

Weryfikacja celowości stosowania wskaźnika LCOE dla systemów energetycznych z udziałem pogodozależnych źródeł odnawialnych¹⁾

Verification of the appropriateness of using the LCOE indicator for energy systems with the participation of weather-dependent renewable sources

W artykule przedstawiono metodologię oceny kosztów wytwarzania energii elektrycznej w systemach elektroenergetycznych, w których współistnieją źródła odnawialne zależne od pogody IRES (ang. Intermittent Renewable Energy Sources) oraz sterowalne źródła rezerwowo-regulacyjne BPP (ang. Balancing and Reserve Power Plants). Wykazano, że powszechnie stosowane, intuicyjne podejście oparte na średniej ważonej jednostkowych kosztów wytwarzania energii (LCOE) poszczególnych technologii składowych prowadzi do błędnych wniosków dotyczących ekonomiki całego systemu. Prawidłowa ocena wymaga podejścia całościowego, opartego na zasadzie osłony bilansowej, która zapewni spójne uwzględnienie powiązań operacyjnych i ekonomicznych między wszystkimi podsystemami. Wykazano także, że koszt krańcowy wprowadzenia IRES do systemu musi być ujemny, co odpowiednio zawęży obszar opłacalności stosowania tych źródeł.

Słowa kluczowe: ekonomika systemów energetycznych, LCOE systemu, integracja IRES, zasada osłony bilansowej

This article presents a methodology for assessing the costs of electricity generation in power systems that coexist with weather-dependent renewable energy sources (Intermittent RES) and balancing and reserve power plant (BPP). It has been shown that the commonly used, intuitive approach based on the weighted average of the unit energy production costs (LCOE) of individual sub-technologies leads to erroneous conclusions about the economics of the entire system. A proper assessment requires a holistic approach based on the principle of balance envelope boundary, which ensures consistent consideration of the operational and economic interconnections between all subsystems. It has also been shown that the marginal cost of introducing IRES into the system must be negative, which accordingly narrows the area of profitability of using these sources.

Keywords: energy system economics, system LCOE, IRES integration, balance envelope boundary

Wstęp

Cechą charakterystyczną nauki i profesjonalnych badań jest dążenie do możliwie największej szczegółowości oraz precyzyjnego opisu analizowanych procesów przy użyciu zaawansowanego aparatu matematycznego i statystycznego. Jednakże zbyt wąskie skupienie się na detalach może prowadzić do utraty ogólnego obrazu zjawiska. W kontekście współczesnych sporów o opłacalność niestabilnych odnawialnych źródeł energii (IRES), takich jak energetyka słoneczna i wiatrowa, zjawisko to jest szczególnie widoczne. Debata ta nie ogranicza się jedynie do kwestii technicznych czy ekonomicznych, ale ma również silny wymiar polityczny i społeczny. Z tego względu niezbędna jest weryfikacja podstawowych założeń ekonomicznych, które stanowią fundament publicznej narracji o „tanioci” energii odnawialnej.

Jednym z najczęściej stosowanych wskaźników do porównywania kosztów różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej jest LCOE (*Levelized Cost of Electricity*) – uśredniony koszt jednostkowy produkcji energii w cyklu życia źródła wytwórczego.

Jego popularność wynika z prostoty obliczeń oraz pozorne-go umożliwienia bezpośredniego porównania między różnymi technologiami, niezależnie od ich charakteru. Jednakże, jak wskazują liczne badania, w tym Idel [1] i Dzieża [2], interpretowanie wartości LCOE jako pełnego kosztu systemowego prowadzi do błędnych wniosków. LCOE mierzy bowiem jedynie koszt generacji energii, pomijając koszty integracji źródeł w systemie elektroenergetycznym, takie jak bilansowanie mocy, magazynowanie energii, rozbudowa sieci przesyłowych czy konieczność utrzymywania rezerw dyspozycyjnych [1, 3].

Fundamentalne znaczenie ma fakt, że funkcją systemu elektroenergetycznego nie jest jedynie generacja energii, lecz dostarczanie jej w określonym miejscu i czasie, a więc zapewnienie ciągłości i przewidywalności dostaw. Tego aspektu nie obejmuje klasyczne LCOE, co sprawia, że jest ono miarą nieadekwatną do oceny kosztów źródeł niestabilnych, takich jak wiatr czy fotowoltaika. W sytuacji, gdy udział IRES w miksie energetycznym jest niewielki, różnice te pozostają mało istotne – system może bowiem korzystać z rezerw konwencjonalnych. Jednak w miarę wzrostu udziału źródeł IRES koszty integracji rosną wykładniczo, co czyni LCOE coraz mniej reprezentatywnym miernikiem [3, 4].

¹⁾ Autorzy wnieśli jednakowy wkład w powstanie publikacji.

