

Mariusz Kudelko*

Czynniki determinujące rozwój krajowego sektora energetycznego – analiza wrażliwości

Wstęp

Modelowanie perspektyw rozwoju krajowego sektora energetycznego było i jest przedmiotem wielu prac realizowanych przez różne krajowe zespoły badawcze i instytucje państwowe [*PEP 2030...*, 2009; *Aktualizacja Prognozy...*, 2011; Kudelko i inni, 2011; *Model optymalnego miksu...*, 2013; *Węgiel dla polskiej energetyki...*, 2013; Świrski, 2014]. W dotychczasowych próbach odpowiedzi na pytanie o przyszłość krajowego sektora energetycznego przede wszystkim skupiano uwagę na różnych podejściach metodycznych odwzorowujących funkcjonowanie sektora, odmiennym traktowaniu kategorii kosztów ekonomicznych (koszty prywatne lub koszty społeczne) i jego skutkach oraz różnych scenariuszach rozwojowych, w tym przede wszystkim dotyczących uwarunkowań środowiskowych.

Niniejszy artykuł jest kolejną próbą wskazania optymalnej drogi rozwoju krajowego sektora energetycznego, przy czym w odróżnieniu od poprzednich prac za cel główny stawia udzielenie odpowiedzi na pytanie, w jakim kierunku powinien się on rozwijać, biorąc pod uwagę kluczowe czynniki niepewności. Innymi słowy, przedstawione w niniejszej publikacji wyniki analizy czułości wskazują na zakres i kierunek możliwych zmian struktury wytwarzania energii i najważniejszych parametrów ekonomicznych dla wysoce niepewnych parametrów rozwojowych sektora. Należy zaznaczyć, iż niniejsza analiza wykracza poza tradycyjne ujęcie problemu planowania rozwoju sektora energetycznego, które z reguły bazuje na podejściu scenariuszowym. Jego wadą jest brak racjonalnych przesłanek do oceny prawdopodobieństwa zajścia konkretnego scenariusza, co zasadniczo utrudnia wskazanie możliwych zagrożeń związanych z innym od zakładanego kształtowaniem się niepewnych parametrów rozwojowych. Przeprowadzona w publikacji analiza wrażliwości pozwala zarówno na wychwycenie najistotniejszych – z punktu

* Dr hab. inż., prof. AGH, Wydział Zarządzania, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, ul. Gramatyka 10, 30-067 Kraków, mkudelko@zarz.agh.edu.pl

widzenia zmiany struktury wytwarzania – czynników rozwojowych, jak i określenie ich progu „bezpieczeństwa”, czyli wartości, po przekroczeniu których dany czynnik zaczyna skutecznie oddziaływać na sytuację sektora. Ma to z kolei zasadnicze znaczenie z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego, gdyż pozwala na wskazanie elementów istotnych oraz odrzucenie mniej ważnych dla rozwoju sektora. Należy podkreślić, że dotychczas podejście to było stosowane jedynie w ograniczonym zakresie, głównie z uwagi na trudności obliczeniowe i interpretacyjne.

Jako narzędzie prognostyczne wykorzystany został matematyczny model optymalizacyjny POWERPOL, autorskie narzędzie stworzone i wykorzystywane do analiz rozwoju krajowego sektora energetycznego [Kudelko, 2003; Kudelko i inni, 2011]. W porównaniu z poprzednimi jego wersjami wprowadzono równania opisujące nowe regulacje środowiskowe, głównie w zakresie limitów OZE i handlu uprawnieniami zbywalnymi do emisji CO₂. Rozszerzono horyzont planowania z 2025 roku do 2035 roku. Przyjęto nowe założenia dotyczące prognoz podaży i cen nośników energetycznych oraz popytu na energię elektryczną. Dokonano wyboru czynników niepewności, które mogą mieć istotny wpływ na rozwój sektora. Co istotne, ze względu na swój niepewny charakter konieczne było przyporządkowanie im najbardziej prawdopodobnych wartości bazowych, które następnie zmieniano w granicach (1/2)–(2). Przeprowadzenie analizy czułości wymagało połączenia modelu POWERPOL z modułem umożliwiającym sprawne symulacje i wyprowadzenie wyników do dalszej obróbki statystycznej i graficznej.

