

**Przekroczyć LCOE. Obliczanie kosztów energii w formowaniu polityk energetycznych**

Cytowanie: Juszcak, A. (2024), *Przekroczyć LCOE. Obliczanie kosztów energii w formowaniu polityk energetycznych*, Working Paper nr 8, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.

Warszawa, grudzień 2024 r.

Autor: Adam Juszcak

Redakcja merytoryczna: Kamil Lipiński, Paweł Śliwowski

Redakcja: Jakub Nowak, Małgorzata Wieteska

Projekt graficzny: Anna Olczak

Skład i łamanie: Tomasz Gałązka

Polski Instytut Ekonomiczny

Al. Jerozolimskie 87

02-001 Warszawa

© Copyright by Polski Instytut Ekonomiczny

# Spis treści

Kluczowe liczby . . . . .	4
Kluczowe wnioski . . . . .	5
Czym jest LCOE? Wady i zalety popularnego wskaźnika . . . . .	7
Źródła niesterowalne – wielkie przeoczenie LCOE? . . . . .	9
Wybrane alternatywne wskaźniki dla LCOE . . . . .	14
Value-adjusted levelized cost of electricity (VALCOE) . . . . .	14
System LCOE . . . . .	15
Levelized Full System Costs of Electricity . . . . .	17
Levelized Cost of Load Coverage . . . . .	17
Podsumowanie . . . . .	19
Bibliografia . . . . .	21
Spis schematów, tabel i wykresów . . . . .	24

# Kluczowe liczby

## 2-krotnie

rośnie koszt wygenerowania 1 MWh dla fotowoltaiki, jeśli zastosujemy wskaźnik VALCOE (Value-adjusted levelised cost of electricity) zamiast LCOE (Levelised cost of electricity)

## 35-50 proc.

wynosi dodatkowy koszt integracji źródeł niesterowalnych w systemie przy ich udziale w produkcji energii elektrycznej na poziomie 30-40 proc.

## 5-krotnie

musiałaby się zwiększyć moc zainstalowana w fotowoltaice i farmach wiatrowych by w momencie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w Teksasie zmniejszyć zapotrzebowanie na moce gazowe o 20 proc.

## nawet 224 USD/MWh

wynosiłby pełny koszt systemowy zapewnienia 95 proc. energii elektrycznej przez miks fotowoltaiki i farm wiatrowych (liczony metodą LFSCOE - Levelised Full System Cost of Electricity)

## od 70,8 EUR/MWh do 210,7 EUR/MWh

wynosi pełny koszt dla miksu fotowoltaiki i energetyki wiatrowej (w zależności od użytych metod bilansowania) liczony metodą LCOLC (Levelised Cost of Load Coverage). Samo LCOE liczone dla tych samych scenariuszy wynosi mniej niż 50 EUR/MWh

## 12 proc.

zapotrzebowania na energię elektryczną Niemiec podczas ciemnej flauty między 4 a 14 listopada 2024 r. pochodziło z importu francuskiej energii elektrycznej

## do 15 proc.

(ze średnio 43 proc. rocznie) spadła w Niemczech podczas ciemnej flauty generacja energii z OZE

# Kluczowe wnioski

- **LCOE (*Levelised Cost of Electricity*) jest wskaźnikiem powszechnie używanym od ponad 50 lat, co wynika z prostoty jego obliczania. Wskazuje jedynie na koszt wygenerowania energii elektrycznej przez dane źródło. Nie wlicza on jednak wszystkich innych elementów funkcjonowania danej jednostki w systemie elektroenergetycznym** – między innymi kosztów integracji sieciowej a także balansowania systemu elektroenergetycznego za pomocą dyspozycyjnych źródeł energii. Kluczową cechą LCOE jest także skupienie się na realizacji interesu i ograniczenie ekspozycji na ryzyko inwestorów oraz sektora finansowego.
- Popularność LCOE przekłada się na znaczące zaniżanie realnych kosztów źródeł niedyspozycyjnych (fotowoltaika i farmy wiatrowe) przez nieuwzględnianie kosztów utrzymania infrastruktury koniecznej, by zapewnić stabilność dostaw energii elektrycznej nawet w przypadku wieloletniej „ciemnej flauty”. Co istotne, koszt ten rośnie wraz rosnącym udziałem źródeł niesterowalnych w miksie elektroenergetycznym.
- Udział źródeł niesterowalnych w polskim miksie elektroenergetycznym przekroczył w 2023 r. 21 proc. Oznacza to, że Polska zbliża się do progu, powyżej którego znacząco rosną koszty integracji źródeł niesterowalnych w systemie elektroenergetycznym. Tym istotniejsze jest więc stosowanie dodatkowych wskaźników oceny konkurencyjności technologii.
- Kraje Europy Północnej i Środkowej doświadczają regularnie zjawiska tzw. ciemnej flauty, czyli takiej kombinacji niskiej wietrzności i wysokiego zachmurzenia, które powodują długotrwałe (min. 24 godziny) spadek współczynnika wykorzystania mocy fotowoltaiki i farm wiatrowych poniżej 20 proc. Przekłada się to na konieczność utrzymywania mocy dyspozycyjnych w systemie by zapewnić ciągłość dostaw energii elektrycznej.
- Przykład ciemnej flauty z dni 4-14 listopada 2024 r. pokazuje jak dużą lukę w takim przypadku muszą pokryć źródła dyspozycyjne, których kosztu nie wlicza się do LCOE źródeł niesterowalnych. W Niemczech średni udział źródeł niesterowalnych w tym okresie spadł ze średnio 43 proc. w 2024 r. do niecałych 15 proc.

- **Istnieją liczne alternatywy dla LCOE, które w różny sposób uwzględniają pełny koszt, jaki poszczególne technologie stanowią dla systemu elektroenergetycznego.** Nie wszystkie z nich możliwe są do łatwego wprowadzenia ze względu na wysokie skomplikowanie procesu obliczeń i wymaganych danych. **Wskaźniki takie jak VALCOE czy LCOLC, przy stosunkowo prostej budowie pozwalają na pełniejsze uchwycenie faktycznych kosztów poszczególnych źródeł energii elektrycznej dla całego systemu.**
- VALCOE spalania gazu po uwzględnieniu jego zalet jako źródła dyspozycyjnego ulega zmniejszeniu, w przypadku energetyki jądrowej pozostaje niezmiennie, a dla źródeł niesterowalnych VALCOE jest wyższe niż LCOE.
- **Ze względu na niepełny obraz kosztów poszczególnych źródeł energii dla systemu elektroenergetycznego, jaki jest związany z użyciem LCOE, rekomendujemy uzupełnienie publikowanych w Polsce i UE obliczeń LCOE przynajmniej jednym z prostszych alternatywnych wskaźników.** Dobrym wyborem mógłby tu być **wskaźnik VALCOE lub LCOLC.**

