Narodowe Centrum Analiz Energetycznych

Bezpieczeństwo energetyczne w dobie neutralności klimatycznej

Analiza alternatywnych scenariuszy zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej przy minimalizacji emisji gazów cieplarnianych

Warszawa, grudzień 2020 r.

Bezpieczeństwo energetyczne w dobie neutralności klimatycznej

Analiza alternatywnych scenariuszy zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej przy minimalizacji emisji gazów cieplarnianych

Studium przeprowadzone w Narodowym Centrum Analiz Energetycznych (NCAE) tworzonym przez Narodowe Centrum Badań Jądrowych (NCBJ) i PSE Innowacje na zlecenie Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE).

Założenia przygotowano w Biurze Obsługi Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej (BP), a parametryzację skonsultowano z przedstawicielami PSE.

Autorzy opracowania:

- Przygotowanie danych, optymalizacja strategii, analiza i wizualizacja wyników: Wojciech Jaworski, Michał Kłos, Krzysztof Królikowski (NCAE),
- Projekt założeń metodycznych i wybór materiałów źródłowych dla parametryzacji: Artur Juchniewicz (BP), Krzysztof Rogala (niezależny ekspert),
- Konsultacja merytoryczna: Leszek Jesień (PSE).

Spis treści

Spis treści 2
Spis skrótów 4
Streszczenie 6
Kluczowe wnioski z badania 7
1. Wprowadzenie 8
1.1 Motywacja 8
1.2 Sposoby utrzymania bezpieczeństwa energetycznego w dobie zmian klimatu 9
1.3 Koncepcja Segmentu Ciągłości Dostaw jako remedium dla systemów o narastającej niepewności generacji 10
1.4 Centralny Algorytm Optymalizacyjny (CAO) jako narzędzie do optymalizacji kosztów odbiorców końcowych – różnice w społecznym i inwestorskim rachunku ekonomicznym 11
1.5 Przedmiot badania: Poszukiwanie optymalnej strategii nisko i zeroemisyjnej pozwalającej na utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego KSE 13
1.6 Główne założenia badania 14
2. Przegląd strategii 17
2.1 Strategia W 18
2.1.1 Wyniki miksu 18
2.1.2 Dekompozycja kosztów 19
2.1.3 Uwagi na temat rozwiązania 19
2.2 Strategia Wm 20
2.2.1 Wyniki miksu 20
2.2.2 Dekompozycja kosztów 21
2.2.3 Uwagi na temat rozwiązania 21
2.3 Strategia F0 23
2.3.1 Wyniki miksu 23
2.3.2 Dekompozycja kosztów 24
2.3.3 Uwagi na temat rozwiązania 24
2.4 Strategia WF 26
2.4.1 Wyniki miksu 26
2.4.2 Dekompozycja kosztów 27
2.4.3 Uwagi na temat rozwiązania 27

2.5 Strategia WF0 28
2.5.1 Wyniki miksu 28
2.5.2 Dekompozycja kosztów 29
2.5.3 Uwagi na temat rozwiązania 29
2.6 Strategia J 30
2.6.1 Wyniki miksu 30
2.6.2 Dekompozycja kosztów 31
2.6.3 Uwagi na temat rozwiązania 31
2.7 Strategia J0 32
2.7.1 Wyniki miksu 32
2.7.2 Dekompozycja kosztów 33
2.7.3 Uwagi na temat rozwiązania 33
3. Podsumowanie 34
4. Dodatki 36
4.1 Założenia metodologiczne i parametryzacja 36
4.2 Zagadnienie optymalizacyjne 38
4.3 Sposób parametryzacji kosztów 39
4.3.1 Koszty stałe technologii wytwarzania i magazynowania energii 39
4.3.2 Jednostkowe koszty zmienne 40
4.3.3 Pozostałe założenia oraz parametry kosztowe i efektywnościowe 40
Bibliografia 43

Spis skrótów

BP	Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej
CAO	Centralny Algorytm Optymalizacyjny
CF	współczynnik wykorzystania mocy (ang. Capacity Factor)
CSS	Segment Ciągłości Dostaw (ang. Continuous Supply Segment)
DSM	usługi zarządzania popytem (ang. Demand Side Management)
DSR	usługa redukcji zużycia energii (ang. Demand Side Response)
ENS	Energia niedostarczona (ang. Energy Not Served)
FOM	koszty operacyjne stałe (ang. Fixed Operation and Maintenance Cost)
HR	sprawność wytwarzania energii (ang. Heat Rate)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LCOE	średni, zdyskontowany koszt produkcji jednostki energii elektrycznej projektowanego miksu energii (ang. Levelized Cost of Electricity)
LOLE	standard niezawodności zasilania (ang. Loss of Load Expectation)
NCAE	Narodowe Centrum Analiz Energetycznych
NCBJ	Narodowe Centrum Badań Jądrowych
OCGT/CCGT	turbiny gazowe w cyklu otwartym/kombinowanym (ang. Open/Combined Cycle Gas Turbine)
OECD-NEA	Nuclear Energy Agency

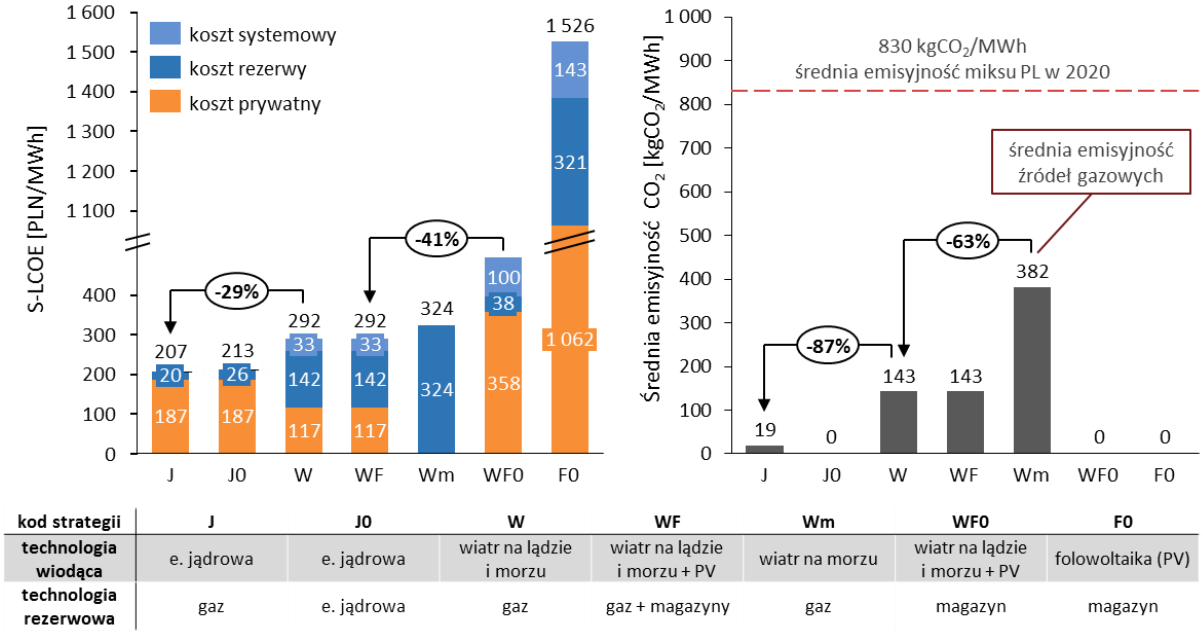
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OVN	nakłady inwestycyjne dla technologii wytwórczych bez kosztu kapitału (ang. overnight cost)
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne
PRSP	Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego
PV	fotowoltaika (ang. photovoltaics)
S-LCOE	LCOE systemowe (ang. System Levelized Cost of Electricity)
TLT	techniczny czas życia technologii (ang. Technical Lifetime)
VOLL	wartość niedostarczonej energii (ang. Value of Lost Load)
VOM	koszty operacyjne zmienne (ang. Variable Operation and Maintenance Cost)

Streszczenie

Ideą badania jest znalezienie optymalnej strategii, która zapewni Krajowemu Systemowi Elektroenergetycznemu (KSE) 6 GW stale dostępnej mocy dyspozycyjnej na okres 60 lat. Instalowane moce mają zagwarantować odbiorcom końcowym oraz samemu KSE realne bezpieczeństwo energetyczne poprzez ciągłe pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną po jak najniższym koszcie, z założeniem samodzielnego bilansowania się tej części systemu elektroenergetycznego, nazwanej Segmentem Ciągłości Dostaw (CSS). Konkurencyjność rozwiązań oceniana jest także pod kątem wielkości emisji CO_2 w celu znalezienia strategii o największym potencjale do redukcji emisji.

W tym celu opracowano cztery strategie niskoemisyjne oraz trzy strategie zeroemisyjne różniące się zestawami dostępnych technologii zeroemisyjnych, tj. odnawialnych źródeł energii (OZE) lub energetyki jądrowej, oraz technologii zapewniających niezbędne rezerwy, reprezentowanych przez źródła gazowe oraz magazyny energii. Zbudowany w ramach badania model optymalizacyjny (optymalizator) pozwolił spośród dostępnych w każdej strategii technologii dobrać kompozycję źródeł o najniższym koszcie z perspektywy odbiorcy końcowego. Tak powstały dla każdej strategii miks energetyczny traktowany jest jako niezmienny przez całe 60 lat objętych analizą.

Wśród wskaźników jakości strategii znajduje się S-LCOE (ang. System Levelized Cost of Electricity). LCOE systemowe to średni, zdyskontowany koszt produkcji jednostki energii projektowanego miksu, wyznaczony dla całego okresu realizacji strategii z uwzględnieniem kosztów systemu elektroenergetycznego, tj. kosztów rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz kosztów rozwoju elastyczności systemu.



kod strategii	J	J0	W	WF	Wm	WF0	F0
technologia wiodąca	e. jądrowa	e. jądrowa	wiatr na lądzie i morzu	wiatr na lądzie i morzu + PV	wiatr na morzu	wiatr na lądzie i morzu + PV	folowoltaika (PV)
technologia rezerwowa	gaz	e. jądrowa	gaz	gaz + magazyny	gaz	magazyn	magazyn

Rys. 1. Dekompozycja LCOE systemowego (wykres lewy – przecięcie osi rzędnych rozdzielające dwa przedziały wartości wprowadzono dla poprawy czytelności) oraz wskaźniki emisyjności poszczególnych strategii (prawy wykres)

Kluczowe wnioski z badania

Poniższa lista zawiera najistotniejsze wnioski wyciągnięte z przeprowadzonego badania, odwołując się do kodów strategii z Tab. 1, omówionych szczegółowo w Rozdziale 2.

- Strategie jądrowe (J, J0) są najbardziej opłacalne, wykazując LCOE systemowe o 80 PLN/MWh niższe niż najlepsze strategie OZE (W, WF). Niższy średni koszt wytwarzania energii tych strategii przekłada się na oszczędności w wysokości ok. 100 mld PLN (wartość zdyskontowana) na przestrzeni 60 lat względem strategii odnawialnych.

- Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne wiatr na morzu nie powstał w żadnym analizowanym scenariuszu, co wskazuje na niższą konkurencyjność tych technologii względem pozostałych OZE. W strategii morskiej (Wm) optymalizator, minimalizując koszty, zdecydował o wybudowaniu i produkcji energii wyłącznie ze źródeł rezerwowych (gaz CCGT).

- Strategie zeroemisyjne oparte o OZE (F0, WF0) są najdroższe mimo przyjęcia najniższych projekcji kosztów magazynów energii. Spowodowane jest to koniecznością znaczącego przewymiarowania instalacji odnawialnych oraz magazynów ze względu na występowanie okresów o niskiej lub zerowej produkcji energii z OZE.

- Koszty systemowe wraz z kosztami rezerwy stanowią ponad połowę kosztów sumarycznych w strategiach wiatrowych (W, WF) oraz istotny udział w strategiach słonecznych. Tak znacząca różnica w kosztach uzasadnia zmianę kryteriów oceny ekonomicznej technologii odnawialnych.

- Zgodnie z przyjętą parametryzacją koszty rozwoju sieci nie występują w przypadku dysponowalnych źródeł wytwórczych z uwagi na możliwość wykorzystania istniejącej sieci elektroenergetycznej podczas budowy nowych bloków, które zastępują te wycofywane z pracy.

- Źródła dysponowalne nie ponoszą kosztu bilansowania, ponieważ mają zdolność nadążania za zmianami zapotrzebowania na energię elektryczną.

- Strategie ze źródłami wiatrowymi (W, WF) wspomaganymi gazem charakteryzuje 7,5 razy większa emisja CO_2 niż w przypadku energetyki jądrowej, również wspomaganej gazem (J). Wynika to ze znacznie większych potrzeb wykorzystania rezerw gazowych.

- Spośród strategii zeroemisyjnych najniższym kosztem sumarycznym charakteryzuje się strategia J0, oparta wyłącznie o technologię jądrową. Uzyskanie zerowego bilansu emisji CO_2 innymi strategiami w obecnych i obecnie przewidywanych warunkach jest bardzo kosztowne.

1. Wprowadzenie

1.1 Motywacja

Rosnąca w społeczeństwie świadomość konsekwencji pozyskiwania, przetwarzania i wykorzystania energii przyczynia się do zmiany globalnej definicji efektywności ekonomicznej energetyki i gospodarki. W debacie publicznej najbardziej nośnym tematem ostatnich lat jest odpowiedzialność sektora energii za negatywny wpływ na klimat, środowisko oraz zdrowie. Rosnący brak akceptacji społecznej wymusza na decydentach regulacyjne ograniczanie szkodliwych dla otoczenia efektów zewnętrznych. Prowadzi to do powstawania nowych kategorii kosztów nieprzypisywanych wcześniej do wytwarzania energii elektrycznej, trwale zmieniających konkurencyjność poszczególnych technologii wytwórczych.