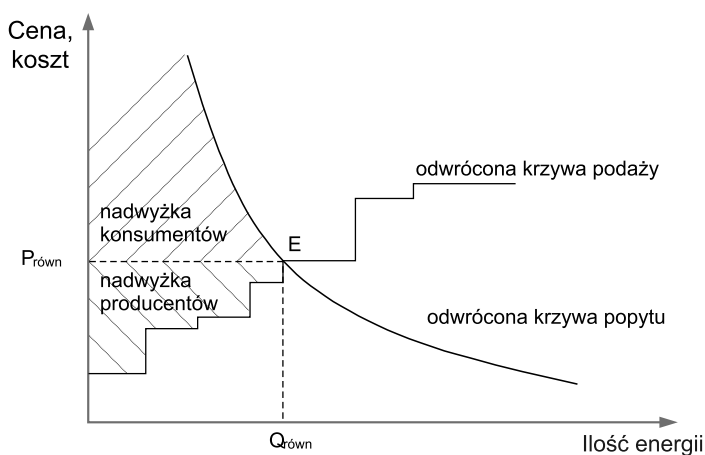
Przyjęto następujący układ artykułu. W części pierwszej przedstawiono główne założenia i charakterystykę modelu POWERPOL. Część druga to opis wyników modelu dla wariantu bazowego i dyskusja jego wyników. Ostatnia część to wyniki eksperymentów modelowych (analizy czułości) wraz z syntezą najważniejszych wniosków z niej wypływających.

1. Charakterystyka modelu POWERPOL

Jednym z wielu narzędzi wykorzystywanych w symulacjach rozwoju krajowego sektora energetycznego jest model równowagi cząstkowej POWERPOL. Kryterium decyzyjne modelu oparte jest na maksymalizacji dobrobytu społecznego, definiowanego jako suma nadwyżki konsumentów i producentów na rynku energii. Dodatkowym składnikiem dobrobytu społecznego, równie istotnym z ekonomicznego punktu

widzenia jak dwa poprzednie, mogą być koszty zewnętrzne, nieuwzględnione w niniejszej analizie. Na rysunku 1 zilustrowano warunki realizacji tego kryterium. Punkt E, który jest punktem równowagi na rynku energii, leży na przecięciu odwróconej krzywej podaży i popytu. Nadwyżka konsumentów mierzy różnicę między tym, ile konsument chce zapłacić, a tym, ile wynosi cena energii. Nadwyżka producentów odzwierciedla różnicę między ceną, jaką producent otrzymuje, a ceną, jaką byłby w stanie zaakceptować przy mniejszych rozmiarach produkcji. Punkt E wyznacza także punkt, w którym pole pomiędzy tymi dwoma krzywymi jest maksymalne. Popyt w tych warunkach ustala się na poziomie $Q_{\text{równ}}$, a cena rynkowa wynosi $P_{\text{równ}}$.

Rysunek 1. Maksymalizacja dobrobytu społecznego



Źródło: Opracowanie własne.

Przyjęte kryterium decyzyjne w zasadzie wymaga zastosowania programowania nieliniowego. Model posiada nieliniowości w zapisie funkcji celu, sformułowanej jako iloczyn dwóch zmiennych decyzyjnych – popytu i ceny energii elektrycznej i ciepła. Z matematycznego punktu widzenia jest to zadanie dużo trudniejsze do rozwiązania niż model liniowy z funkcją celu opartą na minimalizacji kosztów systemowych, w dodatku niegwarantujące osiągnięcia optimum globalnego, a jedynie lokalne. Dlatego rozwiązaniem pozwalającym uniknąć tej niedogodności jest zapis funkcji popytu jako funkcji schodkowej, gdzie szerokość każdego schodka popytowego określa pewien procent popytu końcowego. Pozwala to na otrzymanie liniowej funkcji celu i uproszczenie zadania obliczeniowego.

Dopuszczono ewentualne zmiany popytowe na skutek konieczności dokonania zakupu uprawnień zbywalnych czy budowy nowych obiektów energetycznych charakteryzujących się wysokimi nakładami inwestycyjnymi. Zdefiniowano funkcje popytu dla poszczególnych sektorów rynkowych o stałym współczynnikami elastyczności cenowej.

Model jest skalibrowany do roku 2013. Obliczenia przeprowadzono dla najnowszej, wydajniejszej wersji oprogramowania GAMS [Brook i inni, 1992] z wykorzystaniem solvera CPLEX dla rozwiązania zadań programowania liniowego. Umożliwiło to zmianę pięcioletnich okresów obliczeniowych na roczne, co pozwoliło na dokładniejsze odzwierciedlenie zmian strukturalnych dokonujących się w sektorze energetycznym.

