

*dr inż. Grzegorz Niewiński*¹

Instytut Techniki Ciepłej. Politechnika Warszawska

*mgr inż. Adam Rajewski*²

Instytut Techniki Ciepłej. Politechnika Warszawska

Ekonomiczne uwarunkowania pracy elektrowni szczytowej na paliwa gazowe w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

WSTĘP

Z uwagi na ograniczenia natury fizycznej, system elektroenergetyczny nie ma możliwości akumulacji energii. Oznacza to, że w każdej chwili suma mocy dostarczanej do systemu musi być równa mocy pobieranej. W przypadku niedoborów mocy wytwarzanej i braku możliwości ich bardzo szybkiego (w skali sekund i minut) uzupełnienia, dochodzi do konieczności odłączenia grup odbiorców w celu zachowania stabilności pracy całości systemu i uniknięcia jego rozpadu. Tworzy to konieczność posiadania w systemie źródeł zdolnych do odpowiednio szybkiego zwiększenia mocy w razie konieczności albo wykonania bardzo szybkiego rozruchu. Zapotrzebowanie na tego rodzaju źródła zwiększa się wraz z przyłączaniem do systemu coraz większych mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych takich jak elektrownie słoneczne i wiatrowe, których moc może ulegać gwałtownym wahaniom w sposób nie w pełni przewidywalny i przy tym zupełnie niezależny od poboru mocy przez odbiorców. Takie nagłe ubytki mocy mogą pokrywać dedykowane elektrownie szczytowe, zdolne do szybkich rozruchów i odstawień oraz bardzo szybkiej zmiany bieżącego punktu pracy (mocy wprowadzanej do systemu). W ekonomii ich pracy niski czas wykorzystania mocy zainstalowanej powinien być rekompensowany odpowiednio

¹ Adres korespondencyjny: Instytut Techniki Ciepłej. Politechnika Warszawska, ul. Nowowiejska 21/25, 00-665 Warszawa; e-mail: grzegorz.niewinski@itc.pw.edu.pl.

² Adres korespondencyjny: Instytut Techniki Ciepłej. Politechnika Warszawska, ul. Nowowiejska 21/25, 00-665 Warszawa; e-mail: adam.rajewski@itc.pw.edu.pl.

wysokimi cenami energii sprzedawanej w krótkich okresach pracy. Prezentowane prace miały na celu określenie kosztów wytwarzania energii w dedykowanych elektrowniach szczytowych, a także porównanie ich z rzeczywistością występującymi szczytowymi cenami energii oraz kosztami wynikającymi z innej metody bilansowania systemu polegającej na planowym odłączaniu dużych odbiorców oraz kosztami wynikającymi z braku możliwości zapewnienia sprawności systemu.

STRUKTURA JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Podstawę zasobów wytwórczych polskiego sektora elektroenergetycznego stanowią elektrownie i elektrociepłownie spalające węgiel kamienny i brunatny. Łączna produkcja energii elektrycznej ze stałych paliw kopalnych wg danych prezentowanych przez Agencję Rynku Energii (ARE) w roku 2015 wynosiła 123,1 TWh [ARE, 2015] co stanowiło ponad 80% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Zgodnie z zapisami przedstawionymi w projekcie Polityki Energetycznej Polski do roku 2050 (PEP2050) [Ministerstwo Gospodarki, 2009], stan ten ma ulec pewnym zmianom w perspektywie najbliższych 15 lat. Do roku 2030, pomimo prognoz zwiększenia zapotrzebowania na energię, bloki węglowe powinny zachować dominujący udział w produkcji energii elektrycznej w KSE na poziomie niemal 60%. Natomiast największy wzrost udziału poszczególnych nośników do produkcji energii elektrycznej obserwuje się w przypadku odnawialnych źródeł energii, a w szczególności z wiatru – wzrost do 11,6%. Szczegółowe dane dotyczące produkcji energii elektrycznej z lat 2010–2015 i prognozy na lata 2020–2030 przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Zestawienie rzeczywistej produkcji energii elektrycznej w latach 2010–2015 z prognozą produkcji netto wg paliwa (TWh) na lata 2020–2030

Rodzaj paliwa	Produkcja energii		Prognoza produkcji energii netto		
	2010	2015	2020	2025	2030
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
węgiel brunatny	48,7	53,0	48,3	48,3	43,6
węgiel kamienny	87,8	80,1	72,8	68,2	66,8
gaz ziemny	4,8	6,0	14,5	13,7	17,1
olej opałowy	4,9	3,8	2,3	2,2	2,1
paliwo jądrowe	0,0	0,0	0,0	11,2	22,3
biomasa i biogaz	6,3	8,6	9,4	9,9	9,3

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
energia wodna	3,6	2,4	2,4	2,4	2,5
energia wiatru	1,6	10,9	11,1	16	21,7
energia słoneczna	0	0,1	0,3	1,0	1,9
inne paliwa	0	0,0	0,2	0,1	0,1
Razem	157,7	164,9	161,2	173,0	187,5

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE i PEP2050.

Istotnym problemem polskiej energetyki jest starzenie się majątku wytwórczego i przesyłowego. Struktura wiekowa staje się tu coraz bardziej niekorzystna w wyniku braku nowych inwestycji po transformacji ustrojowej. Stare wyeksploatowane jednostki muszą być systematycznie modernizowane i stopniowo zastępowane nowymi. Obecnie prowadzone inwestycje w nowe jednostki wytwórcze w elektrowniach takich jak Opole, Jaworzno, Kozienice czy Turów pozwolą jedynie na zastąpienie starych i niespełniających norm środowiskowych bloków, a energia w nich produkowana pozwoli na chwilowe zaspokojenie stale rosnących potrzeb energetycznych kraju.

Jednakże ze względu na brak kolejnych inwestycji, w tym stale nierozwiązany problem rozwoju energetyki jądrowej, już na początku lat 20. obecnego wieku mogą wystąpić problemy z zaspokojeniem potrzeb energetycznych kraju, z czego przykładem mieliśmy już do czynienia w połowie 2015 roku. W nadchodzących latach inwestycje w źródła konwencjonalne nie będą jedynymi sposobami na zaspokojenie wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Zgodnie z projektem Polityki Energetycznej Polski do roku 2050 w perspektywie roku 2030 uzupełnieniem elektrowni węglowych będą w pierwszej kolejności źródła odnawialne wsparte źródłami gazowymi. Już w latach 2010–2015 nastąpił gwałtowny przyrost mocy zainstalowanej w siłowniach wiatrowych. Zgodnie z danymi dostępnymi na stronach Urzędu Regulacji energetyki (URE) [URE, 2017], w rozpatrywanym okresie wynosił ponad 3400 MW do łącznej wartości 4958 MW, co stanowi niemal czterokrotny wzrost względem roku 2010.

Ze względu na krótki, w porównaniu do elektrowni węglowych, czas wykorzystania mocy zainstalowanej oraz niestabilną produkcję energii, źródła odnawialne mogą przyczynić się jedynie do częściowego zabezpieczenia dostaw energii elektrycznej. W przypadku dużego udziału źródeł odnawialnych w KSE może nastąpić sytuacja, w której dynamicznie zmieniająca się produkcja energii w OZE spowoduje znaczny niedobór energii w systemie.