Prowadzone na zlecenie Komisji Europejskiej badania mające na celu identyfikację i parametryzację pośrednich kosztów funkcjonowania energetyki przyczyniają się do stopniowego zaostrzania polityki klimatyczno-energetycznej UE. Efektem jest zaprezentowany w grudniu 2019 r. pakiet „EU Green Deal" [1] zakładający osiągnięcie neutralności klimatycznej wspólnoty do roku 2050. Podążające za polityką UE coraz ambitniejsze cele redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz skorelowane z nimi rosnące ceny uprawnień do emisji CO_2, powodują wzrost cen hurtowych energii elektrycznej i tym samym systematycznie zmniejszają konkurencyjność polskiej gospodarki.

Niekorzystne warunki rynkowe i regulacyjne, uniemożliwiające pokrycie kosztów stałych elektrowni systemowych z coraz głębiej subsydiowanego rynku energii, dodatkowo pogarszają efektywność finansową przestarzałej bazy wytwórczej. Prowadzi to do wzrostu liczby technicznych i ekonomicznych odstawień jednostek dysponowalnych niezbędnych do stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego. Zgodnie z najnowszym Planem Rozwoju Systemu Przesyłowego (PRSP) [2], dla utrzymania obowiązującego standardu niezawodności zasilania (LOLE = 3 h/rok) KSE potrzebuje 3-6 GW nowych mocy wytwórczych w horyzoncie do 2030 roku. Kolejne lata będą wymagać intensyfikacji inwestycji w źródła wytwórcze, zarówno ze względów systemowych, jak i ekonomicznych.

Uwzględniając unijne cele neutralności klimatycznej oraz pozostałe uwarunkowania, Polska stoi przed największą i najbardziej kosztowną w historii transformacją energetyczną. Ta wielka kampania inwestycyjna może być motorem napędowym rozwoju gospodarczego oraz szansą na optymalizację ekonomiczną sektora energii. Do optymalnego rozwoju kraju niezbędne jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przy minimalnym koszcie dla odbiorcy końcowego. Aby to osiągnąć, decydenci powinni brać pod uwagę wszystkie koszty związane z rozwojem dostępnych technologii nisko- i zeroemisyjnych, zwłaszcza pomijane w dyskursie publicznym koszty systemowe [3]. Niniejsze badanie dowodzi zasadności uwzględniania technologii rezerwowych, rozwoju sieci, rozwoju elastyczności KSE jako ważnych elementów kryterium kosztowego, decydującego o efektywności analizowanych strategii energetycznych.

1.2 Sposoby utrzymania bezpieczeństwa energetycznego w dobie zmian klimatu

Niniejsze studium zakłada, że istnieją podmioty, które są generycznie zainteresowane stabilną pracą systemu elektroenergetycznego oraz bezpieczeństwem dostaw energii elektrycznej dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw w warunkach pełnej dekarbonizacji.

Pojęcie stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego stanowi nadrzędną wartość dla operatora systemu przesyłowego. Zadaniem każdego Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) jest ułożenie relacji pomiędzy uczestnikami systemu w sposób pozwalający na jego niezakłóconą pracę. Z natury rzeczy, przy rosnącym udziale w systemie źródeł zależnychod pogody, OSP poszukują rozwiązań wspierających niedysponowalną generację. Z punktu widzenia OSP – jako podmiotu niezainteresowanego warunkami ekonomicznej opłacalności poszczególnych technologii – jest obojętne, jaka technologia dostarczy wsparcia dla OZE. Istotne jest, aby zapewniała lub wspierała wymagany poziom bezpieczeństwa dostaw. Innego rodzaju podmiotem zainteresowanym stabilnością systemu elektroenergetycznego w warunkach pełnej dekarbonizacji jest władza publiczna, która w Polsce odpowiedzialna jest za bezpieczeństwo energetyczne kraju, zgodnie z obowiązującym prawem energetycznym. Poważne przerwy w dostawach energii elektrycznej, tak dziś niezbędnej do życia gospodarstw domowych i całej gospodarki, wywołałyby daleko idące konsekwencje natury politycznej. Jednocześnie władza odpowiada przed społeczeństwem za zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w sposób optymalny kosztowo dla gospodarki i obywateli.

Odpowiadając na potrzeby bezpiecznej pracy systemu obu wymienionych podmiotów założono, że w dzisiejszych i dających się przewidzieć przyszłych warunkach głównym źródłem zapewnienia wystarczalności generacji OZE przy długotrwałych, niekorzystnych warunkach pogodowych będą wybrane w niniejszym studium technologie: generacja gazowa, magazyny energii oraz elektrownie atomowe. Jako badaną formę magazynowania wybrano magazyny bateryjne, kierując się niższym prognozowanym kosztem tego rozwiązania i wyższą efektywnością całego łańcucha przemian energetycznych w porównaniu z rozwiązaniami opartymi na wodorze. Usługi zarządzania popytem (ang. Demand Side Management – DSM), będące dobrymi narzędziami do poprawy elastyczności systemu, są traktowane jako rozwiązania wspomagające stabilność jego pracy. Nie rozwiązują jednak problemu długookresowych, bardzo niskich dostaw energii elektrycznej ze źródeł zależnych od pogody (kilkudniowe lub kilkunastodniowe okresy bezwietrzności i wysokiego zachmurzenia dla północnych szerokości geograficznych). Z tego względu usługi zarządzania popytem nie zostały uwzględnione w zakresie studium.

1.3 Koncepcja Segmentu Ciągłości Dostaw jako remedium dla systemów o narastającej niepewności generacji

Wyniki studium przedstawiają porównanie efektywności ekonomicznej alternatywnych wariantów wsparcia dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w systemach nisko- i zeroemisyjnych. Głównym założeniem analizy jest konieczność zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej wycinka systemu elektroenergetycznego o wielkości mocy 6 GW, charakteryzującego się stabilnym, blokowym zapotrzebowaniem na energię. Badany wycinek systemu musi spełniać wymóg ciągłej dyspozycyjności przez 365 dni w roku, a zatem w każdych warunkach pogodowych. Rodzi to konieczność uwzględnienia specyfiki pracy systemu elektroenergetycznego w konkretnych warunkach geograficznych: to jest wietrzności, nasłonecznienia oraz temperatury otoczenia w badanym wycinku systemu. Na potrzeby raportu wycinek ten został zdefiniowany jako Segment Ciągłości Dostaw.

Segment Ciągłości Dostaw (CSS) może być potraktowany jako wycinek dowolnego, większego systemu elektroenergetycznego, odpowiedzialny za wsparcie podstawy zapotrzebowania na energię elektryczną i w żaden sposób nieprzesądzający o strukturze wytwarzania pozostałej części systemu. Wielkość mocy oraz zapotrzebowania na energię w tym wycinku dobrana jest w taki sposób, aby zapewnić stabilne funkcjonowanie całego systemu przy dużej zmienności wielkości generacji. Główna część systemu optymalizowana jest w zakresie pozostałego wolumenu zapotrzebowania na energię, tj. pomniejszonego o określony wolumen zabezpieczający. Segment Ciągłości Dostaw ma za zadanie m.in. zapobiegać znaczącym przeciążeniom węzłów sieciowych oraz podtrzymywać stabilność napięciową i częstotliwościową systemu przy dynamicznych zmianach po stronie generacji z OZE oraz prosumenckiego odbioru w pozostałej części zdekarbonizowanego systemu. Stąd konieczność przyjęcia założenia o jego pełnej dyspozycyjności, bez względu na warunki pogodowe. Stosowane rozwiązanie ma na celu ograniczenie do minimum ryzyka załamania się synchronicznego systemu elektroenergetycznego i jego rozpadu na mniejsze, niezbilansowane części. Materializacja takiego ryzyka, prowadząca najczęściej do blackoutu, może skutkować ogromnymi, aczkolwiek ciężkimi do wycenienia stratami ekonomicznymi oraz istotnym narażeniem życia i zdrowia ludzi mieszkających na obszarach objętych niespodziewanymi przerwami dostaw. Z uwagi na odpowiedzialność społeczną OSP oraz władz państwowych taka sytuacja jest niedopuszczalna, co było dodatkową motywacją do zaniechania stosowania VOLL (ang. Value of Lost Load) dla badanego wycinka systemu elektroenergetycznego oraz przyjęcia założenia o pełnej dostępności proponowanych rozwiązań.

W przypadku tego badania CSS został określony na poziomie 6 GW, co odpowiada w przybliżeniu 18-20% szczytowego zapotrzebowania na moc w warunkach polskich – szacunki PSE (PRSP) wskazują na wielkość ok. 28 GW w 2030 r. oraz 32 GW w 2040 r. Wartość bezwzględna mocy zainstalowanej w Segmencie Ciągłości Dostaw oraz jej udział w szczytowym zapotrzebowaniu na moc jest zależna od specyfiki badanego systemu – jej dokładne oszacowanie oraz określenie sposobu wyznaczania powinno być przedmiotem osobnych badań dla każdego systemu elektroenergetycznego, w tym dla systemu polskiego. Niemniej, biorąc pod uwagę konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw przez OSP,

raport postuluje bezwzględną potrzebę utrzymania pewnej wielkości dysponowalnej generacji pracującej w podstawie systemu elektroenergetycznego. Tak sformułowany problem badawczy nie przesądza o kształcie i technologiach wytwarzania ani nie przyjmuje założeń co do charakterystyk odbioru pozostałej części systemu (w przypadku tego studium ok. 80%). Innymi słowy, przyjęty w niniejszym opracowaniu postulat pełnej stabilności wytwarzania dotyczy jedynie pewnej części systemu elektroenergetycznego, ostrożnie określonej na poziomie 18-20% całego systemu.

Oczywiście, rozwój technologii magazynowania energii, klasteryzacji energetyki prosumenckiej oraz świadomości konsumentów wyrażanej udziałem w programach typu DSR (ang. Demand Side Response) skłaniać może do przemyślenia idei „niezmiennego poziomu zapotrzebowania na energię" (ang. base load). Analiza dostępności mocy opartej o dostępne technologie OZE wskazuje jednak na brak możliwości niezakłóconego spełniania potrzeb konsumenckich wyłącznie w oparciu o te technologie. Każdorazowo niezbędny jest pewien sposób zabezpieczenia w formie backup, np. gazowego bądź magazynów. Co więcej, uwzględnienie magazynów energii nie kwestionuje koncepcji *base load*, a jedynie wskazuje na alternatywny sposób jego zaspokojenia (sposób ten został włączony w poczet porównywanych strategii). Z kolei potencjał DSR – szacowany w zależności od szczytowego zapotrzebowania w systemie na od kilkuset megawatów do kilku gigawatów – jest bardzo silnie zależny od skali czasowej, w której miałoby nastąpić odstąpienie od konsumpcji energii. Powyższe fakty nie pozwalają na zakwestionowanie potrzeby zagwarantowania podaży odpowiadającej pewnemu krytycznemu poziomowi zapotrzebowania bazowego, potrzebnemu do stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego.

1.4 Centralny Algorytm Optymalizacyjny (CAO) jako narzędzie do optymalizacji kosztów odbiorców końcowych – różnice w społecznym i inwestorskim rachunku ekonomicznym

Na potrzeby wyjaśnienia natury problemu badawczego utworzone zostało pojęcie **Centralnego Algorytmu Optymalizacyjnego (CAO)**. W ujęciu modelowym CAO jest algorytmem poszukiwania rozwiązania technicznie i kosztowo optymalnego z punktu widzenia całego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przy zadanych warunkach granicznych. Na potrzeby tego badania CAO wykorzystany został do znalezienia optymalnej struktury wytwórczej wydzielonego fragmentu KSE odpowiadającego charakterystyce postulowanego Segmentu Ciągłości Dostaw.

Rolą CAO jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego definiowanego jako zdolność do utrzymania stabilnych dostaw energii po minimalnym koszcie dla odbiorców końcowych oraz przy minimalnych emisjach CO_2. W tym celu CAO wyznacza długoterminową, optymalną ekonomicznie strategię energetyczną, wytyczając kierunki rozwoju sektora i spełniając w ten sposób warunek minimalizowania kosztu.

Przy wyznaczaniu strategii algorytm wykorzystuje społeczny rachunek ekonomiczny różniący się istotnie od rachunku inwestora**.** Z punktu widzenia społecznego rachunku ekonomicznego nadrzędnym celem jest minimalizowanie całkowitych kosztów ponoszonych przez gospodarkę z tytułu wytwarzania energii, przy uwzględnieniu wszystkich ukrytych kosztów generowanych w sektorze energetycznym. Obniżanie kosztu całkowitego pozwala odbiorcom końcowym w większym stopniu zaspokoić ich pozostałe potrzeby niezwiązane ze zużyciem energii elektrycznej, co w sposób naturalny zwiększa konsumpcję dóbr i usług. Kolejnym pozytywnym efektem jest poprawa konkurencyjności cenowej polskich przedsiębiorstw na rynku międzynarodowym i rodzimym, co wraz z większym potencjałem nabywczym odbiorców napędza krajową gospodarkę. Rachunek inwestorski ukierunkowany jest z kolei na maksymalizację indywidualnych zysków inwestora w ramach obowiązującego reżimu prawnego. Wszelkie pośrednie koszty wytwarzania energii są tu przenoszone na pozostałych uczestników rynku, na otoczenie zewnętrzne i odbiorców końcowych, i nie są dla inwestorów istotne.

W rachunku społecznym Centralny Algorytm Optymalizacyjny, wyznaczając strategię inwestycyjną, w sposób pośredni staje się dysponentem kapitału odbiorców końcowych – nie dysponuje fizycznym pieniądzem pozwalającym na inwestycje alternatywne, a jedynie możliwością zobowiązania odbiorców do ponoszenia pewnych kosztów. Jednocześnie ze względu na dużą różnorodność i rozdrobnienie odbiorców, którzy czerpią korzyści z konsumpcji energii, nie wyznacza się przychodów wynikających z realizacji strategii. Finalnie sprowadza to społeczny rachunek ekonomiczny do strony kosztowej uwzględniającej bezpośrednie i pośrednie koszty wytwarzania energii, a także amortyzację majątku wytwórczego oraz sieciowego będącą nośnikiem nakładów inwestycyjnych sektora energetycznego.

Przy realizacji strategii opracowanej przez CAO odbiorcy końcowi nie odpowiadają za zebranie fizycznego kapitału niezbędnego do pokrycia nakładów inwestycyjnych w trakcie budowy. Za to zadanie odpowiada sektor energetyczny, oczekujący od odbiorców końcowych (rynku) określonego zwrotu z inwestycji. Sektor jądrowy jest specyficzny w tym sensie, że państwo odpowiada na arenie międzynarodowej za bezpieczeństwo jądrowe, co może uzasadniać zaangażowanie kapitałowe w tego rodzaju inwestycje.

