



Energia jądrowa czy odnawialna? Energetyka jądrowa a inne (zeroemisyjne) źródła energii w systemie energetycznym

Zestawienie kosztów alternatywnych strategii zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce

Warszawa, 29 listopada 2021 | Narodowe Centrum Analiz Energetycznych

Spis treści

- Sformułowanie pytania badawczego
- Zestawienie wyników optymalizacji
- Analiza wyników dla poszczególnych strategii
- Główne założenia metodologiczne
- Podsumowanie

Uwaga – studium zostało przeprowadzone w Narodowym Centrum Analiz Energetycznych (NCAE) tworzonym przez ekspertów z NCBJ i PSE Innowacje. Założenia przygotowano w Biurze Obsługi Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej (BP), a parametryzację skonsultowano z przedstawicielami Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE).

Sformułowanie pytania badawczego

Główne różnice w stosunku do klasycznych CBA?

Kontekst

Polski Rząd jest odpowiedzialny za utrzymanie **bezpieczeństwa energetycznego** kraju. Zadaniem Rządu jest zapewnienie KSE **6 GW stale dostępnej mocy dyspozycyjnej** na 60 lat.

Alternatywne rozwiązania

Uwzględniając trendy europejskie w sektorze energii (*EU Green Deal*) **rozważane są 4 strategie niskoemisyjne oraz 3 strategie zero-emisyjne.**

Na każdą składa się kombinacja technologii wiodących (zero-emisyjnych - OZE/EJ) oraz rezerwowych, gwarantujących pewność dostaw (gaz/magazyn). Kompozycja danego miks energetycznego jest **niezmienna przez całe 60 lat** objętych analizą.

Wymagane cechy rozwiązania

Każda strategia musi gwarantować **100% ciągłości dostaw energii elektrycznej przy pełnym zbilansowaniu systemu.**

Założono brak możliwości importu oraz eksportu nadwyżek energii generowanych przez OZE. Przesycenie rynku tymi instalacjami, wynikające z realizacji *EU Carbon Neutrality* prowadzi do nadwyżek oraz niedoborów energii występujących w tych samych okresach na terenie całej UE.

Miara porównawcza

Dla każdej strategii wybieramy z dostępnych technologii **kompozycję źródeł o najniższym koszcie.** Wśród wskaźników jakości strategii znajduje się **LCOE systemowe** (*System Levelized Cost of Energy*). LCOE systemowe to średni, zdyskontowany koszt całkowity produkcji jednostki energii z danego miks w badanym okresie z uwzględnieniem kosztów systemu elektroenergetycznego.

Zestawienie wyników optymalizacji

Miara		Strategia W	Strategia Wm	Strategia F0	Strategia WF (WF0)*	Strategia J (J0)*
Kompozycja miks	technologia wiodąca	wiatr na lądzie + wiatr na morzu	wiatr na morzu	fotowoltaika	wiatr na lądzie + wiatr na morzu + fotowoltaika	energia jądrowa
	technologia rezerwowa	gaz	gaz	magazyn	gaz + magazyn (magazyn)	gaz (energia jądrowa)
LCOE systemowe	[PLN/MWh]	292	324 {380}**	1 526	292 (495)	207 (213)
Koszt sumaryczny zdyskontowany	[mld PLN/60 lat]	345	384 {450}**	1 804	345 (586)	245 (252)
Emisja CO ₂	[mIn t/60 lat]	451	1 204	0	451 (0)	60 (0)
Nadmiarowa produkcja energii powyżej zapotrzebowania	[%/60 lat]	3	0	318	3 (100)	0 (0)

* Wyniki dla strategii zero-emisyjnych (WF0 i J0) podano w nawiasach ()

** Wyniki uwzględniające wymuszoną budowę 9,6 GW morskich farm wiatrowych podano w nawiasach { }

Główne obserwacje

- Strategie jądrowe (J/J0) są najbardziej opłacalne, wykazują o ok. **100 mld PLN niższe koszty** od najlepszych strategii OZE (W,WF)
- Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne **wiatr na morzu nie powstał w żadnym scenariuszu**. W strategii morskiej (Wm) optymalizator, minimalizując koszty, zdecydował o wybudowaniu i produkcji energii wyłącznie ze źródeł rezerwowych (gaz CCGT)
- **Strategie zero-emisyjne oparte o OZE (F0/WF0) są najdroższe** mimo przyjęcia najniższych projekcji kosztów magazynów energii
- Strategie wiatrowe (W/WF) charakteryzuje **7,5 razy większa emisja CO₂** niż w przypadku energetyki jądrowej wspomaganej gazem (J)
- Spośród strategii zero-emisyjnych strategia J0 pozwala osiągnąć zerową emisję CO₂ przy **najniższym koszcie sumarycznym**

Strategie konfiguracji technologii wytwórczych

<i>strategia</i>	<i>kompozycja</i>	<i>interpretacja</i>
W	wiatr na lądzie i morzu + gaz i magazyn energii	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 zero-emisyjnego; wspomagane gazem
FO	PV + magazyn energii	Zero-emisyjna 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 (gaz i magazyny)
J	energia jądrowa + gaz	Elektrownia jądrowa zapewniająca wysoką dyspozycyjność, wspomagana instalacjami gazowymi na czas odstawień

Końcowa struktura mocy wytwórczych każdej strategii dobierana jest przez optymalizator w taki sposób, aby - wykorzystując dostępne technologie - zapewnić najniższy sumaryczny koszt wytwarzania energii elektrycznej

Strategie uzupełniające

Zbiór pięciu podstawowych strategii poszerzamy o dwa warianty zero-emisyjne w celu zbadania jak konieczność spełnienia długoterminowych celów UE wpływa na sumaryczny koszt przedsięwzięcia

strategia

kompozycja

interpretacja

WFO

wiatr na lądzie i morzu,
PV + magazyn energii

Zero-emisyjna strategia, w której rozwój energetyki wiatrowej i PV rezerwowany jest wielkoskalowymi magazynami energii