W tabeli 2 przedstawiono prognozę rozwoju mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

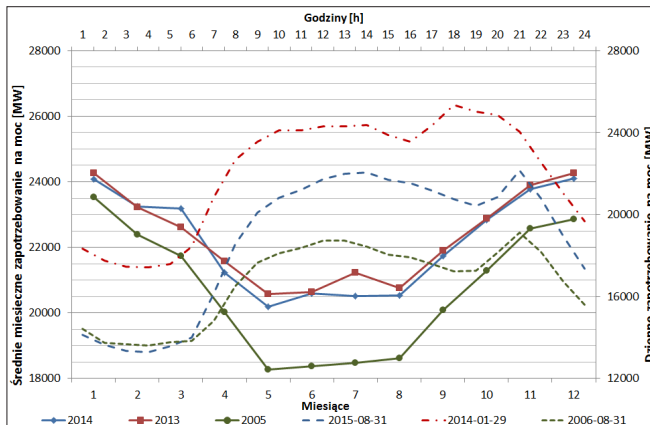
Tabela 2. Zestawienie mocy zainstalowanej w KSE w latach 2010–2015 z prognozą na lata 2020–2030 wg paliwa (MW)

Rodzaj paliwa	Moc zainstalowana		Prognoza mocy zainstalowanej		
	2010	2015	2020	2025	2030
węgiel kamienny	22 046	20 787	20 876	21 113	20 351
węgiel brunatny	8796	9243	8007	8007	7067
gaz ziemny	1085	1291	2988	3007	3301
paliwo jądrowe	0	0	0	1 500	3000
energia wodna	2333	2 306	2396	2421	2446
biomasa i biogaz	150	1063	890	1330	1930
energia wiatru	1180	4958	7050	9800	13 500
energia słoneczna	0	107	175	600	2426
inne paliwa	625	625	472	372	272
Razem	36 214	40 380	42 854	48 150	54 293

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE i PEP2050.

MOC SZCZYTOWA

Istotnym warunkiem, z punktu widzenia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oprócz wyprodukowania w ciągu roku odpowiedniej ilości energii elektrycznej, jest konieczność zapewnienia odpowiednich rezerw do pokrycia mocy szczytowej. Pojęcie to określa maksymalne dzienne, miesięczne bądź roczne zapotrzebowanie na moc czynną przez wszystkie urządzenia przyłączone do KSE z uwzględnieniem strat mocy [Korytowski, 2015]. Na rys. 1 przedstawiono dobowe i średnie miesięczne zapotrzebowanie na moc w KSE.

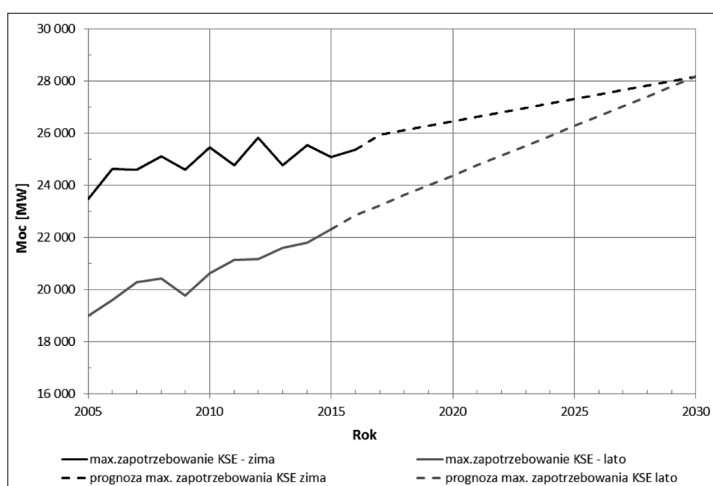


Rys. 1. Dobowe i średniomiesięczne zapotrzebowanie na moc w KSE

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Pierwsze z nich pokazuje zmianę mocy w KSE w ciągu doby. Najniższe zapotrzebowanie odnotowywane jest w godzinach nocnych, tj. pomiędzy 23.00 a 6.00 rano, a najwyższe w godzinach wieczornych pomiędzy godz. 18.00 a 22.00. Średniomiesięczne zapotrzebowania na moc obrazują zmiany mocy szczytowej w ciągu roku. Największe zapotrzebowanie odnotowywane jest w miesiącach zimowych, a najmniejsze w miesiącach letnich, przy czym w ostatnich latach obserwuje się bardziej dynamiczny wzrost zapotrzebowania na moc w okresie letnim niż w okresie zimowym czy średniorocznym. Przy utrzymaniu obecnej tendencji wzrostu zapotrzebowania na moc szczytową w okresie letnim, już w roku 2030 powinno ono zrównać się z zapotrzebowaniem w okresie zimowym, co obrazuje rys. 2. Można także zauważyć zwiększającą się różnicę pomiędzy maksymalnym i minimalnym dobowym zapotrzebowaniem na moc, co znacząco utrudnia bilansowanie systemu.

Dostępne w literaturze [PSE, 2015] prognozy zapotrzebowania na moc szczytową zakładają jeszcze szybciej zachodzące zmiany niż te przedstawione na rys. 2. Zgodnie z nimi moc szczytowa w roku 2025 powinna wzrosnąć do poziomu 29,5–31,0 GW.



Rys. 2. Maksymalne roczne zapotrzebowanie na moc szczytową w KSE w latach 2005–2030

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Wzrost mocy zainstalowanej oraz produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, nawet przy niewielkim wzroście mocy szczytowej i stałej produkcji z konwencjonalnych elektrowni ciepłych będzie wymuszał zwiększoną dyspozycyjność jednostek wytwórczych w Energetyce Zawodowej [Skowroński, 2015]. Zatem konieczność zapewnienia odpowiedniej mocy w Systemie będzie wymagała:

- budowy specjalnie dedykowanych elektrowni szczytowych wyposażonych w turbiny gazowe lub silniki tłokowe,
- rozbudowy połączeń transgranicznych do wymiany energii z państwami ościennymi,

- redukcji zapotrzebowania na energię u końcowego odbiorcy,
- rozbudowę zdolności magazynujących energię elektryczną w elektrowniach szczytowo-pompowych (ESP) lub innych dostępnych technologiach.

Krajowy System Elektroenergetyczny posiada 12 połączeń transgranicznych z najbliższymi sąsiadami, w tym jedną podmorską linią prądu stałego łączącą Polskę i Szwecję, o łącznej obciążalności termicznej toru ponad 9000 MW [Korab, 2016]. Do roku 2020 PSE przewiduje zwiększenie zdolności transgranicznego przesyłu energii pomiędzy Polską i Niemcami w kierunku importu oraz exportu o 2000 MW. Na kierunku wschodnim prowadzone są prace studialne mające na celu ponowne uruchomienie linii 750 kV Rzeszów – Chmielnicka i uzgodnienia w sprawie linii 220 kV Białystok – Roś.

Redukcja zapotrzebowania na moc zamówioną jest to działanie polegające na interwencyjnym ograniczeniu mocy pobieranej z sieci przez urządzenia odbiorców na polecenie Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) za odpowiednią opłatą. Dzięki tej usłudze PSE dysponuje potencjałem redukcji o 200 MW w cenie do 1199 PLN/MWh [PSE, 2017].

Praktycznie poza elektrowniami szczytowo-pompowymi nie istnieje możliwość magazynowania energii elektrycznej w KSE. Pomimo dużych możliwości stabilizowania zapotrzebowania na energię elektryczną oraz możliwość kompensacji mocy biernej, nie są obecnie budowane nowe układy tego typu, a rozpoczęta w latach 70. poprzedniego wieku inwestycja w ESP Młoty nie została do dziś ukończona. Jako alternatywę dla ESP w niedalekiej przyszłości można wymienić technologię CAES (*Compressed Air Energy Storage*) polegającą na magazynowaniu energii w sprężonym powietrzu. Energia elektryczna, w okresie o małym na nią zapotrzebowaniu, wykorzystywana jest do sprężania powietrza w podziemnych magazynach. W szczycie zapotrzebowania, powietrze podawane jest na turbinę gazową i służy do produkcji energii elektrycznej.

Źródła wytwórcze, przeznaczone jedynie do generacji energii elektrycznej w szczycie zapotrzebowania w postaci turbin gazowych pracujących w obiegu prostym lub silników spalinowych, obecnie nie są wykorzystywane w KSE. Ale jak pokazała sytuacja z sierpnia 2015 r. w przypadku zaistnienia niekorzystnych warunków meteorologicznych, tj. bezwietrznej pogody, wysokiej temperatury, niekorzystnej sytuacji hydrologicznej, taka instalacja mogłaby podnieść bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i ograniczyć ewentualne redukcje mocy dla odbiorców.