Centralny Algorytm Optymalizacyjny symuluje optymalne mechanizmy rynkowe, które umożliwią inwestorom zrealizowanie inwestycji założonych w strategii oraz otrzymanie uzasadnionego zwrotu z zainwestowanego kapitału z poszanowaniem wpływu na środowisko i pozostałych uczestników rynku (aspekty techniczne). Pośrednie koszty wytwarzania energii generowane przez inwestorów są uwzględniane w rachunku społecznym jako koszty zewnętrzne. CAO minimalizuje koszt całkowity strategii uwzględniając koszty systemowe, środowiskowe, klimatyczne i makroekonomiczne, których inwestor nie uwzględnia w swoim rachunku ekonomicznym. Na potrzeby tego badania koszty zewnętrzne zostały ograniczone do kosztów systemowych, natomiast kwestie klimatyczne są uwzględnione w założeniach poprzez ograniczenie rozważanych miksów energetycznych do zero- i niskoemisyjnych.

Kupując energię elektryczną, odbiorca końcowy spłaca nakłady inwestycyjne i ponosi koszty operacyjne sektora energetycznego wynikające z wyznaczonego przez CAO miksu, uwzględniające wszystkie koszty zewnętrzne generowane przez inwestora (sektor energetyczny). Decyzja o spłacie nakładów inwestycyjnych potrzebnych do realizacji strategii podejmowana jest na samym początku – algorytm zlicza nakłady inwestycyjne w sumarycznym okresie budowy (*repowering* wynikający z czasu życia poszczególnych technologii) skumulowanym na początku okresu symulacji. Rozwiązanie to pozwala na zachowanie porównywalności technologii energetycznych, mimo różnego czasu eksploatacji, poprzez zastosowanie ekwiwalentu nakładów odpowiadających określonemu czasowi realizacji strategii (np. nakłady inwestycyjne odpowiadające 60-letniemu okresowi generacji ze źródeł gazowych). Zabieg ten jest możliwy ze względu na ograniczony wpływ dyskonta na rachunek społeczny bazujący w zakresie nakładów inwestycyjnych wyłącznie na kosztach amortyzacji.

1.5 Przedmiot badania: Poszukiwanie optymalnej strategii nisko- i zeroemisyjnej pozwalającej na utrzymanie bezpieczeństwa energetycznego KSE

Celem przeprowadzonej analizy jest poddanie pod dyskusję kwestii ekonomicznej opłacalności funkcjonowania różnych wariantów zdefiniowanego wcześniej Segmentu Ciągłości Dostaw. Założono, że strategie nisko- i zeroemisyjne dla projektowanego wycinka systemu realizowane są jako inwestycje typu *green-field* – są budowane od zera bez wykorzystania istniejącej infrastruktury wytwórczej. Przyjęte założenie odpowiada w uproszczeniu konieczności zastąpienia znaczącej ilości starych, dysponowalnych mocy wytwórczych w istniejącym systemie elektroenergetycznym, odstawianych w zbliżonym czasie. W warunkach Polski sytuacja ta odpowiada przewidywanemu zamknięciu dużych kompleksów energetycznych opartych na węglu brunatnym, np. elektrowni w Bełchatowie, pracujących systematycznie w podstawie obciążenia ze względu na niskie koszty zmienne paliwa. Długość odcinka referencyjnego analizy wyznaczona została na 60 lat, by uwzględnić największą dziś dostępną długość życia technologii, jednak metoda zastosowana w celu porównania strategii uwzględnia długość życia wszystkich rozważanych technologii, nie faworyzując, ani nie marginalizując żadnej z nich.

Szczegółowym celem postawionym przed Centralnym Algorytmem Optymalizacyjnym jest zapewnienie KSE 6 GW stabilnej produkcji energii elektrycznej przez okres 60 lat. Budowane moce mają zapewnić podstawę obciążenia niezbędną do stabilnego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz zagwarantować pewność zasilania odbiorców końcowych w granicach założonych 6 GW.

Uwzględniając globalne trendy dążenia do neutralności klimatycznej, rozważane są cztery strategie niskoemisyjne oraz trzy strategie zeroemisyjne. Na każdą strategię składa się kombinacja wiodących technologii zeroemisyjnych, tj. odnawialnych źródeł energii lub energetyki jądrowej, oraz technologii zapewniających niezbędne rezerwy, reprezentowanych przez źródła gazowe oraz magazyny energii. Kompozycja danego miksu energetycznego jest niezmienna przez całe 60 lat objętych analizą.

W ramach optymalizacji każda strategia musi gwarantować stabilność dostaw energii elektrycznej przy pełnym zbilansowaniu systemu, tzn. bez możliwych do wyeksportowania nadwyżek energii oraz analogicznych niedoborów, które pokrywałby import. Przyjęto zatem założenie o zerowym bilansie importowo-eksportowym w Segmencie Ciągłości Dostaw przez wszystkie rozważane technologie, w tym OZE. Przyjęte założenie stanowi ekwiwalent określonej wcześniej umownej granicy braku wpływu CSS na pozostałą część systemu elektroenergetycznego. Z punktu widzenia całego systemu elektroenergetycznego założono również dużą niepewność dostępności połączeń transgranicznych w przypadkach nadwyżek lub niedoborów energii. Motywowane było to dużym prawdopodobieństwem przesycenia regionalnych rynków energią z instalacji wiatrowych i słonecznych, co będzie następowało na skutek przyjmowania coraz ambitniejszych celów OZE, podobnych dla sąsiadujących ze sobą krajów. Postępujące trendy mogą więc doprowadzić do występowania nadwyżek i niedoborów energii elektrycznej w tych samych okresach w większych regionach UE, ograniczając możliwość importu-eksportu „na żądanie". Taka charakterystyka dyskwalifikuje połączenia transgraniczne w perspektywie długoterminowej jako wsparcie dla postulowanego Segmentu Ciągłości Dostaw. Oczywiste jest jednak, że połączenia transgraniczne będą w sposób im właściwy wykorzystywane w pracy pozostałej części systemu elektroenergetycznego wspomagając jego bilansowanie oraz stabilną pracę.

Dla każdej strategii CAO spośród dostępnych technologii optymalnie dobiera miks energetyczny o koszcie najniższym z perspektywy odbiorców końcowych. Wśród wskaźników jakości strategii znajduje się S-LCOE. LCOE systemowe to średni, zdyskontowany koszt produkcji jednostki energii projektowanego miksu wyznaczony dla całego okresu realizacji strategii z uwzględnieniem kosztów systemu elektroenergetycznego, tj. kosztów rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz kosztów rozwoju elastyczności systemu.

1.6 Główne założenia badania

Optymalizacja doboru technologii – każda strategia powinna dostarczyć energię przy najniższym możliwym koszcie i najniższej możliwej emisji CO_2. Optymalizacja polega na odpowiednim doborze technologii wiodących i rezerwowych, tak aby zminimalizować funkcję celu w 60-letnim okresie realizacji strategii.

Produkcja energii elektrycznej – każda strategia zapewnia stałą produkcję energii elektrycznej o wielkości 6 GW × 8760 h/rok × 60 lat. Produkcja nadmiarowej energii (o ile występuje) nie jest uwzględniana przy wyznaczaniu systemowego LCOE.

Udział rezerwy – jeżeli ze względów technicznych technologia wiodąca nie może w pełni pokryć zapotrzebowania, resztę pokrywa rezerwa przypisana do danej strategii. W przypadku zastosowania rezerwy emisyjnej (gaz) koszt uprawnień do emisji CO_2 uwzględniany jest w sumarycznym koszcie strategii.

Okres działania technologii – wszystkie technologie wykorzystane w danej strategii funkcjonują w pełnym okresie badania, tj. przez 60 lat. Struktura wytwarzania strategii w okresie 60-letnim nie ulega zmianom i w przypadku krótszego technicznego czasu życia technologii następuje reinwestycja (*repowering*) uwzględniająca redukcję kosztów nowych technologii w danej strukturze wytwarzania.

Czas budowy – jednakowy, skumulowany czas budowy wszystkich źródeł potrzebny do wyznaczenia kosztów finansowania podczas budowy (odsetki przed rozpoczęciem spłaty kredytu) został określony na poziomie ośmiu lat. Sumaryczne nakłady inwestycyjne z 60-letniego okresu funkcjonowania strategii (uwzględniające *repowering*) ponoszone są równomiernie w ciągu ośmiu lat budowy, przed rozpoczęciem okresu eksploatacji pierwszych elektrowni. Stosowane uproszczenie ma ograniczyć wpływ dyskonta na porównywalność ekonomiczną technologii długowiecznych z technologiami o krótszym czasie życia.

Jednostkowe nakłady inwestycyjne – na potrzeby badania określone zostały w wymiarze mln PLN/(MW × rok życia) uzależniającym nakłady od czasu życia instalacji. Przykładowo, aby zrealizować cel zapewnienia 60 lat ciągłej generacji energii, w strategii wiatrowej powstaną trzy generacje źródeł wiatrowych o 25-letnim okresie życia, z czego wyłącznie 40% (10/25) kosztów trzeciej generacji zostanie włączonych do sumy nakładów inwestycyjnych. Wielkość nakładów jednostkowych każdej kolejnej generacji technologicznej maleje zgodnie z trendami rynkowymi uwzględnionymi w badaniu

Koszty likwidacji majątku – w przypadku elektrowni jądrowych są uwzględnione w postaci zadatku likwidacyjnego w wysokości 17,2 PLN/MWh (koszt zmienny) ustalonego w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 10 października 2012 r. w sprawie wysokości wpłat na fundusz likwidacyjny EJ [4], w pozostałych technologiach założono 5-procentowy wzrost nakładów OVN zgodnie z metodyką OECD-NEA [5].

Koszty systemowe – w celu odzwierciedlenia wpływu źródeł niesterowalnych na system elektroenergetyczny w badaniu uwzględniono koszty rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz koszty elastyczności systemu, których zmienność oraz wielkość zależy od udziału niesterowalnych OZE w produkcji energii elektrycznej. Koszty elastyczności rozumiane są jako wynikające z potrzeby zwiększonej częstości najazdów/zjazdów mocy oraz rozruchów/odstawień jednostek dysponowalnych. Technologie sterowalne (energetyka jądrowa, gazowa) – ze względu na możliwość nadążania za zapotrzebowaniem, wysoką dyspozycyjność oraz możliwość dowolnego wyboru lokalizacji dla inwestycji, tj. wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej w przypadku zastępowania starych elektrowni – charakteryzują się pomijalnymi wartościami kosztów systemowych (w badaniu przyjęto zero) [6-12].

Stopy procentowe – koszt kapitału w czasie budowy, koszt kapitału po rozpoczęciu spłaty kredytu oraz stopa dyskonta wynoszą 3% i są jednakowe dla wszystkich strategii. Niska stopa procentowa wynika

z założenia, że kredytodawcą 100% nakładów inwestycyjnych mogą być międzynarodowe instytucje finansowe lub Skarb Państwa.

Spłata rat kapitałowych i odsetek – wartość rat kapitałowych liczona jest od kwoty spisania nakładów inwestycyjnych na środki trwałe (uwzględniając koszty finansowania inwestycji w okresie budowy). Spłata kapitału wraz z odsetkami jest rozłożona liniowo na 60 lat (60 równych rat) ze stopą procentową równą 3%.

Założenia ekonomiczne – nakłady inwestycyjne, koszty zmienne, koszty stałe, ceny paliw i ceny uprawnień do emisji CO_2 są zmienne na przestrzeni kolejnych lat analizy zgodnie z przyjętymi prognozami [13-14].

2. Przegląd strategii

W ramach badania przeanalizowano siedem strategii realizacji długoterminowego celu zapewnienia mocy wytwórczych dla KSE. Zestawienie konkurencyjnych rozwiązań będących przedmiotem analizy zawiera Tab. 1. Strategie różnią się typem technologii wiodącej oraz sposobem implementacji rezerwy mocy – istnienie tych dwóch wymiarów ilustruje Rys. 2.

Tab. 1. Charakterystyka badanych strategii zapewnienia mocy w KSE

Kod strategii	Dostępne technologie	Interpretacja
W	wiatr na lądzie i morzu + gaz	miks energetyki wiatrowej wspomaganej instalacjami gazowymi, zgodny z tendencjami obecnymi w UE
Wm	wiatr na morzu + gaz	wykorzystanie morskich farm wiatrowych na Bałtyku jako źródła zeroemisyjnego wspomaganych jednostkami gazowymi
F0	fotowoltaika + magazyn energii	zeroemisyjna strategia zakładająca rozwój energetyki prosumenckiej, w której magazyny wspomagają ogniwa PV
WF	wiatr na lądzie i morzu, PV + gaz i magazyn energii	optymalizacja miksu dla wszystkich dostępnych OZE oraz technologii rezerwowych (technologie gazowe i magazyny energii)
WF0	wiatr na lądzie i morzu, PV + magazyn energii	zeroemisyjna strategia, w której rozwój energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej rezerwowany jest wielkoskalowymi magazynami energii
J	energia jądrowa + gaz	elektrownia jądrowa zapewniająca wysoką dyspozycyjność i wspomagana instalacjami gazowymi na czas odstawień
J0	wyłącznie energetyka jądrowa	zeroemisyjna strategia, w której energetyka jądrowa pracuje jako źródło podstawowe i rezerwowe

Rys. 2. Zestawienie badanych strategii zapewnienia mocy wytwórczych dla KSE – strategie pogrupowane są względem technologii wiodącej (kolumny) oraz założeń dotyczących emisyjności CO_2 (wiersze)

2.1 Strategia W

2.1.1 Wyniki miksu

Wyniki dla tej strategii ilustrują Tab. 2 i Tab. 3. Spośród odnawialnych źródeł energii optymalizator wybiera budowę farm wiatrowych na lądzie. Ponad 10 GW przypisane instalacjom wiatrowym to moc zainstalowana przekraczająca wymagany poziom dostaw (6 GW w każdej godzinie). Niemniej biorąc pod uwagę zmienność produkcji energii elektrycznej z uwagi na zmienną siłę wiatru (tzw. *capacity factors*) uzyskana wielkość instalacji jest racjonalna. W rezerwie powstaje 6 GW w blokach spalających gaz i działających w technologiach CCGT i OCGT, których moce pozostają w stosunku 2:1. Optymalizator nie skorzystał z możliwości budowy morskich farm wiatrowych – farmy lądowe okazały się bardziej efektywne kosztowo.

