

O poszukiwaniu optymalnego udziału OZE – traktat

On the search for the optimal share of renewable energy sources

Grzegorz Kwiecień

Słowa kluczowe: dekarbonizacja, optymalizacja, LCOE, koszty

Celem artykułu jest przypomnienie, że zadanie dekarbonizacji energetyki nie może być realizowane bezkrytycznie i musi podlegać procesom optymalizacji. Szczególnej krytyce poddano wadliwość stosowania metodyki LCOE.

Keywords: decarbonization, optimization, LCOE, costs

The aim of the work is to remind that the task of decarbonizing the energy sector cannot be carried out uncritically and must be subject to optimization processes. The flawed application of the LCOE methodology was particularly criticized.

Artykuł nie będzie gotowym podręcznikiem transformacji energetycznej ani też nie wniesie nowych, odkrywczych sposobów na znalezienie rozwiązania zadania optymalizacyjnego. Jego celem jest przede wszystkim przypomnienie, jak w zamierzonych czasach pojęcie optymalizacji rozumiano.

Formuła optymalizacji nie może być opisana regułami typu: „potencjał wiatrowy Bałtyku wynosi 34 GW” lub „musimy szybko wykorzystać środki z KPO”. Bezkrytyczne żądania 100-procentowego OZE są do pewnego stopnia zrozumiałe, gdy padają z ust mało odpowiedzialnych polityków, natomiast gdy takie deklaracje padają ze strony środowisk biznesowych jest to sygnał wskazujący na wystąpienie istotnych nieprawidłowości. Racjonalny biznes zawsze dążył do optimum między kosztami gospodarczymi a żądaniami politycznymi. Ekstremizm na pewno temu nie służy.

Postępując intuicyjnie, najczęściej chcemy wiedzieć, czy w sytuacji „B – po modernizacji” będzie np. taniej, niż w sytuacji „A – przed”. Jest to kierunek myślenia słuszny, aczkolwiek nie wystarczający, przecież chcemy wiedzieć znacznie więcej, chcemy wiedzieć, które rozwiązanie będzie najtańsze?

Nie ma problemu, jeśli korzystnej zmiany kosztów ΔK poszukujemy za pomocą czytelnej i jednoznacznej relacji

$$\Delta K = K_B - K_A \quad (1)$$

Niestety zdecydowana większość „użytkowników ekonomii” zarówno z tzw. przygotowaniem merytorycznym, jak i osoby pragnące dokonać zestawienia „na szybko”, wykorzysta w tym celu relację (2) opartą na jednostkowych wskaźnikach kosztów porównywanych linii produkcyjnych nr 1 i 2

$$\Delta K = \Delta A \cdot (k_2 - k_1) \quad (2)$$

Najczęściej jest to działanie błędne merytorycznie. Zdarza się, że osoby pragnące rozwiązać tak postawione zadanie optymalizacyjne, same tworzą wymagane wskaźniki, narażając się na niepotrzebny nakład pracy i możliwość błędów obliczeniowych po drodze. Szczególnie z relacji (2) z lubością korzystają zwolennicy OZE. Jako wskaźniki k_2 i k_1 wykorzystują oni tzw. LCOE (Levelized Cost of Electricity), mające być (ich zdaniem) dobrą miarą porównywania różnych typów elektrowni.

Definiując relację (1), zadaliśmy pytanie czy będzie taniej? Tymczasem użytkownicy relacji (2) np. odpowiadają: LCOE atomu jest wyższe od LCOE fotowoltaiki. Udzielają w ten sposób odpowiedzi na pytanie, którego nie zadano. Prawdopodobieństwo wyprowadzenia nas na manowce przy badaniu (2) jest niezwykle wysokie: jeśli z góry widzimy, że koszty $k_2 < k_1$, to dalsze badanie traci sens. Przedmiotowa relacja podsuwa nam łatwą i automatyczną podpowiedź, że każde przekazanie produkcji ΔA z linii 1 do 2 prowadzi do poprawy kosztów ΔK . Nie ma czego optymalizować, podsuwana jest gotowa konkluzja. Podstawowym błędem korzystania z LCOE (i ogólnie każdej metody wskaźnikowej) jest niezrozumienie regulaminu tworzenia danego wskaźnika. Głównie pomijanie faktu, że badane wskaźniki są ze sobą powiązane. Skutkiem pomijania wzajemnych oddziaływań – badanie staje się tylko cząstkowe, a ginie całościowy obraz układu obu instalacji. Największym błędem jest tu próba stosowania wyjściowych LCOE tak, jakby to były stałe matematyczne, podczas gdy są to wielkości silnie zmienne.

Błędem w ogóle jest sam zamiysł porównywania elektrowni sterowanych i źródeł OZE. Gwoli ścisłości przypomnijmy, że „cud” źródła nie istnieje. Są to tylko niesamodzielne instalacje konwersji energii z postaci pierwotnej do elektrycznej, zdolne do pracy tylko w znacznie większym zespole urządzeń stale korygujących nieprawidłowości jego działania. Informacja o LCOE wiatraka w dużej mierze jest bezużyteczna, ponieważ w realnych rozwiązaniach nie jest możliwy układ pracy „tylko wiatraka”. Możliwa jest praca zespołów urządzeń wiatrak – instalacja rezerwowo-regulacyjna. Zatem badania wymagają układów wiatrak – węgiel, wiatrak – gaz, wiatrak – atom, wiatrak – instalacja magazynowa i w szerszym kontekście cały

kompleks KSEE. Układ – tylko sam wiatrak, powtórzmy, nie istnieje, więc epatowanie odbiorcy jego domniemanym niskim LCOE jest manipulacją. Użyto określenia „domniemanym”, ponieważ wg ostatnich propozycji LCOE niektórych wiatraków jest już jawnie wyższe od kosztu węgla z ETS.

Właściwym sposobem na optymalizację kosztów układu jest zdefiniowanie matematycznej formuły opisującej zadanie, obliczenie pochodnej, a następnie znalezienie i przeanalizowanie miejsc sprzyjających najlepszemu rozwiązaniu. Przy większej liczbie zmiennych zadanie z punktu widzenia opisu matematycznego staje się już bardziej złożone, ale można próbować znaleźć rozwiązanie „graficznie”. Autor pamiętając, że „komputer to szybki idiota” po prostu nakazał przeliczyć wszystkie przypadki w interesującym go obszarze i okazało się to sposobem wystarczającym.

ZAŁOŻENIA BADAŃ

Wykorzystano rzeczywiste, godzinowe zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego za rok 2024. Przyjęto, że przed rozpoczęciem badań istnieją tylko sterowalne bloki systemowe zasilane węglem oraz generacja wymuszona pod ogólną nazwą „elektrociepłownię”. Autor nie posunął się do likwidacji EC (pomijając ekstremizm takiego pomysłu, jest to inna grupa zagadnień). Zatem modelowej dekarbonizacji poddano 128 TWh produkcji spośród 163 TWh możliwych. Badanie polegało na wprowadzaniu coraz to większej mocy instalacji nie- CO_2 i wypieraniu z systemu węgla. Autor wprowadzał „moce dekarbonizacyjne” arbitralnie, od 0 GW do 28 GW, dodając za każdym razem 1000 MW. Dla każdego z badanych wariantów autor wykonał po prostu 28 obliczeń w całym spektrum mocy systemu. Jest to więc znacznie więcej, niż porównanie zaledwie dwóch preferowanych przez uczestników dowolnego sporu sytuacji A i B, czy też instalacji 1 i 2 i niewątpliwie takie podejście dawało większą szansę na znalezienie optimum, jeśli istniało. Wykorzystano rzeczywiste osiągi wiatraków i fotowoltaiki za rok 2024, tylko skalowano je stosownie do potrzeb.

Niezależnie od tego, ile OZE zbudujemy, miejsca na OZE w systemie jest tylko tyle, ile wynosi dostępne pasmo regulacyjne. W przeprowadzonych symulacjach szerokość tego pasma sprawdzano z wyprzedzeniem co 24 godziny. W takich cyklach ustalano maksymalną niezbędną moc elektrowni węglowych, a następnie na podstawie tak dobranej mocy maksymalnej ustalano nienaruszalne minimum tychże elektrowni (na poziomie $0,45 P_{\max}$). Ostatecznie, po ustaleniu minimum regulacyjnych elektrowni węglowych podejmowano decyzję o przymusowej redukcji mocy nie- CO_2 . Zapewne jest to model ułomny, ale na pewno w jakiś sposób odwzoruje fakt, że żaden dyspozytor nie zdecyduje się na wygaszenie bloku systemowego o godzinie 10:00, skoro wiadomo, że np. o 16:00 przestanie wiać. Innymi słowy zawsze narzucano arbitralnie tyle mocy nie- CO_2 , ile się dało, a dopiero potem, niejako uginając się pod ciężarem rzeczywistości, ograniczano moc OZE. Nie uwzględniono wymiany handlowej z zagranicą i nie zastosowano magazynowania energii elektrycznej. Chwilowe nadmiary mocy dekarbonizacyjnych były redukowane, jak to wyżej opisano. We wszystkich przypadkach zastosowano te same warunki kredytowe, tj. rata stała, 6%, 17 lat spłaty.

Przedstawia się wybrane fragmenty algorytmu. Oznakowania we wzorach przyjęto jak niżej:

- K – koszt roczny (dużą literą) [zł/a],
 - A – produkcja [MWh/a],
 - k – koszt jednostkowy przeliczony na produkcję elektryczną [zł/MWh].
- Indeksy
- V – zmienny (variable),
 - F – stały (fixed),
 - Bez indeksu – dane łączne dla układu instalacji wytwórczych.

Dla każdego z badanych wariantów obliczano łączne koszty układu instalacji

$$K = K_V + K_F \quad (3)$$

gdzie

$$K_F = K_{F\text{węgla}} + K_{F\text{atomu}} + K_{F\text{wiatru}} + K_{F\text{foto}} \quad (4)$$

$$K_V = K_{V\text{węgla}} + K_{V\text{atomu}} \quad (5)$$

W trakcie badań ustalano produkcję każdej z instalacji

$$A = A_{\text{węgla}} + A_{\text{atomu}} + A_{\text{wiatru}} + A_{\text{foto}} \quad (6)$$

A znając produkcję, ustalano koszty zmienne, tu tylko koszty paliwa

$$K_V = k_{\text{węgla}} \cdot A_{\text{węgla}} + k_{\text{atomu}} \cdot A_{\text{atomu}} \quad (7)$$

Wskaźniki jednostkowych kosztów wytwarzania zarówno dla układu instalacji, jak i cząstkowe wyznaczano wg relacji

$$LCOE_i = K_i / A_i \quad (8)$$

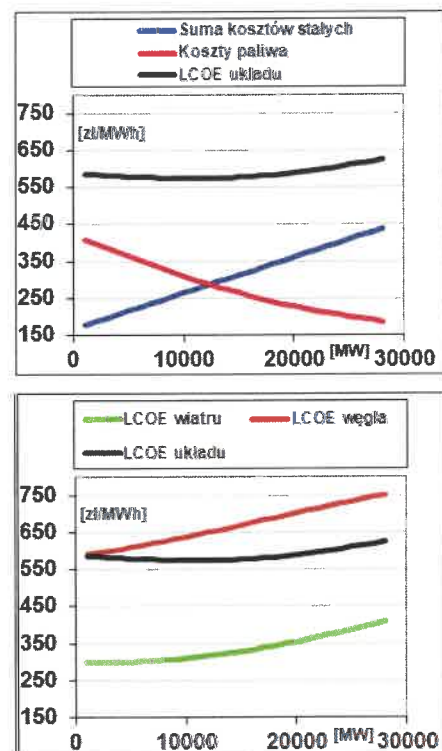
WYNIKI BADAŃ I DISKUSJA

Ze względu na ograniczone ramy niniejszego artykułu, prezentujemy wyniki dla wariantów z wprowadzaniem do układu tylko wiatraków. Na przykład dla wiatraków o LCOE początkowym 305 zł/MWh i elektrowni węglowej 538 zł/MWh znaleziono optimum w punkcie 11 GW wiatru. Na rys. 1 (bardzo) uważny czytelnik zauważy, że łączny koszt układu obu instalacji spadnie dzięki temu z 586 zł/MWh do 574 zł/MWh.

Rysunek 1 to właściwie klasyka ekonomii. Łączne koszty stałe układu wiatrak – węgiel rosną, ponieważ do kosztów elektrowni węglowych dodajemy koszt wiatraków. Koszty zmienne spadają, ponieważ wiatraki wypierają węgiel z układu, lecz spadają coraz wolniej. Suma obu krzywych pozwala nam znaleźć szukane optimum między wadą i korzyścią, jeśli istnieje.

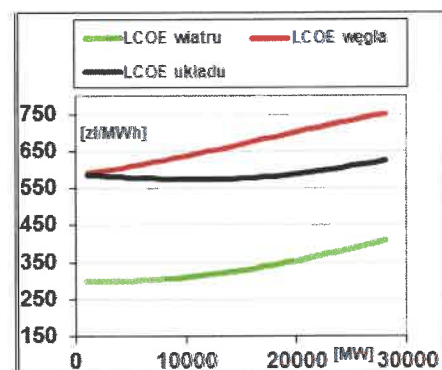
Analizując rys. 2 możemy zauważyć, że w prawie całym badanym spektrum większość badanych wskaźników LCOE nie jest stała. LCOE elektrowni węglowej rośnie, ponieważ jej produkcja spada w wyniku oddziaływania wiatraków, czyli sąsiedniego segmentu wspólnej instalacji. W tej analizie LCOE elektrowni węglowej nie rośnie z powodu np. „nadmiernych przycięć górniczych związków zawodowych”, rośnie tylko z powodu samej zasady działania takiego układu. Także LCOE wiatraków powyżej udziału 6 GW pogarsza się również tylko z powodu malejącego stopnia ich wykorzystania. Próbujeśmy ułożyć za dużo urządzeń w rynku o takim samym popycie. Lobbyści wiatraków zarzucają w tym miejscu autorowi, że tworząc model postąpił zbyt restrykcyjnie, nakładając nadmiar wiatraków wyłączać. Istotnie, w praktyce w takich sytuacjach najczęściej ich nie wyłączamy, a dopuszczamy do wymuszonego eksportu po cenach nieopłacalnych – od wyłączania wiele to się nie różni. Ważnym spostrzeżeniem jest, analizując rys. 1 i 2, że dla początkowego LCOE wiatru wynosi 305 zł/MWh i elektrowni węglowej 538 zł/MWh.

Na rys. 3 możemy zauważyć dwie rodziny charakterystyk kosztów układu wiatrak – węgiel: z wliczonym ETS oraz z hipotetyczną rezygnacją z opłaty ETS. Sporządzono je w zakresie początkowych LCOE wiatru od 140 zł/MWh do 512 zł/MWh i przy LCOE początkowym elektrowni węglowej 308 zł/MWh bez ETS oraz 538 zł/MWh z ETS. Te najniższe, najlepsze wartości można by sobie wyobrazić w najlepszych możliwych lokalizacjach, jak w Danii, z wiatrami, jak na morzu, ale blisko lądu (krótkie kable). Można też sobie wyobrazić, że tańszy prąd mogą dostarczyć wiatraki już spłacone, ale jeszcze nie wymagające poważnego remontu. W obu przypadkach wydaje się to wątpliwe. Autor nie uwzględnił w swojej symulacji kosztów następczych spowodowanych przez wiatraki w swoim otoczeniu: kosztów rozbudowy sieci, a także zarobków nienależnych uzyskanych w drodze spekulacji lub nadmiernie korzystnych rozwiązań finansowych. My tylko oczekujemy, że zamortyzowany wiatrak dostarczy taniej energii, ale równie dobrze mogą jego właściciele zawrzeć umowę bazowo opartą na cenach energii z węgla z np. 10-procentowym upustem. Na przykład 540 zł to mniej, niż 600 zł, marketingowo wygląda dobrze, ale to przecież znacznie więcej, niż 140 zł. W przypadku najnowszych propozycji wiatrowych farm morskich, dla których cena gwarantowana 512 zł/MWh jest większa od kosztu węgla



Rys. 1. Jednostkowe koszty stałe, zmienne i łączne układu wiatrak - węgiel w zależności od mocy wiatraków

Fig. 1. Unit fixed, variable and total costs of the windmill-coal system depending on the power of the windmills

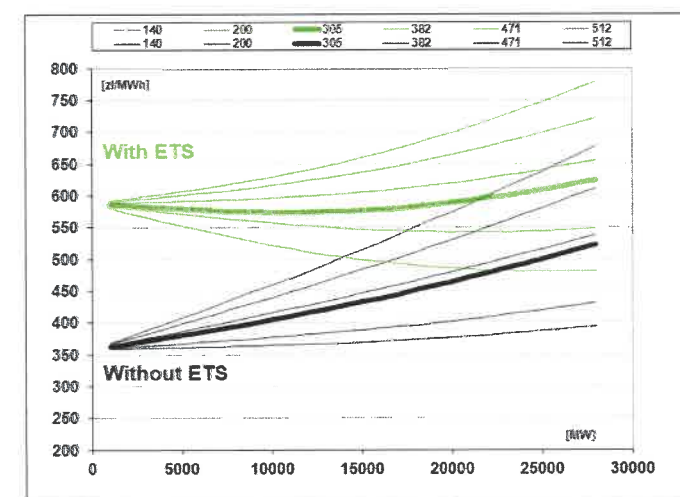


Rys. 2. LCOE wiatraków, elektrowni węglowych i układu wiatrak - węgiel w zależności od mocy wiatraków

Fig. 2. LCOE of windmills, coal plant and the windmill-coal system depending on the windmill power

z ETS - sprawa jest jasna bez dodatkowych analiz. Nie należy czynić sobie nadziei, że dzięki zbudowaniu większych mocy wiatraków uzyskamy zauważalną obniżkę cen energii.

Dla wariantu bez ETS zauważamy, że optimum nie istnieje i każde dodanie wiatraka podnosi łączne koszty układu. Jednak mimo wszystko ten wariant byłby znacznie korzystniejszy. Można by przyjąć, że wiatraki zostaną zbudowane nakazem administracyjnym, np. w wyniku podjętej na drodze demokratycznej świadomej decyzji, że podnosimy koszty układu w celu ratowania klimatu. Jednak proszę zauważyć, że dla punktu 11 GW wiatraków z LCOE początkowym 305 zł/MWh oznaczałoby to podwyżkę kosztów układu z 358 zł/MWh do 410 zł/MWh. Tymczasem w wariancie z ETS budowa 11 GW wiatraków oznacza obniżkę kosztów z 586 zł/MWh do 574 zł/MWh, jak to wyżej pokazano.



Rys. 3. LCOE układu wiatrak - węgiel dla różnych początkowych LCOE wiatraków w zależności od ich mocy zainstalowanej w wariantach z i bez ETS CO₂

Fig. 3. LCOE of the windmill-coal system for different initial LCOE of windmills depending on their installed capacity in the variants with and without ETS CO₂

Wygląda na to, że w układzie bez ETS budowa coraz droższych wiatraków w drodze interwencjonizmu była po prostu niezgodna wizerunkowo z poglądami zwolenników liberalizmu gospodarczego. Po wprowadzeniu ETS teoretycznie mamy rynkowy system certyfikatów powiązany z giełdą energii, jednak w praktyce giełda ta oparta jest na sprzyjającym spekulacji mechanizmie cen krańcowych, a pula ETS jest sterowana arbitralnie. Dzięki ETS w zamian za droższą mamy tylko pozory „rynkowości”. System bez ETS byłby korzystniejszy nawet w przypadku osiągnięcia za 20 lat dokładnie takiego samego poziomu kosztów i dekarbonizacji - każdy odłożony wydatek to korzyść gospodarcza. Lepiej było budować wiatraki za pomocą taniego prądu z węgla, niż drastycznie podnieść koszty towarów i usług i oczekiwać na rzekomy sukces rynkowy, ale tylko relatywny w odniesieniu do wyższego poziomu kosztów mierzonego w wartościach bezwzględnych.

We wszystkich prezentowanych przypadkach założono osiągnięcie dekarbonizacji 56-60%. Tyle zdaniem autora można osiągnąć, osiągnąć aż 28 GW z wiatraków w stosunku do średniego polskiego zapotrzebowania 18,5 GW (liczone bez fotowoltaiki). Czytelników zainteresowanych innymi elementami przeprowadzonego badania autor zaprasza do publikacji (<https://emp.slask.pl/Optymalne-udziały-OZE-atomu-i-węgla.html>), będzie tam można znaleźć także próbę oceny optymalizacji przy dwóch kryteriach jednocześnie: kosztowym i dekarbonizacyjnym.

PODSUMOWANIE

Wbrew błędnym oczekiwaniom lobbystów OZE koszty układu instalacji nie spadają do zera ani nie dążą do poziomów wyjściowych wskaźników LCOE. Nie są też one średnią ważoną częściowych LCOE instalacji składowych.

Pomocniczo można korzystać z LCOE do odtworzenia poszukiwanych kosztów mierzonych w wartościach bezwzględnych, jeśli mamy niezbędne informacje dodatkowe. Dla obrazu całości należy wykonać mrówczą pracę ustalania każdej grupy kosztów osobno. Nie można przy tym traktować badanego rynku jak studni bez dna, w której można ulokować dowolną ilość lobbowanego przez siebie produktu. Nadpodaż na pewno spotka się z realnymi ograniczeniami zmieniającymi początkowe wartości LCOE i systemy państw europejskich rozwijających OZE na pewno już znajdują się w fazie, w której należy to uwzględnić. Po przyjęciu na siebie roli, którą OZE chcą przyjąć - same znajdują się w roli węgla, tzn. będą musiały zredukować moc stosownie do zapotrzebowania, dokładnie tak jak wszystkie inne instalacje wytwórcze we wszystkich ogólnie dziedzinach gospodarowania.

Nie należy również oczekiwać wielkich korzyści z tytułu wprowadzenia krótkookresowego magazynowania energii elektrycznej. Spowoduje ono niewielką korzyść w postaci wygładzenia biegu elektrowni węglowych (spadek kosztów paliwa) oraz nieproporcjonalnie większą wadę polegającą na wzroście kosztów stałych układu. Magazynowanie krótkoterminowe nie może doprowadzić do wycofania równoważnych mocy elektrowni sterowalnych: wymagane są zapasy 15-30 dni i żadne baterijne magazyny 3-godzinne tutaj nie pomogą. One tylko dodatkowo wniosą do systemu swoje koszty stałe. Podstawową przyczyną niemożności rozwoju gospodarki magazynowej jest znaczna dysproporcja między mocą nadwyżki OZE a średnią produkcją. Wymusza ona próbę ulokowania instalacji o wysokim koszcie stałym do pracy szczytowej. Jest to nierozwiązywalny konflikt ekonomiczny wynikający z założeń OZE.

Błąd popełniany przez lobbystów OZE jest w energetyce często powtarzany także w obszarze elektrociepłownictwa: tu również próbuje się wyciągać całkowicie błędne wnioski za pomocą częściowych wskaźników kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu. Uogólniając powiemy, że w każdej dziedzinie gospodarowania popełnimy błąd, gdy zamiast dokonywać dla badanego przedsiębiorstwa całościowej oceny skutków rozpatrywanej operacji, próbujemy wyrokować o przydatności jego oddziałów za pomocą odpowiednio spreparowanych częściowych wskaźników kosztów. W świetle przeprowadzonych badań poszukiwane optimum gospodarczo-społeczno-polityczne na pewno nie leży w punkcie 100% OZE.

PSIneplan

Analiza, planowanie i optymalizacja sieci elektroenergetycznych

Kompleksowe rozwiązanie do analizy i planowania sieci przesyłowych, dystrybucyjnych, systemów energii odnawialnej, generacji rozproszonej, a także sieci inteligentnych. PSIneplan to sprawdzone narzędzie dla inżynierów, planistów czy osób odpowiedzialnych za analizę warunków przyłączenia, wspierające realizację inwestycji.

Rozbudowany moduł obliczeniowy i symulacyjny

Obliczenia zdolności przyłączeniowej do sieci

Polska wersja językowa

Analizy niezawodności zasilania

Analiza rozptyłów

Analiza zagrożeń (N-1)

Obliczenia strat energii

Praca w chmurze

www.psi.pl