# Czym jest LCOE?

## Wady i zalety popularnego wskaźnika

**Wyrównany koszt energii elektrycznej (*levelised cost of electricity*) LCOE jest jednym z najpowszechniej używanych wskaźników do oceny opłacalności inwestycji w źródła wytwarzania energii elektrycznej.**

W swoich pracach z LCOE jako wskaźnika opłacalności poszczególnych technologii korzystają między innymi: Międzynarodowa Agencja Energii (MAE, 2024a), Wspólne Centrum Badawcze Komisji Europejskiej (JRC) (Huld, Jaeger-Waldau, Szabo, 2014), Międzynarodowa Agencja Energetyki Odnawialnej (IRENA, 2024) czy instytucje publiczne wielu państw, w tym Polski<sup>1</sup>. Podstawą do obliczania LCOE są 2 pojęcia – bieżąca wartość netto (*net present*

*value*, NPV) pozwalająca oszacować wartość projektu oraz pełny cykl życia (*total life cycle*, TLC) określający całkowity czas trwania projektu:

$$TLC = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1-r)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{I_t + M_t + F_t}{(1-r)^t},$$

gdzie:

C – roczny koszt całkowity,

$I_t$  – roczny koszt kapitałowy w roku t,

$M_t$  – koszt utrzymania w roku t,

$F_t$  – paliwo i koszty zmienne w roku t,

r – stopa dyskonta,

t – przyjęty okres analizy (MAE, 2020),

T – długość cyklu życia projektu w latach.

<sup>1</sup> Wskaźnik LCOE jest wykorzystywany w obliczeniach np. przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) ([www1](http://www1.ncbr.gov.pl)).

Następnie TLC jest normalizowane na podstawie produkcji energii elektrycznej w całym okresie użytkowania, aby wyeliminować efekt skali – w ten sposób otrzymujemy LCOE:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}},$$

gdzie:

$E_t$  – produkcja energii elektrycznej w ciągu roku (MAE, 2020).

Jak można zaobserwować, **LCOE w swojej bazowej wersji bierze pod uwagę tylko 2 rodzaje czynników**. Pierwszym są **koszty związane z budową i obsługą procesu produkcji energii elektrycznej przez dany obiekt**, drugim – **całkowita roczna produkcja energii elektrycznej**.

Takie podejście, które byłoby bardziej akceptowalne w przypadku dóbr łatwo magazynowalnych i niezależnych od infrastruktury, w przypadku energii elektrycznej **jest znaczącym uproszczeniem**. Rolą rynku elektroenergetycznego **nie jest jedynie wyprodukowanie w ciągu roku jak najwięcej energii jak najmniejszym kosztem**. Kluczowe – **w przeciwieństwie do wielu innych branż – jest tu wyprodukowanie i dostarczenie ilości energii elektrycznej odpowiadającej dokładnemu zapotrzebowaniu wszystkich odbiorców w danym momencie**. Odzwierciedlają to także rachunki za energię elektryczną, gdzie sama opłata za zużytą energię to jedynie ok. połowy przeciętnych kosztów. Druga połowa to koszt utrzymania systemu, m.in. opłata dystrybucyjna czy opłata mocowa. **LCOE nie uwzględnia jednak kosztów systemowych, co przekłada się na ograniczoną możliwość stosowania tego wskaźnika dla oceny optymalnej struktury mixu elektroenergetycznego dla całego kraju**.

Przywiązanie do koncepcji LCOE wynika między innymi z długiej historii tego wskaźnika, który był używany od II połowy XX w. Uproszczenia, jakimi posługiwano się LCOE, były akceptowalne w czasach, gdy opierano się głównie na spalaniu paliw kopalnych i na elektrowniach jądrowych ze względu na podobną stabilność tych źródeł w sieci (MAE, 2020). Kryzysy paliwowo-energetyczne w latach 1973-1980 spowodowały znaczący wzrost cen paliw kopalnych. Tylko w pierwszych trzech miesiącach, po wprowadzeniu embarga OPEC w październiku 1973 r., nominalna cena ropy w USA wzrosła o 135 proc. (dla porównania po agresji Rosji na Ukrainę cena ropy w trzy miesiące wzrosła o 20 proc.) (Śliwowski, 2022). Lata 70. XX w. przyniosły wzrost znaczenia ruchów klimatycznych i środowiskowych (Thomson, 2016) i większą liczbę ostrzeżeń przedstawicieli świata nauki dotyczących wpływu emisji CO<sub>2</sub> na klimat. W 1977 r. oficjalne memorandum do prezydenta Cartera wystosował w tej sprawie Frank Press, główny doradca naukowy Białego Domu (www2). Oba te czynniki przełożyły się na stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych i wzrost niskoemisyjnych źródeł energii, w tym fotowoltaiki i elektrowni wiatrowych.

**Kluczową cechą LCOE jest skupienie się na realizacji interesu i ograniczenia ekspozycji na ryzyko inwestorów oraz sektora finansowego. LCOE jest znacznie lepszym wskaźnikiem dla funduszu inwestycyjnego niż dla regulatora rynku czy operatora systemu przesyłowego.** Co ciekawe, stosowanie zdyskontowanych kosztów do oceny opłacalności ma w energetyce równie burzliwą i kryzysową historię co wykorzystanie samego wskaźnika LCOE. Gwałtowny wzrost popularności wykorzystania zdyskontowanych przepływów pieniężnych do oceny wartości projektu w górnictwie węglowym Wielkiej Brytanii miał miejsce na przełomie XVIII i XIX w. (Brackenborough, McLean, Oldroyd, 2001), choć sam wskaźnik, rozpowszechniony w XVI w., był znany tej branży co najmniej od początku XVIII w. Popularność zdyskontowanych przepływów pieniężnych była związana ze wzrostem kosztów inwestycyjnych związanych z wydobywaniem coraz głębszych pokładów węgla (CAPEX) przy jednoczesnym wzroście nacisku sektora finansowego na efektywne wykorzystanie kapitału w niestabilnej sytuacji polityczno-gospodarczej spowodowanym rewolucją francuską i wojnami napoleońskimi. Podobnie w przypadku LCOE – **kluczowe znaczenie we wzroście popularności tego wskaźnika miały inflacja oraz wzrost presji na rozwój wysokonakładowych (w zakresie CAPEX) źródeł jądrowych i odnawialnych, spowodowane kryzysem naftowym lat 70.** (Farrar, Woodroff, 1973).