Tab. 2. Optymalny miks energetyczny (kompozycja technologii) w ramach strategii W

Wynik optymalizacji: moc zainstalowana [GW]			
wiatr na lądzie	wiatr na morzu	gaz (CCGT)	gaz (OCGT)
10,17	**0**	**4,03**	**1,97**

Tab. 3. Zdyskontowane koszty wdrożenia strategii W zdekomponowane na składniki stałe, zmienne i systemowe oraz w podziale na koszt technologii wiodących i rezerwowych[1]

Miara\strategia	**W**		
Kompozycja miksu	wiatr na lądzie i morzu + gaz		
	OZE	REZERWA	**SUMA**
LCOE systemowe [PLN/MWh]			**291,6**
1. Koszt stały [mld PLN/60 lat]	138,4	35,3	**173,7**
- Nakłady inwestycyjne	96,3	26,8	**123,1**
- Koszt kapitału	10,7	3,0	**13,7**
- Koszt stały operacyjny	31,4	5,5	**36,9**
2. Koszt zmienny [mld PLN/60 lat]	0,0	132,6	**132,6**
- Emisji CO2	0,0	29,5	**29,5**
- Paliwa	0,0	98,4	**98,4**
- Koszt zmienny operacyjny	0,0	4,7	**4,7**
3. Koszt systemowy [mld PLN/60 lat]	38,6	0,0	**38,6**
- Rozwoju sieci	24,3	0,0	**24,3**
- Rozwoju elastyczności	14,3	0,0	**14,3**
Koszt sumaryczny [mld PLN/60 lat]	177,0	167,9	**344,9**

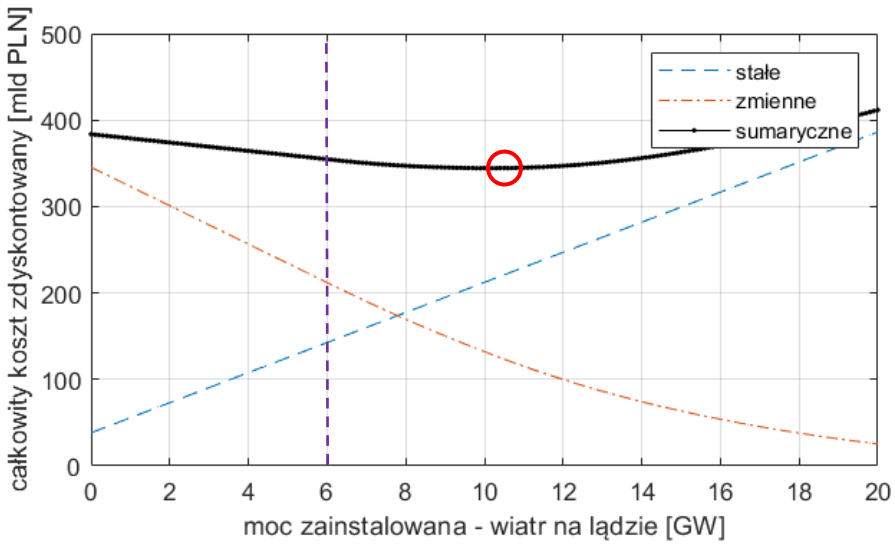
[1] Wartości liczbowe w tabelach zostały zaokrąglone, co może powodować pozorną nieścisłość sumowania komórek względem odpowiednich kolumn lub wierszy.

2.1.2 Dekompozycja kosztów

Koszty technologii wiodącej stanowią jedynie 40% sumarycznych nakładów na wdrożenie strategii. Pozostałe części to koszt systemowy (ok. 10%) i koszt rezerwy (50%). Wysoki poziom kosztów rezerwy jest związany z cenami paliwa i uprawnień do emisji CO_2 (razem ok. 40% kosztów sumarycznych) oraz wartością inwestycji w moce wytwórcze (10% sumy kosztów).

2.1.3 Uwagi na temat rozwiązania

Zadanie optymalizacyjne jest zagadnieniem z dziedziny programowania liniowego i obejmuje ponad pół miliona godzin i tyleż zmiennych decyzyjnych, z którymi powiązane są ewoluujące w czasie koszty wytwarzania i efektywności technologii. W celu weryfikacji, ale i głębszego zrozumienia wyniku optymalizacji, posłużymy się uproszonym modelem nieliniowym, który tworzymy w oparciu o średnie wartości zmieniających się parametrów.



Rys. 3. Optymalizacja kosztów wdrożenia strategii W

Rys. 3 przedstawia koszt wdrożenia strategii w funkcji mocy zainstalowanej lądowych farm wiatrowych przy założeniu, że technologią rezerwową jest gaz, okres analizy trwa 60 lat, a wymagany poziom zapotrzebowania (6 GW) jest zaspokojony w każdej chwili. Lewa krawędź wykresu (wartość 0 MW na osi odciętych) odpowiada brakowi technologii odnawialnej – produkcja energii oparta jest tu na technologii rezerwowej. Koszty stałe i systemowe rosną wraz z rozbudową OZE (niebieska prosta), a koszt zmienny (pomarańczowa krzywa) spada na skutek malejącego zużycia gazu ziemnego na rzecz produkcji energii elektrycznej z farm wiatrowych. Wielkość oszczędności maleje, gdy moc zainstalowana OZE przekracza 6 GW, a część produkowanej energii przewyższa wolumen produkcji, za który odpowiadałaby rezerwa gazowa. Suma kosztów (**czarna krzywa**) jest najmniejsza dla rozwiązania optymalnego, tj. dla około 10 GW mocy zainstalowanej w technologiach wiatrowych.

2.2 Strategia Wm

2.2.1 Wyniki miksu

W tej strategii optymalizator rozstrzyga, że wiatr *off-shore* jest zbyt drogi w porównaniu z elektrowniami gazowymi i dlatego optymalne rozwiązanie (Tab. 4) zakłada całkowity brak instalacji wiatrowych na morzu. Gazowe bloki typu CCGT pełnią w tym przypadku rolę technologii wiodącej oraz rezerwowej jednocześnie.

Tab. 4 Optymalny miks energetyczny (kompozycja technologii) w ramach strategii Wm

Wynik optymalizacji: moc zainstalowana [GW]		
wiatr na morzu	gaz (CCGT)	gaz (OCGT)
0	**6,00**	**0**

Tab. 5. Zdyskontowane koszty wdrożenia strategii Wm zdekomponowane na składniki stałe, zmienne i systemowe oraz w podziale na koszt technologii wiodących i rezerwowych

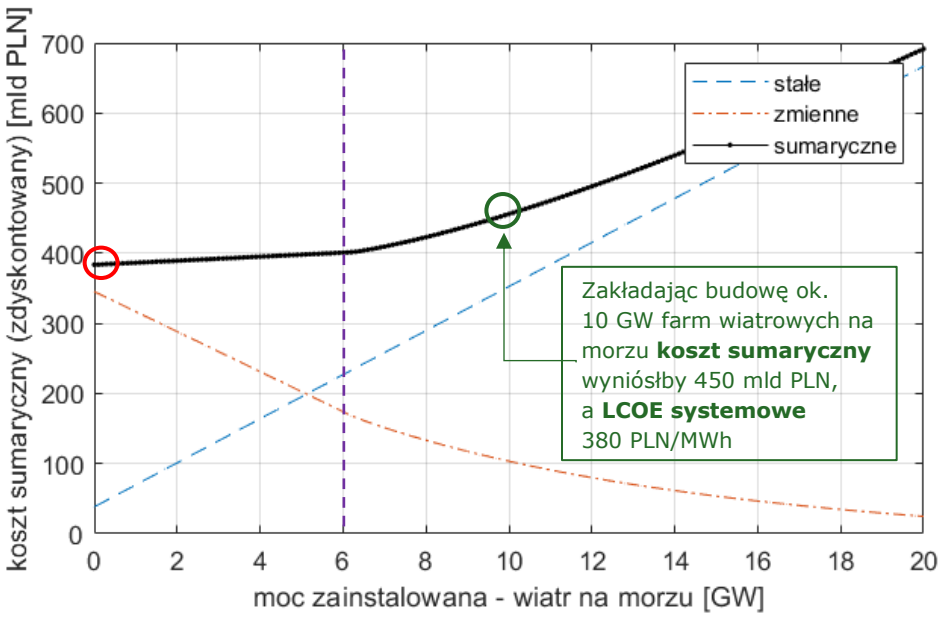
Miara\strategia	**Wm**		
Kompozycja miksu	wiatr na morzu + gaz		
	OZE	REZERWA	**SUMA**
LCOE systemowe [PLN/MWh]			**324,4**
1. Koszt stały [mld PLN/60 lat]	0,0	38,3	**38,3**
- Nakłady inwestycyjne	0,0	29,7	**29,7**
- Koszt kapitału	0,0	3,3	**3,3**
- Koszt stały operacyjny	0,0	5,2	**5,2**
2. Koszt zmienny [mld PLN/60 lat]	0,0	345,4	**345,4**
- Emisji CO2	0,0	77,4	**77,4**
- Paliwa	0,0	255,9	**255,9**
- Koszt zmienny operacyjny	0,0	12,1	**12,1**
3. Koszt systemowy [mld PLN/60 lat]	0,0	0,0	**0,0**
- Rozwoju sieci	0,0	0,0	**0,0**
- Rozwoju elastyczności	0,0	0,0	**0,0**
Koszt sumaryczny [mld PLN/60 lat]	0,0	383,7	**383,7**

2.2.2 Dekompozycja kosztów

Niemal 90% nakładów na wdrożenie strategii stanowią koszty zmienne, z których ¾ to koszt gazu ziemnego (Tab. 5). W zestawieniu brak jest kosztów związanych z rozbudową sieci elektroenergetycznej oraz kosztów związanych z koniecznością zwiększania elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego. Składniki te nie są przypisywane blokom gazowym, wobec których założono, że ich usytuowanie oraz tryb pracy nie wymusza dodatkowych nakładów na operatorów sieci dystrybucyjnych i przesyłowej.

2.2.3 Uwagi na temat rozwiązania

Rys. 4 przedstawia koszt wdrożenia strategii w funkcji mocy zainstalowanej morskich farm wiatrowych przy założeniu, że technologią rezerwową jest gaz. Koszty stałe i systemowe rosną wraz z rozbudową OZE (niebieska prosta), a koszt zmienny spada na skutek mniejszego zużycia gazu ziemnego (pomarańczowa krzywa). Wzrost kosztów inwestycyjnych wynikający z budowy morskich farm od początku przewyższa oszczędności związane z zaniechaniem produkcji energii w elektrowniach gazowych, nawet przy wzrastających cenach uprawnień do emisji CO_2 (od 25 EUR/tCO_2 do 50 EUR/tCO_2 w 2050). Suma kosztów (**czarna krzywa**) osiąga wartość najmniejszą w lewym skrajnym punkcie wykresu – brak morskich farm wiatrowych. Realizacja miksu dla jednej ze strategii, z OZE jako technologią wiodącą, jedynie za pomocą technologii rezerwowej stanowi kontrowersyjny, aczkolwiek racjonalny wynik działania CAO. Wynik optymalizacji nie pozwala wnioskować na temat efektywności kosztowej wdrożenia morskiej energetyki wiatrowej w pozostałej części KSE.



Rys. 4. Optymalizacja kosztów wdrożenia strategii Wm

Mimo braku wykorzystania bałtyckiego wiatru w optymalnym rozwiązaniu CAO oszacujmy koszty wdrożenia instalacji morskich farm wiatrowych przy zadanym poziomie mocy zainstalowanej jako

technologii podstawowej projektowanego Segmentu Stałego Zaopatrzenia na Energię. Z pomocą posłuży poglądowe zestawienie kosztów sumarycznych w funkcji wielkości instalacji zilustrowane na Rys. 4. Jak z niego wynika, zadana moc zainstalowana OZE wiąże się z wydatkami sumarycznymi rzędu 450 mld PLN i systemowym LCOE na poziomie 380 PLN/MWh. Wydatki na rezerwę (CCGT) wyniosłyby ok. 140 mld PLN (ok. 100 mld PLN na rzecz kosztów zmiennych, 38 mld PLN – na rzecz kosztów stałych, analogicznie do kosztu stałego rezerwy w Tab. 5). Pozostała kwota (ok. 310 mld PLN) to koszt inwestycji w bazę wytwórczą OZE, a także koszty eksploatacyjne oraz koszty systemowe wygenerowane w ciągu 60 lat.

Jednym z istotnych parametrów kosztowych wpływających na nieefektywność technologii morskich farm wiatrowych jest cena emisji CO_2. W rozważanej strategii odpowiada ona za blisko ¼ kosztów zmiennych związanych z produkcją energii ze źródeł CCGT. W analizowanym okresie, w zależności od symulowanego roku, ceny emisji tony dwutlenku węgla przyjmują wartość z przedziału 118-214 PLN, przy czym średnia wartość to około 189 PLN/tCO_2. Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że wiatr na morzu staje się atrakcyjną technologią przy średnim koszcie certyfikatów emisji na poziomie ok. 270 PLN/tCO_2.

Rzeczywiste koszty wdrożenia strategii mogą być wyższe po uwzględnieniu rezerwy dla bloków CCGT. Zakładając dostępność każdego z bloków przez 95% roku, optymalną konfiguracją jest 20 bloków po 316,8 MW każdy, z których w każdej chwili pracuje 19 jednostek. Uwzględnienie tak rozumianej rezerwy nie zmienia kosztów zmiennych (paliwo, CO_2), wpływa jednak na wzrost kosztów stałych o 5% (6316,8 MW zamiast 6000 MW mocy zainstalowanej). W rezultacie zdyskontowane koszty wdrożenia strategii wzrastają o ok. 2 mld PLN (co stanowi ok. 0,5% sumarycznych zdyskontowanych kosztów przypisanych do Wm) nie wpływając na wzajemne pozycjonowanie rozważanych strategii.

