast kolejne scenariusze tj. OZE2 - OZE4 zakładają dominację jednej z technologii odpowiednio: LFW, MFW i FPV, przy czym maksymalną wartość mocy wybranej technologii przyjęto na poziomie 250 MW.

#### 4.2. Zadanie optymalizacyjne SCOPF

Przeprowadzone symulacje dotyczyły rozwiązania zadania SCOPF (ang. Security Constraint Optimal Power Flow), polegającego na wyznaczeniu rozpyływu mocy czynnej oraz punktów pracy JWCD zapewniających minimalny koszt pracy SEE. Optymalizacja, w tym zadaniu, polega na minimalizacji funkcji celu przy jednoczesnym uwzględnieniu ograniczeń równościowych i nierównościowych [14],[15],[16],[17],[18],[19].

Funkcję celu stanowi suma operacyjnych kosztów zmiennych pracy SEE, określona następująco:

$$(1) \quad F_C = \sum_{e=1}^E \sum_{g=1}^G \sum_{i=1}^T (K_S^{g,i} + K_P^{g,i} + K_E^{g,i} + K_R^{g,i} + K_W^{e,i})$$

gdzie:  $i$  (w indeksie górnym) -  $i$ -ta godzina,  $g$  (w indeksie górnym)  $g$ -ty generator,  $e$  (w indeksie górnym)  $e$ -ty element sieciowy,  $K_S^{g,i}$  - koszty rozruchu,  $K_P^{g,i}$  - koszty paliwa,  $K_E^{g,i}$  - koszty emisji CO<sub>2</sub>,  $K_R^{g,i}$  - koszty remontów bieżących oraz  $K_W^{e,i}$  - koszty przypisane przesyłowi mocy przez  $e$ -ty element sieciowy (ang. wheeling charge).

Rozwiązanie zadania optymalizacyjnego realizowane jest przy zachowaniu ograniczenia wynikającego z konieczności spełnienia węzłowego bilansu mocy czynnej  $P_B^i$  w godzinie  $i$ -tej symulacji. Ograniczenie to ma charakter równościowy i jest związane z koniecznością pokrycia zapotrzebowania na moc czynną  $P_Z^i$  w każdym węźle poprzez generację mocy czynnej przez jednostki JWCD  $P_{JWCD}^i$ , źródła odnawialne  $P_{OZE}^i$  oraz pracę SMEE  $P_{SMEE}^i$  w godzinie  $i$ -tej. W bilansie węzłowym uwzględnia się również łączną moc czynną importowaną lub eksportowaną do lub z węzła za pośrednictwem elementów sieciowych  $P_W^i$  w  $i$ -tej godzinie symulacji oraz moc stanowiącą niedobór  $P_{ENS}^i$  jak i moc stanowiącą nadpodaż  $P_D^i$ . Ograniczenie opisuje następująca zależność:

$$(2) \quad P_B^i = P_Z^i - P_{JWCD}^i - P_{OZE}^i - P_{SMEE}^i - P_W^i - P_D^i + P_{ENS}^i = 0$$

Ograniczeniem nierównościowym, wynikającym z bezpiecznej pracy jednostek JWCD, jest dopuszczalny zakres generacji  $P_g^i$  w godzinie  $i$ -tej, który określany jest pomiędzy minimum technicznym  $P_m$  a mocą osiągalną  $P_o$ , co przedstawia następująca zależność:

$$(3) \quad P_m \leq P_g^i \leq P_o$$

Uwzględnienie elastyczności pracy JWCD, wprowadza ograniczenia nierównościowe, polegające na ograniczeniu możliwej szybkości zmian obciążenia  $P_R^m$  do wartości maksymalnej  $P_R^{\max}$  oraz utrzymania minimalnego czasu pracy jednostki  $T_U^{\min}$  po jej uruchomieniu. Ograniczenia te przedstawiają następująca zależności:

$$(4) \quad P_R^m \leq P_R^{\max}$$

$$(5) \quad T_U \leq T_U^{\min}$$

Zadanie optymalizacyjne SCOPF zostało rozwiązane przy wykorzystaniu narzędzia PLEXOS. W narzędziu tym skorzystano z modułu ST Schedule, który realizuje obliczenia o charakterze krótkoterminowym. Narzędzie PLEXOS posiada zaimplementowaną metodę mieszanego programowania liniowo-binarnego MIP (ang. Mixed Integer Programming). Metoda ta pozwala na optymalizację doboru składu jednostek wytwórczych oraz rozpyływu mocy czynnej wykorzystując algorytm podziału i ograniczeń (ang. Branch and Bound Method) [20],[21],[22],[23],[24].