W odpowiedzi na te ograniczenia w pracy [1] zaproponowano wskaźnik *LFSCOE* (*Levelized Full System Cost of Electricity*), który uwzględnia pełne koszty systemowe – zarówno wytwarzania, jak i bilansowania oraz magazynowania energii. Wykazano, że nawet przy znacznym spadku kosztów technologii magazynowania, *LFSCOE* dla źródeł *IREs* pozostaje istotnie wyższy niż dla źródeł dyspozycyjnych. Natomiast w pracy [4] zaproponowano *System LCOE*, obejmujący oprócz kosztów generacji także koszty integracji. Pokazano, że przy udziale *IREs* przekraczającym około 20% udziału w miksie, koszty integracji mogą dorównać kosztom samej generacji. Co istotne, wskazano, że utrzymanie wysokich udziałów *IREs* w sposób ekonomicznie uzasadniony wymagałoby znacznych interwencji politycznych, m.in. wysokich cen emisji CO₂, silnych ograniczeń mocy jądrowej lub znacznego wsparcia finansowego dla *IREs*. Znamienne jest, że od roku ukazania się tej publikacji (2013) w Niemczech zlikwidowano wszystkie elektrownie atomowe oraz doprowadzono do bardzo wysokich kosztów emisji CO₂.

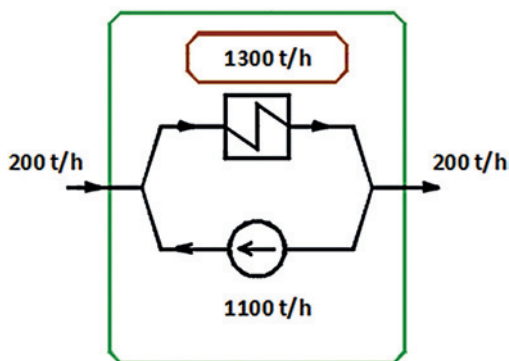
W polskiej literaturze problem błędnej interpretacji *LCOE* został szeroko opisany przez Dzieżeń [2], który zwraca uwagę na ryzyko „fetyzycyzacji” wskaźnika *LCOE* w dyskursie publicznym i akademickim. Podkreśla on, że *LCOE* może być użytecznym narzędziem mikroekonomicznym, ale nie powinno stanowić podstawy do formułowania polityki energetycznej czy do porównań między technologiami o różnym profilu pracy.

Metodologia

Zasada osłony bilansowej w analizie systemowej

Celem tej części artykułu jest wprowadzenie systemowego podejścia do szacowania rzeczywistego kosztu wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem wszystkich elementów systemu elektroenergetycznego. Fundamentem tego podejścia jest zasada osłony bilansowej, znana z termodynamiki, przeniesiona na grunt analiz ekonomicznych. Każdy system można opisać definiując jego granice bilansowe. Wszelkie analizy prowadzone wewnątrz osłony, dotyczące cząstkowych elementów układu, mają znaczenie pomocnicze i nie mogą być utożsamiane z bilansem całości.

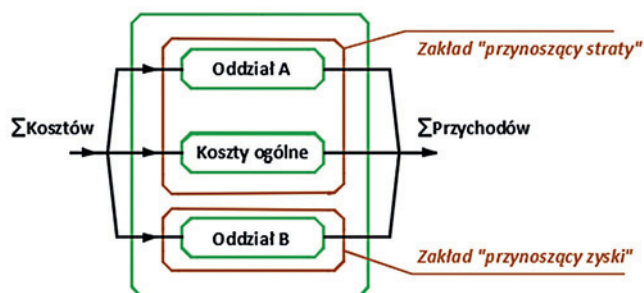
Pierwszym przykładem ilustrującym powyższe podejście będzie kocioł wodny z własną pompą przevalową pokazany na rysunku 1.



Rys. 1. Osłona bilansowa wokół układu kotła wodnego z pompą przevalową

W celu zapewnienia wymaganych parametrów technicznych pompa przevalowa wymusza 1100 t/h dodatkowego przepływu. Obserwator wewnątrz osłony bilansowej, działając na podstawie przyrządów dotyczących samego kotła, może dokonać błędnego uogólnienia i wysnuć wniosek, że przez cały układ płynie 1300 t/h wody. Tymczasem rozliczenia z klientami dokonywane są na przepływie, który przecina granice kottowni, a więc przepływie 200 t/h.

Na rysunku 2 przedstawia się przedsiębiorstwo składające się z podobnych oddziałów „A” i „B” oraz części ogólnej. Arbitralne przypisanie kosztów części ogólnej do oddziału „A” spowoduje, że będzie on wykazywał gorsze wskaźniki ekonomiczne. Jednak wniosek o rzekomej nieoptymalności oddziału „A” wyciągnięty na podstawie tak utworzonych wskaźników będzie wadliwy. W takiej sytuacji należy otoczyć osłoną bilansową całe przedsiębiorstwo, dokonać analizy porównawczej i sprawdzić, jak zmiana produkcji postulowana dla zakładu „A” wpłynie na łączny wynik przedsiębiorstwa. W trakcie analizy porównawczej te grupy kosztów, które powodują fałszowanie wskaźników zanikną, a pozostaną tylko te, które mają znaczenie w trakcie dokonywanych zmian.