CHARAKTERYSTYKA TECHNICZNA PROJEKTU

Klasyczne elektrownie szczytowe wyposażone są w turbiny gazowe pracujące w obiegu prostym. Alternatywnym rozwiązaniem, coraz częściej występującym w energetyce światowej, jest wykorzystanie silników spalinowych, jako

źródeł szczytowych lub interwencyjnych – elektrownia interwencyjna Kiisa w Estonii. Dlatego też w pracy postanowiono dokonać analizy techniczno-ekonomicznej elektrowni szczytowej wyposażonej w oba rozwiązania.

Rozważana w pracy elektrownia będzie pracować jedynie w wysokim szczycie zapotrzebowania, gdy możliwe do uzyskania ceny sprzedaży energii elektrycznej będą najwyższe. Zgodnie z tym założeniem przyjęto średnioroczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie ok. 1000 h przy średnim dobowym czasie pracy wynoszącym 4 godziny.

Założono, iż największe zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie występować w miesiącach zimowych i letnich, zatem większość produkcji energii elektrycznej będzie obywatła się przy skrajnie wysokich i niskich temperaturach. Tak przyjęte założenie w dużym stopniu będzie wpływało na osiągnięcia turbiny gazowej, natomiast w przypadku silników spalinowych wpływ jego będzie pomijalny.

Uwzględniając dostępne obecnie rezerwy systemowe, import energii elektrycznej, a także możliwości magazynowania energii w elektrowniach szczytowo-pompowych, i świadczenia usług systemowych określono, iż elektrownia powinna posiadać moc zainstalowaną na poziomie ok. 200 MW. Jest to wartość stosunkowo niewielka w porównaniu z całkowitym zapotrzebowaniem na moc w KSE, lecz równa dostępnej dla OSP usługi Interwencyjnej Redukcji Zapotrzebowania. Krótki okres inwestycyjny tego typu obiektów umożliwia szybką budowę podobnych jednostek w przypadku akceptacji zaproponowanego rozwiązania.

Ze względu na stosunkowo niską moc zainstalowaną elektrowni (<1% maksymalnego zapotrzebowania szczytowego), założono, że elektrownia pracować będzie z maksymalną możliwą mocą. Szczegółowe dane dotyczące warunków pracy elektrowni przyjęte zostały w tabeli 3.

Tabela 3. Zestawienie podstawowych warunków pracy elektrowni szczytowej

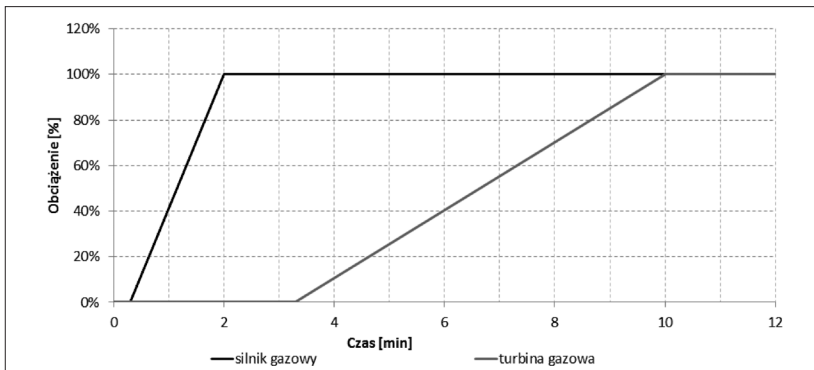
Wyszczególnienie	Jedn.	Wielkość
Moc zainstalowana	MW	200
Czas pracy:		
Całkowity czas pracy z mocą zainstalowaną	h	1000
70-80%	%	20
90%	%	30
100%	%	50
Czas pracy od temp. zewnętrznej		
0 °C	%	40
15 °C	%	10
25 °C	%	50

Źródło: opracowanie własne.

PALIWO

W wyniku polityki dekarbonizacji promowanej przez Unię Europejską znaczenie gazu ziemnego, jako paliwa energetycznego powinno w najbliższym czasie znacznie wzrosnąć. Oddanie do eksploatacji terminalu regazyfikacyjnego LNG oraz poszukiwania innych kierunków dostaw tego paliwa niż z kierunku wschodniego, powinno doprowadzić do spadku cen, dzięki czemu wzrośnie konkurencyjność ekonomiczna źródeł wytwórczych opartych o gaz ziemny.

Gaz ziemny jest nie tylko paliwem o bardzo niskiej emisji dwutlenku węgla w porównaniu z innymi paliwami kopalnymi, lecz również technologie wykorzystujące gaz ziemny, jako paliwo podstawowe cechują się bardzo dobrymi parametrami rozruchowymi. Przykładowe krzywe uruchomienia silnika tłokowego oraz turbiny gazowej przedstawiono na rys. 3. Silnik tłokowy może pracować z pełną mocą już po upływie 2 minut od uruchomienia ze stanu gorącego, turbiny gazowe by osiągnąć pełną moc potrzebują od 6 do 10 minut. Po drugiej stronie skali czasu znajdują się klasyczne bloki parowe, które pełną moc po odstawieniu na 8 godzin osiągną dopiero po upływie 90–120 minut [Pawlik 2013]. Dodatkowym atutem są możliwości dynamicznych zmian obciążenia układów gazowych, niepowodujących znacznego zwiększenia zużycia instalacji. Krótki czas odstawienia, wynoszący do 2 minut sprawia, iż technologie te doskonale nadają się do pełnienia funkcji źródeł szczytowych, cechujących się krótkim czasem wykorzystania mocy zainstalowanej w ciągu roku.



Rys. 3. Charakterystyka rozruchu technologii gazowych

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych pozyskanych od Wärtsilä i Siemens.

SZCZEGÓŁOWE ROZWIĄZANIE TECHNICZNE PROJEKTU

Jak już wspomniano, elektrownia szczytowa będzie spalała paliwo gazowe, a jako technologie wytwarzania energii elektrycznej wybrano silnik tłokowy oraz lotniczopochodną turbinę gazową pracującą w obiegu prostym.

Tabela 4. Porównanie wybranych parametrów silnika i turbiny gazowej

Parametr	Jedn.	Silnik	Turbina
Producent	-	Wärtsilä	Siemens
Model	-	20V34SG	Trent 60 WLE ISI
Moc modułu brutto (ISO)	MW	9,78	66,00
Liczba modułów	-	20	3
Moc całkowita układu brutto (ISO)	MW	195,6	198,0
Współczynnik potrzeb własnych	%	2	2
Sprawność układu brutto (ISO)	%	46,03	41,42
Czas rozruchu	s	120	600
Czas do osiągnięcia synchronizacji	s	30	220
Emisyjność NOx	ppmv	90	25
Jednostkowe nakłady inwestycyjne	PLN/kW	2150	2660
Wskaźnikowy koszt serwisu	PLN/kW	12,9	9,5
Zajętość terenu	ha	2,5	1,5

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych pozyskanych od Wärtsilä i Siemens.