#### 4.3. Bazy wynikowe

Otrzymane, w ramach symulacji, bazy wynikowe zawierają wybrane parametry pracy modelu. Parametry te raportowane są w rozdzielczości godzinowej dla okresu pełnego roku kalendarzowego. Należą do nich: moc czynna generowana, liczba uruchomień, przepływy mocy czynnej czy straty przesyłowe. Bazy wynikowe dla każdego scenariusza, poddano dalszej analizie.

### 5. Dobór SMEE

#### 5.1. Analiza bilansowa SEE

Zmienny charakter generacji OZE, może powodować występowanie problemów bilansowania SEE [25]. Dotyczą one występowania nadpodaży lub niedoboru generacji względem zapotrzebowania. W celu przeprowadzenia analizy bilansowej sformułowano trzy wskaźniki.

Pierwszy wskaźnik to wartość rocznej energii niedostarczonej do sieci  $E_{ENS}$  na skutek ujemnego bilansu mocy. Wskaźnik ten zdefiniowano jako sumę rocznej mocy czynnej niedostarczonej do sieci  $P_{ENS}^i$  w godzinie  $i$ -tej, zgodnie z następującą zależnością:

$$(6) \quad E_{ENS} = \sum_{i=1}^T P_{ENS}^i \cdot 1h$$

Drugi wskaźnik maksymalnej rocznej wartości mocy czynnej niedostarczonej do sieci w godzinie  $i$ -tej określono następująco:

$$(7) \quad P_{ENS}^{\max} = \max\{P_{ENS}^i\}$$

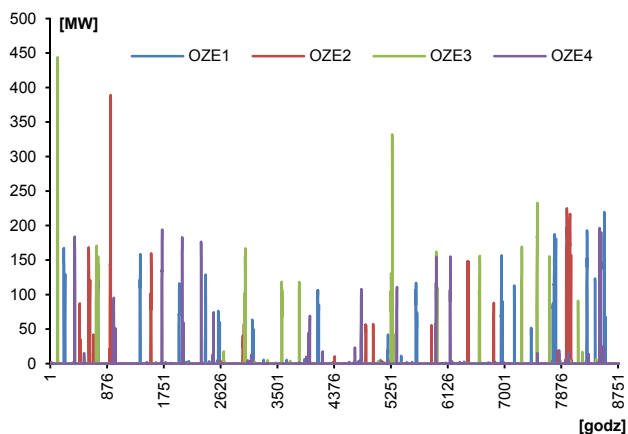
Trzeci wskaźnik to roczna suma godzin  $T_{ENS}$ , w których wystąpiła niewystarczająca moc generowana w stosunku do mocy pobieranej z sieci. Wskaźnik ten wyznaczono zgodnie z następującą zależnością:

$$(8) \quad T_{ENS} = \sum_{i=1}^T T_{ENS}^i$$

#### Analiza bilansowa w ujęciu godzinowym

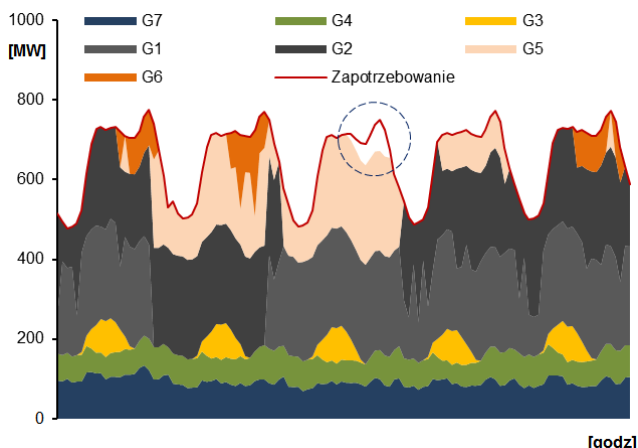
Wyniki przeprowadzonych symulacji wskazują na występowanie ujemnego bilansu mocy w każdym z analizowanych scenariuszy. Z uwagi na zróżnicowaną moc OZE w badanych scenariuszach, występowanie niezbilansowania modelu występuje w różnych okresach roku. Na rysunku 5 przedstawiono  $P_{ENS}^i$  dla rozpatrywanych scenariuszy.