Dokładny zapis matematyczny modelu, gdzie opisano funkcję celu określającą kryterium optymalizacji, równania kosztów, równania określające zależności technologiczne i bilansowe, ograniczenia mocy produkcyjnych i ochronnych oraz bilanse emisyjne, OZE i handlu uprawnieniami zbywalnymi, można znaleźć w [Kudełko, 2003; Kudełko i inni, 2013]. Odzworowanie funkcjonowania krajowego sektora energetycznego wymagało przyjęcia szeregu założeń techniczno-ekonomicznych. W szczególności dotyczyło to określenia możliwości dostaw nośników energetycznych i ich prognoz cenowych, charakterystyk technologii produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz prognoz popytu na energię elektryczną i ciepło. Odpowiednie dane szczegółowo opisano w [Kudełko i inni, 2012].

2. Wyniki symulacji modelowych – scenariusz bazowy

Zaprezentowane wyniki symulacji komputerowych są jedynie syntetycznym obrazem zmian, które mogą zajść w krajowym sektorze energetycznych w perspektywie 2035 roku. Obraz ten należy traktować jako pewien wzorzec, od którego rzeczywiste plany rozwojowe przedsiębiorstw, w mniejszym lub większym stopniu, mogą odbiegać. Wskazane zmiany strukturalne wskazują na optymalną w sensie prywatnych kosztów produkcji ścieżkę rozwoju krajowego sektora energetycznego. Należy zaznaczyć, że uwzględnienie niekorzystnych efektów zewnętrznych powodowanych emisjami zanieczyszczeń pochodzących ze spalania paliw w tradycyjnych technologiach węglowych (nawet po ich unowocześnieniu) zmieniłoby ten obraz w sposób zasadniczy. Jednak scenariusz internalizacji niekorzystnych efektów w cenach energii nie wydaje się obecnie prawdopodobny, stąd rezygnacja z przeprowadzenia tego typu

analizy. Niemniej jednak dla porównania można wyniki takich symulacji znaleźć w pracach [Kudełko, 2008; Kudełko, Wejer, 2014].

W obliczeniach przyjęto dość optymistyczne plany rozwojowe krajowego sektora górnictwa węgla kamiennego i brunatnego. Zaimplementowano najważniejsze sektorowe regulacje środowiskowe. Przyjęto stosunkowo niską cenę uprawnień zbywalnych do emisji CO₂ na poziomie 15 euro/Mg CO₂, wysokie ceny biomasy oraz uaktualnione wysokości nakładów inwestycyjnych technologii energetycznych.

W tablicy 1 przedstawiono wielkość szacowanego zużycia poszczególnych rodzajów paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej i ciepła. W całym analizowanym okresie dominującą pozycję w bilansie energetycznym zachowuje węgiel kamienny, choć jego zużycie systematycznie spada do 2025 roku, po czym rośnie. Pozycja węgla brunatnego jest stabilna, można nawet zaobserwować stały wzrost jego znaczenia w bilansie produkcyjnym. Paliwa stałe wciąż są na tyle konkurencyjne, że stanowią skuteczną alternatywę dla gazu czy ropy. Systematycznie rośnie rola źródeł odnawialnych, gaz pełni rolę bilansującą. Energetyka jądrowa – dla stosunkowo niskich cen uprawnień zbywalnych oraz wysokich nakładów inwestycyjnych – nie jest realną i ekonomicznie uzasadnioną opcją rozwojową.

Tablica 1. Zużycie paliw energetycznych do produkcji energii elektrycznej i ciepła, PJ/rok

Nośnik	2015	2020	2025	2030	2035
Węgiel kamienny	1142	1100	1016	1057	1125
Węgiel brunatny	527	583	678	706	731
Gaz	58	49	56	58	58
Ropa	88	76	65	63	61
Energia jądrowa	0	0	0	0	0
Źródła odnawialne	140	164	159	164	171
Razem	1955	1972	1974	2047	2146

Źródło: Opracowanie własne.

Zmiany strukturalne obserwowane są w kilku obszarach związanych z wykorzystaniem poszczególnych technologii energetycznych. Stosunkowo wysoka cena biomasy w dużym stopniu ogranicza ten rodzaj zastosowań do narzuconych limitów OZE. Nowe technologie energetyczne