Rys. 2. Przedsiębiorstwo posiadające dwa oddziały i część ogólną

Ważnym przykładem negatywnych skutków arbitralnego wyznaczania wskaźników wewnątrz osłony bilansowej będzie opis błędów generowanych w elektrociepłowniach przy próbach podziału kosztów na koszty wytwarzania prądu i ciepła.

Na rysunku 3a pokazuje się parametry techniczno-ekonomiczne osiągnięte przez elektrociepłownię w pełnej kogeneracji. Pochopne skorzystanie z danych prezentowanych na tym rysunku może prowadzić do błędnego wniosku, że w celu zwiększenia zysku należy uruchomić kocioł wodny, zrezygnować z produkcji ciepła na bloku i zwiększyć produkcję prądu. Cena prądu 500 zł/MWh jest dużo wyższa od kosztów wytworzenia 305 zł/MWh, a koszt wytworzenia ciepła na kotle wodnym jest niższy niż na bloku ciepłowniczym i wydaje się, że „nie ma czego sprawdzać”. Oczekiwana jest poprawa wyniku na każdej MW prądu (500 – 305) = 195 zł/MWh i na każdym GJ ciepła (63,6 – 62,2) = 1,4 zł/GJ.

Na rysunku 3b pokazano rozpyły kosztów po dokonaniu postulowanej zmiany. Suma przychodów wzrosła z 30 600 zł/h do 34 100 zł/h, a suma kosztów wzrosła z 24 055 zł/h do 38 615 zł/h. Mimo wzrostu sprzedaży wynik się pogorszył – nastąpiło forsowanie kosztów.

Pierwszym błędem było tutaj założenie niezmienności jednostkowych wskaźników kosztów wytworzenia prądu k_E i ciepła k_C podczas gdy w tej operacji one nie są stałe.

Ujęcie systemowe w ocenie kosztów IRES

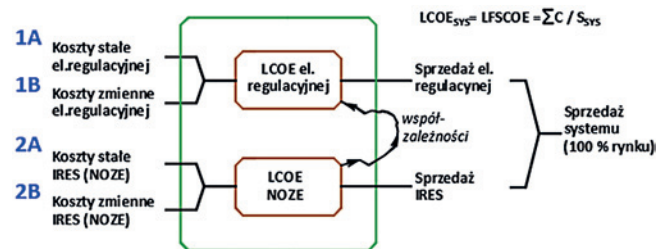
Podsumowując powyżej przedstawione przykłady można zauważyć, że wewnątrz osłony bilansowej mogą dowolnie krążyć strumienie wody, pary, paliw, a także środków pieniężnych, natomiast rzetelne wnioski można wysunąć jedynie na podstawie strumieni przecinających zewnętrzną osłonę bilansową. Prowadzi to do wniosku, że wszelkie porównania kosztów wytwarzania energii w wybranych typach źródeł za pomocą wskaźników ekonomicznych typu *LCOE* będą zaledwie badaniami cząstkowymi przeprowadzonymi nieprawidłowo wewnątrz osłony bilansowej całego układu.

Z punktu widzenia odbiorców końcowych oraz uczestników rynku energii zasadnicze znaczenie ma nie tyle odpowiedź na pytanie: „czy energia z wiatru jest tańsza od energii z węgla”, lecz raczej: „czy całkowity koszt funkcjonowania systemu będzie niższy”. Odpowiedź na to pytanie może sformułować jedynie obserwator analizujący system z perspektywy osłony bilansowej obejmującej cały układ „wiatrak-węgiel” i uogólniając wpływ źródeł niestabilnych i niezbędnych źródeł regulacyjnych.

W rzeczywistych warunkach pracy krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) nie istnieje układ oparty wyłącznie na IRES. Postępowanie się wskaźnikiem jednostkowego kosztu wytwarzania energii typu *LCOE* wyznaczonym wyłącznie dla pojedynczego źródła odnawialnego jest zatem pozbawione znaczenia praktycznego. W rzeczywistości występują jedynie układy złożone *IRES-BPP*. Dlatego analiza kosztów i efektywności powinna dotyczyć całych układów systemowych, a nie pojedynczych źródeł generacji.

Na rysunku 4 zaznaczono cztery grupy kosztów:

- 1A – koszty stałe elektrowni BPP,
- 1B – koszty zmienne BPP,
- 2A – koszty stałe IRES,
- 2B – koszty zmienne IRES.