W ramach analiz stwierdzono, że przyczyną występowania ujemnego bilansu mocy jest niedostateczna elastyczność JWCD. Minimum techniczne, dopuszczalna szybkość zmian obciążenia oraz minimalny czas pracy po uruchomieniu powodują, że przy nagłych zmianach generacji OZE, bloki wytwórcze JWCD nie nadążają z dostosowaniem poziomu generacji względem bieżącego zapotrzebowania na moc.



Rys. 5. Niedobory mocy czynnej  $P_{ENS}^i$ .

Na rysunku 6 przedstawiono przebieg pokrycia zapotrzebowania na moc w okresie od 01.10 do 05.10. W nocy z 02.10 na 03.10 nastąpiło odstawienie generatora G2 po wcześniejszym uruchomieniu generatora G1 z uwagi na niskie zapotrzebowanie na moc w dolinie nocnej. Jednocześnie w pracy został utrzymany generator G5 na poziomie minimum technicznego. Następnie w okresie szczytu porannego nastąpiło zwiększenie generacji generatora G5 na tle wzrostu generacji FPV. Generator G2 pracuje z mocą maksymalną 250 MW, natomiast generator G5 pełni rolę źródła bilansującego OZE. Z uwagi na nagły spadek generacji FPV w okresie szczytu wieczornego oraz nagły wzrost generacji LFW i MFW przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania, nastąpił brak wystarczającej generacji na poziomie 70 MW co stanowi mniejszą wartość niż minimum techniczne pozostałych generatorów pozostających w dyspozycji. W konsekwencji wystąpiło niebilansowanie SEE, co ilustruje obszar zaznaczony linią przerywaną na rysunku 6.



Rys. 6. Praca generatorów w okresie 01.10 - 05.10.

#### Analiza bilansowa w ujęciu rocznym

Następnie przeprowadzono analizę bilansową w ujęciu rocznym poprzez wyznaczenie wartości zdefiniowanych wskaźników dla czterech scenariuszy symulacji. Wyniki analizy przedstawiono w tabeli 7. Tabela zawiera jedynie węzły sieci, w których wystąpiło niebilansowanie mocy czynnej oraz wyniki globalne dla całego SEE.

Wyniki analizy wskaźnika  $E_{ENS}$  wskazują na dominujące niebilansowanie występujące w węzłach W3 i W4 dla każdego z rozpatrywanych scenariuszy. Należy zauważyć, że jest to spowodowane przyłączeniem do tych węzłów odpowiednio LFW i FPV, które charakteryzują się niższą korelacją z zapotrzebowaniem w porównaniu do MFW, co stawia większe wymagania w zakresie elastyczności

JWCD. Ponadto w tych węzłach zapotrzebowanie jest niższe w porównaniu do węzła W8, do którego przyłączona jest MFW. W skali całego SEE największa wartość rocznej energii niedostarczonej wystąpiła dla scenariusza OZE3 wynosząc 20,5 GWh.

Tabela 7. Wyniki analizy bilansowej węzłów w których wystąpiło niebilansowanie.

Wskaźnik	Jednostka	Scenariusz	Nazwa węzła			SEE
			W3	W4	W8	
$E_{ENS}$	[GWh]	OZE1	7,9	11,2	0,1	19,2
		OZE2	7,4	8,6	1,2	17,2
		OZE3	12,2	7,3	0,9	20,5
		OZE4	6,6	5,2	0,1	11,9
$P_{ENS}^{max}$	[MW]	OZE1	140	144	18	220
		OZE2	135	147	115	389
		OZE3	198	152	103	444
		OZE4	127	110	39	196
$T_{ENS}$	[godz]	OZE1	206	239	6	271
		OZE2	140	168	24	191
		OZE3	160	161	11	195
		OZE4	142	163	3	204

W zakresie analizy wskaźnika  $P_{ENS}^{max}$ , można zauważyć, że jego wartość jest różna w poszczególnych węzłach i różni się pomiędzy scenariuszami. Wartość maksymalną tego wskaźnika, w skali całego SEE, zaobserwowano dla scenariusza OZE3 i wynosi ona 444 MW.

Wartość wskaźnika  $T_{ENS}$  jest największą dla scenariusza OZE1 zarówno dla węzła W4 jak i całego SEE. Warto zaznaczyć, że różnice w otrzymanych wartościach analizowanych wskaźników, wynikają z różnego kształtu generacji OZE w poszczególnych scenariuszach, oraz różnej mocy poszczególnych typów OZE.