2.3 Strategia F0

2.3.1 Wyniki miksu

Centralny Algorytm Optymalizacyjny wskazuje potrzebę instalacji niemal 180 GW mocy PV, a wielkość magazynu gwarantującego stałość dostaw energii elektrycznej ustala na ponad 200 GWh (Tab. 6).

Tab. 6. Optymalny miks energetyczny (kompozycja technologii) w ramach strategii F0

Wynik optymalizacji: moc zainstalowana [GW]	
fotowoltaika [GW]	magazyn energii [GWh]
178,59	**203,08**

Tab. 7. Zdyskontowane koszty wdrożenia strategii F0 zdekomponowane na składniki stałe, zmienne i systemowe oraz w podziale na koszt technologii wiodących i rezerwowych

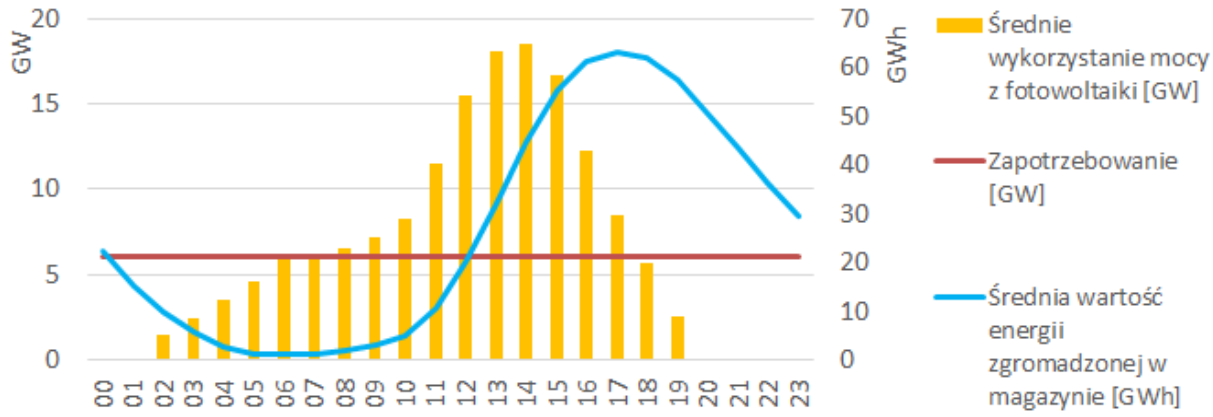
Miara\strategia	**F0**		
Kompozycja miksu	fotowoltaika + magazyn		
	OZE	REZERWA	**SUMA**
LCOE systemowe [PLN/MWh]			**1 525,7**
1. Koszt stały [mld PLN/60 lat]	1 256,2	379,6	**1 635,8**
- Nakłady inwestycyjne	1 000,6	300,2	**1 300,8**
- Koszt kapitału	111,6	33,5	**145,1**
- Koszt stały operacyjny	144,1	45,9	**189,9**
2. Koszt zmienny [mld PLN/60 lat]	0,0	0,0	**0,0**
- Emisji CO2	0,0	0,0	**0,0**
- Paliwa	0,0	0,0	**0,0**
- Koszt zmienny operacyjny	0,0	0,0	**0,0**
3. Koszt systemowy [mld PLN/60 lat]	168,7	0,0	**168,7**
- Rozwoju sieci	147,0	0,0	**147,0**
- Rozwoju elastyczności	21,7	0,0	**21,7**
Koszt sumaryczny [mld PLN/60 lat]	1 424,9	379,6	**1 804,5**

2.3.2 Dekompozycja kosztów

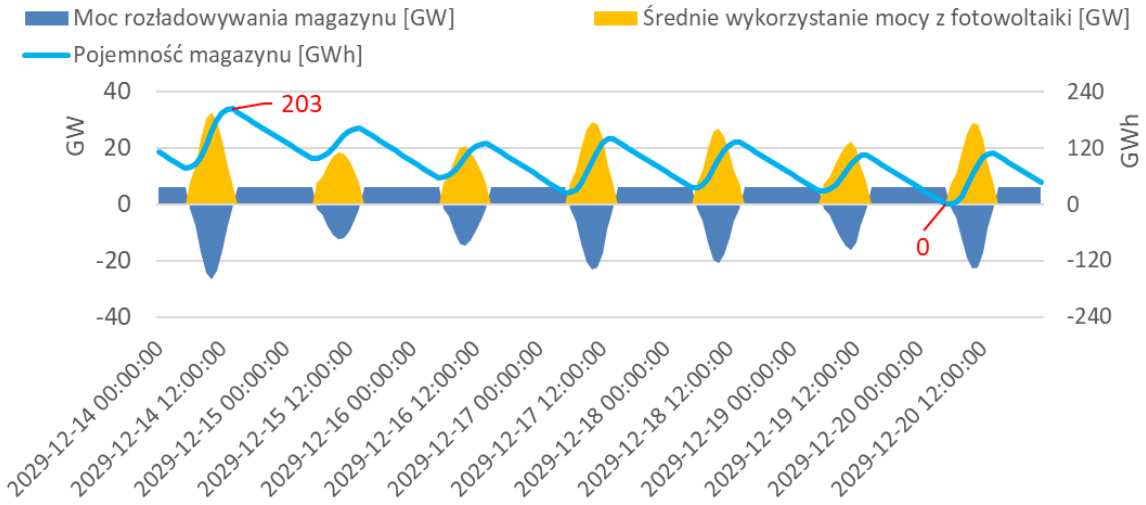
Bardzo wysoki koszt wdrożenia strategii F0 (Tab. 7) dzielimy na: koszt prywatny będący sumą kosztów stałych i zmiennych technologii wiodącej (70%), koszt rezerwy – magazynów energii (ok. 20%) i koszt systemowy (ok. 10%).

2.3.3 Uwagi na temat rozwiązania

Średni poziom zmagazynowanej energii jest przesunięty w fazie w stosunku do generacji PV (Rys. 5). Potrzeba wielkości magazynu uwidacznia się w grudniu, gdy w ciągu pięciu kolejnych dni następuje całkowite rozładowanie baterii (Rys. 6). Dlaczego CAO dobrał tak duży rozmiar instalacji?



Rys. 5. Zestawienie średniego wykorzystania mocy pochodzącej z instalacji PV ze średnim poziomem energii zgromadzonej w magazynie (godzina podana dla UTC±00:00)



Rys. 6. Trajektoria pojemności magazynu w czasie. Magazyn o wielkości 203 GWh rozładowywany jest do zera w ciągu kilku zimowych dni

Gdyby strategia F0 zakładała jedynie produkcję energii, która odpowiada wolumenowi 6 GW × 60 lat, bez konieczności zapewnienia ciągłości dostaw, wystarczyłaby instalacja 42 GW mocy w ogniwach PV (uwzględniając średnioroczny *capacity factor* dla tej technologii). Sumaryczna wartość takiej inwestycji na okres 60 lat wyniosłaby 286 mld PLN. Jednakże, uwzględniając konieczność pokrycia zapotrzebowania w każdej godzinie zakładanego okresu, tj. wdrożenia magazynów energii oraz zwiększenia wolumenu PV w celu ich ładowania, niezbędna ilość mocy PV wzrasta ponad czterokrotnie do poziomu ok. 180 GW. Co istotne, ilość energii produkowana w takiej konfiguracji przekracza zapotrzebowanie o niemal 320% – naddatki energii są konsekwencją ograniczonego zapotrzebowania (zakładane 6 GW w każdej godzinie) oraz skończonej pojemności magazynów energii.

Wdrożenie strategii F0 wiąże się z nadprodukcją energii. W związku z tym istotnym staje się przeanalizowanie założenia braku możliwości eksportu i innego spożytkowania nadmiarowej energii elektrycznej. Obecność nadmiarowej energii potencjalnie wpływa na wynik obliczeń systemowego, uśrednionego kosztu wytwarzania energii (S-LCOE), z drugiej strony przedmiotowe nadwyżki generowane są w chwilach, w których zapotrzebowanie konsumentów zostało już zaspokojone. Rozwiązaniem mogącym posłużyć racjonalizacji gospodarowania nadprodukcją energii elektrycznej jest wykorzystanie technologii *power-to-gas* (co stanowi rozszerzenie repertuaru sposobów magazynowania energii). Uwzględnienie nadwyżki energii w rachunkach S-LCOE zostało omówione w Dodatku 4.1. Warto nadmienić, że koszty S-LCOE z nadwyżką energii stanowią oszacowanie dolne potencjalnych nakładów niezbędnych do wykorzystania nadwyżek w *power-to-gas*. Rzeczywiste koszty wzrosną na skutek:

- konieczności wdrożenia dodatkowych instalacji magazynujących nieujętych w optymalnym miksie energetycznym rozwiązania F0,
- obniżenia efektywnego poziomu nadwyżki za sprawą uwzględnienia sprawności procesu odzyskiwania zmagazynowanej energii.

2.4 Strategia WF

2.4.1 Wyniki miksu

Miks energetyczny strategii WF jest jednakowy z kompozycją technologii wybraną dla strategii W (Tab. 8). Możliwość wykorzystania fotowoltaiki i magazynów energii (niedostępnych w strategii W) nie wpływa na ostateczną kompozycję miksu ze względu na mniejszą efektywność nowo dodanych technologii.

Tab. 8. Optymalny miks energetyczny (kompozycja technologii) w ramach strategii WF

Wynik optymalizacji: moc zainstalowana [GW]					
wiatr na lądzie	wiatr na morzu	fotowoltaika	gaz (CCGT)	gaz (OCGT)	magazyn
10,17	**0**	**0**	**4,03**	**1,97**	**0**

Tab. 9. Zdyskontowane koszty wdrożenia strategii WF zdekomponowane na składniki stałe, zmienne i systemowe oraz w podziale na koszt technologii wiodących i rezerwowych

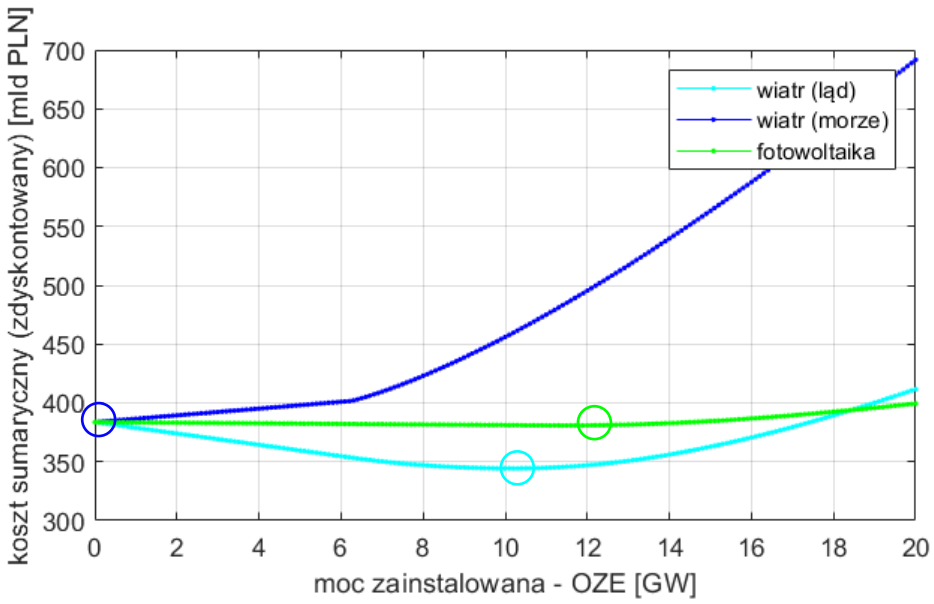
Miara\strategia	**WF**		
Kompozycja miksu	wiatr na lądzie i morzu oraz fotowoltaika + gaz i magazyn		
	OZE	REZERWA	**SUMA**
LCOE systemowe [PLN/MWh]			**291,6**
1. Koszt stały [mld PLN/60 lat]	138,4	35,3	**173,7**
- Nakłady inwestycyjne	96,3	26,8	**123,1**
- Koszt kapitału	10,7	3,0	**13,7**
- Koszt stały operacyjny	31,4	5,5	**36,9**
2. Koszt zmienny [mld PLN/60 lat]	0,0	132,6	**132,6**
- Emisji CO2	0,0	29,5	**29,5**
- Paliwa	0,0	98,4	**98,4**
- Koszt zmienny operacyjny	0,0	4,7	**4,7**
3. Koszt systemowy [mld PLN/60 lat]	38,6	0,0	**38,6**
- Rozwoju sieci	24,3	0,0	**24,3**
- Rozwoju elastyczności	14,3	0,0	**14,3**
Koszt sumaryczny [mld PLN/60 lat]	177,0	167,9	**344,9**

2.4.2 Dekompozycja kosztów

Tab. 9 ilustruje wyniki dekompozycji kosztów dla strategii WF, które są identyczne z tymi dla strategii W (Tab. 3).

2.4.3 Uwagi na temat rozwiązania

Trzy krzywe przedstawione na poniższym rysunku (Rys. 7) ilustrują zdyskontowane koszty sumaryczne dla trzech technologii OZE w funkcji wolumenu mocy zainstalowanej, przy założeniu technologii CCGT działającej w rezerwie. Okręgi oznaczają optymalny kosztowo poziom technologii odnawialnej. Uwzględnienie w optymalizacji możliwości wykorzystania fotowoltaiki oraz magazynów energii nie zmienia rozwiązania osiągniętego w ramach strategii W ze względu na wysoki koszt instalacji PV i magazynów energii. Biorąc pod uwagę malejące nakłady inwestycyjne oraz wyższy niż w przypadku PV wskaźnik wykorzystania mocy, wiatr na lądzie z rezerwą gazową jest obecnie najtańszą strategią OZE.