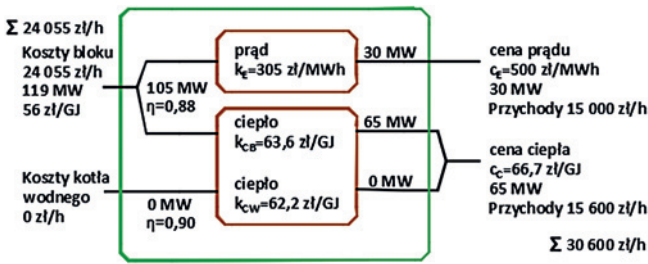
Rys. 4. Osłona bilansowa wokół układu *IRES-BPP*

Pozycja 1A to koszty stałe elektrowni rezerwowo-regulacyjnej. Rezygnacja z pozycji 1A w systemie z *IRES* nie jest możliwa. Można tylko rozważać zastosowanie zamiast elektrowni węglowej innego typu źródła stabilnego lub magazynu energii, ale nie to jest przedmiotem badań w niniejszym artykule.

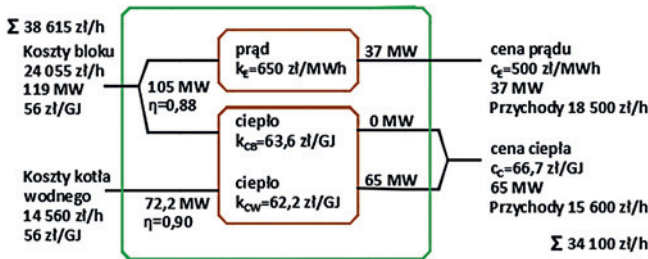
Pozycja 2A to koszty stałe *IRES*. Pozycja ta narasta wraz z dołączaniem nowych *IRES* do sieci.

Pozycja 1B to koszty zmienne (paliwa). Zgodnie z założeniami zielonej transformacji pozycja ta maleje w wyniku wprowadzania do układu coraz większej ilości *IRES*.

Pozycja 2B to koszty zmienne *IRES*. Wynosi ona zero (*IRES* nie ponosi kosztów zakupu paliwa).



Rys. 3a. Przykładowy rozptył kosztów w elektrociepłowni w kogeneracji



Rys. 3b. Przykładowy rozptył kosztów w elektrociepłowni w kondensacji

Poprawnym podejściem byłoby wyliczenie nowych wskaźników właściwych dla operacji, która ma dopiero nastąpić. W tym celu konieczne było zrozumienie regulaminu wyznaczania wskaźników udziału kosztów wytwarzania prądu i ciepła x_E oraz x_C . Przedmiotowe wskaźniki wyznaczano arbitralnie jedną z dopuszczonych prawem metod zachowując warunek $x_E + x_C = 1$.

Po wyznaczeniu wskaźników dokonywano podziału znanych kosztów całego bloku (K_B) na koszty wytwarzania prądu i ciepła K_E i K_{CB} według zależności:

$$K_B = 1 \cdot K_B = (x_E + x_C) \cdot K_B = x_E \cdot K_B + x_C \cdot K_B = K_E + K_{CB} \quad (1)$$

Następnie definiowano koszty wytwarzania ciepła K_C jako sumę kosztów ciepła na bloku i kotle wodnym: $K_C = (K_{CB} + K_W)$. Ostatecznie opis pełnych kosztów zakładu był zmieniany z wielkości jednoznacznie identyfikowalnych na wielkości wyznaczane arbitralnie:

$$K_B + K_W = K_{TOTAL} = K_E + K_C \quad (2)$$

i odpowiednio do powyższego tworzono wskaźniki kosztów jednostkowych k_E i k_C . Gdyby wyznaczono nowe wskaźniki, to okazałoby się, że koszty jednostkowe k_E wzrosłyby z 305 zł/MWh do 650 zł/MWh, przekraczając cenę sprzedaży 500 zł/MWh.

Należy zauważyć, że w badanym przypadku strumień kosztów na bloku oraz strumień przychodów z ciepła są niezmiennie. Zmienia się jedynie przyrost zużycia energii chemicznej paliwa na kotle wodnym na jednostkę energii elektrycznej sprzedanej dodatkowo z bloku. W omawianym przykładzie wynosi on $(72,2 - 0)/(37 - 30) = 10,3$ MW/MW. Natomiast koszt paliwa wynosi 56 zł/GJ $\cdot 3,6 = 201$ zł/MWh. Zatem jednostkowy koszt pozyskania dodatkowych przychodów na energii elektrycznej poprzez zwiększenie kondensacji i rozpalenie kotła wodnego wynosi $10,3 \cdot 201 = 2079$ zł/MWh. Przy cenie 500 zł/MWh operacja ta jest nieopłacalna.