#### 5.2. Parametry techniczno - ekonomiczne SMEE

Parametrami SMEE podlegającymi doborowi w przeprowadzonych badaniach jest moc  $P_{SMEE}$  oraz pojemność  $E_{SMEE}$ . Należy zaznaczyć, że SMEE posiada znacznie więcej parametrów techniczno - ekonomicznych, które zostały uwzględnione w symulacjach w celu dokładniejszego odwzorowania jego właściwości [26].

Z uwagi na zastosowanie układów energoelektronicznych w SMEE, zmiana jego punktu pracy jest niemal natychmiastowa w porównaniu do JWCD. Dlatego w symulacjach parametr zmiany mocy dla SMEE nie został ograniczony żadną wartością.

Tabela 8. Parametry techniczno - ekonomiczne SMEE.

Parametr	Jednostka	Wartość
Szybkość zmiany mocy	[MW/min]	b.o.
Sprawność ładowania	[%]	95
Sprawność rozładowania	[%]	95
Minimalny poziom naładowania	[%]	10
Maksymalny poziom naładowania	[%]	100
Potrzeby własne	[%]	3
Zmienne koszty operacyjne	[zł/MWh]	4

Wielkoskalowe SMEE typowo stanowią zespół kontenerów, w których znajdują się moduły bateryjne. Kontenery te łączone są siecią nn/SN za pomocą linii elektroenergetycznych, transformatorów oraz przekształtników. Z uwagi na występowanie sieci wewnętrznej oraz urządzeń klimatyzacyjnych w poszczególnych kontenerach, uwzględniono straty mocy czynnej oraz potrzeby własne wynikające z pracy tych urządzeń na poziomie łącznie 3% mocy SMEE.

Parametrami typowymi dla SMEE są sprawność ładowania, rozładowania oraz dopuszczalny minimalny poziom naładowania. W symulacjach przyjęto wartość tych parametrów dla technologii litowo-jonowej. Parametr

ekonomiczny przypisany SMEE to koszt operacyjny zmienny. W tabeli 8 przedstawiono parametry SMEE przyjęte w modelu [7],[27].

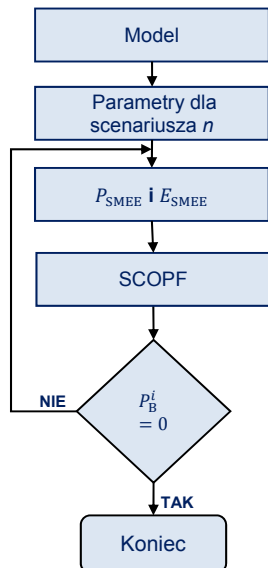
### 5.3. Metoda doboru SMEE

Celem doboru mocy oraz pojemności SMEE jest niedopuszczenie do stanów pracy SEE, w których występuje niedobór generacji. Zatem praca SMEE, musi zapewnić wprowadzenie mocy czynnej do sieci w takim wolumenie i przez taki czas w jakim występuje jej niedobór. Dodatkowo cykl rozładowania i ładowania w czasie pomiędzy okresami występowania niedoboru, musi zostać zrealizowany tak aby SMEE był gotowy do pracy w trybie rozładowania w kolejnym stanie niezbilansowania. Ostatnim warunkiem poprawnego doboru mocy oraz pojemności jest realizacja wymienionych uprzednio warunków w realiach rynkowych pracy całego SEE, która ukierunkowana jest na minimalizację kosztów w każdej godzinie [26].

Spełnienie wymienionych warunków zostało zrealizowane poprzez zastosowanie iteracyjnego podejścia doboru mocy i pojemności SMEE, zgodnie z następującymi etapami:

1. wprowadzenie danych modelu;
2. zadanie mocy zainstalowanej technologii OZE dla kolejnych scenariuszy  $n$ ;
3. przeprowadzenie działań iteracyjnych polegających na zadawaniu mocy  $P_{SMEE}$  oraz pojemności  $E_{SMEE}$  i rozwiązania zadania SCOPF z nowo zadanymi wartościami. W kolejnych krokach iteracyjnych zwiększano moc i pojemność SMEE o 5 MW;
4. sprawdzenie warunku zachowania bilansu mocy  $P_B^i = 0$  dla każdej  $i$ -tej godziny symulacji w każdym węźle sieci. W przypadku spełnienia tego warunku, dobór mocy oraz pojemności SMEE zostaje zakończony.

Zaproponowany algorytm przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Algorytm doboru mocy oraz pojemności SMEE.