JO

wyłącznie energetyka
jądrowa

Zero-emisyjna strategia, w której energetyka jądrowa pracuje jako źródło podstawowe i rezerwowe

Końcowa struktura mocy wytwórczych każdej strategii dobierana jest przez optymalizator w taki sposób, aby - wykorzystując dostępne technologie - zapewnić najniższy sumaryczny koszt wytwarzania energii elektrycznej

Strategia W: wiatr + gaz

Wynik optymalizacji: moc zainstalowana [GW]

wiatr na lądzie	wiatr na morzu	gaz (CCGT)	gaz (OCGT)
10,17	0,00	4,03	1,97

Struktura kosztów	[mld PLN]
Koszty stałe	173,7
- Nakłady inwestycyjne	123,1
- Koszt kapitału	13,7
- Koszt stały operacyjny	36,9
Koszt zmienny	132,6
- Emisji CO2	29,5
- Paliwa	98,4
- Koszt zmienny operacyjny	4,7
Koszt systemowy	38,6
- Bilansowania i elastyczności	14,3
- Rozwoju sieci	24,3
Koszt sumaryczny	344,9
- w tym koszt rezerwy	167,9

Koszt stały stanowi połowę nakładów na wdrożenie strategii, a niemal 9% stanowią uprawnienia do emisji CO₂.

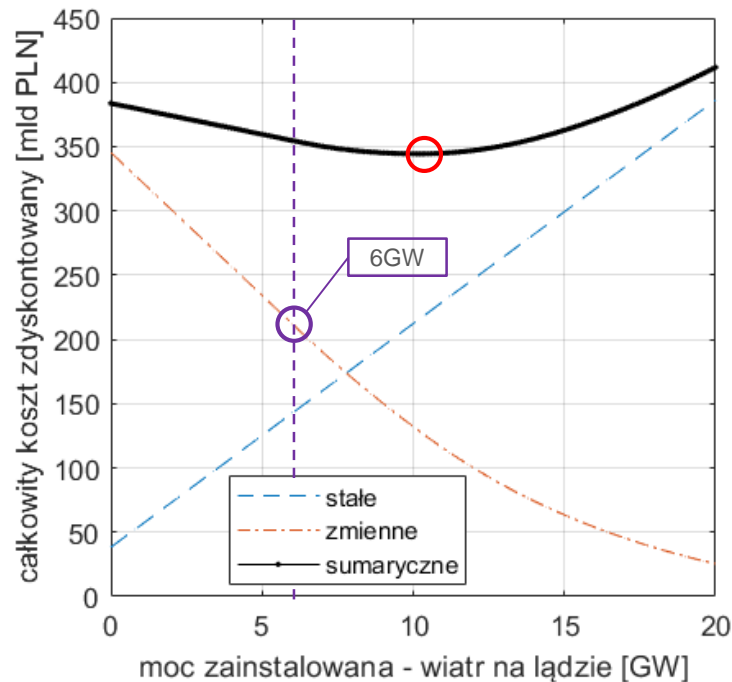
Rysunek przedstawia koszt wdrożenia strategii w funkcji mocy zainstalowanej lądowych farm wiatrowych przy założeniu, że technologią rezerwową jest gaz. Koszty stałe i systemowe rosną wraz z rozbudową OZE (niebieska prosta), a koszt zmienny spada na skutek mniejszego zużycia gazu ziemnego (pomarańczowa krzywa). 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. Optymalizator nie wybudował farm morskich przez zbyt wysokie koszty.

LCOE systemowe

291,6 PLN/MWh



Analiza wyniku: Dlaczego 10,2 GW mocy farm wiatrowych to optimum?



Strategia Wm: wiatr na morzu + gaz

Wynik optymalizacji: moc zainstalowana [GW]

wiatr na morzu	gaz (CCGT)	gaz (OCGT)
0	6,00	0

Struktura kosztów	[mld PLN]
Koszty stałe	38,3
- Nakłady inwestycyjne	29,7
- Koszt kapitału	3,3
- Koszt stały operacyjny	5,2
Koszt zmienny	345,4
- Emisji CO2	77,4
- Paliwa	255,9
- Koszt zmienny operacyjny	12,1
Koszt systemowy	0,0
- Bilansowania i elastyczności	0,0
- Rozwoju sieci	0,0
Koszt sumaryczny	383,7
- w tym koszt rezerwy	383,7

Niemal 90% nakładów na wdrożenie strategii stanowią koszty zmienne, z których ¾ to koszt gazu ziemnego.

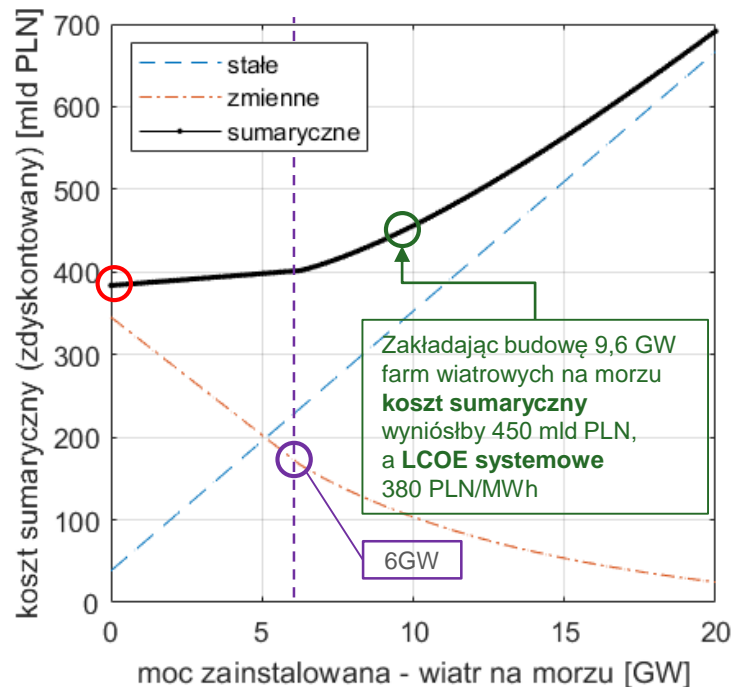
Rysunek przedstawia koszt wdrożenia strategii w funkcji mocy zainstalowanej morskich farm wiatrowych przy założeniu, że technologią rezerwową jest gaz. Koszty stałe i systemowe rosną wraz z rozbudową OZE (niebieska prosta), a koszt zmienny spada na skutek mniejszego zużycia gazu ziemnego (pomarańczowa 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 CO₂ (od 25 EUR/tCO₂ do 50 EUR/tCO₂ w 2050). Suma kosztów (czarna krzywa) osiąga wartość najmniejszą w lewym skrajnym punkcie wykresu – brak morskich farm wiatrowych.