Koszty stałe systemu FC_{SYS} są sumą kosztów stałych obu rodzajów źródeł:

$$FC_{SYS} = FC_{BPP} + FC_{IRES} \quad (3a)$$

Wobec niezmienności kosztów zabezpieczenia systemu FC_{BPP} łączna suma kosztów systemu w toku rozwoju FC_{SYS} wyłączenie rośnie. Koszty zmienne systemu VC_{SYS} również są sumą kosztów zmiennych źródeł niestabilnych i stabilnych:

$$VC_{SYS} = VC_{BPP} + VC_{IRES} = VC_{BPP} + 0 \quad (3b)$$

Suma kosztów zmiennych w toku rozwoju VC_{SYS} powinna spadać. Ostatecznie koszty całkowite układu TC_{SYS} są sumą kosztów stałych i zmiennych:

$$TC_{SYS} = FC_{SYS} + VC_{SYS} \quad (3c)$$

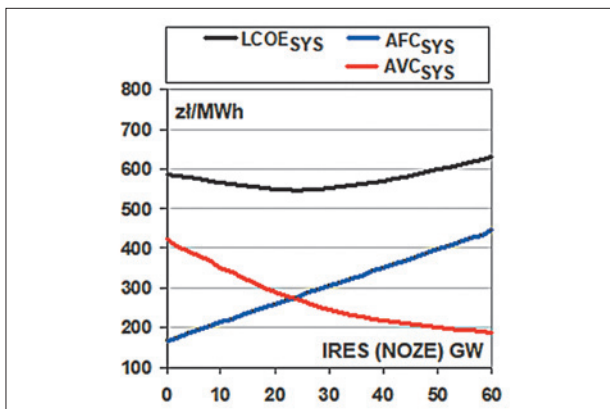
Koszty jednostkowe $LCOE$ dla całego systemu oraz poszczególnych technologii są ilorzem całkowitych kosztów oraz sprzedaży energii:

$$\begin{aligned} LCOE_{SYS} &= TC_{SYS}/E_{SYS} \\ LCOE_{BPP} &= TC_{BPP}/E_{BPP} \\ LCOE_{IRES} &= TC_{IRES}/E_{IRES} \end{aligned} \quad (3d)$$

Wyniki i dyskusja

Rysunki 5 i 6 przedstawiają przykładowe wyniki symulacji polegającej na wprowadzeniu do wyidealizowanego systemu energetycznego opartego wyłącznie na elektrowniach węglowych coraz większych mocy $IRES$ w zakresie od 0 GW do 60 GW (maksymalnie po 30 GW mocy zainstalowanej fotowoltaiki i wiatraków).

Na rysunku 5 pokazano, jak w przedmiotowej symulacji zmieniają się w zależności od mocy zainstalowanej $IRES$ koszty łączne $LCOE_{SYS}$, koszty stałe oraz koszty zmienne układu źródeł. Poszczególne charakterystyki zostały obliczone na podstawie zależności odpowiednio (3a), (3b) oraz (3c). W obliczeniach przyjęto początkową wartość $LCOE$ dla farm wiatrowych równą 330 zł/MWh, dla fotowoltaiki 250 zł/MWh oraz dla elektrowni węglowej 586 zł/MWh. Z całego spektrum wskaźników kosztowych



Rys. 5. Jednostkowe koszty stałe AFC_{SYS} , zmienne AVC_{SYS} i łączne ($LCOE_{SYS}$) układu elektrowni węglowych oraz wiatraków i fotowoltaiki w funkcji instalowanych mocy $IRES$

obserwowanych na rynku i na aukcjach wybrano takie, które mogą poglądowo zilustrować wystąpienie lokalnego optimum.

Na rysunku 6 zobrazowano, jak ilość mocy zainstalowanej $IRES$ wpływa na zmianę kosztów jednostkowych $LCOE$ systemu oraz poszczególnych technologii. W pierwszej kolejności z powodu zmniejszania się produkcji rośnie $LCOE_{BPP}$ i nie jest to skutek ich złego stanu lub złego zarządzania, lecz jest to ekonomiczna konsekwencja projektu układu $IRES - BPP$. Następnie wzrasta także $LCOE_{IRES}$ z powodu niemożności przyjęcia przez system generacji chwilowych przekraczających zapotrzebowanie.

Należy zwrócić uwagę, że używając innych wartości kosztów dla $IRES$ i BPP można otrzymać całe rodziny charakterystyk nieposiadających żadnego optimum (minimum). W zdecydowanej większości przypadków takiego optimum nie da się znaleźć, gdy koszty paliwa nie są obciążone opłatą ETS. Wymagany warunek spełniłyby tylko najtańsze $IRES$ w najlepszych lokalizacjach. Podobnie będzie w sytuacji, gdy w sposób jawny koszty RES są wyższe od kosztu paliwa wraz z wliczonym ETS.

Korzystając z rysunku 4 oraz zależności ogólnej (3d) jednostkowe koszty systemu można rozpisać bardziej szczegółowo:

$$LCOE_{SYS} = (E_{BPP} \cdot AFC_{BPP} + E_{IRES} \cdot AFC_{IRES} + E_{BPP} \cdot AVC_{BPP}) / (E_{BPP} + E_{IRES}), \quad (4)$$

gdzie:

E – roczna produkcja energii,

A – koszty jednostkowe, inaczej roczne koszty średnie.