SILNIK TŁOKOWY – WÄRTSILÄ 20V34SG

W przypadku elektrowni szczytowej wyposażonej w silniki, zaproponowano rozwiązanie fińskiej firmy Wärtsilä z silnikiem gazowym serii 34 – 20V34SG. Silnik 20V34SG jest silnikiem gazowym o zapłonie iskrowym (SG – *Spark Gas*) z dwudziestoma cylindrami ustawionymi w układzie V i o średnicy tłoka 34 cm [Wärtsilä, 2014]. Silnik wyposażony jest we wstępną komorę spalania, zapewniającą łagodny przebieg zmian mocy, oraz turbodoładowanie zwiększające moc osiągalną i poprawiające sprawność. Wybrane dane silnika oraz elektrowni szczytowej pracującej według tej technologii zamieszczone zostały w tabeli 4. Pomimo wysokiej sprawności silniki 20V34SG bez podjęcia dodatkowych kroków nie spełniają norm emisji NOx wynikających z aktualnie obowiązujących przepisów wynikającej z dyrektywy 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (tzw. Dyrektywy IED). Wymogi środowiskowe mogą zostać spełnione w wyniku obniżenia temperatury spalania, co wpływa na obniżenie sprawności o ponad 1 p.p. lub, co jest częściej spotykane, zastosowanie wtórnych metod redukcji tlenków azotu w spalinach z wykorzystaniem technologii SCR.. Dodatkowo silnik tłokowy traci część oleju smarowego, który zostaje spalony wraz z paliwem. Innym kosztem ponoszonym przez operatora instalacji jest zasilanie pompy ciepła pozwalającej na utrzymanie silnika w stanie podgrzanym, dzięki czemu czas rozruchu zostaje skrócony do ok. 2 minut [Wärtsilä, 2013].

TURBINA LOTNICZOPPOCHODNA

– TRENT 60 WLE ISI

Turbiny lotniczopochodne to stacjonarne turbiny gazowe, których budowa nawiązuje do rozwiązań stosowanych w silnikach lotniczych. Dzięki cechom takim jak wysoka sprawność, krótki czas postojów okresowych i remontowych oraz wysoka elastyczność pracy, technologia ta zyskała popularność szczególnie w mniejszych rozwiązaniach, w których pojedyncze turbiny osiągają moc do 65 MW [Doom, 2013].

Jedną z najbardziej efektywnych energetycznie turbin lotniczopochodnych jest Trent 60. Układ ten, oparty na podzespołach silników lotniczych Rolls-Royce, obecnie produkowany jest przez Siemens Power.

Wysoka sprawność energetyczna układu osiągnięta jest w wyniku zastosowania trójwałowego układu przepływowego podwyższającego wartości osiągalnego sprężu. Zastosowane tego rozwiązania pozwala również na uruchomienie turbiny za pomocą silnika niskiej mocy, obracającego jedynie częścią wysokoprężną turbiny, co z kolei umożliwia uruchomienie układu ze stanu zimnego już w czasie 10 minut.

W analizie wzięto pod uwagę układ z mokrym spalaniem niskoemisyjnym (WLE) oraz wtryskiem wody do zasysanego powietrza (ISI). Dzięki powyższym rozwiązaniom moc maksymalna układu wzrasta o blisko 3 MW osiągając poziom 66 MW, kosztem pogorszenia sprawności o 1 p.p. Międzystopniowe chłodzenie powietrza pozwala na ustabilizowanie mocy osiągalnej w zakresie temperatur od -15°C do 25°C .

Zastosowanie powyższych rozwiązań pozwoliło na obniżenie jednostkowych kosztów inwestycyjnych i uelastycznienie osiązków w porównaniu z instalacją suchego spalania (DLE) [Siemens, 2017]. Wybrane dane turbiny Trent 60, oraz elektrowni szczytowej pracującej według opisanej technologii zamieszczone zostały w tabeli 4.

ANALIZA EKONOMICZNA PROJEKTU

Model finansowania inwestycji zakłada, że rozważana w pracy elektrownia szczytowa nie będzie świadczyła żadnych usług systemowych (takich jak regulacja częstotliwości), a jej jedyne przychody będą pochodziły ze sprzedaży energii elektrycznej. Całość analizy przeprowadzono z punktu widzenia wszystkich instytucji finansujących (FCFF – *Free Cash Flow to Firm*) w cenach bieżących dla okresu 25 lat. Elektrownia będzie finansowana w 50% ze środków własnych, a reszta z kredytu komercyjnego udzielonego na 10 lat ze średnim oprocentowaniem 4%. Inflację założono na poziomie 1,7%, a stopę dyskonta przyjęto, jako średnio ważony koszt kapitału równy 8%.

$$WACC = \frac{E}{V}k_E + \frac{D}{V}k_D \cdot (1 - T_c) \quad (1)$$

gdzie:

K_E – koszt kapitału własnego,

K_D – koszt długu,

E/V – procentowy udział kapitału własnego w inwestycji,

D/V – procentowy udział długu w inwestycji,

T_c – podatek dochodowy dla firm.

Podstawowym przychodem elektrowni jest sprzedaż wyprodukowanej energii elektrycznej, którą obliczono zgodnie z równaniem (2):

$$P_e = c_{e,sz} \cdot \left(r \cdot \left(\int_0^t N_m(t) dt \right) + \int_0^T N(t) dt \right) \quad (2)$$

gdzie:

r – ilość rozruchów modułów instalacji w ciągu roku,

$N_m(t)$ – chwilowa moc modułu netto,

t – czas rozruchu modułu instalacji,

$N(t)$ – chwilowa moc elektrowni,

t – czas pracy instalacji z mocą N ,

$c_{e,sz}$ – cena energii elektrycznej w wysokim szczycie zapotrzebowania.

Przyjęta w analizie cena sprzedaży energii elektrycznej wynosiła 300 PLN/MWh i została określona na bazie cen osiągniętych w szczycie na Rynku Dnia Następnego w latach 2014-2016.

Po stronie wydatków wyodrębniono trzy składowe: koszty inwestycyjne, koszty stałe oraz zmienne, które są proporcjonalne do produkcji energii elektrycznej lub czasu pracy elektrowni.

Koszty inwestycyjne obliczone zostały z równania (3):

$$K_I = k_i \cdot N_{brutto} + S \cdot c_z \quad (3)$$

gdzie:

K_i – jednostkowe koszty inwestycyjne odniesione do jednostki mocy zainstalowanej (N_{brutto}),

S – powierzchnia działki,

c_z – jednostkowa cena ziemi wraz z wyposażeniem w przyłącza mediów, $c_z=100$ PLN/m².

Założono, że budowa instalacji, niezależnie od technologii trwa 2 lata, przy czym w pierwszym roku ponoszona jest jedna czwarta kosztów budowy oraz cały koszt zakupu działki, a w roku zakończenia budowy instalacji pozostała część kosztów instalacyjnych. Łączne koszty inwestycyjne wynoszą odpowiednio 435 mln PLN w przypadku silnika tłokowego i 528 mln PLN w przypadku turbiny gazowej.

W analizie przyjęto, że serwis instalacji prowadzony będzie na podstawie długoletniej umowy serwisowej (LTSA) zawartej pomiędzy inwestorem a dostawcą instalacji. W omawianym typie instalacji częstotliwość i zakres prac serwisowych jest ściśle powiązany z faktycznym czasem pracy urządzeń, dlatego składnik kosztów związany z LTSA określono wskaźnikowo jako wartość odniesioną do jednostki wytworzonej energii (cS). Ze względu na niski współczynnik wykorzystania mocy wartość tego współczynnika została obniżona o 30% w stosunku do wartości typowych – obniżenie kosztów jednostkowych wynika z faktu, że w horyzoncie analizy instalacja nie osiągnie skumulowanego czasu pracy wymagającego przeprowadzenia prac remontowych o dużym zakresie (remontów głównych).

$$K_S = E_s \cdot c_S \quad (4)$$

Łączne koszty serwisu w całym okresie pracy instalacji zostały określone na poziomie 60 mln PLN w przypadku silnika i 45 mln PLN w przypadku turbiny.

Średnioroczne koszty paliwa obliczone zostały jako suma kosztów stałych wynikających z umowy na dostawę gazu oraz kosztów zmiennych wynikających z ilości zużytego paliwa. Łączny związane z zakupem gazu ziemnego wynoszą odpowiednio 50 mln i 58 mln PLN.