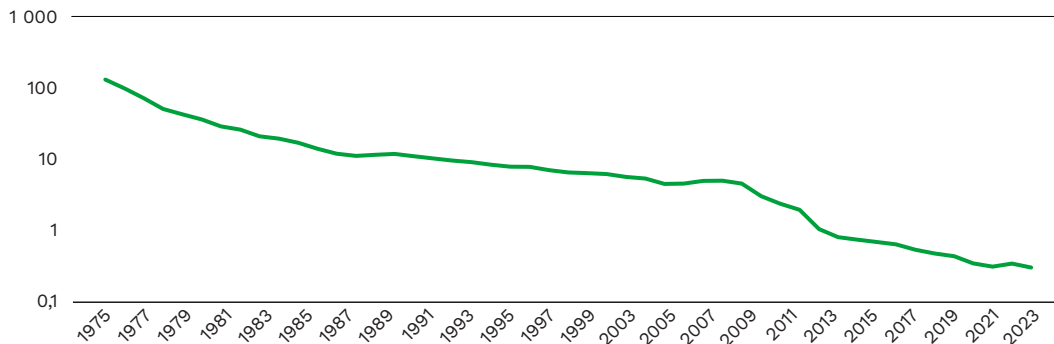
Już na początku lat 90. zaczęto dostrzegać ograniczenia LCOE jako głównego wskaźnika oceniającego, bardziej zróżnicowane niż jeszcze 20 lat wcześniej elementy sieci elektroenergetycznej. Jedną z pierwszych proponowanych alternatyw był wskaźnik „wartości systemowej” (*System Value*, SV). Zamiast pokazywać koszt produkcji energii elektrycznej przez poszczególne jednostki w systemie skupiał się na zmianie kosztów dla całego systemu elektroenergetycznego przy zastosowaniu danej technologii, biorąc pod uwagę koszt wytworzenia energii elektrycznej, koszty alternatywnych technologii i optymalne dopasowanie do systemu (MAE, 2020).

Wskaźnik ten okazał się jednak znacznie trudniejszy do obliczania na potrzeby inwestycyjne niż LCOE. **Podstawowa przewaga LCOE nad alternatywami, wynikająca z prostoty jego obliczania, wraz z ciągle niewielkim udziałem niesterowalnych odnawialnych źródeł energii w latach 90. i na początku XXI w. przełożyły się na brak zainteresowania wprowadzeniem innych rozwiązań** (MAE, 2020).

## Źródła niesterowalne – wielkie przeoczenie LCOE?

**Ponad 300-krotny spadek cen paneli fotowoltaicznych w latach 1970-2023** (z ponad 100 USD/W połowie lat 70., do 6 USD/W w 2000 r. i 0,3 USD/W w 2023 r.) i systematyczny spadek kosztów budowy farm wiatrowych przełożyły się na znaczący wzrost udziału tych źródeł w produkcji energii elektrycznej.

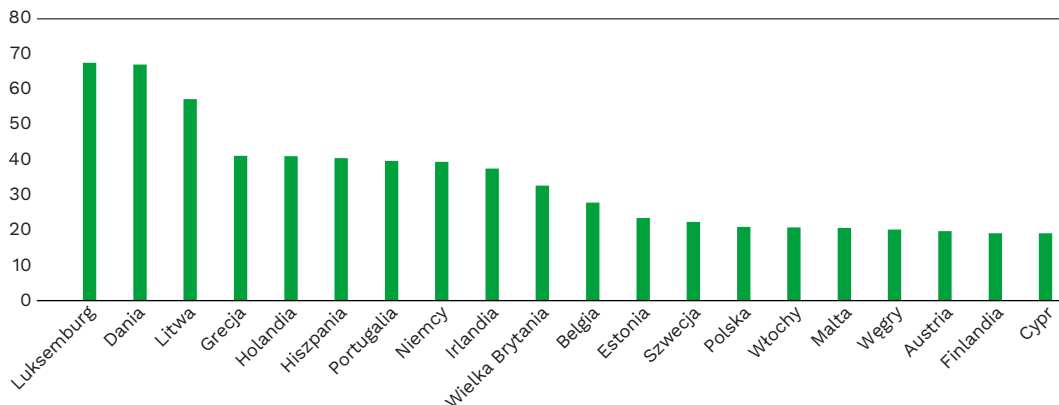
**Wykres 1. Cena rynkowa paneli fotowoltaicznych w przeliczeniu na 1 W (w USD, ceny aktualizowane o poziom inflacji, skala logarytmiczna)**



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: (www3).

Według danych Międzynarodowej Energii Jądrowej w 2023 r. źródła niesterowalne odpowiadały za ponad 13 proc. produkcji światowej, a do 2028 r. udział ten zwiększy się prawie dwukrotnie – do blisko 25 proc. (www4). W UE udział źródeł niesterowalnych jest jednak znacząco wyższy – w 2023 r. łącznie farmy wiatrowe i fotowoltaika odpowiadały za generację 27 proc. energii elektrycznej, a w części krajów udział ten przekracza 40 proc. (www5).

**Wykres 2. Udział głównych źródeł niesterowalnych (fotowoltaika oraz morskie i lądowe farmy wiatrowe) w produkcji energii elektrycznej w wybranych krajach UE i Wielkiej Brytanii (w proc.)**



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych Ember Climate.

Jednocześnie turbiny wiatrowe i fotowoltaika nie mogą świadczyć lub świadczyć w ograniczonym zakresie usługi pomocnicze dla systemu elektroenergetycznego. Są to jedyne źródła, które nie mają możliwości tzw. czarnego startu (tj. przywracania działania generatorów lub elementów systemu

elektroenergetycznego po *blackoutach*) (MAE, 2020). Elektrownie wiatrowe charakteryzują się także stosunkowo niewielką bezwładnością<sup>2</sup>, a w przypadku fotowoltaiki bezwładność nie występuje, co w samo sobie nie jest wadą (np. w przypadku elektrowni szczytowo-pompowych), ale staje się nią w przypadku źródeł niesterowalnych. W takim przypadku możemy zauważyć nagłe zmiany w wolumenie generowanej energii elektrycznej z tych źródeł, co daje mało czasu na reakcję operatora systemu przesyłowego na obniżenie lub podwyższenie produkcji z innych źródeł by zbilansować system.