Z uwagi na występowanie niezbilansowania modelu, powstałe w wyniku niedostatecznej elastyczności JWCD na zmiany generacji OZE, SMEE został przyłączony do węzłów, do których przyłączone są jednostki konwencjonalne tj. W1 i W7. Dobrana moc oraz pojemność zostały rozłożone proporcjonalnie do mocy generatorów JWCD w poszczególnych węzłach.

Typowym parametrem dla SMEE jest czas pracy z mocą maksymalną. W celach porównawczych, parametr ten został wyznaczony dla każdego ze scenariuszy zgodnie z następującą zależnością:

$$(9) \quad T_{SMEE} = \frac{E_{SMEE}}{P_{SMEE}}$$

W tabeli 9 przedstawiono wyniki doboru mocy oraz pojemności SMEE. Wskazują one, że dla scenariusza OZE2, w którym dominującą technologią OZE jest LFW, wartości dobranych parametrów są największe. Wynika to z najmniejszej korelacji profilu CF dla tej technologii z zapotrzebowaniem (tabela 2). Natomiast wartości najmniejsze występują dla wariantu OZE4, gdzie dominującą technologią jest FPV.

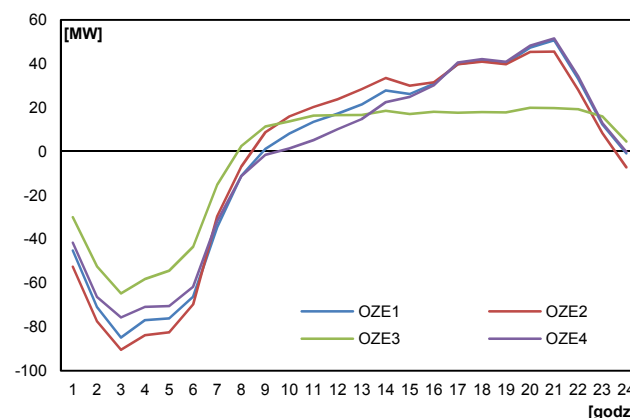
Tabela 9. Wyniki doboru parametrów SMEE.

Nazwa wariantu	$P_{SMEE}$ [MW]	$E_{SMEE}$ [MWh]	$T_{SMEE}$ [godz]
OZE1	990	7000	7,0
OZE2	1130	8552	7,6
OZE3	750	6000	8,0
OZE4	485	5100	10,5

## 6. Analiza wpływu SMEE na SEE

### 6.1. Charakterystyka pracy SMEE

W pierwszej kolejności zbadano charakter pracy SMEE w celu dokładniejszej interpretacji wyników dalszych analiz. Dla każdego scenariusza, na podstawie otrzymanych baz wynikowych zagregowano dane o pracy SMEE w trybie ładowania oraz rozładowania do średniorocznych profili dobowych. Profile te przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Średnioroczny profil dobowy pracy SMEE.

Na podstawie analizy otrzymanych profili można zauważyć, że SMEE typowo pracuje w trybie ładowania w okresie doliny nocnej. Natomiast w trybie rozładowania SMEE pracuje w okresach występowania szczytów porannego i wieczornego. Taki charakter pracy wynika z uwarunkowań rynkowych, które powodują, że SMEE dąży do maksymalizacji przychodu poprzez osiągnięcie możliwie największej różnicy pomiędzy ceną ładowania a ceną rozładowania. Tym samym w okresach niedoboru mocy, na rynku występuje skrajnie wysoka cena energii, która jest sygnałem dla SMEE do pracy w trybie rozładowania zapewniając tym samym dodatkową moc do SEE. Warto zauważyć, że dla scenariusza OZE3, kształt profilu jest widocznie odmienny od pozostałych scenariuszy. Wynika to z kształtu CF dla MFV.

### 6.2. Sektor wytwórczy

W ramach badań, przeprowadzono analizę sektora wytwórczego, dla każdego ze scenariuszy. Analizie poddano jednostki typu JWCD, których praca uzależniona jest od poziomu generacji OZE. W ramach analizy sformułowano wskaźniki opierające się na podstawowych miarach statystycznych.

W celu scharakteryzowania rocznej generacji JWCD zastosowano współczynnik wykorzystania mocy, który wyznaczany jest na podstawie następującej zależności [16]:

$$(10) \quad CF_{JWCD} = \frac{\sum_{i=1}^T P_G^i}{P_0 \cdot T}$$

gdzie:  $P_G^i$  – generacja mocy w godzinie  $i$ -tej,  $P_0$  – moc osiągalna;  $T$ - liczba godzin w roku.