Kolejnym kosztem uwzględnionym w analizie jest opłata za emisję do atmosfery tlenków azotu oraz ditlenku węgla, która obliczona została zgodnie z poniższym równaniem:

$$K_E = E_{CO_2} \cdot (k_{CO_2} + k_{EUA}) + E_{NO_x} \cdot k_{NO_x} \quad (5)$$

gdzie:

E_{CO_2} , E_{NO_x} – ilość wyemitowanego ditlenku węgla lub tlenków azotu do środowiska,

k_{CO_2} , k_{NO_x} – koszt wprowadzenia do środowiska jednostkowej wielkości zgodny z obwieszczeniem ministra środowiska w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2017 [Obwieszczenie MŚ..., 2016],

k_{EUA} – koszt uprawnień do emisji CO_2 w systemie handlu uprawnieniami.

Łączne koszty środowiskowe oszacowane zostały na poziomie ok. 3,5 mln PLN/rok.

Koszty pracy, ze względu na dużą automatyzację procesów oraz umowę serwisową LTSA oszacowane zostały na poziomie 0,3% nakładów inwestycyjnych, a podatki od gruntów i nieruchomości przyjęte zostały na poziomie 0,2% CAPEX.

W przypadku elektrowni z silnikami spalinowymi dodatkowo ujęte zostały koszt zakupu traconego oleju smarnego, czynnika AdBlue oraz koszt utrzymania silników w stanie gorącym. Łączne koszty dodatkowe oszacowane zostały na poziomie 200 tys. PLN.

WYNIKI ANALIZY EFEKTYWNOŚCI

Do oceny efektywności projektu posłużono się metodą wartości bieżącej netto – NPV (*Net Present Value*), która jest sumą zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto dla każdego roku przedsięwzięcia przy określonym poziomie stopy dyskonta

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NCF_t}{(1+r)^t} \tag{6}$$

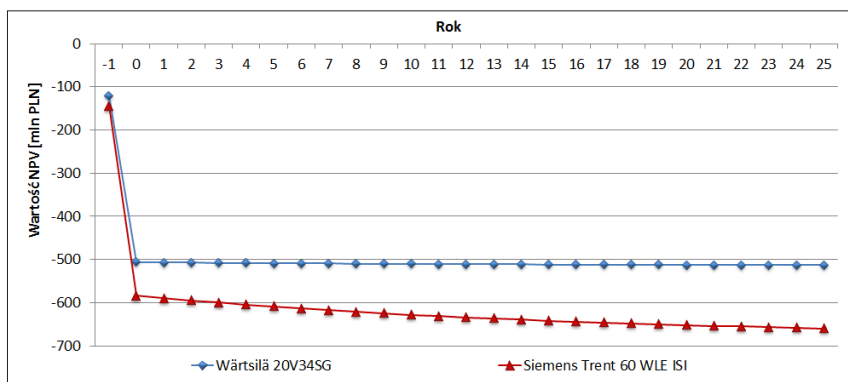
gdzie:

NPV – wartość bieżąca netto,

NCF_t – przepływy pieniężne netto w kolejnych okresach obliczeniowych,

r – stopa dyskonta,

t – kolejne lata inwestycji.

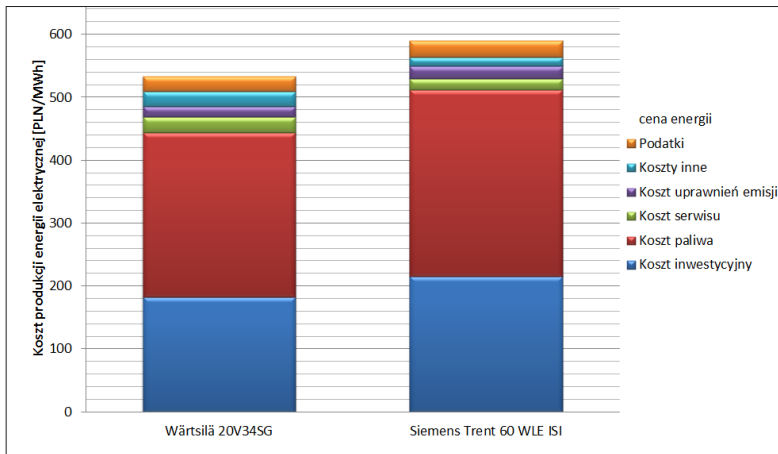


Rys. 4. Wykres NPV(t) dla rozpatrywanych instalacji energetycznych

Źródło: opracowanie własne.

Na rys. 4 przedstawiono wyniki analizy wartości bieżącej netto inwestycji. Przy tak przyjętych założeniach, żadne z zaproponowanych rozwiązań nie osiąga wartości dodatniej NPV, co oznacza, że projekt z punktu widzenia ekonomicznego jest nieopłacalny. Dodatkowo w żadnej z wybranych technologii nie obserwuje się dodatnich przepływów pieniężnych w trakcie eksploatacji instalacji. Świadczy to, że przy tak przyjętych założeniach, zdyskontowane przychody osiągnięte ze sprzedaży energii elektrycznej nie pokrywają kosztów inwestycji. Osiągnięcie ujemnej wartości NPV spowodowało, że w analizie ekonomicznej nie posłużono się innymi wskaźnikami, takimi jak np. wewnętrzna stopa zwrotu (IRR).

W celu pełnego zobrazowania wyniku ekonomicznego postanowiono obliczyć cenę sprzedaży energii elektrycznej, dla której wartość NPV w okresie 25 lat była równa zero. Wyniki obliczeń wraz z rozbięciem na poszczególne składowe koszty produkcji energii przedstawiono na rys. 5.



Rys. 5. Struktura kosztów jednostkowych produkcji energii elektrycznej

Źródło: opracowanie własne.

Najbardziej „korzystne” wyniki prezentuje technologia silników spalinowych. Wyznaczony koszt produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 535 PLN/MWh i jest 10% niższy niż w przypadku turbiny gazowej Trent. Średnia cena energii elektrycznej z obu typów elektrowni jest niemal 3,5–4 razy wyższa niż ceny na Towarowej Giełdzie Energii i niemal dwa razy wyższa niż średnia cena energii elektrycznej w szczycie z lat 2014–2016.

Największy udział w koszcie produkcji energii elektrycznej ma cena zakupu paliwa oraz nakłady inwestycyjne, które stanowią łącznie ok. 85% ogólnych kosztów, natomiast każdy z pozostałych, osobno nie przekracza 5%.

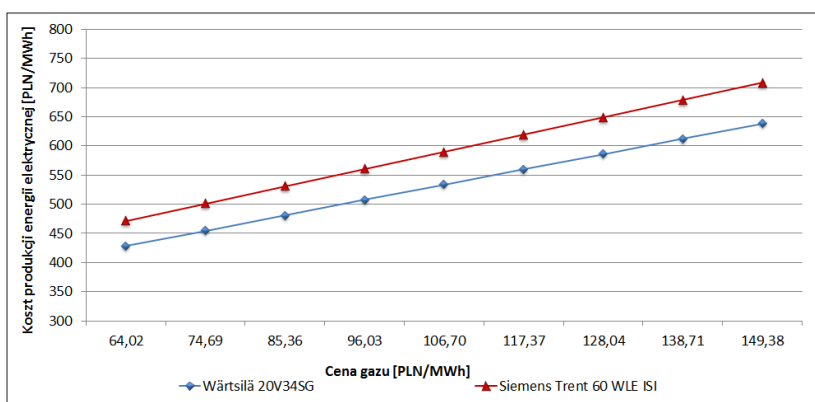
WPLYW CENY PALIWA NA WYNIK FINANSOWY

Przedstawione w pracy wyniki oceny efektywności ekonomicznej inwestycji zostały wyznaczone w oparciu o pewne założenia. W przypadku zmiany któregokolwiek z parametrów otrzymane wyniki będą inne, a w skrajnym przypadku mogą wręcz doprowadzić do odwrotnych wniosków. W celu zobrazowania zależności opłacalności inwestycji przeprowadzono analizę wrażliwości modelu finansowego od wybranych parametrów, wpływających w największym stopniu na wynik finansowy. Jak można było zauważyć na rys. 5, największy udział w koszcie produkcji energii elektrycznej stanowią koszty inwestycyjne (35%) oraz koszt zakupu paliwa (50%). W wyniku niskiego współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej w elektrowniach szczytowych jednostkowe koszty stałe liczone w wartościach bezwzględnych są wyższe niż w instalacjach pracujących w podstawie. Zmniejszenie kosztów stałych musiałyby odbyć się poprzez zwiększenia czasu wykorzystania mocy, a to przeniosłoby elektrownię w zakres pracy podsztytowej lub pracę

w podstawie systemu. W związku z powyższym wzięto pod uwagę jedynie zmianę kosztów paliwa.