LCOE systemowe

324,4 PLN/MWh



Analiza wyniku: Dlaczego brak morskich farm wiatrowych jest optymalnym wyborem?



Strategia F0: słońce + magazyn

Wynik optymalizacji: moc zainstalowana [GW]

fotowoltaika [GW]

178,59

magazyn energii [GWh]

203,08

Struktura kosztów [mld PLN]

Koszty stałe	1635,8
- Nakłady inwestycyjne	1300,8
- Koszt kapitału	145,1
- Koszt stały operacyjny	189,9
Koszt zmienny	0,0
- Emisji CO2	0,0
- Paliwa	0,0
- Koszt zmienny operacyjny	0,0
Koszt systemowy	168,7
- Bilansowania i elastyczności	21,7
- Rozwoju sieci	147,0
Koszt sumaryczny	1804,5
- w tym koszt rezerwy	379,6

F0 jest najdroższą z rozważanych strategii. Jej wdrożenie wiąże się z powstaniem nadwyżki energii (możliwość zastosowania *power-to-gas*)

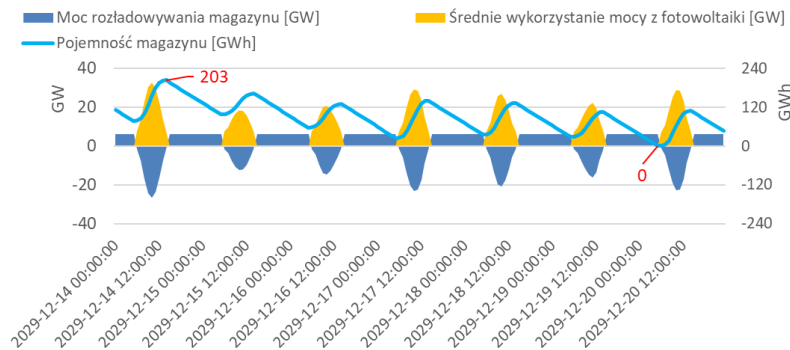
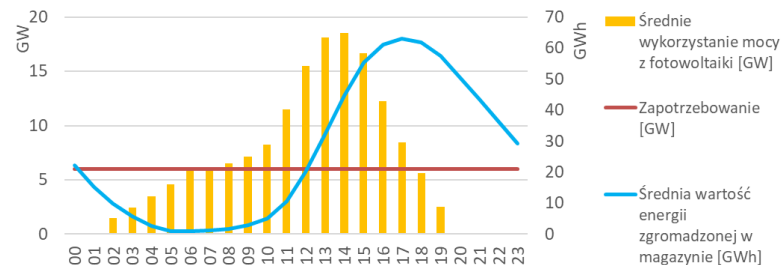
Gdyby strategia F0 zakładała jedynie produkcję energii, która odpowiada 6 GW x 60 lat bez konieczności zapewnienia 100% ciągłości dostaw, wystarczyłoby 42 GW mocy zainstalowanej w fotowoltaice, wartej 286 mld zł. Jednakże, uwzględniając konieczność zapewnienia ciągłej dyspozycyjności mocy, tj. wdrożenia magazynów energii oraz zwiększenia wolumenu PV w celu ich ładowania, niezbędna **ilość mocy PV wzrasta ponad czterokrotnie do poziomu ok. 180 GW**. Średni poziom zmagazynowanej energii jest przesunięty w fazie w stosunku do generacji PV. Potrzeba wielkości magazynu uwidacznia się w grudniu, gdy w ciągu 5 **kolejnych** dni następuje całkowite rozładowanie baterii.

LCOE systemowe

1 525,7 PLN/MWh



Analiza wyniku: Dlaczego moc zainstalowana PV jest tak duża?



Strategia WF:

wiatr, PV + gaz i magazyn

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

Struktura kosztów	[mld PLN]
Koszt stały	173,7
- Nakłady inwestycyjne	123,1
- Koszt kapitału	13,7
- Koszt stały operacyjny	36,9
Koszt zmienny	132,6
- Emisji CO2	29,5
- Paliwa	98,4
- Koszt zmienny operacyjny	4,7
Koszt systemowy	38,6
- Bilansowania i elastyczności	14,3
- Rozwoju sieci	24,3
Koszt sumaryczny	344,9
- w tym koszt rezerwy	167,9

Wyniki dla strategii WF są identyczne jak w przypadku strategii W.