**Tabela 1. Możliwość świadczenia usług pomocniczych w zależności od stosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej**

Technologia	Bewładność	Częstotliwość			Napięcie		Restart systemu	Moc rezerwowa		
		Odpowiedź pierwotna	Odpowiedź wtórna	Odpowiedź trzeciorzędna	Wzmocnienie systemu	Moc bierna	Black start	Rezerwa regulacyjna	Rezerwa awaryjna	System nadążania za obciążeniem
Elektrownia jądrowa	○	-	-	✘	○	○	○	-	✘	✘
Bioenergia	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Turbiny gazowe bez odzysku ciepła (OCTG)	○	○	○	▲	○	○	○	▲	○	▲
Generator z turbiną gazową w układzie połączonym (CCTG)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Węgiel z wykorzystaniem sekwenstracji dwutlenku węgla (CCS)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Generator z turbiną gazową w układzie połączonym (CCTG) z wykorzystaniem sekwenstracji dwutlenku węgla (CCS)	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Bioenergia z wyłapywaniem i magazynowaniem węgla (BECCS)	○	○	○	○	-	○	○	○	○	○
Turbiny wiatrowe	○	✘	✘	✘	-	○	-	✘	✘	✘
Słoneczna	-	✘	✘	✘	-	○	-	✘	✘	✘
Pompy hydroakumulacyjne	○	▲	▲	▲	○	○	▲	▲	▲	▲
Baterie	-	▲	▲	▲	-	○	▲	▲	▲	▲

Uwaga: technologia może być wykorzystana przez zakład energetyczny: ○ do świadczenia danej usługi, ▲ do świadczenia danej usługi, ale jej zapewnienie może być ograniczone przez zmiany w dostępności energii oraz aspekty ekonomiczne i środowiskowe, ✘ technologia daje możliwości techniczne umożliwiające jej wykorzystanie do świadczenia danej usługi, ale to działanie ma bardzo ograniczoną efektywność z przyczyn ekonomicznych (przykładowo elektrownia jądrowa, farma wiatrowa czy fotowoltaika tracą na opłacalności, jeśli nie operują w maksymalnym możliwym w danym momencie wykorzystaniu mocy).

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: MAE (2020).

<sup>2</sup> System elektryczny o wysokiej bezwładności wolniej zmienia swoje parametry. Oznacza to, że nie jest w stanie szybko zmniejszyć lub zwiększyć produkowanej ilości energii elektrycznej (Strupczewski, 2014).

**Powyższe cechy niesterowalnych źródeł energii przekładają się na konieczność ich bilansowania za pomocą mocy dyspozycyjnych. Obecnie w tym celu wykorzystywane są głównie elektrownie gazowe i – w mniejszej skali – elektrownie węglowe oraz szczytowo-pompowe. W przyszłości mają być to bateryjne magazyny energii oraz elektrownie gazowe wykorzystujące biometan oraz wodór pochodzący ze źródeł zero- i niskoemisyjnych. Koszt ten zwykle nie jest jednak wliczany do procesu obliczania LCOE (choć niektóre instytucje publikują także LCOE+ z doliczonym kosztem magazynu energii) (Lazard, 2024). Nawet jednak przy jego uwzględnieniu (np. w przypadku liczenia źródeł niesterowalnych wraz z mocami bateryjnymi) najczęściej kalkulacja opiera się na zwykłych wahaniami dobowych i sezonowych. Nie uwzględnia ona jednak warunków skrajnie niekorzystnych dla generacji ze źródeł niesterowalnych, takich jak tzw. „ciemna flauta” (*dunkelflaute*), na które krajowe systemy elektroenergetyczne muszą być przygotowane.**

Część krajów UE (w tym i Polska) regularnie doświadcza zjawiska ciemnej flauty (ACER definiuje ciemną flautę jako sytuację, w której współczynnik wykorzystania mocy fotowoltaiki i farm wiatrowych spada poniżej 20 proc. na okres dłuższy niż 24 godziny) (www6). Według wyliczeń holenderskich naukowców (Li i in., 2021) w 32 analizowanych przez nich latach (1985-2016) nie było ani jednego roku, w którym zjawisko to nie wystąpiłoby w Niemczech, Norwegii, Wielkiej Brytanii, a w większości analizowanych lat także w pozostałych 8 analizowanych krajach Północnej Europy (w tym Polski). Przykład ciemnej flauty z dni 4-14 listopada 2024 r. pokazuje jak dużą lukę w takim przypadku muszą pokryć źródła dyspozycyjne, których kosztu nie wlicza się do LCOE źródeł niesterowalnych. **W Niemczech średni udział źródeł niesterowalnych w tym okresie spadł ze średnio 43 proc. w 2024 r. do niecałych 15 proc.** Jednocześnie gospodarka niemiecka, by zaspokoić swoje potrzeby energetyczne, musiała w tym czasie importować 1,9 TWh energii – 12 proc. całego zapotrzebowania Niemiec na energię elektryczną w tym okresie. **Średnie zapotrzebowanie na moc rezydualną w Niemczech w 2024 r. wynosiło 32 GW, a podczas okresu ostatniej ciemnej flauty – 53 GW.** Magazyny bateryjne – choć tanieją w szybkim tempie, magazynują energię na 4 godziny działania. W przypadku wielodniowej luki generacyjnej koszt budowy tylu magazynów wynosiłby setki miliardów dolarów. Tę lukę musiały zapętnić elektrownie gazowe i węglowe (Juszczak, 2024).

Opieranie się na wskaźniku LCOE staje się coraz bardziej problematyczne nie tylko w UE. **W Teksasie w grudniu 2022 r. średni współczynnik wykorzystania mocy farm wiatrowych wynosił 32 proc. Bardzo wysoka była jednak amplituda wykorzystania mocy zainstalowanej teksańskich elektrowni wiatrowych, która wahała się od 5 proc. do 70 proc.** Wysoka rozpiętość współczynnika wykorzystania mocy przekłada się na konieczność utrzymywania wyższych mocy dyspozycyjnych. **Według wyliczeń analityków J.P. Morgan, 23 grudnia 2022 r. – w momencie wysokiego zapotrzebowania na energię i niskiej generacji ze źródeł niesterowalnych – nawet pięciokrotne zwiększenie mocy zainstalowanej w fotowoltaice i farmach wiatrowych zmniejszyłoby zapotrzebowanie na gazowe moce dyspozycyjne jedynie o 20 proc (JP Morgan, 2023).**

Obecnie w literaturze naukowej i raportach instytucji międzynarodowych funkcjonuje wiele alternatywnych rozwiązań dla wskaźnika LCOE. Są to wskaźniki o różnym poziomie skomplikowania – zarówno pod kątem obliczeń, jak i danych do pozyskania. Niektóre z nich są ograniczone jedynie do opracowań teoretycznych. Inne, jak Value-Adjusted Levelized Cost Of Electricity (VALCOE), opracowane przez Międzynarodową Agencję Energii w 2018 r. (MAE, 2018) zyskały większą popularność i są publikowane obok obliczeń dla LCOE. Polska debata publiczna opiera się obecnie głównie na wskaźniku LCOE, co w kontekście rosnącego udziału OZE w systemie w naszej opinii może zakłamywać całkowite koszty poszczególnych wariantów przyszłego mixu elektroenergetycznego – dlatego też prezentujemy niektóre z alternatywnych rozwiązań.