Ceny gazu ziemnego są silnie powiązane z cenami ropy naftowej, lecz ich zmiany następują w pewnym opóźnieniu w stosunku do zmian na rynkach ropy. W związku z powyższym, w wyniku spadku cen ropy na rynkach światowych, oraz możliwości dywersyfikacji dostaw surowca można spodziewać się spadku cen paliwa dla rozważanej instalacji.

W analizie wzięto pod uwagę cenę gazu ziemnego według taryfy PGNiG dla klientów przemysłowych. Wpływ zmian ceny paliwa na koszt produkcji energii elektrycznej w zakresie $\pm 40\%$ przedstawiono na rys. 6.



Rys. 6. Wpływ zmiany cen paliwa na koszt produkcji energii elektrycznej

Źródło: opracowanie własne.

W przypadku ceny gazu oscylującej wokół 65 PLN/MWh, dolna granica cen osiągniętych w latach 2016–2017 na Towarowej Giełdzie Energii w Warszawie, koszty produkcji energii elektrycznej ze źródeł szczytowych wynoszą odpowiednio 432 PLN/MWh i 472 PLN/MWh.

W przypadku średnich cen zakupu gazu z państw członkowskich UE w IV kwartale 2017 roku, wynoszących 73,89 PLN/MWh [URE 14/2018], spodziewane koszty produkcji energii elektrycznej wyniosłyby w przypadku silników spaliniowych 454 PLN/MWh i w przypadku turbiny gazowej – 500 PLN/MWh, przy średnie cenie sprzedaży energii elektrycznej równej 165,11 PLN/MWh [URE 9/2018].

USŁUGI SYSTEMOWE I RYNEK MOCY JAKO MECHANIZMY WSPARCIA ELEKTROWNI SZCZYTOWEJ

W ramach działań doraźnych, mających na celu poprawę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, wprowadzono w Polsce system zakupu Operacyj-

nej Rezerwy Mocy (ORM) oraz Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ). Umowy dotyczące IRZ mają na celu zaspokojenie niedoborów energii elektrycznej, wynikających z wyłączenia części bloków energetycznych, do momentu oddania do eksploatacji prowadzonych obecnie inwestycji.

Usługa Operacyjnej Rezerwy mocy dotyczy wszystkich źródeł wytwórczych, które w danym dniu roboczym pomiędzy godziną 7.00 a 22.00 nie mają zakontraktowanej sprzedaży energii odpowiadającej pełnej mocy elektrowni bądź znajdują się w trakcie planowanego przestoju. Jednostki te, po zadeklarowaniu możliwości pracy mogą uzyskać dopłatę do działalności, wynoszącą w 2016 roku maksymalnie 41,2 PLN za każdy megawat mocy dostępny w danej godzinie. Docelowo, system ORM jest uznawany za początek wprowadzania mechanizmów mocowych w Polsce, mającym doprowadzić do ustanowienia Rynku Mocy (RM).

Rynek Mocy jest narzędziem pozwalającym na wzrost stabilności ekonomicznej nowych źródeł energii elektrycznej oraz stymulację decyzji dotyczących inwestycji. W wyniku dalszego zwiększania udziału OZE w produkcji energii elektrycznej może on okazać się niezwykle ważnym elementem systemu, pozwalającym na zapewnienie odpowiednich rezerw mocy i produkcję energii w stabilnych źródłach wytwórczych.

Dobrym przykładem funkcjonowania mechanizmu wsparcia energetyki konwencjonalnej może być rozwiązanie Brytyjskiego Rynku Mocy (RM), które w 2014 roku uznane zostało przez Komisję Europejską jako dozwolona pomoc publiczna. Wdrożone przez rząd brytyjski mechanizmy wsparcia polegają na wprowadzeniu oprócz mechanizmu wynagradzania mocy także standardów niezawodności systemu elektroenergetycznego i reformy rynku bilansującego [Forum..., 2015].

MOŻLIWOŚCI FUNKCJONOWANIA ELEKTROWNI SZCZYTOWEJ W RAMACH USŁUG SYSTEMOWYCH

Przedstawione w rozdziale wyniki analizy ekonomicznej pokazują, że przy obecnie występujących cenach energii elektrycznej, rozważana w pracy elektrownia szczytowa nie mogłaby osiągnąć pozytywnego efektu finansowego. Użytkiwane przychody ze sprzedaży energii elektrycznej nie pokrywają zmiennych kosztów produkcji. W celu poprawienia wyniku ekonomicznego należy rozważyć możliwość świadczenia przez ESz na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego usług systemowych:

- Pracy Interwencyjnej,
- Operacyjnej Rezerwy Mocy.

Wymienione usługi umożliwiają uzyskanie dodatkowych przychodów, ale wiążą się z koniecznością centralnego sterowania przez OSP.

Świadczenie usługi Pracy Interwencyjnej polega na dysponowaniu oraz wykorzystaniu przez OSP elektrowni szczytowej do interwencyjnego równoważenia bieżącego bilansu mocy czynnej i biernej w systemie oraz do stero-

wania rozpiętością mocy w sieci przesyłowej. W praktyce dziś usługi takie realizowane są w polskim KSE głównie przez elektrownie szczytowo-pompowe, jednak zgodnie z obowiązującą Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej [PSE, 2016] nie ma przeszkód formalnych, by świadczyły je także jednostki wytwórcze opalane paliwami kopalnymi, w tym gazem. Przy założeniu podpisania umowy na świadczenie usługi Pracy Interwencyjnej elektrownia będzie mogła uzyskiwać dodatkowe dochody. W związku z trudnym do określenia poziomem zapotrzebowania systemu na usługi przyjęto, że koszty zmienne (np. paliwo, uprawnienia emisji, utrzymanie gotowości ruchowej, olej smarny itp.) zostają w całości pokryte przez OSP, natomiast koszty stałe (np. koszt inwestycyjny, serwisu, wynagrodzeń itp.) są pokrywane z rocznej opłaty wynikającej z umowy. Na bazie powyższych założeń wyliczono stałą roczną opłatę przekazywaną przez PSE do właściciela elektrowni, podawaną w cenach stałych z roku początku inwestycji, pozwalającą na uzyskanie wartości NPV równej zero.

Kolejną usługą systemową, która mogłaby być pełniona przez elektrownię, jest udział w Operacyjnej Rezerwie Mocy (OPR) bądź w planowanym Rynku Mocy. Zgodnie z obowiązującą Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych ORM stanowi nadwyżka mocy wytwórczej Jednostek Centralnie Dysponowanych będących w postoju lub ruchu ponad zakontraktowaną produkcję energii elektrycznej. Nadmiarowa moc w źródłach systemowych automatycznie zostaje przeniesiona do rezerwy i w związku z tym otrzymują one wynagrodzenie za gotowość do dostarczenia dodatkowej mocy między godzinami 7.00 i 22.00 we wszystkie dni robocze. W przypadku podpisania umowy na świadczenie usługi ORM elektrownia uzyskiwałaby dwa strumienie przychodów wynikające zarówno ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej, jak również z gotowości do jej wytwarzania. Zgodnie z wcześniej przyjętą koncepcją pracy elektrowni, wyznaczono opłatę dodatkową tak, aby przy cenie sprzedaży na poziomie 300 PLN/MWh wartość inwestycji netto po 25 latach była równa zero (NPV=0). Sumaryczne wyniki dopłat dla poszczególnych technologii w ramach rozważanych usług systemowych zestawiono w tabeli 5.