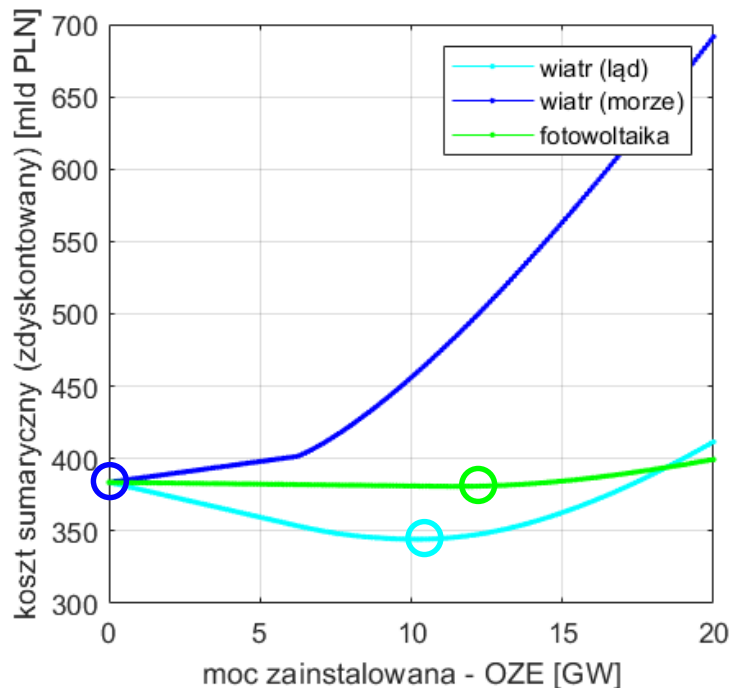
Trzy krzywe na przedstawione na rysunku ilustrują zdyskontowane koszty sumaryczne dla trzech technologii OZE w funkcji wolumenu mocy zainstalowanej przy założeniu technologii CCGT działającej w rezerwie. Okręgi oznaczają optymalny kosztowo poziom technologii odnawialnej. Uwzględnienie w optymalizacji możliwość 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 przypadku PV wskaźnik wykorzystania mocy wiatr na lądzie z rezerwą gazową jest obecnie najtańszą strategią OZE.

LCOE systemowe

291,6 PLN/MWh



Analiza wyniku: Dlaczego miks nie uwzględnia fotowoltaiki i wiatru na morzu?



Strategia J:

energia jądrowa + gaz

Wynik optymalizacji: moc zainstalowana [GW]

energia jądrowa	gaz (CCGT)	gaz (OCGT)
6,00	1,00	0

Struktura kosztów	[mld PLN]
Koszt stały	169,2
- Nakłady inwestycyjne	106,3
- Koszt kapitału	11,9
- Koszt stały operacyjny	51,0
Koszt zmienny	75,8
- Emisji CO2	3,9
- Paliwa	42,5
- Koszt zmienny operacyjny	29,5
Koszt systemowy	0,0
- Bilansowania i elastyczności	0,0
- Rozwoju sieci	0,0
Koszt sumaryczny	245,1
- w tym koszt rezerwy	23,7

Koszty stałe to 70% sumy nakładów i niemal w całości służą budowie bloków jądrowych, rezerwa generuje ¼ kosztów zmiennych.

Analiza zakłada budowę 6 bloków napędzanych paliwem jądrowym po 1 GW mocy zainstalowanej. Każdy z bloków działa przez 95% roku (2,5 tygodnia przeznaczane jest na niedyspozycyjność), a odstawienia bloków nie nakładają się. Rezerwowe źródło (elektrownie gazowe) o łącznej mocy 1 GW dostarczają moc w czasie niedyspozycyjności siłowni jądrowych.

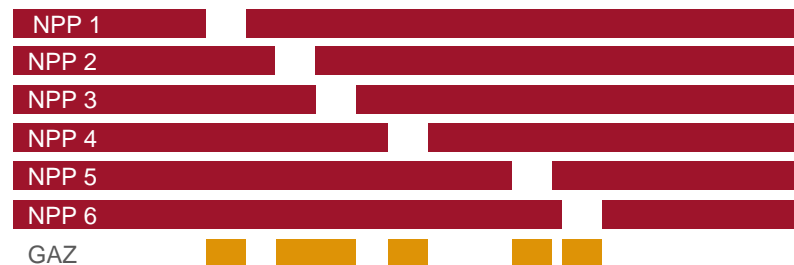
Choć instalacje jądrowe odpowiadają za 95% produkcji energii, przypisywany im koszt stanowi 90% całości nakładów na wdrożenie strategii J.

LCOE systemowe

207,2 PLN/MWh



Analiza wyniku: Dlaczego siłownie jądrowe działają wraz z blokami gazowymi?



Koszt związany z technologiami strategii J



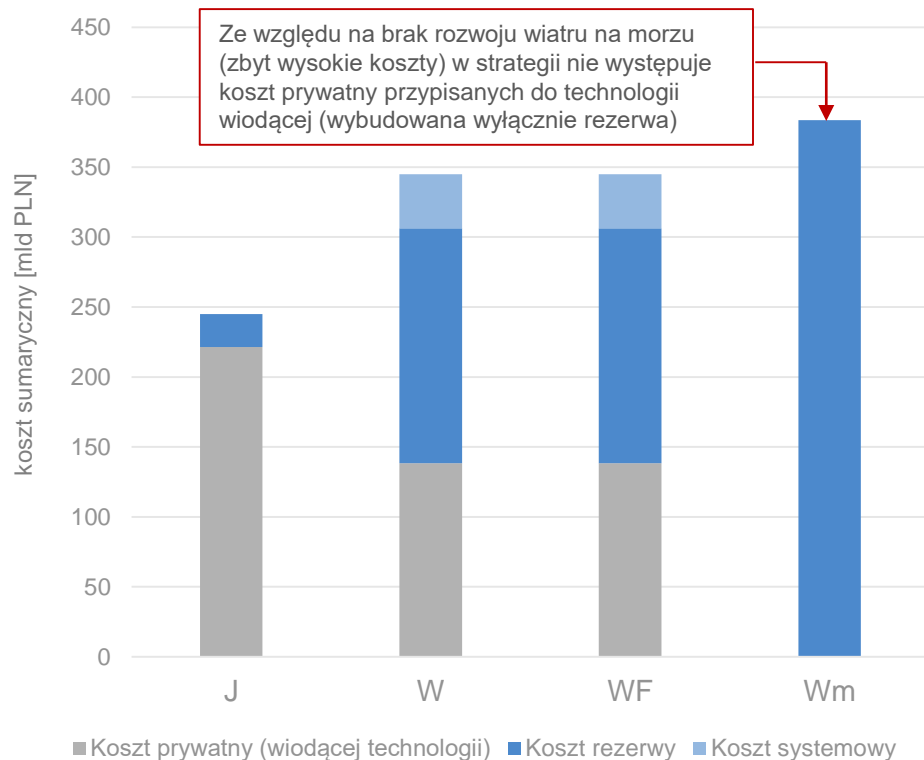
- instalacje jądrowe
- instalacje gazowe