Dla zerowego udziału RES ($E_{IRES} = 0$) oraz przy założeniu, że źródła sterowalne pracują i są obciążone zgodnie z ich projektem ekonomicznym (E_{BPPD}), zależność (4) upraszcza się do postaci:

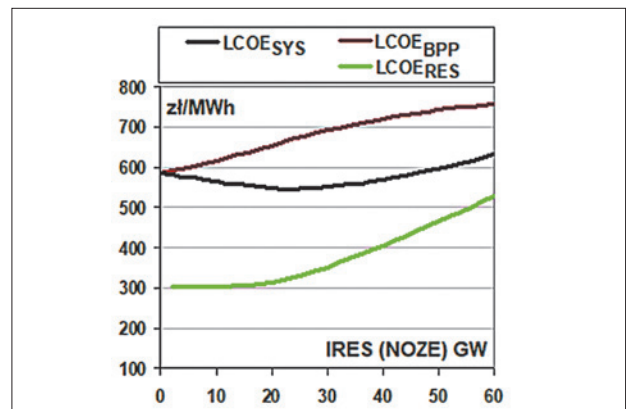
$$\begin{aligned} LCOE_{SYS} &= (E_{BPPD} \cdot AFC_{BPP} + E_{BPPD} \cdot AVC_{BPP}) / E_{BPPD} = \\ &= AFC_{BPP} + AVC_{BPP} = LCOE_{BPP} \end{aligned} \quad (4a)$$

Odejmując (4) i (4a) można ustalić zmianę jednostkowego kosztu związanego z wprowadzeniem RES do układu:

$$\begin{aligned} \Delta LCOE &= LCOE_{SYS}(IRES \neq 0) - LCOE_{SYS}(IRES = 0) = \\ &= (AFC_{IRES} - AVC_{BPP}) \cdot \Delta E / E, \end{aligned} \quad (5)$$

gdzie:

$$\Delta E = E_{IRES} = (E_{BPP} - E_{BPPD}).$$



Rys. 6. Jednostkowe koszty łączne systemu, źródeł BPP oraz RES w funkcji mocy zainstalowanej RES dla układu z rysunku 5

Na podstawie powyższych równań warto zauważyć, że $LCOE_{SYS}$ można zdefiniować także w następujący sposób:

$$\begin{aligned} LCOE_{SYS} (IRES \neq 0) &= LCOE_{BPP} + \Delta LCOE = \\ &= LCOE_{BPP} + (AFC_{IRES} - AVC_{BPP}) \cdot \Delta E/E. \end{aligned} \quad (6)$$

Z równania (6) wynika, że koszty systemu $LCOE_{SYS}$ oraz zmiana $\Delta LCOE$ rosną proporcjonalnie do kosztu wprowadzanych $IRES$ (AFC_{IRES}), a spadają proporcjonalnie do kosztu wypartego z systemu paliwa (AVC_{BPP}).

Niestety, intuicyjne, lecz nadmiernie uproszczone podejście do definiowania i obliczania jednostkowych kosztów systemów złożonych prowadzi do błędnego wniosku, że ich koszt całkowity można określić poprzez proporcjonalne ważenie kosztów jednostkowych zastosowanych technologii składowych:

$$LCOE_{SYS.INCORRECT} = LCOE_{BPP} \cdot SH_{BPP} + LCOE_{IRES} \cdot SH_{IRES}, \quad (7)$$

gdzie:

SH – udział danego źródła w produkcji łącznej.

Już samą swoją formą zależność (7) sugeruje, że jeśli tylko $LCOE_{IRES} < LCOE_{BPP}$, to niejako samoczynnie każdy udział $IRES$ przyniesie obniżkę kosztów całkowitych układu, co jak pokazano powyżej jest błędne. Miarą błędu, popełnianego przy okazji korzystania z zależności (7), jest wielkość:

$$\Delta LCOE_{MISTAKE} = LCOE_{SYS} - LCOE_{SYS.INCORRECT} = AFC_{BPPD} \cdot (\Delta E/E). \quad (8)$$

Jak z powyższego wynika, postępując się zależnością (7) gubimy część kosztów stałych elektrowni rezerwowo-regulacyjnych, proporcjonalnie do wprowadzonej zmiany. Można też powiedzieć, że błąd popełniany w zależności (7) polega na użyciu takiego samego $LCOE_{BPP}$ przed i po badanej zmianie, mimo że w obszarze elektrowni sterowalnej nastąpiła zmiana produkcji. Błąd w zależności (7) można naprawić obliczając za każdym razem nowe koszty jednostkowe elektrowni sterowalnej:

$$LCOE_{BPP} = AFC_{BPPD} \cdot (E/\Delta E) + AVC_{BPP}, \quad (9)$$

co uniemożliwiłoby redukowanie projektowych kosztów stałych elektrowni regulacyjnej.

Zależność (9) obrazuje wzrost jednostkowych stałych kosztów elektrowni sterowalnej wynikający z oddziaływania sąsiedniego podukładu produkcyjnego. Obiektywnie jest to skutek współzależności układu składającego się z $IRES$ oraz jednostek zabezpieczających stabilność i bilansowanie systemu i wynika z obecności $IRES$. Nie ma przy tym znaczenia typ elektrowni BPP .

