

Nieprawidłowości w opisie OZE

Irregularities in the description of renewable energy sources

Grzegorz Kwiecień

Słowa kluczowe: OZE, LCOE, krytyka

W części ogólnej zaprezentowano wiele krytycznych informacji koniecznych dla zrozumienia przyczyn nieprawidłowości w opisie odnawialnych źródeł energii OZE. W części szczegółowej pokazano zależności objaśniające skutki wadliwego stosowania mechanizmu obliczeń LCOE do porównywania systemów „z i bez” OZE.

Keywords: renewable energy, LCOE, criticism

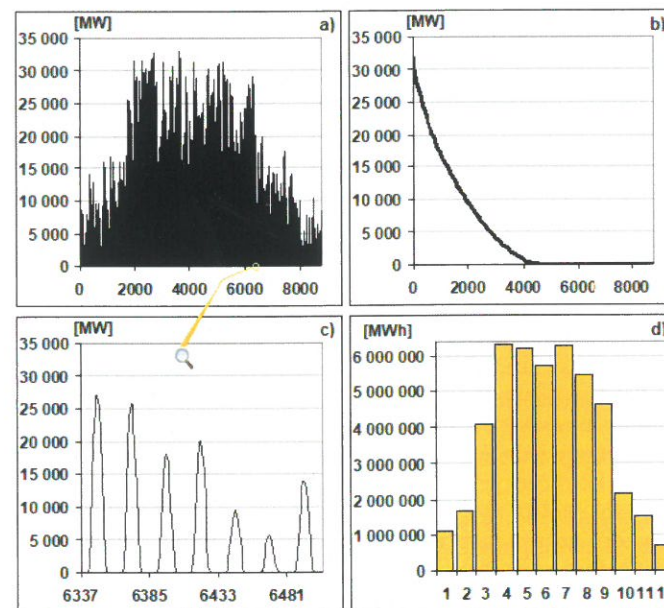
In the general part, the author presents a number of critical information necessary to understand the causes of irregularities in the description of renewable energy sources. In the detailed part, the author shows the relationships explaining the effects of the faulty application of the LCOE calculation mechanism to compare systems "with and without" RES.

Obserwujemy znaczny rozdźwięk między medialnymi doniesieniami o uruchamianiu coraz tańszych i bijących rekordy mocy OZE a praktycznymi obserwacjami wskazującymi na podwyżki cen energii. Autor dowiedzie, że w istocie takowy dyktomizm nie istnieje, są tylko błędy poznawcze i nie dość precyzyjny opis naukowy.

Literatura naukowa kompleksowo oceniająca negatywne skutki uruchamiania OZE jest skąpa, a jeśli już powstaje, to są to krytyki ograniczające się do specjalistycznych zagadnień technicznych, np. obniżenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego w obszarze jego stabilności. Istnieje wiele opinii krytycznych w publicystyce popularnej, niestety są one dokonywane w mediach nieprzychylnych głównemu nurtowi z powodów politycznych, co siłą rzeczy umniejsza ich znaczenie i pogarsza odbiór. Wyczerpującą krytykę stosowania LCOE zawarto w [1], a niniejszy artykuł dotyczy wybranych aspektów i przede wszystkim ma „trafić pod strzechy”.

WYBRANE INFORMACJE KRYTYCZNE NA TEMAT ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

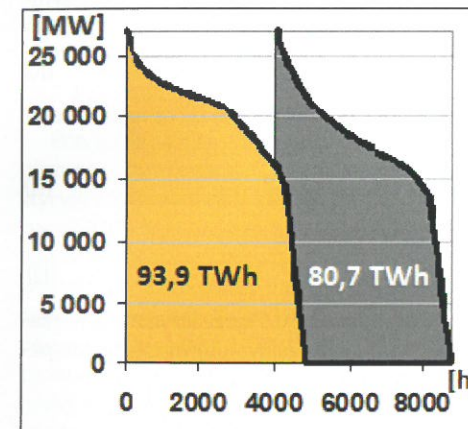
Wywodząc swoje spostrzeżenia od doświadczeń w ciepłownictwie, autor poleca metodę wykresów uporządkowanych jako znakomity sposób na obrazowanie silnie zmiennych zjawisk zależnych pogodowo. Na rys. 1a i b oba wykresy prezentują dokładnie te same dane, w tej samej skali, są to godzinowe osiągi fotowoltaiki niemieckiej za rok 2020. Różnica jest taka, że w przypadku rys. 1b wykorzystano w Excelu funkcję „Sortuj”. Jak widać, tutaj forma obrazowania ma jednak znaczenie dla przekazywanej treści. Po lewej 56% powierzchni jest zaczerwienione, tymczasem pole produkcji pod krzywą generacji w obu przypadkach wynosi 15,8%. Pierwsza liczba koresponduje z intuicyjnym przekonaniem, że dzień jest codziennie, druga liczba prezentuje uporządkowany opis naukowy i jest to rzeczywisty wskaźnik wykorzystania mocy osią-



Rys. 1. Generacja fotowoltaiczna w Niemczech za rok 2020 chronologicznie (a), generacja fotowoltaiczna jw. na wykresie uporządkowanym (b), generacja fotowoltaiczna jw. w wybranym tygodniu (c), generacja fotowoltaiczna jw. chronologicznie w podsumowaniach miesięcznych (d) (wykorzystano dane godzinowe ENTSO-E)
Fig. 1. PV generation in Germany during 2020 chronologically (a), as above PV generation in ordered chart (b), as above PV generation in the selected week (c), as above PV generation in time at whole months (d)

galnej. Uporządkowana krzywa generacji ma kształt szczytowy, przy czym na uwagę zasługuje znaczna rozbieżność między mocą szczytową 32,9 GW a średnią produkcyjną 5,2 GW. Przez pół roku jest noc, po-