Rys. 7. Optymalizacja kosztów wdrożenia wybranych technologii odnawialnych. Wykres przedstawia trzy krzywe kosztów sumarycznych. Zilustrowane zostały krzywe, które w przypadku rysunków 3-4 oznaczono kolorem czarnym, w przeciwieństwie do wymienionych rysunków ominięto jednak dekompozycję kosztu sumarycznego na składniki stałe i zmienne

2.5 Strategia WF0

2.5.1 Wyniki miksu

WF0 to strategia oferująca trzy technologie odnawialne i jedną (zeroemisyjną) technologię rezerwową. Optymalny dobór zakłada przede wszystkim wykorzystanie lądowych farm wiatrowych (ponad 31 GW) wspomaganych instalacjami magazynów energii o pojemności 23,9 GWh. CAO nie przewidział udziału fotowoltaiki (Tab. 10).

Tab. 10. Optymalny miks energetyczny (kompozycja technologii) w ramach strategii WF0

Wynik optymalizacji: moc zainstalowana [GW]			
wiatr na lądzie	wiatr na morzu	Fotowoltaika	magazyn [GWh]
31,10	**0**	**0**	**23,90**

Tab. 11. Zdyskontowane koszty wdrożenia strategii WF0 zdekomponowane na składniki stałe, zmienne i systemowe oraz w podziale na koszt technologii wiodących i rezerwowych

Miara\strategia	**WF0**		
Kompozycja miksu	wiatr na lądzie i morzu oraz fotowoltaika + magazyn		
	OZE	REZERWA	**SUMA**
LCOE systemowe [PLN/MWh]			**495,3**
1. Koszt stały [mld PLN/60 lat]	423,2	44,7	**467,8**
- Nakłady inwestycyjne	294,4	35,3	**329,7**
- Koszt kapitału	32,8	3,9	**36,8**
- Koszt stały operacyjny	95,9	5,4	**101,3**
2. Koszt zmienny [mld PLN/60 lat]	0,0	0,0	**0,0**
- Emisji CO2	0,0	0,0	**0,0**
- Paliwa	0,0	0,0	**0,0**
- Koszt zmienny operacyjny	0,0	0,0	**0,0**
3. Koszt systemowy [mld PLN/60 lat]	118,0	0,0	**118,0**
- Rozwoju sieci	74,3	0,0	**74,3**
- Rozwoju elastyczności	43,6	0,0	**43,6**
Koszt sumaryczny [mld PLN/60 lat]	541,1	44,7	**585,8**

2.5.2 Dekompozycja kosztów

Wyniki dekompozycji kosztów mieści Tab. 11. Ponad 70% kosztów sumarycznych to koszt stały technologii wiodących. Duży wolumen mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych pociąga wysokie koszty systemowe (20% sumy).

2.5.3 Uwagi na temat rozwiązania

Pod względem kosztów sumarycznych strategia WF0 plasuje się pomiędzy najmniej efektywną kosztowo strategią F0 (od której odróżnia się możliwością wykorzystania lądowych farm wiatrowych) a najtańszą ze strategii odnawialnych – WF, od której różni ją brak opcji użycia elektrowni gazowych.

WF0 jest jednym z dwóch rozwiązań zakładających budowę magazynów energii, jednak wybrana pojemność baterii różni się znacząco w stosunku do wolumenu postulowanego w F0. Na różnicę w wielkości instalacji magazynowych wpływają dwa czynniki:

1. Współczynniki wykorzystania mocy (*capacity factors*) technologii odnawialnych znacząco się różnią (efektywność lądowych farm wiatrowych jest 2,5–3 razy większa). Spełnienie samych potrzeb energetycznych odpowiadających wielkości 6 GW × 60 lat wymagałoby jedynie 16 GW mocy zainstalowanej. Spełnienie zapotrzebowania na dostępność mocy wymusza dwukrotny wzrost wielkości instalacji OZE. W stosunku do strategii F0, strategia WF0 wykazuje wyższe poziomy minimalne produkcji i mniejsze wymagania w odniesieniu do pojemności magazynu energii (24 GWh, w przeciwieństwie do 203 GWh).

2. Charakterystyka dostępności mocy (wynikająca z rozkładu wartości *capacity factors*) działa na korzyść energetyki wiatrowej. W przypadku fotowoltaiki przerwy w produkcji energii sięgają kilkunastu godzin, co wymusza pojemność magazynu co najmniej rzędu 200 GWh. Produkcja energii z zestawu rozproszonych turbin wiatrowych rzadko sięga zera, a kilkanaście kolejnych, bezwietrznych godzin nie miało miejsca zgodnie z zestawem danych wejściowych. Z tego względu rozładowanie magazynu ma tu charakter nie strukturalny, a doraźny, co umożliwia zmniejszenie wymaganego poziomu pojemności magazynu.

2.6 Strategia J

2.6.1 Wyniki miksu

W strategii J technologią wiodącą jest energetyka jądrowa, która spełnia zdecydowaną większość zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. W rezerwie pozostaje 1 GW mocy zainstalowanej w technologii CCGT niezbędnej na czas odstawień bloków jądrowych (Tab. 12).

Tab. 12. Optymalny miks energetyczny (kompozycja technologii) w ramach strategii J

Wynik analizy: moc zainstalowana [GW]		
energia jądrowa	gaz (CCGT)	gaz (OCGT)
6,00	**1,00**	**0**

Tab. 13. Zdyskontowane koszty wdrożenia strategii J zdekomponowane na składniki stałe, zmienne i systemowe oraz w podziale na koszt technologii wiodących i rezerwowych

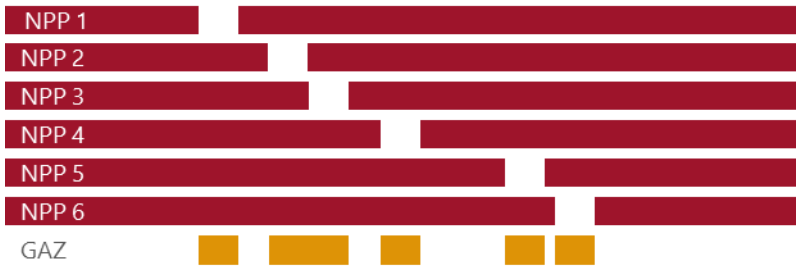
Miara\strategia	**J**		
Kompozycja miksu	energia jądrowa + gaz		
	EJ	REZERWA	**SUMA**
LCOE systemowe [PLN/MWh]			**207,2**
1. Koszt stały [mld PLN/60 lat]	162,8	6,4	**169,2**
- Nakłady inwestycyjne	101,4	5,0	**106,3**
- Koszt kapitału	11,3	0,6	**11,9**
- Koszt stały operacyjny	50,2	0,9	**51,0**
2. Koszt zmienny [mld PLN/60 lat]	58,6	17,3	**75,8**
- Emisji CO2	0,0	3,9	**3,9**
- Paliwa	29,7	12,8	**42,5**
- Koszt zmienny operacyjny	28,9	0,6	**29,5**
3. Koszt systemowy [mld PLN/60 lat]	0,0	0,0	**0,0**
- Rozwoju sieci	0,0	0,0	**0,0**
- Rozwoju elastyczności	0,0	0,0	**0,0**
Koszt sumaryczny [mld PLN/60 lat]	221,4	23,7	**245,1**

2.6.2 Dekompozycja kosztów

Wysokie koszty prywatne (technologii wiodącej) stanowią 65% nakładów na wdrożenie strategii. Eksploatacja siłowni jądrowych generuje 25% sumarycznych kosztów strategii, a rezerwa – 10% (Tab. 13).

2.6.3 Uwagi na temat rozwiązania

Analiza zakłada budowę sześciu bloków jądrowych po 1 GW mocy zainstalowanej. Każdy z bloków działa przez 95% roku (2,5 tygodnia przeznaczone są na niedyspozycyjność), a odstawienia bloków nie nakładają się. Rezerwowe źródło (elektrownie gazowe) o łącznej mocy 1 GW dostarcza moc w czasie niedyspozycyjności siłowni jądrowych pracując z pełną mocą przez 30% roku (ilustracja na Rys. 8).



Rys. 8. Schematyczne przedstawienie niedyspozycyjności bloków jądrowych w czasie oraz zakresu pracy rezerwy (bloki gazowe)

2.7 Strategia J0

2.7.1 Wyniki miksu

W ramach optymalizacji strategii J0 6 GW mocy zainstalowanej w blokach jądrowych otrzymuje wsparcie w postaci dodatkowego gigawata zasilanego tą samą technologią (Tab. 14), ponieważ technologia jądrowa pozwala zarówno na spełnienie warunku stabilności dostaw energii elektrycznej, jak i stanowi źródło zeroemisyjne.

Tab. 14. Optymalny miks energetyczny (kompozycja technologii) w ramach strategii J0

Wynik analizy: moc zainstalowana [GW]	
energia jądrowa (technologia wiodąca)	energia jądrowa (technologia rezerwowa)
6,00	**1,00**

Tab. 15. Zdyskontowane koszty wdrożenia strategii J0 zdekomponowane na składniki stałe, zmienne i systemowe oraz w podziale na koszt technologii wiodących i rezerwowych

Miara\strategia	**J0**		
Kompozycja miksu	energia jądrowa		
	EJ	REZERWA	**SUMA**
LCOE systemowe [PLN/MWh]			**212.8**
1. Koszt stały [mld PLN/60 lat]	162,8	27,1	**190,0**
- Nakłady inwestycyjne	101,4	16,9	**118,3**
- Koszt kapitału	11,3	1,9	**13,2**
- Koszt stały operacyjny	50,2	8,4	**58,5**
2. Koszt zmienny [mld PLN/60 lat]	58,6	3,1	**61,7**
- Emisji CO2	0,0	0,0	**0,0**
- Paliwa	29,7	1,6	**31,2**
- Koszt zmienny operacyjny	28,9	1,5	**30,4**
3. Koszt systemowy [mld PLN/60 lat]	0,0	0,0	**0,0**
- Rozwoju sieci	0,0	0,0	**0,0**
- Rozwoju elastyczności	0,0	0,0	**0,0**
Koszt sumaryczny [mld PLN/60 lat]	221,4	30,2	**251,7**

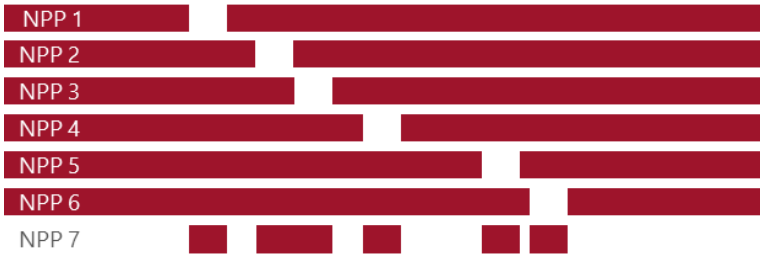
2.7.2 Dekompozycja kosztów

Koszt sumaryczny generowany jest przez koszty stałe i zmienne przypisane technologii wiodącej, czyli energetyce jądrowej (Tab. 15, por. Tab. 13). W celu uwydatnienia nakładów na budowę i wykorzystanie bloku rezerwowego część środków sumarycznych przypisana została kategorii „rezerwa". W konsekwencji, koszt rezerwowego bloku stanowi 14% inwestycji, pomimo że odpowiada on za 5% produkcji energii elektrycznej. Dysproporcja ta jest skutkiem niskiego poziomu produkcji w stosunku do pozostałych bloków, przy jednoczesnej tożsamości kosztów inwestycyjnych dla każdej z siedmiu wybudowanych instalacji.

2.7.3 Uwagi na temat rozwiązania

Analiza zakłada budowę siedmiu bloków jądrowych po 1 GW mocy zainstalowanej. Każdy z sześciu bloków działa przez 95% roku (dwa tygodnie przeznaczone są na niedyspozycyjność), a odstawienia bloków nie nakładają się. Rezerwowe źródło (także w technologii jądrowej) o łącznej mocy 1 GW dostarcza moc w czasie niedyspozycyjności siłowni jądrowych, pracując z pełną mocą przez 30% roku (ilustracja na Rys. 9).

Ewentualna praca mocy rezerwowej ponad czas niezbędny w celu zastępowania niedyspozycyjności bloków podstawowych ponownie przynosi problem spożytkowania nadmiarowej energii, tak wyraźnie występujący w przypadku strategii F0. Podobnie jak w przypadku F0, alternatywą mogą być technologie *power-to-gas*.



Rys. 9. Schematyczne przedstawienie niedyspozycyjności bloków jądrowych w czasie oraz zakresu pracy rezerwy. W tym przypadku rezerwa świadczona jest przez dodatkowy blok wybudowany w technologii wiodącej

3. Podsumowanie

Poniższa lista oraz Rys. 10 podsumowują wyniki uzyskane w ramach opisanego w tym raporcie badania.

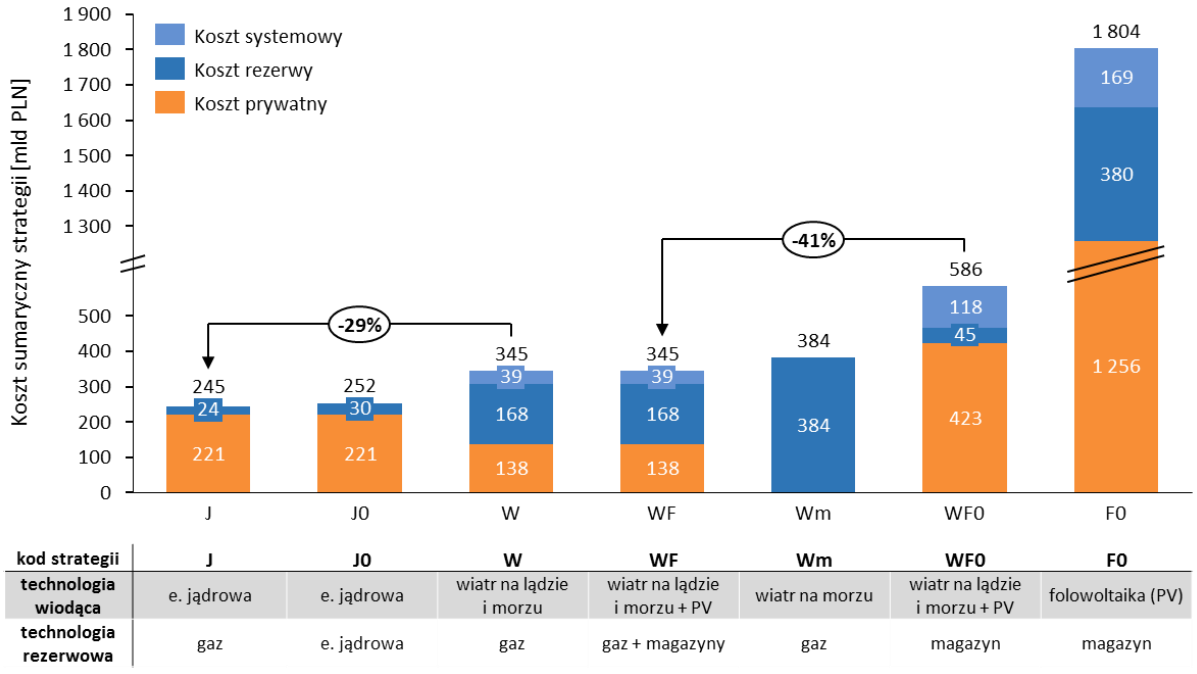
1. Wykorzystanie energii jądrowej jest najtańszym sposobem zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego KSE, także w wariancie zakładającym całkowity brak emisji CO_2.