# Wybrane alternatywne wskaźniki dla LCOE

## Value-adjusted levelized cost of electricity (VALCOE)

VALCOE został opracowany przez Międzynarodową Agencję Energii w 2018 r (MAE, 2018). Punktem wyjścia do jego obliczania jest średnia wartość LCOE różnych projektów wykorzystujących analizowaną technologię. Na podstawie wyników godzinowego modelu Global Energy and Climate Model (GEC) C opracowanego przez MAE, dodaje do końcowego wyniku 3 komponenty – wartość energii (porównanie indywidualnych jednostek do średniej systemowej), pojemność i elastyczność<sup>3</sup>. Dla każdej technologii szacowane wartości są porównywane ze średnią systemu i stosowane jako korekty dla LCOE (MAE, 2024b).

**Tabela 2. Porównanie prognozowanych wartości LCOE i VALCOE w scenariuszu „Stated Policies Scenario” na 2050 r. w wybranych regionach świata (w USD/MWh)**

Źródło	USA		UE		Chiny	
	LCOE	VALCOE	LCOE	VALCOE	LCOE	VALCOE
Elektrownie jądrowe	100	100	110	110	65	65
Elektrownie gazowe (CCGT)	120	75	b.d.	b.d.	140	90
Fotowoltaika	25	60	35	90	25	70
<i>Onshore</i>	30	40	55	60	35	50
<i>Offshore</i>	50	60	35	40	40	40

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: MAE (2023).

Zaproponowana przez MAE korekta LCOE, wykorzystywana do obliczania VALCOE, istotnie wpływa na ocenę opłacalności poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej. VALCOE spalania gazu po uwzględnieniu jego zalet jako źródła dyspozycyjnego ulega zmniejszeniu, w przypadku energetyki jądrowej – pozostaje niezmiennie, a dla źródeł niesterowalnych

<sup>3</sup> Dokładną metodologię obliczania VALCOE wraz ze wzorami można znaleźć w dokumencie MAE (str. 54), a wzory na obliczanie każdego z komponentów korekty wskaźnika LCOE (MAE 2024b, s. 55).

– wyższe niż LCOE. **Największy wpływ zastosowania VALCOE można zauważyć w przypadku fotowoltaiki, dla której koszt wygenerowania 1 MWh po korektach rośnie ponad 2-krotnie w porównaniu z LCOE.** Najmniejsze różnice z kolei można zauważyć w przypadku farm wiatrowych na morzu, które wydają się być „najstabilniejszymi wśród niesterowalnych”.

VALCOE – jak przyznaje samo MAE – nie bierze pod uwagę pełnych kosztów integracji sieci ani kosztów środowiskowych, a także jest modyfikacją samego LCOE, nie zaś nowym wskaźnikiem tworzonym od podstaw. Zmiana kosztów, która wynika z zastosowania VALCOE zamiast LCOE, pozostaje jedną z najtańszych wśród pozostałych alternatywnych wskaźników.

Wśród innych przydatnych wskaźników proponowanych przez MAE należy także wymienić **Levelised Cost of Storage** (liczony analogicznie do LCOE zdyskontowany koszt magazynowania energii – głównie przez baterie) i **Levelised Avoided Cost of Electricity** (pierwotnie stworzony i promowany przez amerykańską agencję ds. energii – odzwierciedla koszty, które byłyby poniesione w celu dostarczenia energii elektrycznej gdyby dany projekt zastąpić alternatywnym). Choć te wskaźniki wciąż nie dają pełnego obrazu systemu elektroenergetycznego i konieczności trzymania mocy dyspozycyjnych na wypadek skrajnie niekorzystnych warunków pogodowych jak ciemna flauta, to ich wykorzystanie pozwala przybliżyć faktyczną wycenę do innych, bardziej złożonych wskaźników uwzględniających koszty funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

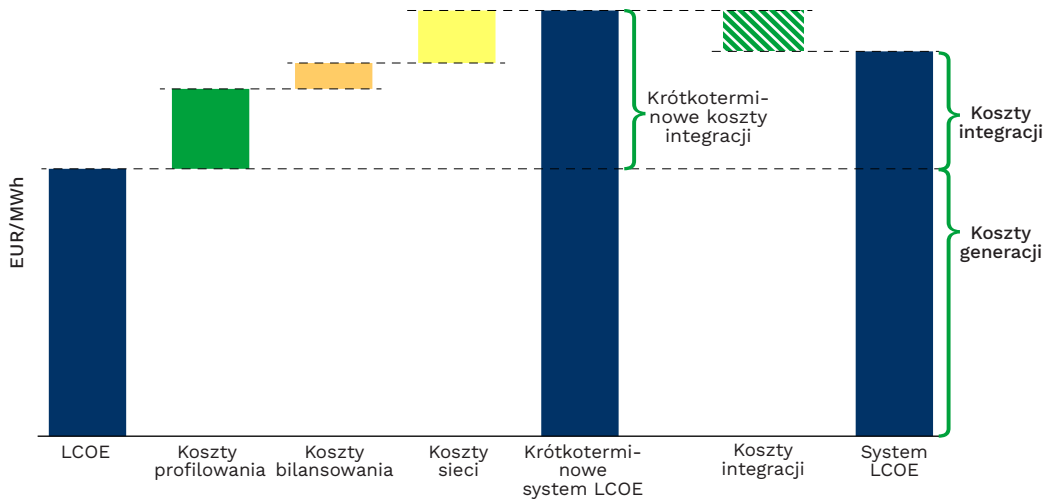
## System LCOE

Opracowany przez Hirtha i in. (2013) wskaźnik **System LCOE (sLCOE)** opiera się na pojęciu „krajowych kosztów integracji”, które składają się m.in. z kosztów nadprodukcji energii elektrycznej, kosztów rezerwowej mocy wytwórczej, kosztów bilansowania, kosztów sieci i kosztów wynikających z redukcji godzin pełnego obciążenia. Są one dodawane do krajowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej. W późniejszych publikacjach (Hirth, Ueckerdt, Edenhofer, 2015) metoda ta została udoskonalona i zdefiniowana jako różnica wartości rynkowej energii ze źródła niesterowalnego (np. wiatru) do średniej ceny energii elektrycznej ważonej obciążeniem systemu<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Średnia cena energii elektrycznej jest wybierana jako punkt odniesienia do oszacowania kosztów integracji. Odpowiada ona wartości rynkowej technologii referencyjnej, która generuje energię elektryczną w idealnej korelacji z zapotrzebowaniem.