Produkcja energii w technologiach strategii J



- instalacje jądrowe
- instalacje gazowe

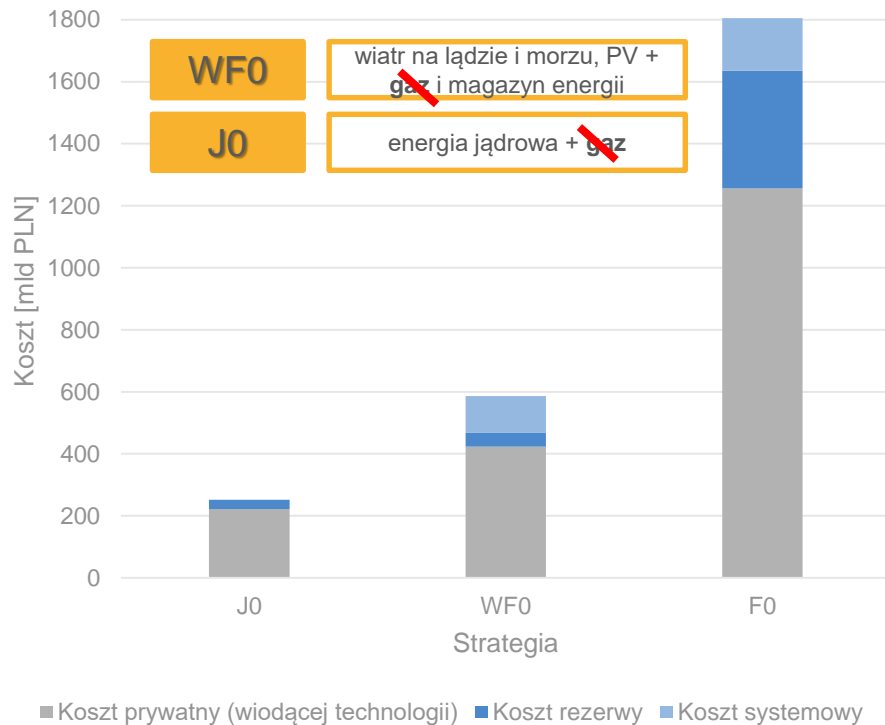
Dekompozycja kosztów strategii niskoemisyjnych



Obserwacje:

- Koszty prywatne energetyki jądrowej są największe, jednak ze względu na dużą dyspozycyjność oraz możliwość produkcji energii na żądanie, **koszt rezerwy dla strategii J jest znacznie niższy** niż strategii zawierających źródła odnawialne (W, WF)
- W przypadku strategii Wm, dostarczenie energii i mocy za pomocą technologii rezerwowej (CCGT) okazuje się być rozwiązaniem o najniższym koszcie, co stawia **pod znakiem zapytania opłacalność wczesnego rozwoju morskich farm wiatrowych na Bałtyku**
- Zgodnie z przyjętą parametryzacją, **koszty systemowe** nie występują w przypadku instalacji sterowalnych i nierozproszonych (strategie J i Wm). Wynika to z pomijalnej konieczności bilansowania oraz możliwości wykorzystania istniejącej sieci przesyłowej podczas budowy nowych elektrowni w miejscu starych. **Koszty systemowe wraz z rezerwą stanowią ponad połowę kosztów strategii wiatrowych (W, WF)**

Dekompozycja kosztów strategii zero-emisyjnych

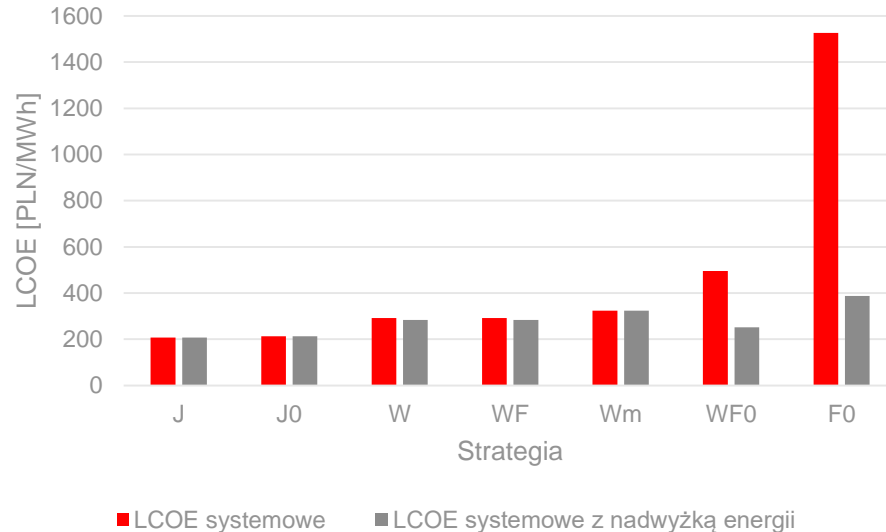


Obserwacje:

- **Największe koszty prywatne** wiążą się ze strategią F0, która wymaga ogromnych nakładów inwestycyjnych na instalacje PV i magazyny energii. Głównym powodem jest **niewielki współczynnik wykorzystania mocy PV**
- **Strategia WF0 cechuje się kosztem znacząco niższym niż F0** (dopuszcza budowę bardziej efektywnych niż fotowoltaika farm wiatrowych) lecz wyższym niż WF (wymaga budowy magazynów energii zamiast instalacji gazowych)
- **Najniższy koszt sumaryczny** wykazuje strategia zeroemisyjna oparta o atom (J0), zakładająca budowę 7 bloków elektrowni jądrowej o mocy 1 GW, co pozwala zaspokoić 100% zapotrzebowania na 6 GW w każdej godzinie z analizowanych 60 lat. Wzrost systemowego LCOE względem strategii J wynosi zaledwie 6 PLN/MWh

LCOE systemowe [PLN/MWh]				
J0	WF0	F0	J	WF
212,8	495,3	1 525,7	207,2	291,6

Jak uwzględnienie nadwyżki energii zmienia wartość wskaźnika systemowego LCOE

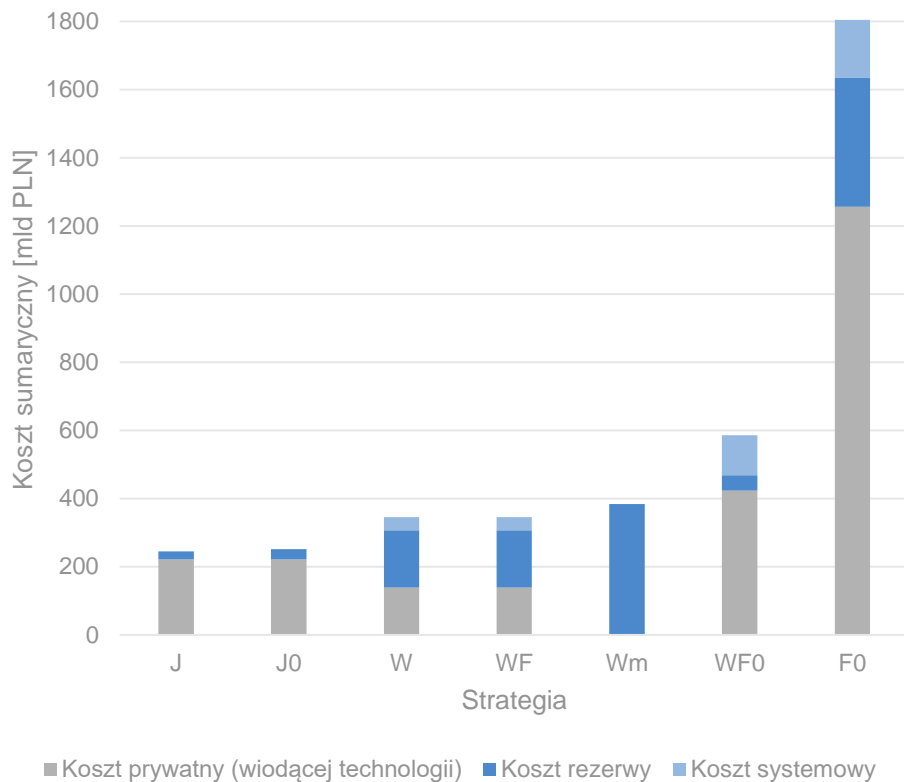


Obserwacje:

- LCOE systemowe uwzględniające nadwyżkę energii jest istotnie różne od przyjętej miary jedynie dla strategii F0 i WFO
- Nadwyżka energii w przypadku F0 wynosi 318% zapotrzebowania, a dla WFO – 100%.
- Niezależnie od założeń metodycznych dotyczących sposobu wyznaczania systemowego LCOE, strategię oparte o energetykę jądrową (J/J0) pozostają najbardziej efektywne kosztowo.

Strategia	[PLN/MWh]						
	J	J0	W	WF	Wm	WFO	F0
LCOE systemowe	207,2	212,8	291,6	291,6	324,4	495,3	1 525,6
LCOE systemowe uwzględniające nadwyżkę energii	207,2	212,8	283,8	283,8	324,4	252,4	387,4

Podsumowanie



Najważniejsze wnioski

1. Wykorzystanie **energii jądrowej** jest najtańszym sposobem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, także w wariacie zakładającym całkowity brak emisji CO₂.
2. Analiza kosztów gwarancji pełnej dyspozycyjności mocy wskazuje **brak opłacalności ekonomicznej morskich farm** wiatrowych, niemniej o rozwoju tej technologii mogą zdecydować inne przesłanki.
3. Najefektywniejszą kosztowo technologią odnawialną jest **wiatr na lądzie**. Inwestycje w wiatr na morzu generują wysokie koszty nawet przy niskim koszcie kapitału.
4. Strategie oparte o **niesterowalne źródła odnawialne** cechuje **kosztowny obowiązek zapewnienia rezerwy mocy** (oraz związane z nią emisje CO₂), stanowiący nawet połowę sumarycznych kosztów wytwarzania energii.
5. Strategie OZE zakładające całkowity brak emisji CO₂ wymagają wybudowania **wielkich instalacji magazynujących** oraz odpowiednio **dużych mocy zainstalowanych** źródeł OZE w celu zapewnienia możliwości ładowania magazynów.

Dziękujemy za uwagę

Narodowe Centrum Analiz Energetycznych
Interdyscyplinarny Zakład Analiz Energetycznych
Narodowe Centrum Badań Jądrowych
www.idea.edu.pl

Założenia metodologiczne i parametryzacja

Metodologia:

- Koszty kapitałowe zostały uwzględnione jako amortyzacja sumy wydatków przewidzianych w celu zapewnienia funkcjonowania infrastruktury przez kolejnych 60 lat. Założenie opracowane przez BP
- Kompozycja miksu dla każdej ze strategii OZE jest wynikiem optymalizacji liniowej. Optymalizator przyjmuje dane w rozdzielczości godzinowej (60 lat) i wykorzystuje klaster obliczeniowy w celu osiągnięcia wyniku. Model opracowany przez NCAE
- Szacowanie poziomu emisji CO₂ związanego z wdrożeniem strategii uwzględnia proces spalania gazu w blokach CCGT/OCGT. Ślad węglowy związany z wytwarzaniem infrastruktury energetycznej nie został uwzględniony.