Jak już wspomniano prześledzenie odpowiednio przygotowanych wskaźników nie jest w ekonomii krokiem rozstrzygającym i dla pełnego obrazu sytuacji konieczna jest analiza przyrostowa. Względny przyrost kosztów wprowadzania $IRES$ do systemu obliczymy postępując się znanym w ekonomii pojęciem kosztu krańcowego $MC = dTC/dQ$, gdzie dQ będzie ilością energii podmienionej na $IRES$. Korzystając ze wzoru (3c) obliczamy koszty systemu w dwóch sytuacjach $TC_{IRES} = 0$ oraz $TC_{IRES} \neq 0$:

$$TC_{SYS1} = TC_{BPP1} + 0 = FC_{BPP} + VC_{BPP1}, \quad (10a)$$

$$TC_{SYS2} = TC_{BPP2} + TC_{IRES} = FC_{BPP} + VC_{BPP2} + TC_{IRES}. \quad (10b)$$

Dla sytuacji opisanych równaniami (10a) oraz (10b) względny przyrost kosztów wynosi $MC = (TC_{SYS2} - TC_{SYS1})/\Delta E$. Należy zwrócić uwagę, że FC_{BPP} są stałe, więc ich pochodna równa się zero.

Ostatecznie, badany przyrost po wprowadzeniu $IRES$ do systemu przyjmuje postać:

$$MC = (\Delta TC_{IRES} + VC_{BPP})/\Delta E. \quad (11)$$

Równanie (11) informuje, że koszt krańcowy pozyskania nowej ilości energii w systemie poprzez dodanie $IRES$ zależy od kosztu wprowadzenia źródła odnawialnego ΔTC_{IRES} i zmiany kosztów paliwa ΔVC_{BPP} . Natomiast nie zależy od kosztów stałych elektrowni rezerwowo-regulacyjnej zabezpieczającej $IRES$. Wniosek ten potwierdza ustalenia dokonane za pomocą zależności (6).

W klasycznej ekonomii koszt krańcowy nie może być ujemny, jednak zjawiska towarzyszące $IRES$ nie zostały jeszcze dostatecznie dobrze opisane przez naukę. Aby operacja modernizacyjna, w której nie ma nowego produktu, a występuje jedynie podmiana części produkcji była opłacalna, musi nastąpić ujemny przyrost kosztów całkowitych większy od poniesionych nakładów, zatem po stronie paliwa muszą nastąpić oszczędności większe od kosztów $IRES$. W związku z powyższym efekty wprowadzania $IRES$ do układu najczęściej są niższe od pierwotnie oczekiwanych. Opłacalność $IRES$ próbuje się poprawić za pomocą dodatkowych opłat nałożonych na paliwo, lecz jest to efekt wyłącznie relatywny.

Dla ilustracji powyższych zależności rozpatrzmy przykład, w którym zbadane zostaną dwie sytuacje.

W sytuacji „1” system zasilany jest wyłącznie za pomocą elektrowni atomowej pracującej przez 8760 h/a z pełną wydajnością (tak przyjęto dla uproszczenia) z mocą 956 MW. Dla tej elektrowni $LCOE_{BPP} = 591$ zł/MWh, a koszt paliwa $AVC_{BPP} = 50$ zł/MWh [5].

W sytuacji „2” wprowadzono zmianę polegającą na dodaniu farmy fotowoltaicznej o rocznej mocy średniej 239 MW i $LCOE_{IRES} = 250$ zł/MWh. Korzystając z zależności (6) obliczamy koszty systemu dla przypadków „1” i „2”:

$$LCOE_{SYS1} = LCOE_{BPP} + 0 = LCOE_{BPP} = 591 \text{ zł/MWh},$$

$$LCOE_{SYS2} = LCOE_{BPP} + \Delta LCOE = LCOE_{BPP} + (AFC_{IRES} - AVC_{BPP}) \cdot \Delta E/E.$$

$$LCOE_{SYS2} = 591 + (250 - 50) \cdot (239/956) = 591 + 200 \cdot 0,25 = 641 \text{ zł/MWh}.$$

Otrzymany wynik prawidłowo ilustruje skutki przeprowadzonej operacji: układ był kompletny technicznie, dostarczał 100% energii, a także był w pełni zdekarbonizowany. Jego rozbudowa o fotowoltaikę była czynnością zbędną, więc głównym jej skutkiem jest przyrost łącznych kosztów układu. Zgodnie z zależnością (9) następuje tutaj także przyrost kosztów jednostkowych elektrowni atomowej:

$$\begin{aligned} LCOE_{BPP} &= AFC_{BPPD} \cdot (E/\Delta E) + AVC_{BPP} = 541 \cdot (956/239) + 50 = \\ &= 721 + 50 = 771 \text{ zł/MWh}. \end{aligned}$$

Warto zwrócić uwagę, że skorzystanie z błędnej zależności (7) da wynik na poziomie: $LCOE_{SYS.INCORRECT} = 505,75$ zł/MWh sugerujący nadmiernie optymistyczne efekty modernizacji. Zgodnie z równaniem (8) błąd wynosi $\Delta LCOE_{MISTAKE} = 135,25$ zł/MWh.