winniśmy to wiedzieć z doświadczenia życiowego, a także wyraźnie to udokumentowano na wykresie uporządkowanym. Krzywa zaczyna się w obszarze 4380 godz. w roku. Z tego co zostaje, należy odjąć pole niedoskonałości wynikające z ruchu naszej gwiazdy dziennej po nieboskronie, a także odliczyć dni pochmurne, z szadzią i pokrywą śnieżną. „Niewyczerpalne źródło energii” wyczerpuje się codziennie nawet na 15-16 godzin. Po prostu na wykresie chronologicznym, 8760 danych godzinowych przy dostępnych rozmiarach papieru/monitora zlewa się razem w sposób uniemożliwiający prawidłową ocenę i w ten sposób gubimy „szczególne” zjawisko nocy, co zilustrowano na rys. 1c, gdzie rozciągnięto przykładowy tydzień między 6337 a 6505 godziną roku. Podobny do rys. 1a kształt wykresów osiąga się, prezentując dane miesięczne, co daje efekt korzystny marketingowo np. dla sprzedawców fotowoltaiki (dane miesięczne tym bardziej się zlewają, rys. 1d).



Rys. 2. Roczne, uporządkowane wykresy zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce w roku 2021 w porze dziennej i porze nocnej (dane godzinowe PSE)
Fig. 2. Annual, ordered graphs of electricity demand in Poland in 2021 during the day and night time.

Na rys. 2 przedstawiono uporządkowane wykresy zapotrzebowania na energię w Polsce za rok 2021 w rozbiu na dzień i noc. Zapotrzebowanie nocne wynosi 46% zapotrzebowania rocznego. Mylnie utożsamiamy noc tylko z nocną doliną obciążenia, tymczasem noc obejmuje wieczorne szczyty energetyczne, które na dodatek największe są porą zimową, kiedy fotowoltaika praktycznie nie istnieje. Fotowoltaika dobrze wpisuje się w zapotrzebowanie – nie, nie prawda. Współczynnik korelacji Pearsona między generacją fotowoltaiczną i zapotrzebowaniem, obliczony na danych godzinowych Niemcy 2021 r. wynosi zaledwie 0,30, a obliczony na danych dobowych – 0,36. Pytanie, czy dla dokonania takich ustaleń potrzebny był aż taki aparat matematyczny? Przecież każdy z nas powinien z doświadczenia życiowego wiedzieć, że słońca nie ma wtedy, kiedy zimno i energii potrzebujemy akurat najwięcej.

Wiatr może oczywiście wiać także w nocy i wykres uporządkowany łącznych generacji OZE jest nieco korzystniejszy, ale nie należy mieć złudzeń – dalej jest on skrajnie niekorzystny biznesowo. Na przykład dla Niemiec za rok 2022 moce między 70-100% występują przez 517 h/a, a moce 0-30% przez 4593 h/a. Istnieją pewne możliwości poprawy OZE przez zwiększenie wysokości wiatraków i dobór lokalizacji, natomiast nie da się oczywiście zmusić słońca do generacji w nocy – słabości OZE są fundamentalne.

W tab. I przedstawiono wybrane osiągi energetyki niemieckiej.

TABELA I. Wybrane osiągi niemieckiej energetyki niemieckiej

Rok	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Zapotrzebowanie max [MW]	75 377	79 405	78 327	76 947	75 551	78 387	78 681
Moc zainstalowana OZE [MW]	83 137	92 007	99 488	104 484	108 894	115 575	120 820
Krotność OZE do max	1.10	1.16	1.27	1.36	1.44	1.47	1.54
Min. OZE [MW]	374	242	665	521	658	308	827

Sporządzono na danych ENTSO-E.

Jak zauważono w roku 2022 moc zainstalowana wiatraków i fotowoltaiki wyniosła 120 820 MW, moc minimalna tychże wyniosła 827 MW. Mamy więc pewność, że budowa OZE o mocy 154% zapotrzebowania maksymalnego 78 681 MW umożliwiła wycofanie z eksploatacji 827/78 681 = 0,01051 elektrowni węglowych. Wskaźnik dyspozycyjności, a tym samym zastępowalności tradycyjnych mocy sterowalnych jest dla OZE znikomo mały.

Ze złożenia wszystkich niekorzystnych dla OZE informacji wnioski są pesymistyczne.

- Wszelkie konstrukcje rynku energii przestaną być istotne, gdy zauważymy, że najczęściej statystycznie potencjalnych konkurentów na rynku nie ma. Szerzej omówiono w dalszej części artykułu w akapicie poświęconym nieprawidłowościom na rynku.
- Magazynowanie po stronie energii elektrycznej wymaga urządzeń o względnie dużej mocy i krótkim czasie wykorzystania i powyższe należy jeszcze złożyć z niską sprawnością przewidywanego tutaj procesu prąd – wodór – prąd. Na przykład 1000 MW fotowoltaiki da średnio 120 MW, które przepuszczone przez 1000 MW elektrolizerni da 40 MW w elektrowni wodorowej. Zespół urządzeń 2040 MW gwarantuje sterowalną sprzedaż 40 MW.
- Koszty stałe elektrowni rezerwowo regulacyjnych są nieusuwalne z wszelkich analiz rozwoju systemu z OZE. Futurystyczne dyskusje dotyczą tylko zmiany charakteru tych kosztów, ale słabości pomysłów na magazynowanie energii po stronie gotowego wyrobu zamiast po stronie surowcowej opisano wyżej. Magazyn energii chemicznej w węglu jest prostszy niż „energii elektrycznej” w wodrze, poza tym największym problemem jest krótki czas wykorzystania skomplikowanej instalacji sterowalnej i zamiana węgla na wodór nic tu nie zmienia.

KRYTYKA IDEI PORÓWNYWANIA URZĄDZEŃ NIEPORÓWNYWALNYCH

W opinii twórcy hasła LCOE w Wikipedii: Wyrównany [tak w oryginalnej] koszt energii elektrycznej (levelized cost of electricity, LCOE) (...) jest miarą umożliwiającą wiarygodne porównanie ekonomiczne różnych źródeł energii elektrycznej. Zastrzeżenie, że pominięcie dodatkowych informacji i założeń w tworzeniu LCOE prowadzi do błędów jest owszem podane, ale małą czcionką na końcu.

Między innymi sporządzane są rankingi LCOE źródeł energii, mające głównie na celu udowodnienie wyższości OZE nad elektrowniami sterowalnymi. Zatem przypominamy, że celem umowy handlowej między odbiorcą, a dostawcą jest niezawodna dostawa energii elektrycznej (NDEE). Mamy co do tego pewność, bo dozwolone przerwy w dostawie energii są odpowiednio krótkie i obwarowane karami. Celem nie jest dostawa tylko energii, dostawa z przerwami, dostawa tylko gdy wieje, itd. Jeśli więc celem jest realizacja NDEE to nagłaśnianie rankingów LCOE wprowadza w błąd opinię publiczną. To m.in. próba przekonywania polityków, że wystarczy zbudować więcej OZE, aby było taniej.

Elektrownie sterowalne wyposażone są w urządzenia do konwersji energii z postaci pierwotnej do elektrycznej oraz mają wbudowaną technologię sterowalności wraz z magazynem długookresowym i są zdolne do realizacji NDEE. Źródła odnawialne mają tylko urządzenia konwersji i nie są samodzielne. LCOE odpowiada na pytanie, czy sam silnik jest tańszy od całego samochodu wyposażonego w zbiornik paliwa i sterowalny układ jezdy i jest prawdą, że jest tańszy. Ale nas interesuje, czy firma, która kupi zbyt liczny nadmiar dobrych nawet silników i dąży do likwidacji ostatniego samochodu, będzie tańsza i zrealizuje zadania przewożowe. LCOE chce nas poinformować, że jedno źródło są tańsze od drugich, natomiast my chcemy wiedzieć, czy będzie taniej. Odpowiedź wcale nie jest jednoznaczna, zachodzi bowiem podejrzenie, że zakup (powiedzmy) 300% mocy linii produkcyjnych (wiatr, foto, elektrownie regulacyjne) przy zapotrzebowaniu na jedną oznacz klasyczne przeinwestowanie, prowadzące zwykle do upadłości. W ekonomii dążymy, by w firmie prze-

Mgr inż. Grzegorz Kwiecień (kw_g@interia.pl)

wozowej mającej trzy TIR-y było obłożenie na trzy TIR-y. Wykorzystanie na poziomie 1/3 najczęściej wymaga zarządcy komisarycznego, który dokona wyprzedzący zbędnego majątku produkcyjnego, tymczasem w przypadku OZE stan taki jest celem. W tym ujęciu głośno reklamowany „mix” energetyczny należy rozumieć jako element drożyny.

Dobre warunki porównywalności źródła energii elektrycznej uzyskano, by wprowadzając dla wszystkich źródeł np. jednolity obowiązek posiadania 30-dniowego magazynu energii o pojemności na poziomie średniej produkcji dokładnie tak, jak mają to pod karą administracyjną elektrownie węglowe. Elektrownie wodne muszą mieć zapas wody, elektrownie gazowe odpłacają to w abonamencie, płacąc w ten sposób za utrzymanie kawern gazowych i stacji zatłaczania. OZE miałyby do wyboru zrealizowanie postulowanych przez siebie rozwiązań przyszłościowych albo wzorem elektrowni gazowych musiałyby wykupić wymagane pojemności magazynowe w abonamencie u innych dostawców takiej usługi. Powyższe oczywiście dyskwalifikowałyby z rynku OZE, ale i tak w rachunku nie odwzorowalibyśmy w ten sposób innych kosztów następujących OZE wywołanych w otoczeniu sieciowym.

PRZYKŁAD BŁĘDNYCH OBLICZEŃ Z WYKORZYSTANIEM LCOE

Zamierzamy porównać sytuację „A-system bez OZE” z sytuacją „B-system z OZE”. W sytuacji „A” energię 6570 MWh ma dostarczać do układu tylko elektrownia węglowa o $LCOE_w = 352$ zł/MWh. W sytuacji „B” aż połowę energii do układu ma dostarczyć źródło odnawialne o $LCOE_{OZE} = 300$ zł/MWh. Wynik badania wydaje się przesądzić, ponieważ 300<352 zł/MWh.

Wydaje się też, że dla ustalenia kosztów systemu należy dodać iloczyn kosztów jednostkowych i sprzedaży w obu sytuacjach:

$$K_{EE,A} = LCOE_w \cdot A_{W,A} \quad (1)$$

$$K_{EE,B} = LCOE_w \cdot A_{W,B} + LCOE_{OZE} \cdot A_{OZE} \quad (2)$$

$$K_{EE,A} = 352 \text{ zł/MWh} \cdot 6570 \text{ MWh} \quad (3)$$

$$K_{EE,B} = 352 \text{ zł/MWh} \cdot 3285 \text{ MWh} + 300 \text{ zł/MWh} \cdot 3285 \text{ MWh} \quad (4)$$

Sprzedaż łączna układu wynosi 6570 MWh/a i w obu przypadkach jest ta sama

$$A = A_{W,A} = A_{W,B} + A_{OZE} \quad (5)$$

Dodatkowo zauważamy, że linie produkcyjne „węglowa” i „OZE” są współzależne

$$A_{W,B} = A_{W,A} - A_{OZE} \quad (6)$$

a dla późniejszej wygody oznaczymy zmianę sprzedaży między sytuacjami „A” i „B”, jako

$$\Delta A = -A_{OZE} = A_{W,B} - A_{W,A} \quad (7)$$

Znak „minus” może skutkować odwrotną interpretacją wyników przekształceń, ale nie zmienia konkluzji.

Po podzieleniu przez sprzedaż łączną otrzymamy globalne wskaźniki kosztów jednostkowych układu elektrowni

$$k_A = K_{EE,A} / A \quad (8)$$

$$k_B = K_{EE,B} / A \quad (9)$$

gdzie:

K – koszty roczne,

k – koszty jednostkowe,

A – sprzedaż roczna,

przy następujących indeksach:

EE – układ elektroenergetyczny obu badanych elektrowni,

OZE – dla OZE,

w – dla elektrowni węglowej,

S_{OZE} – stałe dla OZE, w tym inwestycyjne,

s_w – stałe dla elektrowni węglowej, w tym inwestycyjne,

jp – jednostkowe paliwa.

TABELA II. Wyniki obliczeń kosztów nowego układu elektrowni z błędem

Wyszczególnienie	Sytuacja A		Sytuacja B	
	węgiel	foto	węgiel	foto
LCOE źródeł [zł/MWh]	352		352	300
Sprzedaż [MWh/a]	6570		3285	3285
Koszt roczny [tys. zł/a]	2315		1158	985
Suma kosztów układu [tys. zł/a]	2315		2143	
Suma sprzedaży [MWh/a]	6570		6570	
LCOE układu [zł/MWh]	352		326	

W powyższym, błędnym przykładzie obliczeniowym przedłożono rzekomo spójny dowód logiczny na to, że wprowadzenie źródła OZE o niższym LCOE obniżyło koszty układu.

Dla dokonania analizy porównawczej odejmujemy koszty w sytuacjach „A” i „B”

$$\Delta K_{B-A} = K_{EE,B} - K_{EE,A} \quad (10)$$

i po przekształceniach otrzymamy wadliwą zależność na zmianę kosztów bezwzględnych

$$\Delta K_{B-A} = (LCOE_w - LCOE_{OZE}) \cdot \Delta A \quad (11)$$

oraz jednostkową zmianę kosztów

$$\Delta k_{B-A} = \Delta K_{B-A} / A \quad (12)$$

Zważywszy, że założono przeniesienie 0,5 sprzedaży na źródło rzekomo tańsze o 52 zł/MWh, otrzymano wadliwą informację, że jednostkowe koszty układu spadną o 26 zł/MWh.

UWIDOCZNIENIE BŁĘDU W KRYTYKOWANEJ METODYCE OBLICZEŃ

W literaturze stosuje się nieco bogatszy aparat matematyczny dla opisu LCOE, ale dla celów naszego przykładu możemy w uproszczeniu powiedzieć, że dla elektrowni węglowej

$$LCOE_w = k_{jp} + K_{S_w} / A_w \quad (13)$$

więc zależności (1)(2) przyjmują postać

$$K_{EE,A} = (k_{jp} + K_{S_w} / A_{W,A}) \cdot A_{W,A} \quad (14)$$

$$K_{EE,B} = (k_{jp} + K_{S_w} / A_{W,A}) \cdot A_{W,B} + LCOE_{OZE} \cdot A_{OZE} \quad (15)$$

Wadliwość obliczeń (2) polegała na użyciu tego samego wskaźnika kosztów elektrowni węglowej $LCOE_w$ w sytuacjach „A” i „B”. Dopiero w zależności (15) widzimy, że wymagane są obliczenia znacznie staranniejsze i posłużenie się wskaźnikiem wyznaczonym dla sprzedaży „A” w sytuacji „B” prowadzi do błędów.

Dla dokonania analizy porównawczej odejmujemy koszty w sytuacjach „A” i „B”

$$\Delta K_{B-A} = K_{EE,B} - K_{EE,A} \quad (16)$$

i po przekształceniach otrzymamy wadliwą zależność na zmianę kosztów bezwzględnych

$$\Delta K_{B-A} = (k_{jp} - LCOE_{OZE}) \cdot \Delta A - K_{S_w} \cdot (1 - A_{W,B} / A_{W,A}) \quad (17)$$

gdzie $K_{S_w} \cdot (1 - A_{W,B} / A_{W,A})$ jest miarą błędu, jaki został popełniony w zależności (2).

Możemy go zinterpretować następująco: gdy sprzedaż elektrowni węglowej w sytuacji „B” spadła o np. połowę, to postępując wg schematu (2), gubimy połowę kosztów stałych elektrowni węglowej, otrzymując wyniki nadmiernie optymistyczne na korzyść operacji wprowadzenia OZE do układu. A przypomnijmy konkluzję z naszej części informacyjnej: koszty stałe elektrowni rezerwowo-regulacyjnych są nieuisualne.

W nowej sytuacji „B” wyliczamy nowe $LCOE_{w,B}$ elektrowni węglowej. Koszty stałe w obu sytuacjach „A” i „B” wyniosły tyle samo 1052 tys. zł/a, koszty paliwa 192 zł/MWh.

$$LCOE_{w,B} = 192 \text{ zł/MWh} + 1051924 \text{ zł} / 3285 \text{ MWh} = 513 \text{ zł/MWh} \quad (18)$$

Nowy koszt układu wyniesie

$$K_{EE,B} = 513 \text{ zł/MWh} \cdot 3285 \text{ MWh} + 300 \text{ zł/MWh} \cdot 3285 \text{ MWh} \quad (19)$$

Więc tym razem, po podzieleniu przez sprzedaż 6570 MWh/a otrzymamy informację, że średnie koszty nowego układu wzrosły z 352 do 406 zł/MWh. Dodatkowe informacje dla tego przykładu obliczeniowego zaprezentowano w tab. III.

Zależności (4) i (19) przepisujemy poniżej jako (20) i (21), aby tym bardziej unaoocnić miejsce powstawania błędów

$$K_{nowe} = LCOE_{stare} \cdot 3285 \text{ MWh} + 300 \text{ zł/MWh} \cdot 3285 \text{ MWh} \quad (20)$$

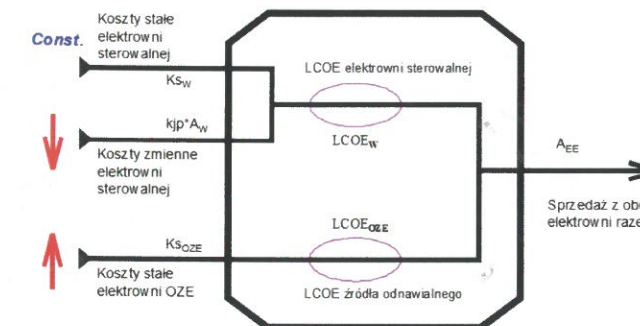
$$K_{nowe} = LCOE_{nowe} \cdot 3285 \text{ MWh} + 300 \text{ zł/MWh} \cdot 3285 \text{ MWh} \quad (21)$$

Przyjmując logikę zwolenników OZE, potwierdzamy, że wszystko pozornie przemawiało za jego sukcesem: jednostkowe koszty inwestycyjne 2,61<<6,30 mln zł/MW, rata stała kredytu rocznie 245<<592 tys. zł/MW, jednostkowe koszty utrzymania 67<70 zł/MWh, koszty OZE zmienne zero, a więc połowa kosztów paliwa „za darmo”. Jednak wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni węglowej spadł o połowę, a średni wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej całego układu spadł z 0,750 do 0,182. W związku z przesunięciem elektrowni węglowej z pracy podstawowej do roli rezerwowo-regulacyjnej nastąpił wzrost jej LCOE z 352 do 513 zł/MWh.

ZALECANA METODYKA OBLICZEŃ

Zwracamy uwagę, że celem nie był test na spostrzegawczość czytelnika, tu popełniono błąd metodologiczny. Młodym adeptom termodynamiki wpaja się znaczenie właściwego wyboru osłony bilansowej, takie samo, kapitalne znaczenie ma to dla ustaleń ekonomicznych. Postępując właściwie, otaczamy osłoną badany układ obu elektrowni (rys. 3). Przecież interesowało nas, czy będzie tańszy układ rozumiany łącznie, a nie, czy jedne elementy składowe są lepsze od drugich. Teraz z łatwością zauważymy, że osławione LCOE porównywanych elektrowni było zaledwie badaniem cząstkowym wewnątrz osłony bilansowej. Obserwator, w tym wypadku zwolennik OZE, prowadząc badania cząstkowe nie zauważa wywołanych przez siebie zmian w otoczeniu. Jego zdaniem wzrost LCOE elektrowni regulacyjnej to problem węgla, OZE jest tanie i to nie jego wina.

My ustalenia cząstkowe odrzucamy, nas interesuje tylko jedno LCOE ale całego układu. Po właściwym wytyczeniu ram badania zauważamy, że skutkiem uruchomienia OZE koszty zmienne elektrowni regulacyjnej owszem spadły, ale jej koszty stałe pozostały, dodatkowo przybyły koszty stałe OZE, więc ostatecznie łączne koszty układu wzrosły.



Rys. 3. Diagram kosztów do przykładu z wprowadzeniem OZE do układu
Fig. 3. Diagram of costs applied in the example with the implementation of RES to the system

TABELA III. Wyniki obliczeń kosztów nowego układu elektrowni po uwzględnieniu informacji dodatkowych i usunięciu błędów

Wyszczególnienie	situacja A		situacja B	
	węgiel	foto	węgiel	foto
LCOE źródeł [zł/MWh]	352		513	300
Sprzedaż [MWh/a]	6570		3285	3285
Koszt roczny [tys. zł/a]	2315		1684	985
Suma kosztów układu [tys. zł/a]	2315		2669	
Suma sprzedaży [MWh/a]	6570		6570	
LCOE układu [zł/MWh]	352		406	
Moc zainstalowana [MW]	1,00		1,00	3,13
Wskaźnik wykorzystania mocy	0,750		0,375	0,120
Wskaźnik wykorzystania mocy układu	0,750		0,182	
Koszt jednostkowy inwestycji [mln zł/MW]	6,30		6,30	2,61
Rata równa · 12 [tys. zł/(a·MW)]	592		592	245
Koszt kredytu [tys. zł/a]	592		592	766
Koszt utrzymania [tys. zł/a]	460		460	219
Koszt stały [tys. zł/a]	1052		1052	985
Koszt paliwa [tys. zł/a]	1264		632	
Koszt jednostkowy kredytu [zł/MWh]	90		180	233
Koszt jednostkowy utrzymania [zł/MWh]	70		140	67
Koszt jednostkowy stały [zł/MWh]	160		320	300
Koszt jednostkowy paliwa [zł/MWh]	192		192	

Identyfikujemy bezpośrednio koszty zmienne i stałe rezygnując z korzystania z gotowych wskaźników LCOE:

$$K_{EE,A} = (k_{jp} \cdot A_{W,A} + K_{S_w}) \quad (22)$$

$$K_{EE,B} = (k_{jp} \cdot A_{W,B} + K_{S_w}) + K_{S_{OZE}} \quad (23)$$

Dla dokonania analizy porównawczej, odejmujemy koszty w sytuacjach „A” i „B”

$$\Delta K_{B-A} = K_{EE,B} - K_{EE,A} \quad (24)$$

i po przekształceniach otrzymamy zależność na zmianę kosztów bezwzględnych

$$\Delta K_{B-A} = k_{jp} \cdot \Delta A + K_{S_{OZE}} \quad (25)$$

W tym miejscu powrócimy do wskaźnika $LCOE_{OZE} = K_{S_{OZE}} / A_{OZE}$ przypomniemy założenie $\Delta A = -A_{OZE}$ i po podzieleniu zależności na ΔK_{B-A} stronami przez sprzedaż, otrzymamy zależność opisującą jednostkową zmianę kosztów

$$\Delta k_{B-A} = (k_{jp} - LCOE_{OZE}) \cdot \Delta A / A \quad (26)$$

Układ w sytuacji „B” jest droższy o

$$\Delta k_{B-A} = -0,5 \cdot (192 - 300) = 54 \text{ zł/MWh} \quad (27)$$

tj. nowy jednostkowy koszt dostawy energii z tańszym rzekomo źródłem, który wzrosł z 352 do 406 zł/MWh, jak to pokazano w tab. III.

OMÓWIENIE

W obszarze kosztów bezwzględnych otrzymane wyniki należy zinterpretować następująco: gdy przyrost kosztów stałych OZE będzie większy niż spadek kosztów zmiennych (paliwa) uruchomienie OZE nie przyniesie korzyści.

W obszarze kosztów jednostkowych otrzymane wyniki należy zinterpretować następująco:

- aby ocenić sensowność wprowadzenia OZE do układu, należy $LCOE_{OZE}$ porównywać z kosztami jednostkowymi paliwa kjp dla elektrowni sterowalnych,
- porównywanie $LCOE_{OZE}$ z $LCOE_W$ źródeł sterowalnych jest błędem merytorycznym,
- wprowadzenie do układu OZE przynosi oszczędność, o ile $LCOE_{OZE}$ jest mniejsze od jednostkowych kosztów paliwa,
- największa możliwa do osiągnięcia oszczędność w wyniku wprowadzenia OZE do układu wynosi tyle, ile jednostkowy koszt paliwa sterowalnych elektrowni rezerwowo-regulacyjnych,
- możliwa do osiągnięcia oszczędność jest względna, oceniamy ją względem kosztów paliwa.

W sytuacji, gdy koszt paliwa wyniósł 70-100 zł/MWh, a jednostkowy koszt wytworzenia na węglu 160-280 zł/MWh był niższy od najtańszego OZE 300 zł/MWh, analiza nie była konieczna. Wybrano przykład „na krawędzi”, w którym koszt CO_2 w wysokości 20 EU/t był już zauważalny, stąd dobrano $LCOE_W = 352$ zł/MWh i $LCOE_{OZE} = 300$ zł/MWh prowadzące do błędnego wniosku, że uruchomienie OZE przyniesie korzyści. Następnie wykazano, że należy porównywać $kjp=192$ zł/MWh i $LCOE_{OZE} = 300$ zł/MWh, co doprowadziło do wniosku zupełnie odwrotnego. Ponieważ porównywano nie to co należy, oczekiwania co do sukcesu OZE były nadmiernie optymistyczne. Gdy wszystkie inne zachęty ku zaskoczeniu polityków zainteresowanych rozwojem OZE nie przynosiły oczekiwanego sukcesu, jedynym, przykrym niestety sposobem okazało się obciążenie paliwa jakąś formą podatku, który ostatecznie przybrał nazwę ETS CO_2 .

W miarę postępu w rozwoju OZE nie następuje wprost proporcjonalna likwidacja majątku elektrowni węglowych (ze względu na niedostępność wiatru i słońca to jest niemożliwe), proporcjonalnie następuje tylko ubytek ich produkcji. Składniki cenowe elektrowni sterowalnych pochodzące od kosztów stałych rosną w górę nieproporcjonalnie i z tego powodu intuicyjne, dokonywane w pamięci porównania/przeliczenia prowadzą do błędnego wniosku, że każda budowa OZE samoczynnie przynosi potaniecie pracy systemu. Elektrownie sterowalne o wskaźniku wykorzystania mocy zainstalowanej rzędu 75% są w stanie utrzymać się samodzielnie pomimo kosztu paliwa, zespół elektrowni OZE i sterowalnych o wskaźnikach wykorzystania 15-30%, pomimo premii w postaci darmowych kosztów paliwa z założenia tkwi w marazmie ekonomicznym. „Dzicy”, XIX-wieczni kapitaliści, ci którzy na pewno potrafili liczyć, nie oszaleli, gdy zrezygnowali z darmowych źródeł odnawialnych. Woleli ponosić koszty paliwa, ale mieć statki, które zrealizują więcej rejsów i fabryki, które pracują dłużej, bez przestojów z powodu braku wody lub wiatru.

Rozwój OZE ma pewną cechę wspólną z piramidą finansową, gdzie na początku wydaje nam się, że pula dostępnych środków jest nieograniczona. Tak i w systemie z OZE na początku wydaje się, że pula dostępnych mocy regulacyjnych jest nieograniczona, system jest studnią bez dna i można bezkarnie, bez ponoszenia dodatkowych kosztów regulacji wprowadzić każdą, dowolną ilość OZE do systemu. W istocie, przyjęcie założenia o niezmienności kosztów stałych elektrowni regulacyjnych jest słuszne w bardzo dużym zakresie, jednak najczęściej pozostają one w ruchu, tylko z zaniżoną wydajnością, doraźnie realizowane są wyłączenia skoordynowane z planem remontów, nie ma oczywiście mowy o likwidacji elektrowni. Pomijając już wymogi Kodeksu pracy nie można np. dla oszczędności zwolnić pracowników na kilka miesięcy, skoro słońce zachodzi 365 razy w roku i elektrownia musi być czynna codziennie. Zatem powtórzmy, założenie niezmienności kosztów

stałych elektrowni rezerwowo-regulacyjnych jest bardzo silne. Co do przyszłości – plany zastąpienia jednego kompleksu paliwowo-energetycznego drugim takim samym (o takiej samej mocy), jednak za pomocą urządzeń jeszcze mniej wydajnych – tym bardziej nie dają gwarancji, aby koszty obligatoryjnej części systemu miały być niższe. Tym bardziej, że dotychczas korzystano ze swoistej „premi” polegającej na celowej dekapitalizacji elektrowni węglowych. W każdym razie, łączne koszty nowego systemu ustalimy prawidłowo, dodając wszystkie koszty zmienne i stałe wszystkich: źródeł, magazynów, sieci elektrycznych i wodorowych (ΣK_i), natomiast wadliwych ustaleń dokonamy wtedy, gdy będziemy próbowali dawać iloczynny sprzedaży i wskaźników kosztów jednostkowych ($\Sigma k_i A_i$), np. utworzonych metodą LCOE, ponieważ zawsze zgubimy wiele założeń, jakie tworzeniu tych wskaźników przyświecały. Szczególnie zgubimy informacje o czasie pracy urządzeń, a trzeba dodać, że od momentu, gdy rozpoczynają się wyłączenia regulacyjne po stronie OZE, wskaźniki LCOE dla tych ostatnich także stają się bezużyteczne.

Rozwój energetyki odnawialnej zapoczątkowali niemieccy „zieloni” z powodu obaw przed atomem i wygodne uzasadnienie w postaci obrony klimatu, niezależnie od tego, czy słuszne czy nie, znaleziono potem. Dla realizacji zamierzeń położono nacisk na prywatyzację, deregulację i utworzenie jak największej liczby samodzielnych spółek. Przedmiotowe działanie miało dwa cele:

- „ujawnienie światu”, że atom jest drogi,
- umożliwienie odstąpienia od zakupu energii z elektrowni atomowej, aby w ten sposób zniszczyć niepożądaną konkurencję.

Pierwszy cel miał tylko podłoże emocjonalne i bez tego wiemy, że atom jest drogi. W budowie elektrowni wielkoskalowych chodzi o to, że jako całość system z atomem jest tani, odwrotnie jak w przypadku OZE, gdzie OZE jest tanie, ale system z OZE drogi. Cały niniejszy artykuł ma na celu przypomnienie, że tak osiągnięta „transparentność” jest manipulacją prowadzącą do gubienia kosztów, a efektem jest drożyzna, bo spółki będą zdobywały dla siebie finansowanie wszystkimi innymi, jeszcze bardziej zaciemniającymi obraz sposobami. Cel drugi zrealizowano i w sensie prawnym jest możliwy zakup „tylko zielonej energii”, natomiast jest to tylko sposób na samooszukiwanie się: jeśli my kupiliśmy zieloną energię, to brakło jej komuś innemu, klimat cierpi tak samo. Poza tym rozliczenie np. roczne ukrywa fakt, że po zachodzie słońca de facto korzystano z elektrowni węglowych. Dowodem na lokalny sukces zielonej energii byłaby galwanicznie odseparowana zielona wioska, ale takowa nie powstała, ponieważ już pierwszego bezwietrznego wieczora wypłynąłby problem kosztów rezerwacji mocy albo przez abonament (jednak) sieciowy, albo zakup własnych agregatów.

W tym miejscu należy zauważyć, że Krajowy System Energetyczny musi stale mieć dostępną rezerwę o mocy największego bloku, jaki może wypaść z ruchu. Na taką okoliczność w przypadku posiadania bloków o mocy do 1 GW potrzebujemy rezerwy o mocy 1 GW. Technicznie łatwo to zrealizować, bo awaria 1 GW przy obciążeniu 27 GW powoduje, że pozostałe elektrownie muszą zwiększyć moc o 27/26 części. Teraz przypominamy, że ile byśmy OZE nie stawiali, to zawsze wymagana jest rezerwa o mocy całej Polski, czyli 27,4 GW, ponieważ całe OZE z definicji prawie codziennie może ulec wyłączeniu do zera tak, jakby go nigdy nie wynaleziono. Wtedy system z „tanim” OZE wymaga (u nas) 27 razy większych kosztów rezerwacji mocy, niż system „drogich” elektrowni sterowalnych. Skutki istnienia OZE objawiają się zawsze obok OZE.

Dla pełnej oceny zjawisk na rynku energii proponujemy zamiast analizy syntezę naszych spostrzeżeń odnośnie technicznej oferty OZE, elementów ekonomii i nauk społecznych. Wykazane jakimś sposobem koszty to jeszcze nie cena, o tej decyduje albo urzędnik, albo rynek, albo narzucony nakazowo regulamin rynku obarczo-

ny słabością człowieka tworzącego tenże. Przy takiej samej marży możliwości zrobienia biznesu są takie same, więc dla wymuszenia rozwoju instalacji preferowanych konieczne jest zapewnienie marży niesprawiedliwych i tu zdecydowano się płacić najwięcej za nieposiadanie sterowalności i magazynów energii. Celem regulaminu nie było także okiełznanie naturalnej chciwości graczy giełdowych, a zapewnienie możliwie dużego finansowania OZE. Musimy mieć świadomość, że rynek energii nie działa tak jak rynek, którego uczymy się, wizytując chociażby warzywniak. Tu regulamin narzuca zawsze wybór ceny najwyższej. W założeniach jego twórców elektrownie najdroższe miały być wypychane przez OZE, ale przypomnijmy nasze spostrzeżenia podane już w pierwszych akapitach: duży udział OZE, a więc „słoneczny front atmosferyczny w święta” to rzadkość. Statystycznie czas potencjalnie efektywnej gry konkurencyjnej jest krótki. Znacznie częściej gracze mają pewność, że pomimo złożenia dowolnie drogiej oferty z rynku wyrugowani nie zostaną, należy przeanalizować podane okresy występowania dużych i małych mocy OZE. Na dodatek konkurującym rzekomo stronom w każdym przypadku odpowiada istnienie oferentów możliwie najdroższych. W ten sposób zasada Merit Order statystycznie częściej sprzyja „legalnej znowie cenowej” niż konkurencji, a rynek przestaje spełniać kryteria stabilności. Gdy kolokwialnie mówiąc „węgiel dostaje swoje, a wiatrak jeszcze więcej” idealistyczne wywoły o punkcie równowagi cenowej tracą sens, przegrywa zawsze klient i nie pozostaje nic innego, jak interwencjonizm. Dla pełnego obrazu dodajmy opisane przez nas gubienie kosztów i zrozumiemy przyuczyny niekończących się przepychanek organizacyjnych i gospodarczych wywołanych przez OZE. Kolejno mieliśmy lub będziemy mieć: zielone certyfikaty, aukcje, rynek energii, rynek mocy, obbligo rynku energii, wycofanie obligo i ustawę antyspekulacyjną ograniczającą swobodę na rynku energii oraz NABE. Bez tego wszystkiego klient zapłaciłby po prostu cenę średnią między elektrowniami droższymi i tańszymi, przy Merit Order płaci za energię cenę zawsze najwyższą możliwą w danych warunkach i osobno za koszty mocy. Należy tylko ubolewać, że niejawnie dotowanie OZE postanowiono zrealizować pod pozorem transparentności.

PODSUMOWANIE

Zaleca się możliwie szerokie upowszechnienie metodyki sporządzania wykresów uporządkowanych. Dla obrazowania procesów silnie zmiennych, jak np. produkcje zależne pogodowo, są one znakomitem ułatwieniem w ustalaniu, które instalacje pracują w podstawie obciążenia, są najwydajniejsze i w związku z tym warte inwestowania. W przypadku OZE wykresy uporządkowane wykazują niską efektywność przedmiotowych źródeł.

Zaleca się, aby w pracach badawczych unikać tworzenia jednostkowych wskaźników kosztów wytwarzania danych produktów lub wskaźników opisujących pracę cząstkowo badanych podwydziałów produkcyjnych. Jest to sposób pracochłonny i prowadzący do poważnych błędów, jeśli tylko pominie się dowolne współzależności między badanymi obszarami. Wykazywanie wyższości jednego produktu lub oddziaływania nad drugim za pomocą prezentowania wskaźników jednostkowych zawsze powinno być sygnałem ostrzegawczym. Bardzo często realizuje się je w zamiarach niecznych. Na przykład w elektrociepłownictwie na podstawie jednoznacznie identyfikowalnych kosztów bloku pracującego w skojarzeniu arbitralnie tworzone wirtualne, cząstkowe koszty wytworzenia energii elektrycznej i ciepła, a to w celu uzyskania tzw. urzędniczej podkładki i lepszych warunków negocjacyjnych przy występowaniu z wnioskami taryfowymi. Tutaj autor zawsze uzupełnia, że pracownicy URE znali takie mechanizmy działania na wylot i zawsze prowadzili globalne badanie zakładu za nic mając wywoły cząstkowe: jeśli ktoś

występował z wnioskiem o taryfę na ciepło, to i tak otrzymał pytanie o przychody „na prądzie”. Powtórzmy, że wykazane jakimś sposobem koszty to nie cena, o tej decyduje albo urzędnik, albo rynek, albo regulamin rynku. Za pomocą wykazywania wyższości jednego oddziału nad drugim prowadzono różnorakie operacje w czasach dzikiej prywatyzacji. Takim samym sposobem próbuje się wykazywać wyższość OZE nad elektrowniami sterowalnymi, choć jest to próba porównywania elektrowni nieporównywalnych i pomijanie kosztów następczych w otoczeniu OZE.

Zaleca się, aby wzorem termodynamiki przed badaniem danego obszaru zataczać osłonę bilansową po granicy ekonomicznej zakładu, warto to nawet zrobić graficznie. Powyższe znakomicie ułatwia identyfikację strumieni kosztów, które osłonę przecinają. Następnym zalecanym krokiem jest ustalenie, które strumienie kosztów w badanych wariantach nie podlegają zmianie. Jeśli w sytuacji „A” i „B” któreś z elementów pozostają stałe – upraszamy sobie pracę, być może opłacalne będzie znalezienie funkcji przejścia ograniczającej wysiłek obliczeniowy.

Nie wyciągamy pochopnych wniosków na podstawie stwierdzenia, że np. jakiś produkt lub podwydział zakładu mają wysokie koszty jednostkowe. Badajmy zmianę, jaką w strumieniach przeciwnających osłonę bilansową powoduje dana operacja. Jeśli zatrzymamy rzekomo drogiego oddziału powoduje pogorszenie globalnego wyniku zakładu, to staje się jasne, że oskarżamy go przedwcześnie.

W przykładzie kosztów LCOE proponowana metodyka pozwoliła odkryć, że popełniamy błąd, próbując badać, czy OZE jest tańsze od elektrowni sterowalnych. Działanie jednych urządzeń opiera się na istnieniu drugich. Prawidłową odpowiedź uzyskamy badając, czy rozbudowa o rzekomo tańsze urządzenia obniży czy też spowoduje wzrost kosztów globalnych, ale dla takiego badania należy otoczyć osłoną bilansową system obu instalacji. Tak postępując wykazano, że korzystanie z LCOE jest błędnym sposobem na porównywanie zależnych od siebie elektrowni sterowalnych i odnawialnych. LCOE tych ostatnich należy porównywać z kosztem paliwa.

Sofizmat OZE opiera się na niezwykle nośnym socjotechnicznie przekonaniu, że energia odnawialna jest darmowa. Siła psychologicznego oddziaływania takiego złudzenia jest ogromna. Każda osoba, która mu uległa, jest przekonana, że ma niepodważalne, logiczne dowody na to, że po uruchomieniu OZE będzie tylko taniej. Niestety darmowe są tylko koszty zmienne. Koszty stałe pozostają, a wszystko wskazuje na to, że będą musiały rosnąć. Bowiem w obszarze kosztów stałych system z OZE zawsze jest droższy o OZE.

Ostatecznie o tym, czy OZE jest przystępne, decyduje balans między ubytkiem kosztów paliwa a przyrostem kosztów budowy i utrzymania mocy OZE i instalacji magazynowych. W układzie cenowym bez opłaty ETS CO_2 wada przekracza korzyść, ponieważ ubytek kosztów paliwa jest niewielki, a koszty krotności mocy zainstalowanych OZE są duże. Po opodatkowaniu paliwa OZE relatywnie taniej, niestety tylko relatywnie. W wartościach bezwzględnych oczywiście jest drożej. System z „drogimi” elektrowniami wielkoskalowymi jest tani, ponieważ zapewniona jest łatwość ich wzajemnej rezerwacji, a technologia magazynowania po stronie surowców z łatwością osiąga wymagane pojemności 30 dni i więcej. System z „tanim” OZE jest drogi, ponieważ jego rezerwacja zawsze wymaga kompletu elektrowni o mocy dotychczasowego systemu sterowalnego wraz z magazynami długookresowymi jak wyżej oraz nie da się wynaleźć magazynu energii elektrycznej, który byłby jednocześnie dostatecznie sprawny, pojemny i tani.

LITERATURA

- [1] Dzieża J. 2017. Czy LCOE jest dobrą miarą rentowności inwestycji w energię? *Finanse, Rynki Finansowe, Ubezpieczenia* 5(89).