Parametryzacja:

- Dane nt. technologii wytwórczych zgodne z *Planem Rozwoju Sieci Przesyłowej (PSE)*. Parametryzacja technologii magazynowania wg bazy NREL (baterie mają pojemność równą 4 h nominalnej mocy rozładowania). Szeregi czasowe (*capacity factors*) dla źródeł odnawialnych zależnych od pogody dostarczone przez PSE (oparte o ENTSO-E/MAF).
- Koszty systemowe, tj. rozbudowy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz bilansowania i elastyczności. Dane dostarczone przez BP.]
- [Pozostałe założenia i parametry](#)

Założenia i parametry

- Zdolności wytwórcze źródeł sterowalnych sięgają mocy nominalnej.
- Odstawienia źródeł odnawialnych i rezerwowych nie są uwzględniane
- Próg opłacalności dostarczania energii, tzw. *Value of Lost Load* (VoLL) to 1 000 000 zł/MWh
- Koszt utylizacji paliwa jądrowego i infrastruktury NPP uwzględniony w kosztach stałych w wysokości 17 zł/MWh, dla pozostałych technologii koszt usuwania infrastruktury uwzględniono jako 5% narzut na nakłady inwestycyjne overnight (BP).
- Systemowe LCOE dla danej strategii obliczane jest przy założeniu, że produkcja energii w ramach każdej strategii i każdego roku jest stała i wynosi 6 GW × 8760 h (BP). LCOE systemowe uwzględnia koszty wszystkich technologii wchodzących w skład danej strategii oraz koszty dodatkowe systemu elektroenergetycznego.

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

$P_{t,y}, E_{t,y}$	moc zainstalowana, energia wytworzona w technologii t danym roku y
$KS_{t,y}, KZ_{t,y}$	koszt stały (w tym koszt systemowy) i zmienny przypisany technologii t w roku y
r	stopa dyskonta

Metoda uwzględniania kosztów inwestycyjnych

1. **Jednostkowe nakłady inwestycyjne określone są wskaźnikiem 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 3 generacji zostanie włączone do sumy nakładów inwestycyjnych. Wielkość nakładów jednostkowych każdej kolejnej generacji technologicznej maleje zgodnie z trendami rynkowymi uwzględnionymi w badaniu (krzywe kosztów technologii NREL).
2. W celu wyznaczenia kosztów finansowania budowy parku wytwórczego założono jednolity, **8-letni okres budowy, w którym ponoszone są sumaryczne nakłady inwestycyjne**, niezbędne do realizacji 60-letniej strategii. Nakłady zostały rozłożone równomiernie na 8 lat budowy, założono koszt kapitału na okres budowy równy dla każdego koszyka technologii, wynoszący **3%**.
3. **Amortyzacja majątku** w wytwórczego liczona jest od kwoty spisania nakładów inwestycyjnych na środki trwałe (uwzględniając koszty finansowania inwestycji w okresie budowy). Sumaryczny koszt strategii zostaje rozłożony na 60 równych rat ze stopą procentową równą **3%**.
4. Kwota amortyzacji podlega rachunkowi dyskonta ze stopą 3%, rokiem odniesienia jest rok 2020.

Państwo jako inwestor przy realizacji strategii energetycznej

Jak wyglądają przepływy pieniężne z punktu widzenia państwa?

- Państwo podejmując decyzję o realizacji strategii **nie odpowiada za wygenerowanie kapitału** niezbędnego do pokrycia nakładów inwestycyjnych. Za generację kapitału odpowiada sektor energetyczny oczekujący określonego zwrotu z inwestycji. Ze względu na specyfikę budowy elektrowni jądrowej, rola państwa w tym przypadku może być inna.
- Zadaniem państwa jest stworzenie mechanizmów prawnych i regulacyjnych, które umożliwią sektorowi energetycznemu realizację przyjętej strategii, przy zachowaniu jak najniższych kosztów.
- Faktyczną inwestycją państwa jest **zobowiązanie do spłaty nakładów inwestycyjnych** ponoszonych przez sektor energetyczny **za pośrednictwem klientów końcowych**, którzy obciążeni zostaną kosztem zakupu energii, systemów wsparcia, taryfy przesyłowej i innych nośników kosztów energii w 60-letnim okresie realizacji strategii.
- Rząd, jako pośredni dysponent kapitału obywateli, **nie może wykazać przychodów ani oszczędności** (nie dysponuje fizycznym pieniądzem), zatem rachunek ekonomiczny państwa sprowadza się **wyłącznie do strony kosztowej**. Przepływy pieniężne uwzględniają bezpośrednio i pośrednio koszty wytwarzania energii, a także amortyzację majątku wytwórczego oraz sieciowego, będącą nośnikiem nakładów inwestycyjnych sektora energetycznego.

Sformułowanie problemu optymalizacyjnego

Funkcja celu:

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

(minimalizacja sumy kosztów stałych i zmiennych związanych z produkcją energii w zadanym okresie)

Zbiór ograniczeń nakładanych na rozwiązanie:

- $\bigwedge_h \sum_t E_{t,h} = 6000 \text{ MWh}$ (stałe zapotrzebowanie 6000 MW w każdej godzinie)
- $\sum_{t \in \text{STER}} P_t^{ins} = 6000 \text{ MW}$ (moc w instalacjach sterowalnych, tj. gazowych lub jądrowych równa 6 GW)
- $\bigwedge_{h,t \in \text{STER}} 0 \leq E_{t,h} < P_t^{ins} \cdot 1 \text{ h}$ (energia wytwarzana w jednostce czasu jest ograniczona przez moc zainstalowaną)
- $\bigwedge_{h,t \in \text{OZE}} P_t^{ins} \cdot cf_{t,h} \cdot 1 \text{ h} = E_{t,h}$ (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)
- zasada zachowania energii w magazynie