Kolejnym wskaźnikiem wykorzystanym w ramach analiz wpływu generacji OZE na pracę jednostek JWCD jest odchylenie standardowe generacji  $\sigma_G$ . Wskaźnik ten pozwala na porównanie zmienności generacji jednostek pomiędzy różnymi scenariuszami i został określony następująco:

$$(11) \quad \sigma_G = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^T (P_G^i - \bar{P}_G)^2}$$

gdzie:  $P_G^i$  – generacja mocy w godzinie  $i$ -tej,  $\bar{P}_G$  – roczna wartość średnia mocy generowanej;  $T$ - liczba godzin w roku.

Ze względów eksploatacyjnych oraz ruchowych jednostek wytwórczych JWCD istotna jest zmienność obciążenia w czasie. Dlatego, wyznaczono średnią godzinową zmienność generacji  $\Delta P_{1h}$  dla każdej jednostki JWCD. Dzięki temu określono oraz porównano wpływ generacji OZE na zmienność generacji JWCD dla różnych scenariuszy rozwoju OZE. W tym celu skorzystano z następującej zależności:

$$(12) \quad \Delta P_{1h} = \frac{\sum_{i=1}^T (P_G^i - P_G^{i-1})}{T}$$

W ramach badań przeanalizowano również wpływ OZE oraz SMEE na liczbę uruchomień jednostek JWCD, którą oznaczono za pomocą symbolu  $S_{JWCD}$ . Wskaźnik ten jest szczególnie istotny ze względów ekonomicznych z uwagi na znaczące koszty z tym związane. Został zdefiniowany jako suma uruchomień w roku.

W tabeli 10 przedstawiono wynikowe wartości wskaźników wykorzystanych do analizy wpływu pracy SMEE na sektor wytwórczy, odpowiednio dla wariantu bez SMEE oraz z SMEE (oznaczenie generatorów z „\*”).

Tabela 10. Wyniki analizy wpływu OZE oraz SMEE na sektor wytwórczy.

		G1	G1*	G2	G2*	G5	G5*	G6	G6*
$CF_{JWCD}$ [%]	OZE1	86	89	85	88	23	19	15	15
	OZE2	85	89	85	89	22	19	16	13
	OZE3	84	89	84	90	26	19	15	13
	OZE4	85	88	85	90	23	17	15	15
$\sigma_G$ [MW]	OZE1	76	76	77	77	68	63	66	63
	OZE2	79	75	78	75	66	62	72	58
	OZE3	79	75	80	72	71	62	70	57
	OZE4	77	76	78	73	69	56	71	61
$\Delta P_{1h}$ [MW]	OZE1	62	70	59	76	25	19	32	23
	OZE2	65	68	61	80	25	19	32	22
	OZE3	60	65	58	78	26	20	33	22
	OZE4	62	65	57	80	27	18	33	22
$S_{JWCD}$	OZE1	33	36	36	37	154	94	86	61
	OZE2	36	35	19	36	151	94	86	58
	OZE3	38	35	22	32	162	91	79	58
	OZE4	35	36	37	33	158	90	90	66

Porównując wartości w tabeli 10 można zauważyć, że praca SMEE powoduje zmniejszenie wskaźnika  $CF_{JWCD}$ , dla generatorów G5 i G6 (jednostki gazowe). Natomiast dla generatorów G1 i G2 (jednostki węglowe) występuje jego zwiększenie. Wynika to z pracy SMEE w trybie ładowania w okresie doliny nocnej co wymusza dodatkową generację,

jednostek podstawowych w pokrywaniu zapotrzebowania tj. jednostek o najmniejszych kosztach (jednostki węglowe). Natomiast praca SMEE w trybie rozładowania występuje w okresie występowania szczytów porannego i wieczornego, co wpływa na ograniczenie generacji jednostek szczytowych tj. o wysokich kosztach (jednostki gazowe).

Praca SMEE wpływa na zmniejszenie wskaźnika  $\sigma_G$  dla każdego z generatorów w każdym ze scenariuszy. Oznacza to, że w skali rocznej, dzięki SMEE praca jednostek JWCD ulega mniejszym wahaniom. Z punktu widzenia eksploatacji tego typu źródeł jest to pozytywna zmiana, która zapewnia ograniczenie poziomu degradacji.