Tabela 5. Dodatkowe przychody elektrowni szczytowej w ramach świadczonych usług systemowych

Wyszczególnienie	Technologia	
	Wärtsilä 20V34SG	Siemens Trent 60
Praca Interwencyjna		
Opłata stała [mln PLN/rok]	46,478	53,450
Operacyjna Rezerwa Mocy		
Opłata ORM [PLN/MWh]	87,58	109,90

Źródło: opracowanie własne.

Analogicznie jak w poprzednich przypadkach najbardziej korzystne wyniki przedstawia elektrownia wyposażona w silniki tłokowe firmy Wärtsilä, dla której wyznaczone dopłaty są najniższe. W przypadku Pracy Interwencyjnej elektrownia powinna uzyskać dopłatę w kwocie nie mniejszej niż 46,5 mln PLN w przypadku silników spalinowych lub 53,5 mln dla turbin gazowych.

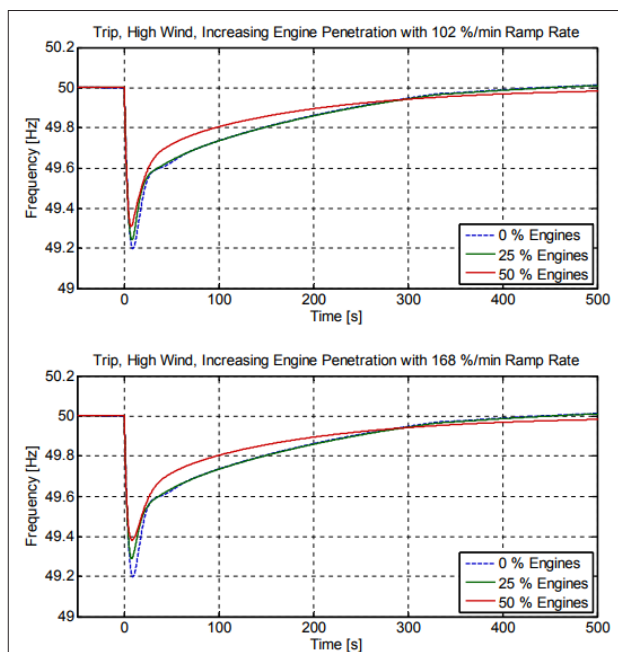
Wyznaczone dopłaty w ramach usługi ORM są wyższe, niż aktualna cena referencyjna wynosząca 41,2 PLN/MWh [PSE, 2016], dlatego też wyznaczono średnią cenę energii elektrycznej, przy której inwestycja powinna osiągnąć wartość NPV=0 z uwzględnieniem dopłat powiększonych jedynie o wskaźnik inflacji. Tak obliczone ceny zostały zaprezentowane poniżej:

- 423,60 PLN/MWh, dla silnika Wärtsilä 20V34SG,
- 481,21 PLN/MWh, dla turbiny Siemens Trent 60 WLE ISI.

REGULACJA WTÓRNA CZĘSTOTLIWOŚCI Z POSTOJU

Zastosowanie silników tłokowych w elektrowni szczytowej daje możliwość świadczenia jeszcze jednej dodatkowej usługi systemowej – mianowicie regulacji wtórnej częstotliwości z postoju. Tradycyjnie w większości systemów energetycznych, zarówno pierwotna jak i wtórna regulacja częstotliwości realizowana jest w postaci rezerwy wirującej, przez jednostki znajdujące się już w ruchu – wymaga to z bardzo krótkich wymaganych czasów reakcji. Nowoczesne silniki tłokowe, takie jak jednostki wykorzystane w analizie, umożliwiają jednak uzyskanie synchronizacji z postojem w ciągu 30 sekund, a pełnej mocy zainstalowanej w ciągu 2 minut od wydania polecenia rozruchu. Dzięki temu cała moc zainstalowana w aktualnie odstawionej elektrowni szczytowej z takimi maszynami może być traktowana jako rezerwa regulacji wtórnej „w górę”.

Tego typu zastosowanie silników tłokowych w systemie elektroenergetycznym było przedmiotem analizy firmy doradczej KEMA [Dekker i in., 2012], która badała reakcję systemu elektroenergetycznego na zakłócenie, w przypadku realizacji rezerwy wtórnej częstotliwości przez elektrownie silnikowe z postojem. Uzyskane wyniki wskazują na spełnienie wszystkich wymagań w zakresie takiej reakcji nawet w przypadku realizacji połowy rezerwy regulacji wtórnej w ten sposób, choć charakterystyka odpowiedzi systemu nieco się zmienia – minimalna wartość częstotliwości osiągnięta po wystąpieniu zakłócenia jest niższa, ale za to powrót do częstotliwości znamionowej także następuje szybciej. Ponieważ na dzień dzisiejszy realizacja takiej usługi w uwarunkowaniach polskiego KSE nie jest możliwa, w analizie nie uwzględniono także żadnych związanych z tą możliwością przychodów, autorzy pragną jedynie zwrócić uwagę na ten dodatkowy potencjał realizacji usług systemowych.



Rys. 7. Przebieg zmian częstotliwości systemowej w przypadku realizacji części rezerwy regulacji wtórnej agregatami jednostkami silnikowymi z postoju

Źródło: [Dekker, Frunt, 2012].

PODSUMOWANIE I WNIOSKI KOŃCOWE

Brak inwestycji w nowe źródła spowodował, że jednostki wytwórcze reprezentujące ponad 60% mocy zainstalowanej w krajowej energetyce osiągnęły już wiek powyżej 30 lat, a jedynie 9,7% to moce młodsze niż 10 lat [ARE, 2016]. Odtworzenie zdolności wytwórczych w ostatnich latach odbywało się głównie za sprawą rozwoju odnawialnych źródeł energii. Ponadto należy zauważyć, że poza trzema elektrowniami szczytowo-pompowymi w strukturze mocy wytwórczych KSE w ogóle nie ma jednostek technicznie dedykowanych do pracy szczytowej.

Zmiany w strukturze wytwórczej i produkcji energii elektrycznej stawiają poważne wyzwania przed Operatorem Systemu Przesyłowego. Zapewnienie bezpiecznej pracy KSE w dobie zwiększającego się udziału produkcji energii elektrycznej z farm wiatrowych będzie wymagało zapewnienie odpowiednich rezerw mocy poprzez zwiększenie dyspozycyjności w jednostkach konwencjonalnych, rozbudowę połączeń transgranicznych, wprowadzanie mechanizmów ograniczających zapotrzebowanie i budowę nowych elektrowni szczytowych zdolnych do szybkiej reakcji na zmiany zapotrzebowania na moc pochodzącą ze źródeł innych

niż odnawialne. Wszystkie te działania powinny być prowadzone równocześnie i możliwie najszybciej.

Zaproponowana w pracy koncepcja elektrowni szczytowej, zwłaszcza w przypadku panujących skrajnie niekorzystnych warunków meteorologicznych może stanowić w systemie uzupełnienie istniejących źródeł wytwórczych. Rozważane w pracy technologie produkcji energii elektrycznej charakteryzują się szybkim czasem rozruchu i dużą elastycznością zmiany obciążenia, przez co mogą w szybki sposób reagować na zmiany występujące po stronie popytowej jak i wytwórczej w sposób, który jest niemożliwy do uzyskania w pracujących obecnie w KSE mocach (z wyłączeniem elektrowni szczytowo-pompowych).

Ze względu na wysokie koszty paliwa i niski czas wykorzystania mocy zainstalowanej, średni koszt energii elektrycznej produkowanej przez ESz jest niemal 3,5–4 razy wyższa niż obecne ceny na Towarowej Giełdzie Energii i niemal dwa razy wyższa niż średnia cena energii elektrycznej w szczycie w 2015 i 2016 roku.