Schemat 1. Składowe wskaźnika sLCOE



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Ueckerdt i in. (2013).

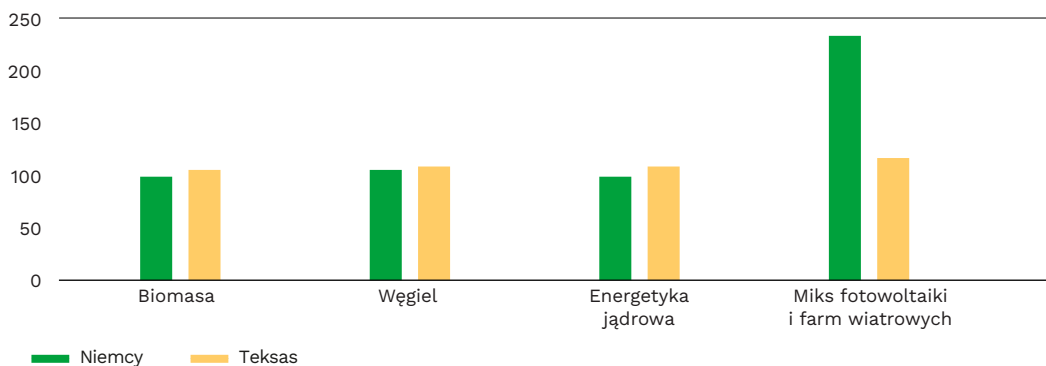
Wyniki modelu użytego do obliczenia System LCOE opracowanego na przykładzie farm wiatrowych wskazują na znaczący wzrost kosztów integracji sieci wraz ze wzrostem udziału energii z elektrowni wiatrowych w miksie energetycznym. Przy niskim udziale tych źródeł w systemie ich koszt integracji pozostaje niski. Jednakże przy 30-, 40-procentowym udziale źródeł niesterowalnych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej koszt integracji to dodatkowe 35-50 proc. kosztu produkcji samej energii elektrycznej. Największym składnikiem kosztów integracji są tzw. koszty profilowe<sup>5</sup>. Przekłada się to na istotny wniosek – rosnące marginalne koszty integracji mogą stać się ekonomiczną barierą dla dalszego rozwoju niesterowalnych odnawialnych źródeł energii, nawet jeśli same koszty wytworzenia energii będą spadać. Autorzy wskazują jednak, że w długim okresie dostosowania mocy wytwórczych mogą znacznie obniżyć koszty integracji – dobrze zaprojektowana sieć oparta na źródłach niesterowalnych nie musi więc w długim okresie przekładać się na wysoki koszt dla systemu elektroenergetycznego.

<sup>5</sup> Koszty wynikają z niesterowalności energetyki wiatrowej, co przekłada się na wysoką zmienność produkowanej energii. Koszty profilowe składają się z trzech komponentów – kosztów nadprodukcji, kosztów rezerwowej mocy wytwórczej oraz kosztów wynikających z redukcji godzin pełnego obciążenia elektrowni konwencjonalnych.

# Levelized Full System Costs of Electricity

Jedną z najnowszych alternatyw wobec LCOE jest proponowany przez Roberta Idel (2022) wskaźnik **Levelised Full System Costs of Electricity (LFSCOE)**. Wychodzi on z założenia, że należy obliczać pełny koszt, jaki generowałoby dane źródło energii, gdyby system miał w 100 proc. opierać się na nim i na magazynowaniu energii. LFSCOE wykorzystuje roczne dane dotyczące współczynników wykorzystania mocy godzinowej i popytu (z Niemiec i Teksasu), aby określić optymalną kombinację mocy wytwórczej i magazynowania, a następnie ustalić średnie koszty za 1 MWh (zdyskontowane w całym okresie eksploatacji danego rodzaju wytwarzania, jak w przypadku LCOE). W ramach rozwoju wskaźnika powstała też jego aktualizacja – LFSCOE-95, który zakłada, że tylko 95 proc. całkowitego zapotrzebowania musi być zaspokojone przez określone źródło energii elektrycznej i magazyny energii. Takie rozwiązanie jest bliższe rzeczywistości, ponieważ dopuszcza trzymanie umiarkowanych mocy dyspozycyjnych w systemie. Nawet przy takim założeniu system oparty w 95 proc. na źródłach niesterowalnych jest droższy niż alternatywny w postaci biomasy lub energetyki jądrowej.

Wykres 3. LFSCOe-95 wybranych źródeł energii dla Niemiec i Teksasu (w USD/MWh)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Idel (2023).

## Levelized Cost of Load Coverage

Wskaźnik **Levelised Cost of Load Coverage (LCOLC)**, zaproponowany przez naukowców z Uniwersytetu Fryderyka i Aleksandra w Erlangen i Norymberdze, i Uniwersytetu Technicznego w Norymberdze opiera się na zapotrzebowaniu, które musi zostać pokryte by zaspokoić prognozowane potrzeby danego systemu elektroenergetycznego. Dla różnych dostępnych rozwiązań technologicznych określone są dostępne moce wytwórcze elektrowni ( $X_{LCOLC}$ ) oraz wielkość wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł ( $Q_{LCOLC}$ ) przy

minimalnych kosztach, w taki sposób, aby dokładnie pokryć określony profil zapotrzebowania. Optymalne moce i ilości produkcji są zatem wyznaczone poprzez rozwiązanie problemu optymalizacji kosztów zaspokojenia przyjętego zapotrzebowania na energię elektryczną. Następnie LCOLC oblicza się na podstawie minimalnych kosztów mocy wytwórczych i ilości produkcji według następującego wzoru:

$$LCOLC = \frac{\text{Wartość bieżąca netto rocznych kosztów } (X_{LCOLC}, Q_{LCOLC})}{\text{Roczna produkcja energii elektrycznej } (Q_{LCOLC})}$$

Wyniki modelu opracowanego przez badaczy wskazują, że nawet przy założeniu znaczącego spadku kosztów magazynów bateryjnych, **LCOLC dla technologii niesterowalnych pozostaje istotnie wyższy niż LCOE (Grimm, Oechsle, Zöttl, 2024)**. W scenariuszu zmiennego zapotrzebowania na energię, mimo że LCOE energetyki wiatrowej i fotowoltaiki wynoszą znacząco poniżej 50 EUR/MWh, to po doliczeniu kosztów bilansowania dla miksu farm wiatrowych i paneli fotowoltaicznych LCOLC wynosi od 70,8 EUR/MWh (w przypadku bilansowania za pomocą kombinacji magazynów bateryjnych, gazu ziemnego i wodoru) nawet do 210,7 EUR/MWh (w przypadku wykorzystania wyłącznie magazynów bateryjnych).

Podobnie jak wszystkie pozostałe wskaźniki, LCOLC wymaga bardziej skomplikowanych obliczeń niż LCOE. Wyniki zależą też od prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną umieszczonych w modelu. Wykorzystanie modeli optymalizacyjnych nie jest jednak nowością w analizach energetycznych, czego przykładem może być model PEI Energy Mix (Juszczak i in., 2023; Miniszewski, Pilszyk, 2023). Przy odpowiednim dostosowaniu części tych modeli oprócz analizy scenariuszowej całej dekarbonizacji mogłaby także służyć do wyznaczania wskaźnika LCOLC lub jego modyfikacji.

**Tabela 3. Porównanie LCOE i LCOLC dla różnych scenariuszy technologii bilansujących (E/MWh)**

Technologia, Technologia wsparcia	LCOE	LCOLC			
		Magazyny bateryjne + gaz	Magazyny bateryjne	Magazyny bateryjne, gaz, wodór	Magazyny bateryjne, wodór
Energetyka wiatrowa	40,69	90,61	x	x	x
Fotowoltaika	20,59	100,35	x	x	x
Fotowoltaika i energetyka wiatrowa	x	80,11	210,7	70,8	70,85

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: Grimm, Oechsle, Zöttl (2024).

# Podsumowanie

Mimo panującego konsensusu w literaturze naukowej o niekompletności LCOE i licznych problemach wynikających z jego używania do oceny konkurencyjności technologii jest on dalej najczęściej używanym w tym celu wskaźnikiem. Decydującą rolę pełni tu prosta metodyka obliczeń i niewielka liczba potrzebnych danych, choć nie bez znaczenia pozostaje fakt, że jest to wskaźnik preferowany przez system finansowy, ze względu na skupienie na kosztach, które kontroluje inwestor.

Rosnąca liczba źródeł niesterowalnych w europejskich systemach elektroenergetycznych przekłada się na koszty dodatkowe, tym większe im wyższy jest udział źródeł niesterowalnych w miksie energetycznym. Koszty są widoczne zwłaszcza w skokach cen energii w okresach tzw. ciemnej flauty, czyli kombinacji niskiej wietrzności i wysokiego zachmurzenia. To powoduje trwające wiele dni obniżenie możliwości produkcji energii ze źródeł niesterowalnych, takich jak fotowoltaika i energetyka wiatrowa, i wymusza wzrost wykorzystania źródeł dyspozycyjnych – dziś spalających głównie gaz ziemny i węgiel, i powoduje znacząco wyższe emisje CO<sub>2</sub> w tych okresach.

**Nieuwzględnianie dodatkowych kosztów, wynikających z konieczności utrzymywania mocy dyspozycyjnych w systemie, wyższych kosztów sieci czy kosztów spowodowanych nadpodażą energii elektrycznej we wskaźnikach będących podstawą do tworzenia i ewaluacji polskich i unijnych dokumentów strategicznych może prowadzić do niewłaściwych wycen całościowych kosztów poszczególnych inwestycji dla krajowych systemów elektroenergetycznych, a w konsekwencji – suboptymalnego i nieodpowiedzialnego planowania miks elektroenergetycznego.**

Kompleksowe wskaźniki często jednak są zbyt skomplikowane i wymagają zbyt dużej liczby trudno dostępnych danych by można było je łatwo wprowadzić do szerokiego użycia. Dlatego też **rekomendujemy uzupełnienie publikowanych w Polsce i UE obliczeń LCOE przynajmniej jednym z prostszych alternatywnych wskaźników**. Dobrym wyborem mógłby być tu **wskaźnik VALCOE**, używany przez Międzynarodową Agencję Energii, który choć nie obejmuje w pełni wszystkich wspomnianych wyżej komponentów, to zapewnia i tak pełniejszy obraz prawdziwych kosztów ponoszonych przez krajowe systemy elektroenergetyczne niż LCOE. Interesującym wyborem wydaje się także **wskaźnik LCOLC**, proponowany przez naukowców z Uniwersytetu Fryderyka i Aleksandra w Erlangen i Norymberdze, i Uniwersytetu Technicznego w Norymberdze, który pozwala dostosować model (a więc i prawdziwe koszty) do konkretnego zapotrzebowania i dostępnych lub prognozowanych mocy w systemie.

Zdajemy sobie sprawę, że ten working paper nie obejmuje pełnej analizy porównawczej wszystkich wskaźników dostępnych w literaturze. Naszym celem jest głównie zaznaczenie rzadko poruszanych w polskiej debacie publicznej niedoskonałości wskaźnika LCOE i wskazanie na istnienie lepszych rozwiązań. Mamy nadzieję, że potrzebna już dziś dyskusja nad uzupełnieniem lub rozwinięciem LCOE oraz innych wskaźników kosztów energii na potrzeby polskich i zagranicznych dokumentów strategicznych może w ten sposób stać się istotnym krokiem w odpowiedzialnej, efektywnej i zrównoważonej transformacji polskiej energetyki w przyszłości.

# Bibliografia

- Brackenborough, S., McLean, T., Oldroyd, D. (2001), *The emergence of discounted cash flow analysis in the Tyneside coal industry c.1700–1820*, „The British Accounting Review”, No. 33(2).
- Farrar, D., Woodruff, F. (1973), *A model for the determination of optimal electric generating system expansion patterns*, <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/27255> [dostęp: 10.12.2024].
- Grimm, V., Oechsle, L., Zöttl, G. (2024), *LCOE of renewables are not a good indicator of future electricity costs*, <https://www.utn.de/files/2024/04/Grimm-Policy-Brief-CD-EN.pdf> [dostęp: 10.12.2024].
- Hotelling, H. (1990), *A General Mathematical Theory of Depreciation*, (w:) Darnell, A.C. (ed.), *The Collected Economics Articles of Harold Hotelling*, Springer, New York, NY, [https://doi.org/10.1007/978-1-4613-8905-7\\_3](https://doi.org/10.1007/978-1-4613-8905-7_3) [dostęp: 10.12.2024].
- Hirth, L., Ueckerdt, F., Edenhofer, O. (2015), *Integration costs revisited. An economic framework for wind and solar variability*, „Renewable Energy”, No. 74.
- Huld, T., Jaeger-Waldau, A., Szabo, S. (2014), *Mapping the cost of electricity from grid-connected and off-grid PV systems in Africa*, 1st Africa Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, [https://www.researchgate.net/publication/263221188\\_Mapping\\_the\\_Cost\\_of\\_Electricity\\_from\\_Grid-connected\\_and\\_Off-grid\\_PV\\_Systems\\_in\\_Africa](https://www.researchgate.net/publication/263221188_Mapping_the_Cost_of_Electricity_from_Grid-connected_and_Off-grid_PV_Systems_in_Africa) [dostęp: 15.12.2024].
- Idel, R. (2022), *Levelized Full System Costs of Electricity*, „Energy”, No. 259(15), <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544222018035> [dostęp: 14.12.2024].
- Idel, R. (2023), *Levelized Full System Costs of Electricity - 2023 Updates*, <https://sites.google.com/view/robertidel/research-projects> [dostęp: 13.12.2024].
- IRENA (2024), *Renewable power generation costs in 2023*, International Renewable Energy Agency.
- JP Morgan (2023), *Growing Pains: The Renewable Transition in Adolescence. 2023 Eye on the Market energy paper*, <https://www.jpmorgan.com/insights/esg/sustainable-economy/eye-on-the-market-growing-pains-the-renewable-transition-in-adolescence> [dostęp: 10.12.2024].
- Juszczak, A., Pilszyk, M., Miniszewski, M., Kania, K., Tomasiak, T., Wiącek, M. (2023), *Koszty braku dekarbonizacji gospodarki*, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa, <https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2023/12/Dekarbonizacja.pdf> [dostęp: 10.12.2024].

- Juszczak, A. (2024), *Ciemna flauta w Europie ponownie podnosi pytanie o optymalny miks elektroenergetyczny*, „Tygodnik Gospodarczy PIE”, nr 47, <https://pie.net.pl/numer-47-2024-21-listopada-2024-2/> [dostęp: 10.12.2024].
- Lazard (2024), *Levelised Cost of Energy+*, [https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-\\_vf.pdf](https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf) [dostęp: 10.12.2024].
- Li, B. i in. (2021), *A Brief Climatology of Dunkelflaute Events over and Surrounding the North and Baltic Sea Areas*, „Energies”, No. 14(20).
- MAE (2018), *World Energy Outlook 2018*, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> [dostęp: 10.12.2024].
- MAE (2020), *Beyond LCOE: Value of technologies in different generation and grid scenarios*, <https://ieaghg-publications.s3.eu-north-1.amazonaws.com/Technical+Reports/2020-11+Beyond+LCOE+Value+of+technologies+in+different+generation+and+grid+scenarios.pdf> [dostęp: 10.12.2024].
- MAE (2023), *World Energy Outlook 2023*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf> [dostęp: 10.12.2024].
- MAE (2024a), *LCOE and value-adjusted LCOE for solar PV plus battery storage, coal and natural gas in selected regions in the Stated Policies Scenario 2022-2030*, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/lcoe-and-value-adjusted-lcoe-for-solar-pv-plus-battery-storage-coal-and-natural-gas-in-selected-regions-in-the-stated-policies-scenario-2022-2030> [dostęp: 10.12.2024].
- MAE (2024b), *Global Energy and Climate Model Documentation – 2024*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89a1aa9a-e1bd-4803-b37b-59d6e7fba1e9/GlobalEnergyandClimateModelDocumentation2024.pdf> [dostęp: 10.12.2024].
- Miniszewski, M., Pilszyk, M. (2023), *Scenariusze polskiego miks energetycznego 2040*, Policy Paper, nr 4, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.
- Strupczewski, A. (2014), *Wpływ energetyki jądrowej i odnawialnych źródeł energii na koszty w systemie energetycznym Polski*, Postępy Techniki Jądrowej, nr 57, z. 1.
- Śliwowski, P. (2022), *Lekcje z „wielkiej inflacji” lat 70.*, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.
- Thomson, J. (2016), *A History of Climate Justice*, <https://thesolutionsjournal.com/a-history-of-climate-justice/> [dostęp: 10.12.2024].
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., Edenhofer, O. (2013), *System LCOE: What are the costs of variable renewables?*, „Energy”, No. 63, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213009390> [dostęp: 10.12.2024].
- (www1) <https://symulatorsystemuenergetycznego.ncbr.gov.pl/en/costs> [dostęp: 10.12.2024].
- (www2) <https://www.theguardian.com/environment/2022/jun/14/1977-us-presidential-memo-predicted-climate-change> [dostęp: 10.12.2024].
- (www3) <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices> [dostęp: 10.12.2024].

- (www4) <https://www.iea.org/energy-system/renewables> [dostęp: 10.12.2024].
- (www5) <https://ember-energy.org/latest-insights/germany-sets-new-record-for-renewable-power/> [dostęp: 10.12.2024].
- (www6) [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/EEA-ACER\\_Flexibility\\_solutions\\_support\\_decarbonised\\_secure\\_EU\\_electricity\\_system.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/EEA-ACER_Flexibility_solutions_support_decarbonised_secure_EU_electricity_system.pdf) [dostęp: 10.12.2024].

# Spis schematów, tabel i wykresów

## SPIS SCHEMATÓW

Schemat 1. Składowe wskaźnika sLCOE . . . . .	16
---	----

## SPIS TABEL

Tabela 1. Możliwość świadczenia usług pomocniczych w zależności od stosowanej technologii wytwarzania energii elektrycznej. . . . .	11
Tabela 2. Porównanie prognozowanych wartości LCOE i VALCOE w scenariuszu „Stated Policies Scenario” na 2050 r. w wybranych regionach świata (w USD/MWh) . . . . .	14
Tabela 3. Porównanie LCOE i LCOLC dla różnych scenariuszy technologii bilansujących (E/MWh) . . . . .	18

## SPIS WYKRESÓW

Wykres 1. Cena rynkowa paneli fotowoltaicznych w przeliczeniu na 1 W (w USD, ceny aktualizowane o poziom inflacji, skala logarytmiczna). . .	10
Wykres 2. Udział głównych źródeł niesterowalnych (fotowoltaika oraz morskie i lądowe farmy wiatrowe) w produkcji energii elektrycznej w wybranych krajach UE i Wielkiej Brytanii (w proc.). . . . .	10
Wykres 3. LFSCoE-95 wybranych źródeł energii dla Niemiec i Teksasu (w USD/MWh) . . . . .	17

# Polski Instytut Ekonomiczny

Polski Instytut Ekonomiczny to publiczny *think tank* ekonomiczny z historią sięgającą 1928 roku. Jego obszary badawcze to przede wszystkim makroekonomia, energetyka i klimat, handel zagraniczny, foresight gospodarczy, gospodarka cyfrowa i ekonomia behawioralna. Instytut przygotowuje raporty, analizy i rekomendacje dotyczące kluczowych obszarów gospodarki oraz życia społecznego w Polsce, z uwzględnieniem sytuacji międzynarodowej.