2. Analiza kosztów zapewnienia stabilnego pokrycia zapotrzebowania wskazuje brak opłacalności ekonomicznej morskich farm wiatrowych jako źródła zabezpieczającego funkcjonowanie KSE, niemniej o rozwoju tej technologii w pozostałej części systemu mogą decydować inne przesłanki.

3. Najefektywniejszą kosztowo technologią odnawialną jest wiatr na lądzie. Inwestycje w wiatr na morzu i fotowoltaikę generują wysokie koszty nawet przy niskim koszcie kapitału (WACC=3%).

4. Strategie oparte o niesterowalne źródła odnawialne cechuje kosztowny obowiązek zapewnienia rezerwy mocy (oraz związane z nią emisje CO_2) stanowiący nawet połowę sumarycznych kosztów wytwarzania energii.

5. Strategie OZE zakładające całkowity brak emisji CO_2 wymagają wybudowania wielkich instalacji magazynujących oraz odpowiednio dużych mocy wytwórczych w celu zapewnienia możliwości ładowania magazynów.



Rys. 10. Zestawienie zdyskontowanych kosztów sumarycznych poszczególnych strategii w podziale na koszt prywatny, systemowy oraz koszt rezerwy [mld PLN]

Celem studium była analiza efektywności ekonomicznej możliwych scenariuszy pozwalających na wdrożenie koncepcji CSS bez przesądzania o kształcie pozostałej części systemu elektroenergetycznego. W związku z tym przedstawione powyżej wnioski nie powinny być przekładane wprost na pozostałą część systemu elektroenergetycznego, który w tym badaniu jest niewiadomą.

Istotnym aspektem badania jest zobrazowanie wpływu obowiązku pełnego zabezpieczania generacji z mocy niesterowalnych na sumaryczny koszt związany z rozwojem takich technologii. Efekt ten w formie rosnących kosztów jest obserwowalny również na poziomie całego KSE, w szczególności przy wysokich penetracjach źródeł zależnych od pogody w produkcji energii elektrycznej. Uwzględnienie dostępnych rozwiązań umożliwiających poprawę elastyczności systemu, takich jak DSM, interkonektory, magazyny energii czy technologie *power-to-gas* pozwalają zwiększyć bezpieczeństwo i stabilność systemu, nie są jednak w stanie w całości zastąpić rezerwy generacyjnej.

Mimo to wspomniane rozwiązania generują dodatkowe koszty związane z zarządzaniem systemem ponad potrzeby standardowej rezerwy. Z tego względu część wniosków dotycząca skali kosztów przy pełnym rezerwowaniu źródeł niesterowalnych może być traktowana jako zobrazowanie wyzwań, jakie wiążą się z budową zeroemisyjnych systemów energetycznych opartych w 100% o źródła niesterowalne.

Interesującym dopełnieniem studium byłaby rynkowa analiza rentowności infrastruktury wytwarzania na rynku energii budowanej w myśl każdej ze strategii. Niniejsze badanie dotyczące Segmentu Stałego Zaopatrzenia w Energię nie ma jednak ambicji zastępowania perspektywy inwestora prywatnego i nie sięga tak daleko, poprzestając na analizie kosztów przy zadanym poziomie wykorzystania mocy poszczególnych technologii w granicach określonego wycinka systemu elektroenergetycznego.

Ze względu na potrzebę zapewnienia neutralnych warunków do badania konkurencyjności poszczególnych strategii świadomie zdecydowano się pominąć efekt funkcjonowania rynku energii elektrycznej, który zapewne prowadziłby do wzajemnej „kanibalizacji" konkurencyjnych technologii wytwórczych. Przyjęte uproszczenie ma za zadanie wyeliminować wszystkie czynniki pozakosztowe premiujące lub dyskryminujące poszczególne technologie. Przedstawiona tu analiza przedstawia zatem koszty wdrożenia poszczególnych strategii, a nie dochody będące konsekwencją generowania przychodów ze sprzedaży w konkurencyjnym otoczeniu. Jest to szczególnie istotne w przypadku strategicznego planowania rozwoju technologii, których wdrożenie kosztować będzie setki miliardów złotych, a których koszt krańcowy komunikowany rynkowi jest bliski zeru.

4. Dodatki

4.1 Założenia metodologiczne i parametryzacja

Celem badania jest ocena różnych strategii zapewnienia mocy i energii elektrycznej dla KSE. Ocenie podlega kilka aspektów charakteryzujących poszczególne strategie. Są to:

- **Koszt sumaryczny** rozumiany jako ogół nakładów na wdrożenie strategii; w szczególności w odniesieniu do technologii wiodącej oraz rezerwowej zawiera koszty inwestycyjne, paliwowe, koszty certyfikatów emisji CO_2, koszty operacyjne zmienne i stałe oraz koszty systemowe (odpowiedzialne za rozbudowę sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz zapewnienie elastyczności systemu).
- **Poziom emisji CO_2** związany z działaniem technologii CCGT i OCGT. Emisyjność technologii gazowych w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej (po uwzględnieniu sprawności bloków wytwórczych) zamieszczono w Tab. 18.
- **Systemowe LCOE** jest to średni, zdyskontowany koszt całkowity produkcji jednostki energii z zadanego miksu w badanym okresie z uwzględnieniem kosztów systemu elektroenergetycznego. Systemowe LCOE definiujemy jako:

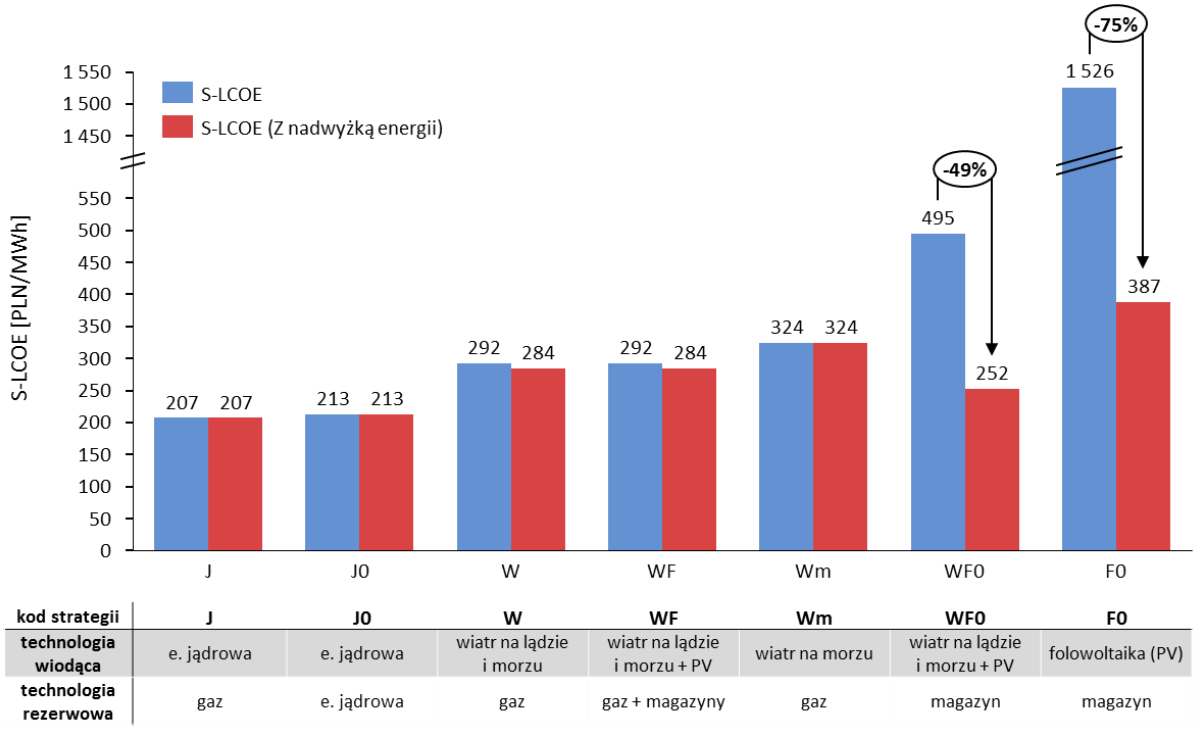
$$\text{S LCOE} = \frac{\sum_{y=9}^{68} \frac{\sum_{t \in TECH} P_t^{ins} \cdot KS_{t,y} + E_{t,y}^{rok} \cdot KZ_{t,y}}{(1+r)^y}}{\sum_{y=9}^{68} \frac{\sum_{t \in TECH} E_{t,y}^{rok}}{(1+r)^y}},$$

przy czym:

$t, TECH$		–	indeks t oznaczający element zbioru technologii wytwórczych i magazynujących $TECH$
y		–	indeks oznaczający rok analizy, przyjmujący wartości od 1 do 68 (przedział od 1 do 8 reprezentuje okres budowy)
r	[-]	–	stopa dyskonta
P_t^{ins}	[MW]	–	moc zainstalowana w technologii wytwórczej lub magazynującej t (wielkość niezależna od czasu zgodnie z założeniem o niezmienności miksu technologii w badanym okresie)
$KS_{t,y}$	[PLN/MW]	–	suma kosztów stałych przypisanych do technologii t w roku y (włączając koszty systemowe)
$E_{t,y}^{rok}$	[MWh]	–	wolumen energii wytworzonej w technologii t w roku y
$KZ_{t,y}$	[PLN/MWh]	–	suma kosztów zmiennych przypisanych do technologii t w roku y

S-LCOE cechuje się dwiema różnicami w stosunku do klasycznie definiowanego LCOE [15]: obliczane jest nie dla wybranej technologii, a dla zestawu technologii (zwanego strategią) i uwzględnia koszty systemowe będące oszacowaniem wydatków KSE związanych z wdrożeniem strategii. Dodatkowo, zgodnie z założeniami badania dotyczącymi braku możliwości wykorzystania nadwyżki energii, produkcja energii w każdym roku y ograniczona jest do wolumenu (uwzględniającego ogół technologii) $\sum_{t \in TECH} E_{t,y}^{rok} = 8760\ \text{h} \times 6\ \text{GW}$.

Wpływ powyższego założenia na wnioski dotyczące średniej ceny energii elektrycznej możemy oszacować w oparciu o zestawienie wyników systemowego LCOE z inną wielkością, tj. **S-LCOE z nadwyżką energii** (tj. uwzględniającym rzeczywistą produkcję energii $\sum_{t \in TECH} E_{t,y}^{rok}$, która może przekraczać ustalony poziom zapotrzebowania). Poniższy wykres (Rys. 11) ilustruje rozbieżności między wartościami S-LCOE obliczonymi na podstawie dwóch wspomnianych definicji systemowego LCOE. Różnice te są tym większe, im większa jest wartość S-LCOE bez nadwyżek energii i osiągają aż 75% dla strategii F0. W przypadku strategii WF0 S-LCOE z nadwyżką energii wynosi 252 PLN/MWh, co stawia tę strategię na trzecim miejscu w rankingu efektywności kosztowej (za strategiami jądrowymi J i J0).



kod strategii	J	J0	W	WF	Wm	WF0	F0
technologia wiodąca	e. jądrowa	e. jądrowa	wiatr na lądzie i morzu	wiatr na lądzie i morzu + PV	wiatr na morzu	wiatr na lądzie i morzu + PV	folowoltaika (PV)
technologia rezerwowa	gaz	e. jądrowa	gaz	gaz + magazyny	gaz	magazyn	magazyn

Rys. 11. Zestawienie wartości systemowego LCOE z jego odpowiednikiem uwzględniającym nadwyżkę energii, oznaczonych odpowiednio niebieskim i czerwonym kolorem, dla każdej z siedmiu przeanalizowanych strategii, uszeregowanych w porządku rosnącej od lewej strony wartości systemowego LCOE (bez nadwyżek)

Kluczowymi parametrami niezbędnymi do obliczenia wartości powyższych miar są proporcje miksu energetycznego dla każdej ze strategii (P_t^{ins}), które wyznaczane są przez Centralny Algorytm

Optymalizacyjny w drodze rozwiązania liniowego problemu optymalizacyjnego, przedstawionego w kolejnej części raportu.