Natomiast możemy powiedzieć, że dodanie IRES do elektrowni atomowej poskutkowało zerowym przyrostem względnym, gdyby koszt PV był równy kosztowi paliwa i wynosił 50 zł/MWh. Przy koszcie PV na poziomie 250 zł/MWh przyrost kosztów układu jest dodatni i wynosi 200 zł/MWh, a zatem jest to operacja nieoptymalna.

Podsumowanie

Przed rozpoczęciem pracy należy ustalić ramy badania – w tym przypadku to nie jest truizm, to niezwykle ważny element metodologii. Nie ma przy tym znaczenia czy mówimy o badaniu układu termodynamicznego, czy też układu niezależnych podmiotów gospodarczych w gospodarce rynkowej – to prawidłowość ogólna.

Wykazano, że porównywanie podukładów wewnątrz ostony bilansowej za pomocą arbitralnie dobranych wskaźników ekonomicznych na pewno doprowadzi do błędów, jeśli tylko zlekceważy się założenia towarzyszące regulaminowi ich utworzenia. W przypadku IRES arbitralność polega między innymi na dopuszczalności porównywania nieporównywalnych technologicznie elektrowni BPP i IRES oraz próbie stosowania do badania kosztów układu wskaźników wyznaczonych indywidualnie. W ten sposób pomijane są wzajemne oddziaływania, których badanie cząstkowe nie wykrywa, ponieważ powstają one dopiero przy pracy instalacji w układzie.

Dzięki poprawnemu wytyczeniu ostony bilansowej wokół układu obu typów źródeł wykazano, że bezkrytyczne stosowanie LCOE, a w szczególności stosowanie tzw. rankingów LCOE źródeł do oceny kosztów układu, jest błędem merytorycznym. W tym przypadku podejście intuicyjne jest zbyt uproszczone i prowadzi do błędów z powodów opisanych w poprzednim akapicie. Nie należy porównywać źródeł między sobą, należy badać łączne koszty układu BPP - IRES.

LCOE układu z IRES nie dąży do zera, nie dąży do początkowych LCOE IRES, nie jest też średnią ważoną LCOE składowych. Zmianie podlegają też same wartości LCOE, w pierwszej kolejności instalacji BPP, a następnie także IRES. Można takie wskaźniki

wyznaczać post factum, po zakończeniu badania układu, lecz będą one prawdziwe tylko w jednym punkcie pracy i nieprzydatne przy badaniu dowolnego odchylenia.

W wyniku analizy przeprowadzonej dla układu BPP - IRES wykazano, że LCOE IRES nie należy porównywać z pełnym kosztem LCOE BPP, lecz należy porównywać LCOE IRES z kosztem wyparłego z układu paliwa ACV BPP (koszt krańcowy MC wprowadzenia IRES do systemu musi być ujemny). Konsekwencją powyższego jest niższa od powszechnie oczekiwanej rentowność wprowadzenia IRES do układu elektrowni sterowalnych. Jest to też wyjaśnienie rozbieżności ocen sformułowanych w stosunku do źródeł odnawialnych.

Powyższe prowadzi też do wniosku, że oszczędność z tytułu wprowadzenia pogodozależnych źródeł OZE może być tylko względna, liczona, jak to wyżej wskazano, względem kosztów wypartego paliwa. Paliwo można obłżyć podatkami, wtedy względna rentowność IRES zostanie poprawiona, ale w wartościach bezwzględnych będzie nadal drożej. Nie można osiągnąć oszczędności większej niż do poziomu całkowitego wyparcia paliwa lub osiągnięcia granic technologicznych. Budowa IRES ponad zapotrzebowanie jest klasycznym przeinwestowaniem.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Idel R., *Levelized Full System Costs of Electricity*, "Energy", Vol. 254, 2022, 124429, DOI: 10.1016/j.energy.2022.124429
- [2] Dzieża J., *Czy LCOE jest dobrą miarą rentowności inwestycji w energetyce?*, Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Warszawska, 2020.
- [3] Joskow P., *Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies*, *American Economic Review: Papers & Proceedings*, 2011.
- [4] Falko Ueckerdt et al., *System LCOE: What are the Costs of Variable Renewables?*, "Energy", Vol. 63, 2013, pp. 61-75.
- [5] Morawiec D., *Levelized Cost of Electricity (LCOE) as a Comparative Indicator of Production Costs Across Different Energy Sources (in Polish)*, "Energetyka", vol. 776, no. 2, 2019, pp. 71-76.
- [6] Lazard, "Access the 2025 LCOE+ Report," 2025.



Organizatorami kampanii są:
Stowarzyszenie Elektryków Polskich
oraz **Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.**



PSE Polskie Sieci
Elektroenergetyczne

Więcej informacji na stronie
www.odloznapozniej.pl

Odlóż na później

Korzystaj z prądu
poza godzinami szczytu
i miej wpływ na planetę!