Porównanie wskaźnika  $\Delta P_{1h}$  wskazuje na zmniejszenie godzinowych zmian generacji jednostek gazowych oraz zwiększenie dla jednostek węglowych. Zmiana ta jest wynikiem dodatkowego wymuszenia generacji jednostek węglowych w okresie doliny nocnej z uwagi na pracę SMEE w trybie ładowania oraz odciążenia jednostek gazowych w okresie szczytów zapotrzebowania kiedy następuje rozładowanie SMEE.

Praca SMEE spowodowała ograniczenie w sposób znaczący liczby uruchomień generatorów G5 i G6 w każdym analizowanym scenariuszu. Jednocześnie liczba uruchomień generatorów G1 i G2 uległa niewielkim zmianom przez co sumarycznie liczba uruchomień JWCD zmalała. Dzięki temu koszt pracy sektora wytwórczego uległ zmniejszeniu.

### 6.3. Sektor przesyłowy

W celu zbadania wpływu pracy OZE oraz SMEE na sektor przesyłowy, określono wskaźnik  $CF_S$  rocznego wykorzystania zdolności przesyłowej elementu sieciowego, wyznaczony zgodnie z następującą zależnością:

$$(13) \quad CF_S = \frac{E_S}{P_{lato}^{max} \cdot 2208 + P_{zima}^{max} \cdot 6552}$$

gdzie:  $E_S$  - roczna energia przesłana przez dany element sieci;  $P_{lato}^{max}$ - dopuszczalna obciążalność mocą czynną elementu sieci w okresie letnim;  $P_{zima}^{max}$ - dopuszczalna obciążalność mocą czynną elementu sieci w okresie zimowym.

Tabela 11. Wyniki analizy wpływu OZE oraz SMEE na sektor przesyłowy.

Wskaźnik	Element	OZE1	OZE2	OZE3	OZE4
$CF_S$ [%]	L1	45	43	48	44
	L1*	46	44	49	45
	L2	19	19	17	19
	L2*	20	21	19	20
	L3	11	13	10	10
	L3*	12	14	11	11
	L4	15	14	16	15
	L4*	15	15	17	15
	L5	14	13	17	14
	L5*	14	12	16	13
	L6	18	19	17	18
	L6*	19	20	18	19
	L7	4	5	5	5
	L7*	4	4	4	4
	T1	28	27	28	27
	T1*	28	28	29	28
	T2	28	27	28	27
	T2*	28	28	29	28
	T3	13	12	14	13
	T3*	12	11	12	11
T4	3	5	2	4	
T4*	3	4	2	4	

W tabeli 11 przedstawiono wynikowe wartości wskaźnika (13), odpowiednio dla wariantu bez SMEE oraz z SMEE (oznaczenie elementów sieci z „\*”). Porównując

wyniki dla obu wariantów można zauważyć, że dla linii L5 i L7 oraz transformatorów T3 i T4, praca SMEE wpłynęła na zmniejszenie przepływu mocy czynnej przez te elementy sieciowe. Tym samym wartość wskaźnika  $CF_s$  uległa zmniejszeniu dla wariantu z SMEE. Zmiana ta jest spowodowana wymuszeniem większej pracy generatorów G1 i G2 przez SMEE co dodatkowo wymusza przepływy mocy elementami znajdującymi się w pobliżu punktu przyłączenia tych generatorów. Jednocześnie powodując obciążenie elementów oddalonych elektrycznie.

## 7. Podsumowanie i wnioski

Rozwój OZE wpływa w sposób istotny na pracę SEE. Zwiększanie udziału znacznie zmiennej generacji stawia wyzwania związane z elastycznością pracy sektora wytwórczego. Szybkie zmiany generacji OZE wymuszają szybkie zmiany w generacji JWCD, które z uwagi na ograniczone możliwości szybkości zmiany mocy generowanej, minimum techniczne oraz minimalny czas pracy po uruchomieniu, mogą prowadzić do niezbilansowania SEE.

W ramach badań opracowano testowy model rynkowy, na podstawie którego zidentyfikowano niedobór mocy w SEE spowodowany ograniczoną elastycznością konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Symulacje przeprowadzono dla czterech scenariuszy. Opracowana metoda doboru mocy oraz pojemności SMEE, pozwoliła na wprowadzenie do modelu SMEE o takich parametrach, które niwelują problemy bilansowe SEE.

Charakter pracy SMEE zapewnia ograniczenie zmienności generacji jednostek węglowych, tym samym ograniczając ich degradację. Ze względów ekonomicznych, praca SMEE przynosi korzyści w postaci zmniejszenia liczby uruchomień, a więc zmniejszając koszty z tym związane. Ponadto, zmiana w generacji jednostek JWCD spowodowana pracą SMEE, skutkuje zmianą rozpiętości mocy czynnej w sieci elektroenergetycznej.

**Autorzy:** mgr inż. Robert Marek Raczkowski, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Plac politechniki 1, 60-965 Warszawa, E-mail: robert.raczkowski@ien.pw.edu.pl; prof. nzw. dr hab. inż. Sylwester Robak, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Plac politechniki 1, 60-965 Warszawa, E-mail: sylwester.robak@ien.pw.edu.pl.

## LITERATURA

- [1] Forum Energii; Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego; 2019
- [2] L.Gawlik; A.Szurlej; A.Wyrwa; The impact of the long-term EU target for renewables on the structure of electricity production in Poland; Elsevier Energy; 2015
- [3] Ministerstwo Energii; Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 - projekt; założenia i cele oraz polityki i działania; 2019
- [4] Strona internetowa Urzędu Regulacji Energetyki - Odnawialne Źródła Energii, moc zainstalowana, stan na 31.12.2018 r., <https://www.ure.gov.pl>
- [5] Strona internetowa Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. Raporty roczne z funkcjonowania KSE.
- [6] ENTSOE; Mid-term Adequacy - input data; <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm>; 2019
- [7] Carbon trust; An analysis of electricity system flexibility for Great Britain, 2016.
- [8] PAŠIČKO R, optimization of Power system operation and development under emission trading scheme, 2014.
- [9] ENTSO-E; Winter outlook report 2016/2017 and summer review 2016; 2016
- [10] Glob Energia; G13 – taryfa dedykowana pompom ciepła i elektrycznym urządzeniom grzewczym; 2019
- [11] PSE S.A. Standardowa Specyfikacja Funkcjonalna - Krajowy System Elektroenergetyczny; 2015
- [12] URE, Decyzja Komisji Europejskiej zatwierdzająca rynek mocy, <https://www.ure.gov.pl>
- [13] Gram w Zielone; Ujemne ceny energii w Polsce? To będzie możliwe; <https://www.gramwzielone.pl>
- [14] H.Auer, R.Haas; On integrating large shares of variable renewables into the electricity system; Elsevier Energy; 2016
- [15] F. Cebulla; T. Fichter; Merit order or unit-commitment dispatch? How does thermal power plant modeling affect storage demand in energy system models?; Elsevier Renewable Energy; 2016
- [16] M.Wierzbowski; I.Filipiak; W.Lyzwa; Polish energy policy 2050 – An instrument to develop a diversified and sustainable electricity generation mix in coal-based energy system; Elsevier Renewable and Sustainable Energy Reviews; 2017
- [17] J.P. Deane, G. Drayton, B.P. Ó Gallachóir; The impact of sub-hourly modelling in power systems with significant levels of renewable generation; Elsevier Applied Energy; 2013
- [18] Energy Exemplar; USBR PLEXOS Demo; 2012
- [19] Energy Exemplar; Plexos applications; 2014
- [20] Energy Exemplar; Plexos Fundamentals; <https://energyexemplar.com>; 2019
- [21] Energy Exemplar; Integrated resources planning with PLEXOS; <https://energyexemplar.com>; 2014
- [22] A.Chiodi, J.P. Deane, M. Gargiulo, B. PO Gallachoir; Modelling electricity generation – comparing results: from a power system model and an energy systems model;
- [23] J.P. Deane, G. Drayton, B.P. Ó Gallachóir; Elsevier; The impact of sub-hourly modeling in power systems with significant levels of renewable generation; 2014
- [24] H.Kocot, R.Korab, K.Żmuda; Planowanie pracy jednostek wytwórczych na rynku energii elektrycznej – przegląd stosowanych metod; 2009
- [25] Michael Joos Iain Staffell; Short-term integration costs of variable renewable energy: Wind curtailment and balancing in Britain and Germany; ELSEVIER; 2018
- [26] Lanyu Li, Pei Liu, Zheng Li, Xiaonan Wang; Elsevier; A multi-objective optimization approach for selection of energy storage systems; 2018
- [27] M. Świerczyński, R.Teodorescu, C.N. Rasmussen, P.Rodriguez, H.Vikelaard; Overview of the Energy Storage Systems for Wind Power Integration Enhancement; IEEE 2010
- [28] LAZARD; Lazard's levelized cost of storage analysis – version 3.0; 2017