4.2 Zagadnienie optymalizacyjne

Celem optymalizacji jest taki dobór miksu energetycznego (kompozycji dopuszczalnych technologii), by zminimalizować koszt sumaryczny przy spełnieniu zadanych ograniczeń. Funkcja celu przyjmuje postać:

$$\min_{P_t^{ins},\, E_{mag}^{max},\, E_{t,h}} \left(\sum_t CKS_t \cdot P_t^{ins} + CKM \cdot E_{mag}^{max} + \sum_{t,h} JKZ_{t,h} \cdot E_{t,h} \right)$$

gdzie:

P_t^{ins}	[MW]	–	moc zainstalowana w technologii wytwórczej t
CKS_t	[PLN/MW/60 lat]	–	sumaryczny koszt stały; zdyskontowana suma kosztów stałych przypisanych do jednostki mocy zainstalowanej w technologii t w całym analizowanym okresie (włączając koszty systemowe)
$E_{t,h}$	[MWh]	–	energia wytworzonej w technologii t w godzinie h
$JKZ_{t,h}$	[PLN/MWh]	–	jednostkowy koszt zmienny; zdyskontowana suma kosztów zmiennych przypisanych do technologii t w godzinie h
E_{mag}^{max}	[MWh]	–	pojemność magazynu energii
CKM	[PLN/MWh]	–	sumaryczny koszt magazynu; zdyskontowana suma kosztów stałych przypisanych do jednostki pojemności magazynu w całym analizowanym okresie

Zbiór technologii t podlegających optymalizacji zmienia się pomiędzy strategiami, podobnie jak obecność członu $CKM \cdot E_{mag}^{max}$, który występuje jedynie w badaniu kompozycji WF, WF0 oraz F0. Zmiennymi niezależnymi w procesie optymalizacji są P_t^{ins}, E_{mag}^{max} oraz $E_{t,h}$, co oznacza, iż wynikiem działania CAO jest dobór miksu energetycznego i grafik produkcji energii elektrycznej w podziale na wybrane technologie rozpisany na 525 600 godzin objętych symulacją (w badaniu nie uwzględniono lat przestępnych).

Ograniczenia nakładane na rozwiązanie:

- $\forall h$: $\sum_t E_{t,h} = 6000$ MWh – stałe zapotrzebowanie 6000 MW w każdej godzinie objętej analizą
- $\sum_{t \in STER} P_t^{ins} = 6000$ MW – moc w instalacjach sterowalnych ($STER$), tj. gazowych lub jądrowych równa zapotrzebowaniu w każdej godzinie objętej analizą
- $\forall h \, \forall \, t \in STER$: $0 \leq E_{t,h} < P_t^{ins} \cdot 1$ h – energia wytwarzana w danej technologii w jednostce czasu jest ograniczona przez moc zainstalowaną
- $\forall h \, \forall t \in OZE$: $P_t^{ins} \cdot cf_{t,h} \cdot 1 \text{ h} = E_{t,h}$ – energia wytwarzana przez źródła OZE zależy od szeregów czasowych *capacity factors*
- $4 \text{ h} \cdot P_{mag}^{ins} = E_{mag}^{max}$ – pojemność magazynu odpowiada 4 godzinom pracy z maksymalną mocą rozładowania.

Dodatkowo, w związku z magazynami energii, wymuszane są:

- ograniczenie poziomu energii w magazynie do jego wielkości
- zasada zachowania energii w magazynie
- tożsamość poziomów energii zgromadzonej w magazynie w pierwszej i ostatniej godzinie okresu objętego analizą.

Parametryzacja zagadnienia optymalizacyjnego wymaga ustalenia kosztów CKS_t, CKM oraz $JKZ_{t,h}$.

4.3 Sposób parametryzacji kosztów

4.3.1 Koszty stałe technologii wytwarzania i magazynowania energii

Na potrzeby badania wprowadzono pojęcie ekwiwalentu czasowego jednostkowych nakładów inwestycyjnych określanego wskaźnikiem mln PLN/(MW × rok życia), uzależniając nakłady inwestycyjne od czasu życia instalacji. Zabieg ten pozwala uzyskać porównywalność ekonomiczną technologii energetycznych różniących się długością życia – ma za zadanie ograniczyć pełną amortyzację majątku do czasu równego zadanemu okresowi trwania strategii.

Przykładowo, tworząc strategię 60-letnią, aby zrealizować cel zapewnienia ciągłej generacji energii przez 60 lat w ramach strategii wiatrowej, powstaną trzy generacje źródeł wiatrowych o 25-letnim okresie życia każda, z czego wyłącznie 40% (10/25) kosztów trzech generacji zostanie włączone do sumy nakładów inwestycyjnych. Wielkość nakładów jednostkowych każdej kolejnej generacji technologicznej maleje zgodnie z trendami rynkowymi uwzględnionymi w badaniu (Tab. 16). Po decyzji o budowie danej generacji nakłady inwestycyjne za każdy kolejny rok eksploatacji są sumowane do czasu zmiany generacji lub zakończenia okresu realizacji strategii.

W celu wyznaczenia kosztów finansowania budowy parku wytwórczego założono jednolity, ośmioletni okres budowy, w którym ponoszone są sumaryczne nakłady inwestycyjne niezbędne do realizacji 60-

letniej strategii. Skumulowane nakłady inwestycyjne zostały rozłożone równomiernie na osiem lat budowy przy założeniu, że koszt kapitału na okres budowy wynosi 3% i jest jednakowy dla każdego koszyka technologii. Stosowane uproszczenie ma ograniczyć wpływ dyskonta na porównywalność ekonomiczną technologii długowiecznych z technologiami o krótszym czasie życia.

Amortyzacja całego majątku wytwórczego liczona jest od kwoty spisania skumulowanych nakładów inwestycyjnych na środki trwałe (uwzględniając odsetki dopisane do wartości początkowej środka trwałego). Koszt inwestycyjny danej technologii zostaje rozłożony na 60 równych rat ze stopą procentową równą 3%.

Amortyzacja inwestycji oraz operacyjne koszty stałe (*fixed operational & maintenance*) przypisane do danego roku analizy składają się na roczny koszt stały. Podczas wyznaczania całkowitego kosztu stałego CKS_t oraz całkowitego kosztu magazynów CKM suma rocznych kosztów stałych podlega rachunkowi dyskonta ze stopą 3%, rokiem odniesienia jest rok 2020.

4.3.2 Jednostkowe koszty zmienne

Na jednostkowe koszty zmienne wytwarzania energii składają się: koszty paliwa, emisji CO_2 oraz zmienne koszty operacyjne (*variable operational & maintenance*). Wartość $JKZ_{t,h}$ podlega rachunkowi dyskonta ze stopą 3%, rokiem odniesienia jest rok 2020.

4.3.3 Pozostałe założenia oraz parametry kosztowe i efektywnościowe

4.3.3.1 Założenia metodyczne

Poniższa lista ilustruje najistotniejsze z założeń metodycznych przyjętych dla celów badania:

1. Zdolności wytwórcze źródeł sterowalnych sięgają mocy nominalnej.
2. Odstawienia źródeł odnawialnych i rezerwowych nie są uwzględniane.
3. Koszt utylizacji paliwa jądrowego i infrastruktury NPP uwzględniony w kosztach stałych w wysokości 17 PLN/MWh [16], dla pozostałych technologii koszt usuwania infrastruktury uwzględniono jako 5-procentowy narzut na nakłady inwestycyjne *overnight* (OVN) [17].

4.3.3.2 Zestawienie głównych parametrów modelu

Tabelaryczne zestawienia Tab. 16, Tab. 17 i Tab. 18 zawierają główne parametry wykorzystane w badaniu do budowy modelu optymalizacyjnego.

Tab. 16. Parametry modelu dla poszczególnych technologii wytwórczych. Pola oznaczone (*) reprezentują skrajne wartości parametrów zmieniających się w okresie 60 lat objętych analizą. Parametr oznaczony (**) reprezentuje sumę zdyskontowanej wartości amortyzacji, kosztów stałych O&M, kosztów systemowych oraz kosztów likwidacji dla danej technologii, poniesionych w ciągu całego okresu analizy, podzieloną przez wielkość mocy zainstalowanej w tej technologii

Parametry modelu – technologie wytwórcze							
	fotowoltaika	**wiatr na lądzie**	**wiatr na morzu**	**gaz (OCGT)**	**gaz (CCGT)**	**el. jądrowa**	**magazyn energii**
Czas życia technologii [lata]	25	25	25	30	30	60	15
Jednostkowe nakłady inwestycyjne (*overnight*) [mln PLN/MW]	3,29 - 2,42*	5,53 - 4,21*	12,51 - 7,79*	2,17 - 2,02*	3,10 - 2,88*	21,41	1,94 - 1,85* (1 MW przez 4 h)
Jednostkowy zdyskontowany koszt stały [mln PLN/MW]**	7,98	17,40	31,42	4,87	6,38	28,08	7,48
***Capacity Factor* [%]**	12,0 - 16,0*	36,6 - 40,0*	46,4 - 52,1*	-		-	-
Sprawność [%]	-	-	-	37,3 - 37,6*	52,2 - 52,3*	32,6	85,0

Tab. 17. Parametry modelu – koszty systemowe, reprezentujące roczne nakłady na rozbudowę sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz koszt zapewnienia elastyczności KSE, w odniesieniu do MW mocy zainstalowanej niesterowanych OZE. W tabeli podano skrajne wartości parametrów zmieniających się w okresie 60 lat objętych analizą

Parametry modelu – koszty systemowe			
Technologia	**Penetracja [%]**	**Rozwoju sieci [tys. PLN/(MW× ROK)]**	**Rozwoju elastyczności [tys. PLN/(MW× ROK)]**
fotowoltaika	20	32,6 - 43,8	4,8 - 6,4
wiatr na lądzie	40	102,7 - 112,2	60,3 - 65,8
wiatr na morzu	40	132,2 - 148,5	45,8 - 51,5

Tab. 18. Parametry modelu - zakres kosztów paliw i uprawnień do emisji CO_2. Tabela mieści wartości skrajne dla okresu 60 lat objętych analizą

Parametry modelu – zakres kosztów paliw i emisji [PLN/MWh]			
	gaz (OCGT)	**gaz (CCGT)**	**el. jądrowa**
uran	-	-	25 - 27
gaz	263 - 323	188 - 233	-
CO2	58,47 - 113,50	41,86 - 81,62	-

4.3.3.3 Źródła danych

Ceny paliw i CO_2: na bazie źródła [18]

Kontraktowe nakłady inwestycyjne – Overnight Cost (OVN):

- Technologie odnawialne – *mid projections* [19], skorygowane do rynku UE na podstawie [20],
- Elektrownie jądrowe i gazowe CCGT – *mid projections* [21],
- Elektrownie gazowe szczytowe OCGT i magazyny energii [22].

Koszty operacyjne stałe (FOM) i zmienne (VOM):

- Wszystkie technologie wytwórcze – *mid projections* [23],
- Magazyny energii – *low projections* [24].

Sprawność wytwarzania energii – Heat Rate (HR):

- Elektrownie gazowe szczytowe OCGT [25],
- Pozostałe technologie wytwórcze – *mid projections* [26].

Współczynniki wykorzystania mocy – Capacity Factor (CF):

- Wiatr na morzu – *mid projections offshore*, TRG3-mid [27],
- Wiatr na lądzie [28],
- Fotowoltaika (PV) [29],
- Szeregi czasowe *capacity factors* dla technologii odnawialnych:
  Polskie Sieci Elektroenergetyczne, na podstawie Pan-European Climatic Database (ENTSO-E).

Czas życia poszczególnych technologii – Technical Lifetime (TLT): przyjęte na bazie źródeł [30-31].

Koszty systemowe: na bazie źródeł [32-38].

Bibliografia

[1] Komisja Europejska (2019) – Europejski Zielony Ład, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl, dostęp 2020-07-08

[2] PSE (2020), Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 – dokument główny, Analiza wystarczalności generacji dla lat 2020-2030

[3] OECD-NEA (2018), The Full Costs of Electricity Provision

[4] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 października 2012 r. w sprawie wysokości wpłaty na pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni jądrowej dokonywanej przez jednostkę organizacyjną, która otrzymała zezwolenie na eksploatację elektrowni jądrowej

[5] OECD-NEA (2012), Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems

[6] OECD-NEA (2018), The Full Costs of Electricity Provision

[7] OECD-NEA (2012), Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems

[8] IEA (2014), The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems

[9] Hirth et. al. (2015), Integration costs revisited—An economic framework for wind and solar variability

[10] Ueckerdt et al. (2013), What are the costs of variable renewables Energy

[11] AGORA Energiewende (2015), The Integration Costs of Wind and Solar Power

[12] Imperial College of London (2013), Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation

[13] NREL (2019), 2019 Annual Technology Baseline, https://atb.nrel.gov/electricity/2019

[14] IEA (2019), World Energy Outlook 2019, EU Stated Policies scenarios

[15] IEA-NEA (2015), Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition

[16] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 października 2012 r. w sprawie wysokości wpłaty na pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni jądrowej dokonywanej przez jednostkę organizacyjną, która otrzymała zezwolenie na eksploatację elektrowni jądrowej

[17] IEA-NEA (2015), Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition

[18] IEA (2019), World Energy Outlook 2019, EU Stated Policies scenarios

[19] NREL (2019), 2019 Annual Technology Baseline, https://atb.nrel.gov/electricity/2019

[20] IEA (2019), World Energy Outlook 2019, EU Stated Policies scenarios

[21] NREL (2019), 2019 Annual Technology Baseline, https://atb.nrel.gov/electricity/2019

[22] PSE (2020), Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 – dokument główny, Analiza wystarczalności generacji dla lat 2020-2030

[23] NREL (2019), 2019 Annual Technology Baseline, https://atb.nrel.gov/electricity/2019

[24] NREL (2019), 2019 Annual Technology Baseline, https://atb.nrel.gov/electricity/2019

[25] PSE (2020), Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 – dokument główny, Analiza wystarczalności generacji dla lat 2020-2030
[26] NREL (2019), 2019 Annual Technology Baseline, https://atb.nrel.gov/electricity/2019
[27] NREL (2019), 2019 Annual Technology Baseline, https://atb.nrel.gov/electricity/2019
[28] PSE (2020), Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 – dokument główny, Analiza wystarczalności generacji dla lat 2020-2030
[29] PSE (2020), Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 – dokument główny, Analiza wystarczalności generacji dla lat 2020-2030
[30] Fraunhoffer Institute (2018), Levelized Cost Of Electricity Renewable Energy Technologies 2018
[31] IEA-NEA (2015), Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition
[32] OECD-NEA (2018), The Full Costs of Electricity Provision
[33] OECD-NEA (2012), Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-Carbon Electricity Systems
[34] IEA (2014), The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems
[35] Hirth et. al. (2015), Integration costs revisited—An economic framework for wind and solar variability
[36] Ueckerdt et al. (2013), What are the costs of variable renewables Energy
[37] AGORA Energiewende (2015), The Integration Costs of Wind and Solar Power
[38] Imperial College of London (2013), Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation