

Ścieżki transformacji polskiej energetyki

Abstrakt: W artykule omówiono cztery ścieżki transformacji krajowego systemu elektroenergetycznego prowadzące do obniżenia emisji CO₂ do poziomu 10 mln ton w 2050 r., zróżnicowane pod względem roli, jaką odgrywają w nich wybrane technologie energetyczne. Zostały one opracowane za pomocą modeli TIMES-PL oraz MEDUSA, w których optymalizowano rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego pod kątem najniższych kosztów osiągnięcia celu dekarbonizacji. Z przedstawionych w artykule badań wynika, że zapewnienie ciągłości dostaw energii, która w przyszłości będzie wytwarzana przede wszystkim ze źródeł odnawialnych, wymaga znaczącego udziału źródeł sterowalnych (jądrowych lub klasycznych, wyposażonych w systemy sekwestracji dwutlenku węgla) oraz magazynów energii.

Słowa kluczowe: elektroenergetyka, modelowanie, transformacja, dekarbonizacja

Wprowadzenie

Energetyka polska stoi przed chyba najważniejszym i najtrudniejszym wyzwaniem w swojej historii – musi przejść transformację z systemu starego, bazującego na węglu, do nowego, gdzie podstawą wytwarzania będą źródła odnawialne. Zgodnie z polityką państwa miks energetyczny korzystający z OZE będzie dopełniony generacją energii elektrycznej w planowanych elektrowniach jądrowych. Wielu uczestników różnego rodzaju konferencji zwraca uwagę na wybrane aspekty tego procesu i wskazuje na pożądane kierunki zmian w technologii i legislacji. Stawiają oni również pytania o cele transformacji, tempo zmian, możliwość wykorzystania konkretnych technologii i wreszcie – szacunki kosztów. Odpowiedź na wiele z tych pytań wymaga dogłębnej analizy m.in. systemu wytwarzania

energii elektrycznej, a wobec jego złożoności rozwiązanie może przynieść właściwie tylko stosowanie modeli prognostycznych.

Każde narzędzie do przewidywania przyszłości wymaga przygotowania założeń co do kierunków rozwoju badanego systemu. W tych założeniach często pojawia się jednak niepewność. Nie można sformułować jednego, pewnego zestawu przewidywań, należy stawiać raczej na kilka scenariuszy opisujących najbardziej istotne cechy możliwych ścieżek rozwoju systemu. Nie można obecnie zdefiniować jednej obiektywnej ścieżki transformacji energetyki – są one zależne od przyjętych założeń dotyczących dostępności technologii, ich charakterystyk oraz regulacji prawnych, zwłaszcza wynikających z polityki klimatycznej.

Niewątpliwie podstawowym założeniem dla rozwoju systemu energetycznego jest dekarbonizacja, czyli obniżenie do roku 2050 emisji CO₂ o 95% w porównaniu z rokiem 2005. Trzeba też pamiętać, że polityka odejścia od paliw kopalnych to nie skutek ostatnich wydarzeń geopolitycznych wywołanych agresją Rosji na Ukrainę – taka tendencja pojawiła się już we wcześniejszych celach polityki Unii Europejskiej (Rada Unii Europejskiej 2009).

Dekarbonizacja dla elektroenergetyki oznacza obniżenie emisji CO₂ z poziomu 150 mln ton do ok. 10 mln ton, które z kolei mogą być wykorzystywane lub neutralizowane w odpowiednich procesach przemysłowych bądź równoważone przez pochłanianie. Ścieżka dekarbonizacji zakłada jednocześnie obniżenie emisji CO₂ do poziomu 55% (czyli 90 mln ton) w roku 2030. Obniżenie emisji o kilkadziesiąt milionów ton w mniej niż 10 lat jest niemożliwe, zależy

¹ W przygotowaniu publikacji wykorzystano prace zespołu ESMLab AGH – <http://esmlab.agh.edu.pl/>.

bowiem od tempa inwestycji w morskie farmy wiatrowe, energetykę jądrową, a także w rozwój energetyki rozproszonej – prosumenckiej.

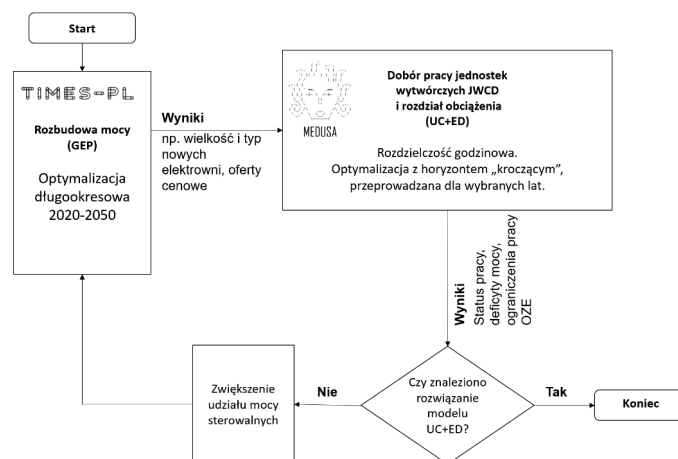
W systemie elektroenergetycznym przyszłości funkcjonować będą dwie grupy technologii: klasyczne, czyli sterowalne, oraz korzystające z odnawialnych źródeł energii, czyli o produkcji zależnej od czynników meteorologicznych, zatem w praktyce sterowalne tylko w ograniczonym zakresie. Zapewnienie ciągłości dostaw energii, która w dłuższej perspektywie czasowej będzie wytwarzana przede wszystkim ze źródeł odnawialnych, wymaga znaczącego udziału źródeł sterowalnych (elektrowni węglowych, gazowych lub nuklearnych) bądź efektywnego systemu magazynowania energii.

Wśród aktualnie funkcjonujących elektrowni na węgiel kamienny możemy wyróżnić dwie grupy: pierwsza to nowo oddane bloki o mocach rzędu 1000 MW, druga to bloki klasy 200 MW – wciąż sprawne, choć o relatywnie niskiej efektywności i dużych emisjach. Elektrownie spalające węgiel brunatny są silnie zależne od żywotności kopalń, największa elektrownia Bełchatów zakończy działanie ok. 2036 r., Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin ok. 2024 r., zaś elektrownia Turów ok. 2045 r. Należy przyjąć, że duże bloki na węgiel kamienny będą działały do końca swojego „czasu życia” (do ok. 2050 r.) i możliwa będzie ich rozbudowa o instalacje wychwytu i składowania dwutlenku węgla. Bloki 200 MW i 360 MW mogą stanowić rezerwę systemu, a część z nich, po modernizacji

zgodnie z osiągnięciami programu Bloki 200+, będzie pełnić funkcje regulacyjne i działać do roku 2035, z docelowym czasem pracy 500–1500 godzin w roku. W zasadzie należałoby napisać, że „muszą pracować”, a nie „mogą pracować”, bo bez nich w systemie nie byłoby dostatecznych mocy regulacyjnych. Alternatywą byłaby szybka budowa elektrowni/elektrociepłowni gazowych, jednak biorąc pod uwagę wahania poziomu cen gazu i niski koszt dostosowania bloków węglowych, należy przyjąć, że takie rozwiązanie nie jest racjonalne. Te i inne pytania są przedmiotem dalszych analiz z wykorzystaniem dwóch modeli: TIMES-PL i MEDUSA.

Metodyka badań

Poniższe analizy bazują na systemie modelowania integrującym dwa modele energetyczne: TIMES-PL oraz MEDUSA. Model TIMES-PL należy do rodziny GEP (*Generation Expansion Planning*) i stosowany jest w planowaniu długookresowym do optymalizacji krajowego miksu energetycznego dla uwarunkowań określonych w scenariuszach energetycznych. Z kolei MEDUSA to model typu UCED (*Unit Commitment and Economic Dispatch*), który znajduje zastosowanie w planowaniu krótkookresowym do przeprowadzania weryfikacji możliwości technicznej realizacji założeń opracowanych scenariuszy miksu energetycznego. Ich zależność została przedstawiona na Rys. 1.



Rys. 1. Schemat powiązań modelu TIMES-PL oraz modelu MEDUSA

Na pierwszym etapie po przygotowaniu danych wejściowych do obu modeli (np. prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło systemowe oraz ograniczenia scenariuszowe, tj. założenia technologiczne, potencjał wykorzystania OZE itd.) uruchamiany jest model TIMES-PL. Dla przyjętych w danym scenariuszu założeń wyznacza on optymalną strukturę wytwórczą do 2050 r. Uzyskane w poszczególnych latach wyniki, w szczególności obejmujące moce elektryczne jednostek wytwórczych, stanowią dane wejściowe do modelu MEDUSA, który analizuje prace jednostek wytwórczych w wybranym roku w rozdzielczości godzinowej. W ten sposób struktura technologii wytwarzania energii elektrycznej w konkretnym scenariuszu energetycznym, uzyskana w modelu TIMES-PL, poddawana jest weryfikacji technicznej wykonalności.

Opis scenariuszy

W przeprowadzonej analizie rozważono cztery scenariusze. Trzy z nich były zróżnicowane pod względem roli, jaką odgrywały w nich wybrane technologie energetyczne, podczas gdy w czwartym żadna z technologii nie była preferowana. We wszystkich scenariuszach dopuszczalny poziom emisji CO₂ w 2050 r. wynosił 10 mln ton. Ogólna charakterystyka scenariuszy została przedstawiona w Tab. 1.

Tab. 1. Charakterystyka scenariuszy

Scenariusz [*]	Redukcja emisji CO ₂ ^{**}	Udział energii z OZE ^{***}	Technologie energetyki jądrowej	Technologie z systemem CCS ^{****}
NUC	≥95%	≥40%	TAK	NIE
CCS	≥95%	≥40%	NIE	TAK
OZE+GAZ	≥95%	≥40%	NIE	NIE
DIV	-	-	TAK	TAK

^{*} Scenariusze, w których nacisk położony został na technologie: NUC – nuklearne, CCS – wychwyty i składowania CO₂, OZE+GAZ – odnawialne i gaz ziemny, DIV – zróżnicowane, tj. brak ograniczeń.

^{**} Poziom redukcji na podstawie maksymalnej ilości CO₂ w krajowym sektorze produkcji energii elektrycznej i ciepła w 2050 r., która została ustalona na około 10 mln ton CO₂.

^{***} Dotyczy energii elektrycznej netto wyprodukowanej z OZE w 2050 r.

^{****} Technologie wyposażone w system wychwytywania i składowania CO₂ (Carbon Capture and Storage).

Wszystkie scenariusze zakładały jednakowy poziom wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ciepła systemowego w badanym horyzoncie czasowym. Z powodu rozważanego celu wysokiej redukcji emisji CO₂ w badaniu przyjęto brak możliwości dokonywania inwestycji w nowe technologie węglowe, z wyjątkiem tych wyposażonych dodatkowo w system wychwytywania i składowania CO₂ (scenariusz CCS) oraz inwestycji, których rozpoczęcie eksploatacji zaplanowano do 2023 r.

Scenariusz NUC

Scenariusz NUC umożliwiał inwestycje w technologie energetyki jądrowej, lecz bez możliwości inwestowania w elektrownie węglowe. Przyjęto, że pierwszy blok elektrowni jądrowej w Polsce zostanie oddany do użytku w latach 2031–2035. Zarówno w *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.* (PEP 2040), jak i w uchwale Rady Ministrów z 2 listopada 2022 r. (Uchwała Nr 215/2022), datę oddania pierwszego bloku jądrowego określono na 2033 r. Z dzisiejszej perspektywy wydaje się, że bardzo trudno będzie dotrzymać tego terminu. Moc osiągalną netto pojedynczego bloku elektrowni jądrowej przyjęto na poziomie 1300 MW. Założono, że w 2035 r. w strukturze wytwórczej KSE funkcjonować będą dwie takie jednostki. Po 2035 r. umożliwiono dalszy rozwój elektrowni jądrowych. Przyjęto, że w perspektywie 2050 r. całkowita moc osiągalna netto dostępna w energetyce jądrowej może wynieść 10,4 GW, w tym 6,5 GW do 2045 r. Harmonogram oddawania poszczególnych bloków elektrowni jądrowych oraz poziom całkowitej mocy osiągalnej w KSE do 2045 r. są zbliżone do założeń przedstawionych w dokumentach *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* Z kolei perspektywa wykorzystania w tym scenariuszu potencjału energii z OZE jest spójna z założeniami przedstawionymi dla scenariusza CCS (zob. Tab. 2). W perspektywie 2050 r. całkowity poziom mocy osiągalnej netto w wiatrowych elektrowniach lądowych oraz morskich, a także w elektrowniach słonecznych, nie może przekroczyć odpowiednio 16 GW, 14 GW oraz 24 GW. Wsparciem

dla przeprowadzanej w tym scenariuszu redukcji emisji CO₂ będą również technologie gazowe. Maksymalny możliwy całkowity przyrost mocy osiągalnej netto w technologiach gazowych dla przyjętego w badaniu pięcioletniego horyzontu czasowego był najniższy ze wszystkich rozpatrywanych scenariuszy i wyniósł 4 GW.

Scenariusz CCS

Scenariusz CCS nie przewidywał możliwości dokonywania inwestycji w technologie energetyki jądrowej. Opcją umożliwiającą osiągnięcie zadanych celów redukcji CO₂, oprócz źródeł OZE, były jednostki wytwórcze wyposażone w system wychwytywania i składowania CO₂. W scenariuszu tym rozważono opcję inwestycji zarówno w klasyczne technologie węglowe z systemem CCS, jak i te korzystające z zagazowania węgla kamiennego połączone z systemem CCS. Ponadto w zbiorze dostępnych technologii z systemem CCS były także technologie gazowe bazujące na układzie gazowo-parowym (*Combined Cycle Gas Turbine* – CCGT). Wyróżniono po dwie klasy bloków ze względu na moc osiągalną netto (brutto) – zarówno dla technologii zgazowania węgla, tj. 175 MW (250 MW) oraz 350 MW (500 MW), jak i dla układów gazowo-parowych – moc 280 MW (400 MW) oraz 490 MW (790 MW). W badaniu przyjęto, że pierwsze jednostki wytwórcze wyposażone w system wychwytywania i składowania CO₂ w strukturze wytwórczej KSE mogą pojawić się w 2035 r. Założono, że wychwycony dzięki nim CO₂ w badanym horyzoncie czasowym zostanie w całości zeskładowany w podziemnych strukturach geologicznych na terenie Polski. Wstępnie oszacowany potencjał składowania CO₂ (Dubieński et al. 2010, Tarkowski et al. 2009) pozwala na przyjęcie powyższego założenia. Parametry kosztowe technologii z systemem CCS uwzględniają dodatkowe koszty związane z transportem oraz składowaniem wychwyconego CO₂. Podobnie jak w scenariuszu NUC, łączna maksymalna moc osiągalna netto możliwa do uzyskania w tym scenariuszu w energetyce wiatrowej oraz słonecznej w okresie do 2050 r. może wynieść 54 GW.

Scenariusz OZE+GAZ

Scenariusz OZE+GAZ zakładał rozwój KSE bez udziału energetyki jądrowej i technologii wyposażonych w system CCS. W tym scenariuszu przyjęto, że krajowy system elektroenergetyczny w przyszłości będzie bazował na zwiększonym wykorzystaniu energii z OZE oraz magazynach energii wspomaganych elektrowniami gazowymi. Z tego względu w porównaniu z pozostałymi scenariuszami istniała w nim możliwość intensywniejszego przyrostu mocy, zarówno w energetyce wiatrowej, jak i słonecznej po 2040 r. Łączna możliwa do zainstalowania moc elektryczna w energetyce wiatrowej oraz słonecznej w okresie do 2050 r. mogła wynieść 79 GW. W związku ze zwiększonym wykorzystaniem technologii OZE założono również możliwość większego wykorzystania technologii gazowych, które w KSE mogłyby pełnić funkcję mocy regulacyjnych.

Scenariusz DIV

W scenariuszu zróżnicowanych technologii energetycznych żadna technologia nie była preferowana. Wszystkie jednostki wytwórcze konkurowały ze sobą na zasadach rynkowych, bez szczególnych środków wsparcia. Dekarbonizacja była spowodowana cenami uprawnień do emisji CO₂. W scenariuszu tym założono pełną akceptację społeczną, zarówno dla energetyki jądrowej, jak i dla geologicznego magazynowania dwutlenku węgla. Możliwa maksymalna moc osiągalna technologii OZE była zbliżona z poziomem przyjętym w scenariuszu OZE+GAZ.

Podsumowanie założeń scenariuszy

W celu osiągnięcia wymaganej redukcji emisji CO₂ model TIMES-PL optymalizuje rozwój systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem wyżej opisanych założeń scenariuszowych. Wszystkie szczegółowe ograniczenia dotyczące maksymalnych poziomów mocy, jakie mogą zostać osiągnięte w danych przedziałach czasowych w wybranych technologiach energetycznych w zależności od rozważanego scenariusza, przedstawiono w Tab. 2.

Tab. 2. Skumulowana maksymalna moc osiągalna netto w nowych jednostkach wytwórczych według rozważanych scenariuszy [GW]

Rodzaj technologii	Rok	Scenariusz			
		NUC	CCS	OZE+GAZ	DIV
Wiatrowa na lądzie	2030	4,2	4,2	4,2	4,2
	2040	10	10	10	10
	2050	16	16	28	28
Wiatrowa na morzu	2030	6	6	6	6
	2040	10	10	10	10
	2050	14	14	18	18
Ogniwa fotowoltaiczne	2030	11	11	11	11
	2040	17,5	17,5	22	22
	2050	24	24	33	33

Ścieżki cenowe paliw

Na wyniki wpływają też założenia dotyczące kształtowania się cen paliw i uprawnień do emisji CO₂. Ostatnie opublikowane analizy Komisji Europejskiej i International Energy Agency podają pewne przesłanki, które pozwalają przyjąć ceny w wysokościach kształtowanych przez globalne polityki klimatyczne zgodne z deklaracjami poszczególnych państw. Prognozę cen wybranych paliw wykorzystaną w analizach przedstawiono w Tab. 3.

Tab. 3. Prognoza cen paliw [PLN/GJ] z 2020 r.

Technologia	Rok						
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel kamienny energetyczny*	13	17	14	15	16	16	17
Gaz ziemny	21	29	26	28	33	36	36

* Z uwzględnieniem kosztów transportu do elektrowni.

Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla

W bieżącej analizie przyjęto dwie ścieżki cenowe EUA – uprawnień do emisji CO₂. W Tab. 4 przedstawiono prognozę cen uprawnień do emisji CO₂ na podstawie scenariusza referencyjnego Komisji Europejskiej (dalej opisywane jako EUA niskie) (Komisja Europejska 2021).

Tab. 4. Ceny uprawnień do emisji CO₂ [PLN/t] według Komisji Europejskiej

Rok	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cena CO ₂	112	125	140	240	380	570	580

Ceny EUA nie powinny wzrosnąć powyżej 120 EUR/t CO₂, gdyż szacunki kosztów CCS i Direct Air Capture mówią o takich właśnie kosztach docelowych poszczególnych technologii. Niemniej jednak scenariusze poddano analizie czułości na alternatywną ścieżkę cenową uprawnień do emisji CO₂, przyjętą za wyniki badań grupy Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych KOBIZE (EUA wysokie) (Pyrka et al. 2021).

Tab. 5. Ceny uprawnień do emisji CO₂ [PLN/t] według CAKE KOBIZE

Rok	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Cena CO ₂	112	280	448	672	896	1344	1792

Założenia dotyczące wycofań istniejących mocy wytwórczych

Założono jednakowy plan wycofań dla istniejących jednostek wytwórczych we wszystkich scenariuszach. Szczegółowy harmonogram odstawień jednostek wytwórczych według ich klasy mocowej oraz rodzaju wykorzystywanego paliwa został zaprezentowany w Tab. 6.

Tab. 6. Ubytki mocy osiągalnej według klasy mocy oraz rodzaju wykorzystywanego paliwa [MW]

Paliwo	Klasa mocy	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel kamienny	poniżej 200	-991	0	0	-100	-306	-112
	200-300	-2029	-4825	-1827	-903	0	0
	301-400	0	0	-386	-1146	0	0
	401-500	0	0	0	0	-460	0
	powyżej 500	0	0	0	0	-1132	-3795
Węgiel brunatny	poniżej 200	0	0	0	0	0	0
	200-300	-400	0	-694	-1022	-261	0
	301-400	0	-370	-2704	-780	-390	0
	401-500	0	0	0	0	0	-954
	powyżej 500	0	0	-858	0	0	0
Gaz ziemny	poniżej 200	0	0	0	0	0	0
	200-300	0	0	0	0	0	0
	301-400	0	0	0	0	0	0
	401-500	0	0	0	0	0	-1431
	powyżej 500	0	0	0	0	0	-630

Wyniki analiz

W przedstawionych powyżej scenariuszach optymalizowano rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego pod kątem najniższych kosztów osiągnięcia celu dekarbonizacji przy zadanych ograniczeniach dotyczących stosowania technologii. Poniżej przedstawiono wyniki, moce analizowanych technologii i ich produkcję w horyzoncie 2050 r.