Objaśnienia symboli:

Indeksy

- t – technologia, np. fotowoltaika
- h – godzina (z zakresu $\{1, 2, 3, \dots, 60 \cdot 8760\}$)

Zmienne optymalizacyjne

- P_t^{ins} – moc zainstalowana [MW]
- $E_{t,h}$ – energia wygenerowana [MWh]
- E_{mag}^{max} – pojemność magazynu [MWh]

Parametry

- $JKSt$ – jednostkowy koszt stały [PLN/MW]
- $JKZ_{t,h}$ – jednostkowy koszt zmienny [PLN/MWh]
- JKM – jednostkowy koszt kapitałowy magazynu [PLN/MWh]

Przegląd kluczowych parametrów modelu

Parametry modelu – technologie wytwórcze

	fotowoltaika	wiatr na lądzie	wiatr na morzu	gaz (OCGT)	gaz (CCGT)	el. jądrowa	magazyn
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*	21,41-18,72*	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

* zakres wartości na przestrzeni 60 lat objętych analizą

Parametry modelu – koszty systemowe

Technologia	Penetracja [%]	Rozwoju sieci [tys. PLN/MW]	Bilansowania i elastyczności [tys. PLN/MW]
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

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	-

** suma zdyskontowanej wartości amortyzacji nakładów inwestycyjnych, kosztów stałych O&M oraz kosztów systemowych na daną technologię poniesiona w ciągu 60 letniego okresu analizy, podzielona przez wielkość mocy zainstalowanej w tej technologii

Zestawienie wyników optymalizacji miksu

Morskie elektrownie wiatrowe nie zostały zbudowane ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne

Miaralstrategia	J			W			WF			Wm		
Kompozycja miksu	energia jądrowa + gaz			wiatr na lądzie i morzu + gaz			wiatr na lądzie i morzu oraz fotowoltaika + gaz i magazyn			wiatr na morzu + gaz		
	EJ	REZ	SUM	OZE	REZ	SUM	OZE	REZ	SUM	OZE	REZ	SUM
LCOE systemowe [PLN/MWh]			207,2			291,6			291,6			324,4
1. Koszt stały [mld PLN/60 lat]	162,8	6,4	169,2	138,4	35,3	173,7	138,4	35,3	173,7	0,0	38,3	38,3
- Nakłady inwestycyjne	101,4	5,0	106,3	96,3	26,8	123,1	96,3	26,8	123,1	0,0	29,7	29,7
- Koszt kapitału	11,3	0,6	11,9	10,7	2,9	13,7	10,7	2,9	13,7	0,0	3,3	3,3
- Koszt stały operacyjny	50,2	0,9	51,0	31,4	5,5	36,9	31,4	5,5	36,9	0,0	5,2	5,2
2. Koszt zmienny [mld PLN/60 lat]	58,6	17,3	75,8	0,0	132,6	132,6	0,0	132,6	132,6	0,0	345,4	345,4
- Emisji CO2	0,0	3,9	3,9	0,0	29,5	29,5	0,0	29,5	29,5	0,0	77,4	77,4
- Paliwa	29,7	12,8	42,5	0,0	98,4	98,4	0,0	98,4	98,4	0,0	255,9	255,9
- Koszt zmienny operacyjny	28,9	0,6	29,5	0,0	4,7	4,7	0,0	4,7	4,7	0,0	12,1	12,1
3. Koszt systemowy [mld PLN/60 lat]	0,0	0,0	0,0	38,6	0,0	38,6	38,6	0,0	38,6	0,0	0,0	0,0
- Rozwoju sieci	0,0	0,0	0,0	24,3	0,0	24,3	24,3	0,0	24,3	0,0	0,0	0,0
- Bilansowania i elastyczności	0,0	0,0	0,0	14,3	0,0	14,3	14,3	0,0	14,3	0,0	0,0	0,0
Koszt sumaryczny [mld PLN/60 lat]	221,4	23,7	245,1	177,0	167,9	344,9	177,0	167,9	344,9	0,0	383,7	383,7

Zestawienie wyników optymalizacji miksu

Miaralstrategia	J0			WF0			F0		
Kompozycja miksu	energia jądrowa			wiatr na lądzie i morzu oraz fotowoltaika + magazyn			fotowoltaika + magazyn		
	EJ	REZ	SUM	OZE	REZ	SUM	OZE	REZ	SUM
LCOE systemowe [PLN/MWh]			212,8			495,3			1 525,7
1. Koszt stały [mld PLN/60 lat]	162,8	27,1	190,0	423,2	44,7	467,8	1 256,2	379,6	1 635,8
- Nakłady inwestycyjne	101,4	16,9	118,3	294,4	35,3	329,7	1 000,6	300,2	1 300,8
- Koszt kapitału	11,3	1,9	13,2	32,8	3,9	36,8	111,6	33,5	145,1
- Koszt stały operacyjny	50,2	8,4	58,5	95,9	5,4	101,3	144,1	45,9	189,9
2. Koszt zmienny [mld PLN/60 lat]	58,6	3,1	61,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Emisji CO2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Paliwa	29,7	1,6	31,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Koszt zmienny operacyjny	28,9	1,5	30,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3. Koszt systemowy [mld PLN/60 lat]	0,0	0,0	0,0	118,0	0,0	118,0	168,7	0,0	168,7
- Rozwoju sieci	0,0	0,0	0,0	74,3	0,0	74,3	14,0	0,0	147,0
- Bilansowania i elastyczności	0,0	0,0	0,0	43,6	0,0	43,6	21,7	0,0	21,7
Koszt sumaryczny [mld PLN/60 lat]	221,4	30,2	251,7	541,1	44,7	585,8	1 424,9	379,6	1 804,5

Koszt pozyskania kapitału nie przekracza 10% kosztu sumarycznego. Założenie „darmowego” kapitału (np. grant) nie zmienia jakościowo rankingu sumy kosztów.