W celu poprawy wyniku ekonomicznego elektrownia szczytowa powinna mieć możliwość uzyskiwania dodatkowych opłat od Operatora Systemu Przesyłowego w wyniku świadczenia usług systemowych, tj. Pracy Interwencyjnej lub Operacyjnej Rezerwy Mocy, a w przyszłości po zmianie odpowiednich przepisów regulacji wtórnej częstotliwości z postojem, co wpłynie na poprawę bezpieczeństwa KSE.

Pomimo kosztów wytwarzania energii elektrycznej wyższych niż obecne kształtujące się ceny, budowa elektrowni szczytowych w rozważanej postaci może się okazać niezbędna do zapewnienia odpowiedniej rezerwy mocy. Należy zauważyć, że koszty wytworzenia energii są znacznie niższe niż opłaty ponoszone przez OSP w celu uzyskania redukcji poboru mocy z systemu w sytuacjach kryzysowych (750 PLN/MWh) i wielokrotnie niższe aniżeli koszty niedostarczenia energii (szacowane na 13 000 PLN/MWh) [Cire, 2016]. Z punktu widzenia całości kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego budowa i eksploatacja elektrowni szczytowych byłaby znacznie korzystniejsza od funkcjonującego obecnie mechanizmu ograniczania poboru przez odbiorców, a tym bardziej skutków ewentualnego niedoboru mocy w systemie. Niestety, jednak ten pozytywny skutek dla kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego jako całości (a zatem i krajowej gospodarki) nie przekłada się w obecnym otoczeniu rynkowym i regulacyjnym na pozytywny bilans finansowy projektu polegającego na budowie elektrowni szczytowej z punktu widzenia inwestora. Sugeruje to celowość rozważenia wprowadzenia systemu zachęt dla inwestorów, który mógłby doprowadzić do powstania takich jednostek wytwórczych, co będzie przedmiotem dalszych badań i analiz.

BIBLIOGRAFIA

- Agencja Rynku Energii, 2016, *Statystyka elektroenergetyki polskiej 2015*, Warszawa.
CIRE, <http://www.cire.pl/item,136833,4,0,0,0,0,0,h-majchrzak-oze-beda-rozwijac-sie-objektywnie---ale-tempo-tego-rozwoju-zalezy-juz-od-nas.html> (dostęp: luty 2017 r.).

- Dekker G., Frunt J., 2012, *Frequency stability contribution of Wärtsilä combustion engines*, KEMA Nederland B.V., Arnhem.
- Doom T.R., *Case studies on the Government's role in energy technology innovation aeroderivative gas turbines*, American Energy Innovation Council, 2013, <http://americanenergyinnovation.org/wp-content/uploads/2013/08/Case-Gas-Turbines.pdf> (dostęp: luty 2017 r.).
- Forum Analiz Energetycznych Rynek mocy w Wielkiej Brytanii – doświadczenia ważne dla Polski, kwiecień 2015.
- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 14/2018) w sprawie średnich kwartalnych cen zakupu gazu ziemnego, <https://www.ure.gov.pl/pl/stanowiska/7417,Informacja-nr-142018.html> (dostęp: marzec 2018 r.).
- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 9/2018) w sprawie średniej kwartalnej ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne, <https://www.ure.gov.pl/pl/stanowiska/7364,Informacja-nr-92018.html> (dostęp: marzec 2018 r.).
- Korab R., 2010, *Rozwój energetyki URE a zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych KSE*, Cire.
- Korytowski A., *Wpływ usług systemowych oraz generacji rozproszonej na pokrywanie zapotrzebowania na moc szczytową. W obliczu blackoutu...*, „Energia Gigawat” 2015, nr 9.
- Ministerstwo Gospodarki, 2009, *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, Warszawa.
- Obwieszczenie Ministra Środowiska z dnia 29 czerwca 2016 r. w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2017 (Dz. Urz. z 2016 r., poz. 718).
- Pawlik M., *Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne – nowe wyzwania*, „Energetyka” nr 8/2013.
- PSE, <http://www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=1963> (dostęp: luty 2017 r.).
- PSE, Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, 2016.
- PSE, Parametry modelu rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy dla 2016 roku, 2015.
- PSE, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, projekt przeznaczony do konsultacji z zainteresowanymi stronami, Konstancin-Jeziorna 2015.
- Siemens, <http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/gas-turbines/Trent-60/gas-turbine-industrial-trent-60-brochure-en.pdf> (dostęp: luty 2017 r.).
- Skowroński P., 2015, *Dylematy strategiczne energetyki konwencjonalnej*, „Energetyka – Społeczeństwo – Polityka”, nr 1.
- Urząd Regulacji Energetyki, <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/potencjal-krajowy-oze> (dostęp: luty 2017 r.).
- Wärtsilä Prepared for all emergencies, “In Detail – Wärtsilä Technical Journal” 2013, No. 1. Wärtsilä, Power Plant Solutions 2014.

Streszczenie

Celem pracy było przeanalizowanie ekonomicznych uwarunkowań eksploatacji elektrowni szczytowej opalanej paliwem gazowym w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. W pracy przeanalizowano strukturę zapotrzebowania na energię elektryczną oraz sposoby jej zaspokojenia ze

szczególnym uwzględnieniem źródeł szczytowych. Niedobory mocy można pokryć zarówno przez jej import, redukcję zapotrzebowania u odbiorców końcowych, jak również przez dedykowane jednostki szczytowe.

W artykule podjęto próbę wyznaczenia ceny energii elektrycznej, produkowanej przez elektrownię szczytową o mocy ok. 200 MW, przy której inwestycja byłaby opłacalna. Do porównania wybrano dwie technologie bazujące na gazowych turbinach lotniczopochodnych oraz silnikach tłokowych. W każdym z przypadków przeprowadzono analizę techniczno-ekonomiczną zaproponowanego rozwiązania wraz z uproszczoną analizą wrażliwości wybranych parametrów. Dodatkowo uwzględniono możliwości pełnienia usług systemowych takich jak Praca Interwencyjna oraz Operacyjna Rezerwa Mocy.

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej w rozpatrywanych elektrowniach znacznie przekraczają osiągalne na rynku ceny energii elektrycznej, jednakże dopłaty, jakie należałoby ponieść na rzecz źródeł szczytowych są znacznie niższe niż koszt redukcji zużycia energii (negawaty), czy też koszty ponoszące przez przemysł na skutek ograniczenia dostaw energii. Dodatkowo świadczenie usług systemowych, w tym regulacji wtórnej częstotliwości znacząco ekonomikę i funkcjonalność zaproponowanych rozwiązań.

Słowa kluczowe: elektrownia szczytowa, turbiny gazowe, silniki tłokowe, zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Economic condition for the operation of gas peak load power plant in Polish Power System

Summary

The goal of the presented study was analyzing the economic conditions for the operation of a gas-fired power plant in the National Power System (KSE). The paper was analyzing electricity demand and methods of covering that demand with special focus on peaking sources. Shortages of power in the National Power System may be covered by import, reduction of consumer loads and by dedicated peaking sources.

The authors have attempted to determine sales prices of electricity produced by peak power plant with a power of approx. 200 MW, at which the project is feasible. Two plant technologies were compared: aeroderivative gas turbines and reciprocating engines. For each of those cases a techno-economic analysis was performed along with a simplified analysis of sensitivity to selected parameters. Abilities to provide ancillary services such as emergency operation and operational capacity reserve were also taken into account.

Calculations reveal that the specific costs of generating electricity at investigated plants greatly exceed electricity prices achieved in the market. However extra payments which would be required by peaking sources are at the same time much lower than the cost of load reduction (negawatts) or costs suffered by the industry due to restrictions in power supply. In addition, the provision of ancillary services, including secondary frequency regulation, significantly improves the economics and functionality of the proposed peak load power plant.

Keywords: peak power plant, gas turbines, reciprocating engines, electricity demand.

JEL: Q41.