Zgodnie z oczekiwaniami w przypadku scenariusza nuklearnego (Rys. 2) w wytwarzaniu dominuje energia elektryczna z elektrowni jądrowych oraz źródeł OZE. Elektrownie gazowe pełnią funkcję przejściowego źródła kontrolowanego na ścieżce do dużego udziału OZE.

Podobnie jak w poprzednim scenariuszu, w ścieżce CCS (Rys. 3) również dominują źródła odnawialne, a generacja kontrolowana obejmuje głównie elektrownie gazowe wyposażone w instalacje wychwytu i składowania dwutlenku węgla.

Scenariusz OZE+GAZ jest bardzo interesujący, w produkcji roku 2050 dominują ponownie źródła odnawialne – 130 TWh, natomiast źródła biomasowe

i gazowe pełnią funkcję regulacyjną (Rys. 4). W uwarunkowaniach wysokich cen i braku dostępności gazu scenariusz ten byłby trudny w realizacji.

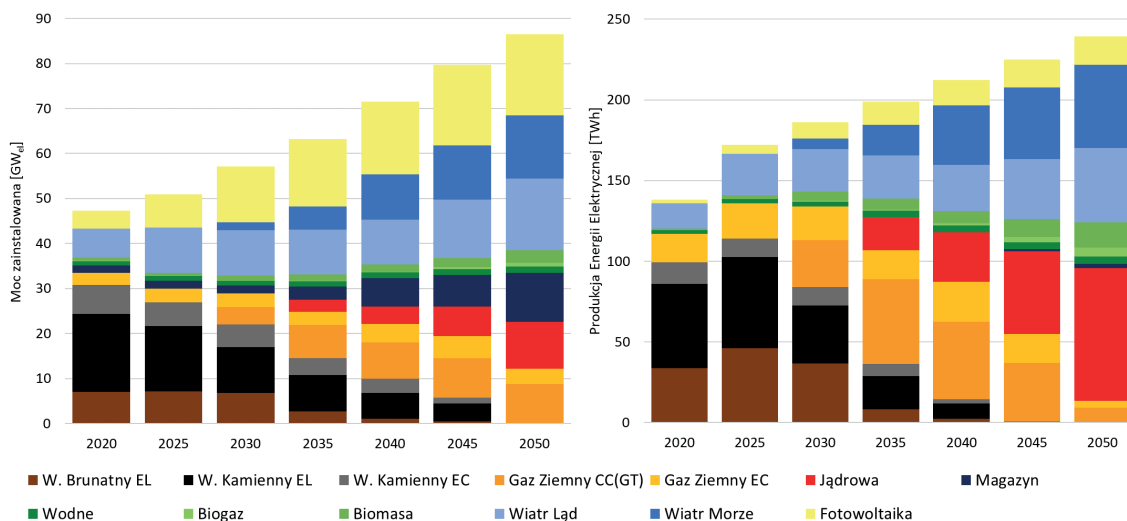
W scenariuszu DIV (Rys. 5) dobór technologii był dowolny, warunek stanowiła minimalizacja kosztu, a czynnikiem sprawczym były tylko ceny EUA. Wyniki są porównywalne ze scenariuszem nuklearnym, co potwierdza relatywnie niskie koszty tej technologii. Dla porównania przedstawiono wyniki dla scenariusza z wysokimi kosztami EUA (Rys. 6).

Zestawienie obu wersji wykazuje relatywnie niewielkie różnice, zmniejsza się jedynie generacja z elektrowni jądrowych i gazowych z CCS na rzecz elektrowni słonecznych i biomasowych.

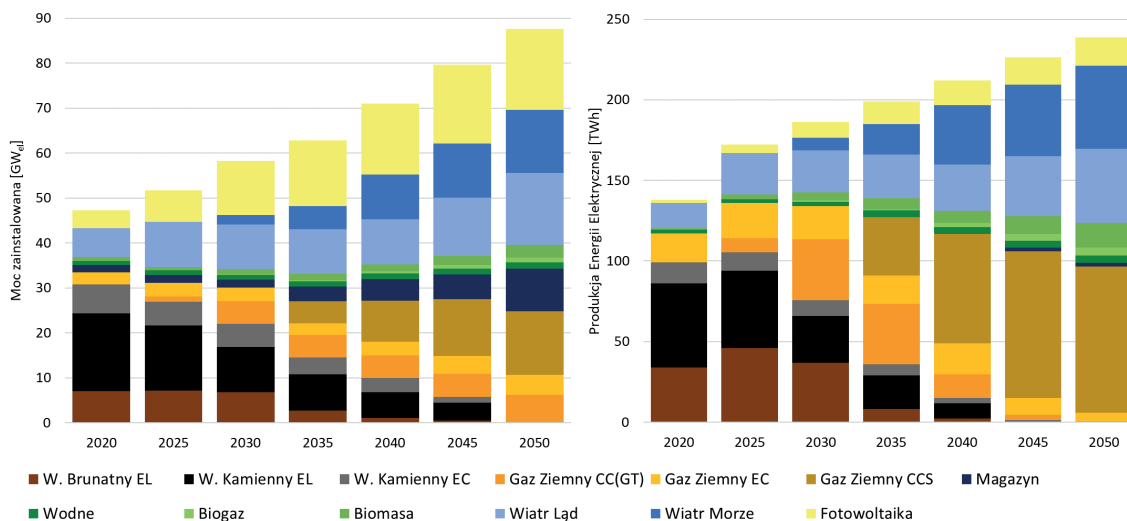
Jak widać na Rys. 7, nie ma wyraźnych różnic w tempie redukcji emisji CO₂ między poszczególnymi scenariuszami, nawet dla wysokich cen EUA.

Na Rys. 8 porównano wyniki pod względem kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

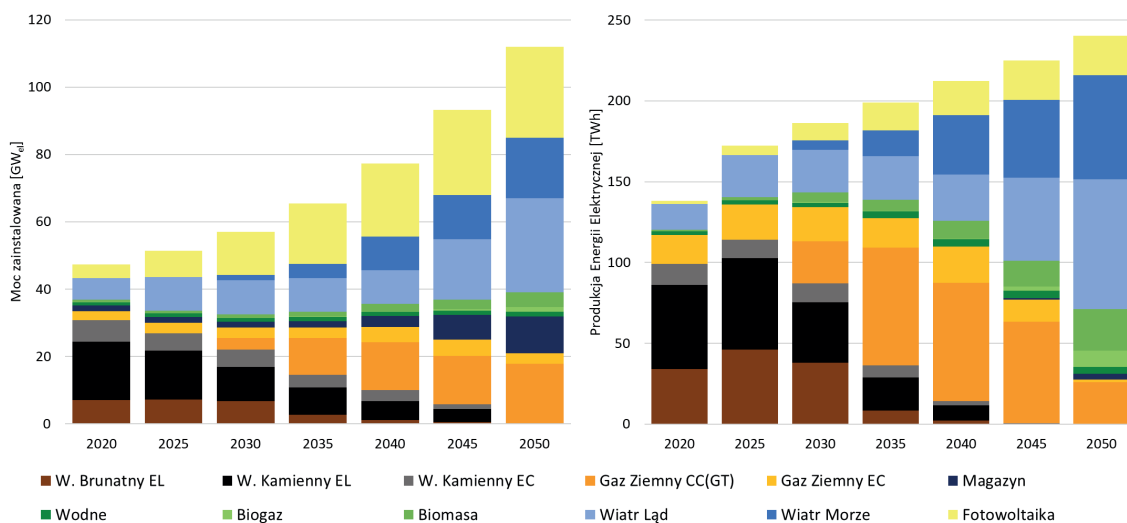
Podobnie jak w ścieżce redukcji emisji, koszty wytwarzania różnicują się po roku 2040, najniższy wzrost dla roku 2050 (25%) to scenariusz DIV, z kolei największy to OZE+GAZ, który wynosi aż 40%.



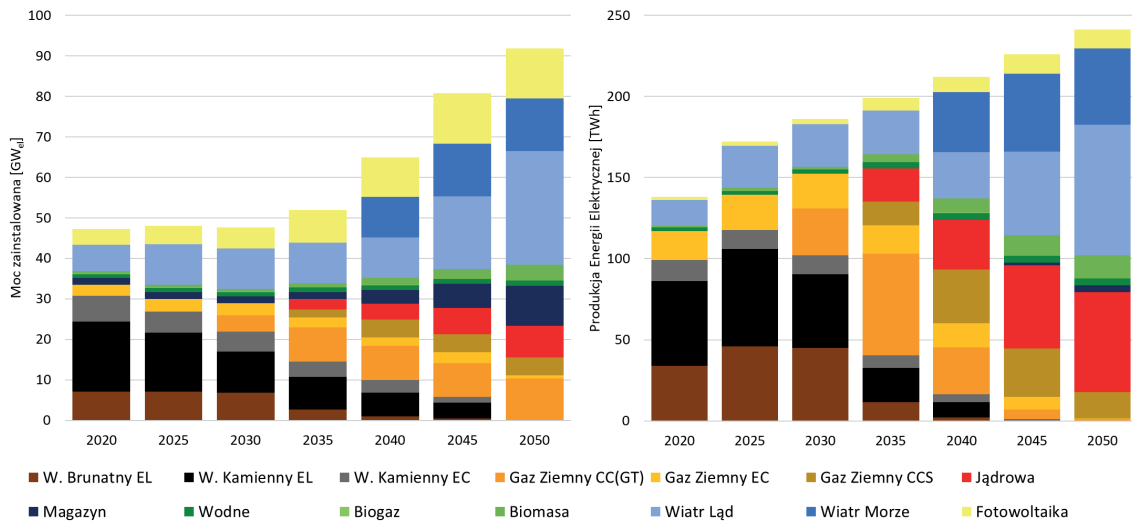
Rys. 2. Moce technologii i produkcja w scenariuszu NUC, EUA niskie



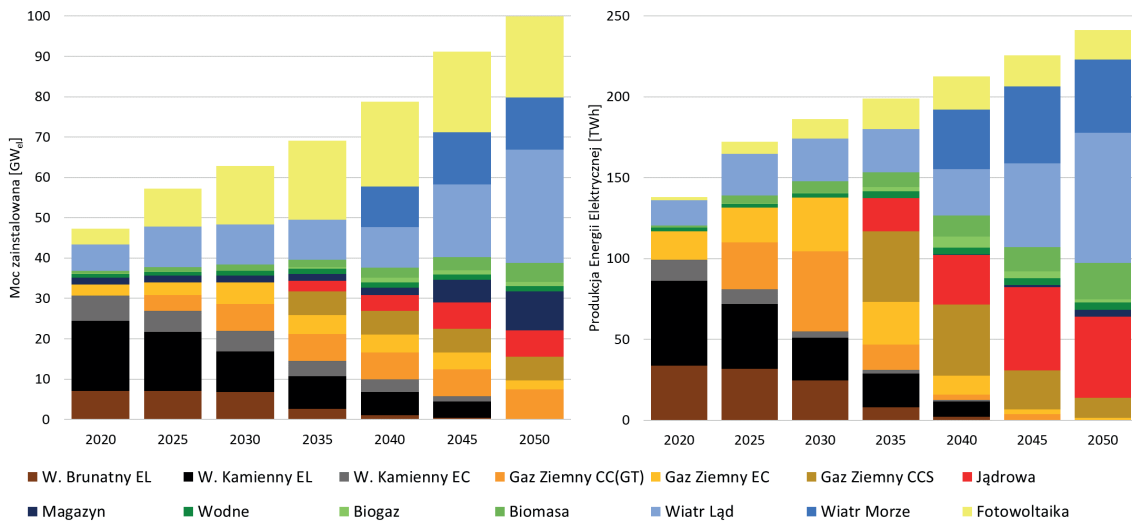
Rys. 3. Moce technologii i produkcja w scenariuszu CCS, EUA niskie



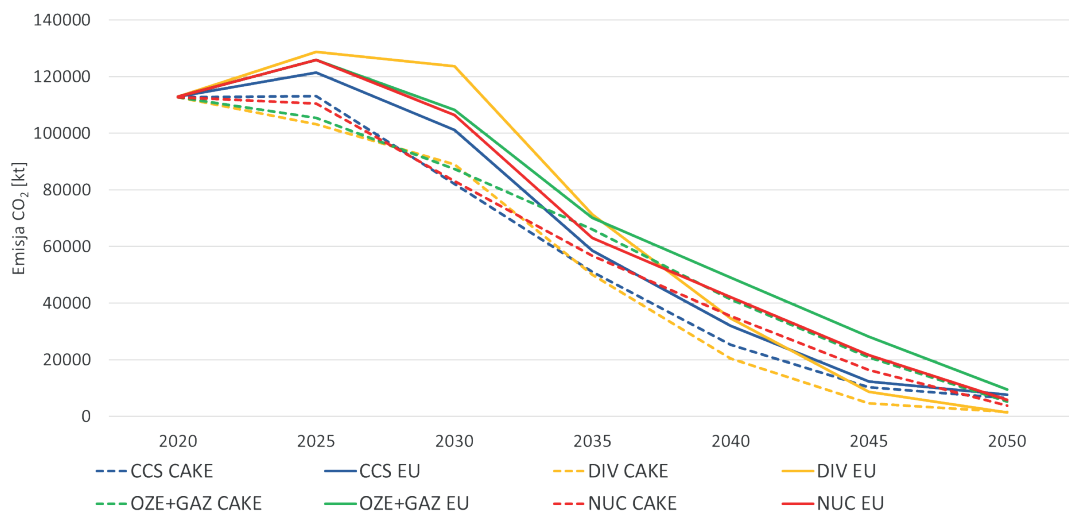
Rys. 4. Moce technologii i produkcja w scenariuszu OZE+GAZ, EUA niskie



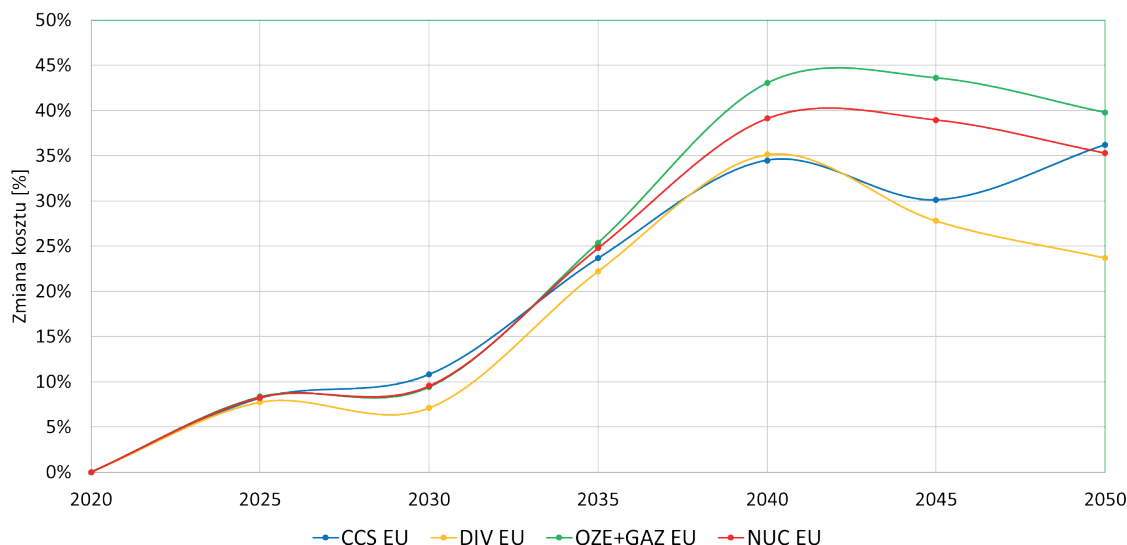
Rys. 5. Moce technologii i produkcja w scenariuszu DIV, EUA niskie



Rys. 6. Moce technologii i produkcja w scenariuszu DIV, EUA wysokie



Rys. 7. Ścieżka redukcji emisji dwutlenku węgla



Rys. 8. Koszty wytwarzania energii elektrycznej

Podsumowanie

W artykule przedstawiono metodykę, założenia oraz wyniki analiz perspektywicznych ścieżek rozwoju polskiej elektroenergetyki. Podstawowym założeniem jest dekarbonizacja, czyli zredukowanie emisji dwutlenku węgla o 95% do roku 2050 przy minimalizacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Badano ścieżki dochodzenia do tego celu przy założeniu pewnych ograniczeń dotyczących udziału najważniejszych technologii w strukturze wytwarzania. Wyniki wskazują, że nie ma znaczących różnic przy ograniczeniach technologicznych, natomiast ich brak (scenariusz DIV) powoduje opóźnienie inwestycji w źródła odnawialne i znaczący wzrost kosztów po roku 2040. W podjęciu decyzji o tym, który scenariusz jest optymalny dla gospodarki i powinien być realizowany, kluczowe znaczenie ma dojrzałość założonych technologii i zgoda na ich zastosowanie (podziemne składowanie dwutlenku węgla, akceptacja technologii jądrowej), właściwe oszacowanie harmonogramów inwestycyjnych (bloki jądrowe, morskie farmy wiatrowe) czy wreszcie ryzyko związane z dostępnością gazu do produkcji energii elektrycznej. Analiza powyższych ryzyk umożliwi wybór właściwego scenariusza.

Zastosowane narzędzia – modele TIMES-PL i MEDUSA – były już weryfikowane i wykazano racjonalność i wiarygodność wyników otrzymanych przy

ich zastosowaniu. Trzeba jednak pamiętać, że sam model jedynie dobiera technologie, minimalizując koszty przy założeniach przyjętych w scenariuszach. Wyniki wskazują, że ścieżki transformacji są porównywalne, niemal niezależnie od ograniczeń technologicznych.

W transformacji energetyki mogą zajść znaczące, wręcz rewolucyjne zmiany, jeśli obecnie opracowywane technologie, takie jak *Direct Air Capture* (wychwyt i składowanie dwutlenku węgla wprost z powietrza) czy *Small Modular Reactors* (małe reaktory modułowe), osiągną dojrzałość komercyjną. W obu przypadkach ich niskie koszty spowodują nieopłacalność technologii CCS oraz klasycznych technologii nuklearnych lub gazowych.

Bibliografia:

- Dubiński J., Wachowicz J., Koterak A. (2010), *Podziemne składowanie dwutlenku węgla – możliwości wykorzystania technologii CCS w polskich uwarunkowaniach*, „Górnictwo i Geologia” 5 (1): 5–19.
- Komisja Europejska (2021), *EU Reference Scenario 2020. Energy, Transport and GHG Emissions – Trends to 2050*, Luxembourg, Publications Office of the European Union, <https://data.europa.eu/doi/10.2833/35750> [dostęp: 20.02.2023].
- Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. 2021 poz. 264), <https://www.dziennikustaw.gov.pl/M2021000026401.pdf> [dostęp: 20.02.2023].
- Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J., Tatarewicz I., Witajewski-Baltvilks J., Rąbiega W., Wąs A. et al. (2021), *Polska net-zero 2050. Mapa drogowa osiągnięcia wspólnotowych celów polityki klimatycznej dla Polski do 2050 r.*, KOBIZE, Warszawa, https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2021/07/CAKE_Mapa-drogowa-net-zero-dla-PL.pdf [dostęp: 12.01.2023].

Rada Unii Europejskiej (2009), *Konkluzje prezydencji*, Bruksela, 30 października 2009 r., 15265/09, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-15265-2009-INIT/pl/pdf> [dostęp: 16.01.2023].

Tarkowski R., Uliasz-Misiak B., Wójcicki A. (2009), *CO₂ Storage Capacity of Deep Aquifers and Hydrocarbon Fields in Poland–EU Geo-Capacity Project Results*, „Energy Procedia” 1 (1): 2671–2677.

Uchwała Nr 215/2022 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2022 r. w sprawie budowy wielkoskalowych elektrowni jądrowych w Rzeczypospolitej Polskiej (M.P. 2022 poz. 1124).

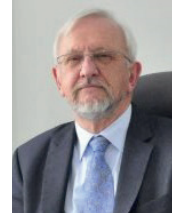
Transformation pathways for the Polish power sector

Abstract: The article discusses four pathways for the transformation of the national power system leading to the reduction of CO₂ emissions to 10 million tons in 2050, differentiated by the role played in them by selected energy technologies. They were developed using the TIMES-PL and MEDUSA models in which the development of the national power system was optimized for the lowest cost of achieving the decarbonization goal. The research presented in the article shows that securing the continuous electricity supply, which in the perspective will be generated primarily from renewable sources, requires a significant share of dispatchable sources such as nuclear or classic units equipped with carbon sequestration systems as well as energy storage.

Keywords: power system, modelling, transformation, decarbonization

Prof. dr hab. inż. Wojciech Suwała

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
suwalaw@agh.edu.pl



Dr hab. inż. Artur Wyrwa, prof. AGH

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
awyrwa@agh.edu.pl



Dr hab. inż. Stanisław Tokarski

AGH Centrum Energetyki
Główny Instytut Górnictwa
stokarski@gig.eu