oparte na węglu kamiennym (np. wysokowydajne kotły energetyczne na parametry nadkrytyczne, układy parowo-gazowe ze zgazowaniem węgla czy nowoczesne bloki spalające węgiel kamienny) są realną opcją rozwojową. Z powodu wysokich cen gazu nowoczesne technologie gazowe nie są konkurencyjne. Farmy wiatrowe są podstawową formą OZE umożliwiającą dostosowanie się do limitów energii odnawialnej w bilansie produkcyjnym. Zakładana od 2023 roku możliwość budowy elektrowni jądrowej nie znajduje potwierdzenia w wynikach niniejszych symulacji. Mimo iż jest to technologia bezemisyjna, dla założeń przyjętych w niniejszych obliczeniach jest za droga, nawet w przypadku większego wzrostu popytu na energię elektryczną. Ten zaspokajany jest głównie przez technologie węglowe. W energetyce przemysłowej i lokalnej węgiel kamienny nadal powinien być paliwem podstawowym, choć konieczne będą modernizacje starych urządzeń i budowa nowych zakładów, w tym węglowych. Technologie wykorzystujące gaz i źródła odnawialne, w tym biomasę i źródła geotermalne (na małą skalę w ciepłownictwie), mogą być konkurencją dla węgla kamiennego.

Przyrost popytu na energię elektryczną zaspokajany jest w energetyce zawodowej głównie przez technologie węglowe, z niewielkim wykorzystaniem opcji współspalania biomasy. Wynika to z zakładanego dużego potencjału dostaw węgla kamiennego i brunatnego oraz stosunkowo niskiego poziomu cen uprawnień zbywalnych, a wysokich cen biomasy. W poprzednich wersjach modelu wzrost popytu zaspokajany był przez energetyką jądrową, tutaj przy zdecydowanie wyższych kosztach inwestycyjnych oraz stosunkowo niskiej cenie uprawnień zbywalnych ta technologia nie jest konkurencją dla węgla. Pozycja energii wiatrowej z roku na rok rośnie, elektrownie gazowe pełnią znikomą rolę bilansującą. Elektrociepłownie zawodowe w dalszym ciągu wykorzystują węgiel kamienny jako paliwo podstawowe.

Średni jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej systematycznie rośnie – z około 200 zł/MWh w 2015 roku do około 240 zł/MWh w 2020 roku i 250 zł/MWh w 2035 roku.

3. Analiza wrażliwości – założenia

Przedstawiony obraz zmian strukturalnych w krajowym sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest obciążony ryzykiem. Zatem zasadne jest przeprowadzenie analizy czułości, której zadaniem jest udzielenie odpowiedzi, które parametry środowiskowe, ekonomiczne

i technologiczne, i w jaki sposób, mogą wpłynąć na długoterminowe funkcjonowanie tego sektora. Innymi słowy, analiza ma odpowiedzieć na zasadnicze pytania stawiane dzisiejszej energetyce: czy i w jakim stopniu jej rozwój uzależniony jest od kluczowych czynników rozwojowych. Ich dobór podyktowany był zakresem ich oddziaływania na możliwe zmiany strukturalne i ekonomiczne, do których należy zaliczyć:

- wysokość kosztów systemowych, czyli sumy kosztów produkcji energii elektrycznej i ciepła (inwestycyjnych, paliwowych, zmiennych i stałych), kosztów redukcji emisji i kosztów zakupu uprawnień zbywalnych,
- zużycie poszczególnych nośników energetycznych, będące pochodną produkcji energii elektrycznej i ciepła z poszczególnych technologii energetycznych,
- łączna emisja CO₂ z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych,
- jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych,
- średnia cena energii elektrycznej z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych,
- wzrost jednostkowych kosztów produkcji na skutek konieczności zakupu uprawnień zbywalnych,
- łączny popyt na energię elektryczną i ciepło,
- popyt na energię elektryczną.

Biorąc powyższe pod uwagę, do analizy czułości wybrano następujące parametry:

- środowiskowe: ceny uprawnień zbywalnych na emisję CO₂, udział OZE w strukturze wytwarzania energii,
- ekonomiczne: cena węgla kamiennego i brunatnego, cena gazu, potencjał dostaw węgla brunatnego, współczynnik elastyczności cenowej popytu na energię elektryczną, popyt na energię elektryczną i ciepło,
- technologiczne: nakłady inwestycyjne technologii jądrowej, nakłady inwestycyjne turbin wiatrowych, wskaźnik wzrostu mocy technologii odtworzeniowych.

Przeprowadzenie tego rodzaju analizy wymagało przyjęcia odpowiedniej procedury obliczeniowej:

- wybór scenariusza odniesienia (bazowego) jako najbardziej prawdopodobnego w realizacji,

- wybór zakresu możliwych zmian parametrów; określono go od 1/2 do 2-krotności wartości zmiennej bazowej, ze zmianami co 10%,
- przeliczenie modelu dla odpowiednich wartości parametrów; zmiany dotyczą wpływu pojedynczego parametru na zmienne wynikowe, przy pozostawieniu pozostałych bez zmian.

Syntetyczne wyniki scenariusza bazowego przedstawiono powyżej. W artykule – z uwagi na obszerność wyników – nie przedstawiono szczegółowej analizy wpływu poszczególnych czynników na wymienione parametry strukturalne i ekonomiczne. Poniżej przedstawiono jedynie syntezę, umożliwiającą ich uszeregowanie z uwagi na siłę ich oddziaływania. Niemniej jednak we wnioskach wskazano niektóre najważniejsze zmiany sektorowe mogące mieć miejsce w przypadku, gdy sytuacja rynkowa będzie inna niż zakładana.

4. Synteza wyników

Z wszystkich wyżej wymienionych i szczegółowo analizowanych parametrów wynikowych wybrano jedynie kilka kluczowych, takich jak zużycie węgla kamiennego i brunatnego, łączną sektorową emisję CO₂, wysokość jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej oraz poziom zdyskontowanych kosztów systemowych. Wielkość zużycia węgla symbolizuje możliwy potencjał zmian strukturalnych dokonujących się w krajowym sektorze energetycznym, podobnie emisyjność CO₂, natomiast koszty odzwierciedlają skutki ekonomiczne tych zmian. Do analizy wybrano lata 2025 i 2035 jako te, w których potencjalne zmiany będą największe i najistotniejsze dla przyszłości krajowego sektora energetycznego.

Największy wpływ na zużycie węgla kamiennego w 2025 roku ma zróżnicowanie popytu na energię elektryczną i ciepło – i to zarówno w zakresie niskich, jak i wysokich wartości zmian procentowych (rysunek 2). Kolejnym czynnikiem, choć w zasadzie tylko w zakresie wysokich, bo ponad 170% zmian, ma cena węgla. Równie mocno, choć jedynie w zakresie niskich, bo poniżej 90% zmian, oddziałuje potencjał dostaw węgla brunatnego. Mniejsze wahania, choć także tylko w zakresie wskaźnika mniejszego niż 100%, wywołują limity OZE oraz nakłady inwestycyjne technologii jądrowej. Pozostałe czynniki w bardzo niewielkim stopniu różnicują wielkość zużycia węgla kamiennego w krajowym sektorze energetycznym.

Bardziej intensywne i wyraźniejsze zmiany można zaobserwować w 2035 roku, i to w zakresie niskich, jak i wysokich wartości zmian pro-

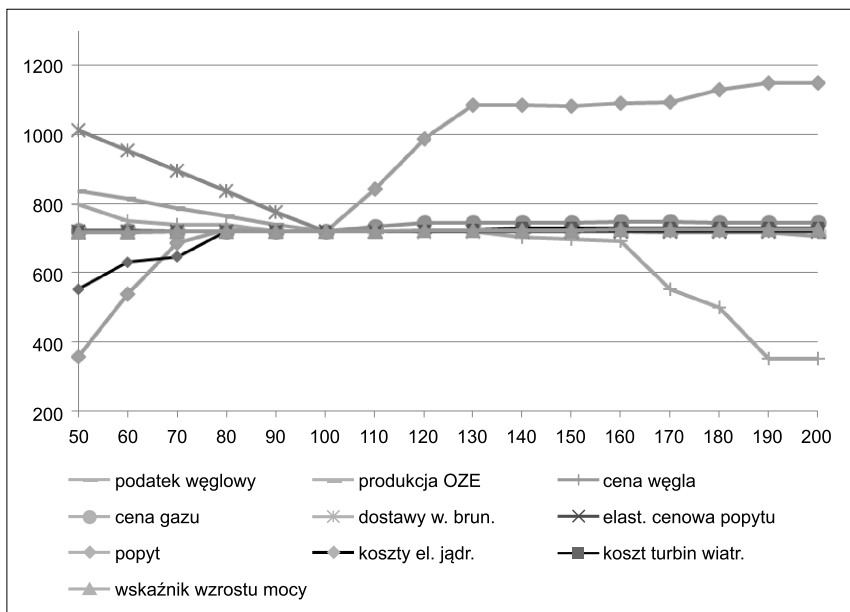
centowych. Choć hierarchia wspomnianych czynników jest podobna, to jednak intensywność zmian jest większa. Odnosi się to szczególnie do cen węgla, w przypadku których już 130% zmiana wywołuje duże spadki zużycia. Większe niż w 2025 roku zmiany obserwowane są także dla zmiennego potencjału dostaw węgla brunatnego, i to także w zakresie wysokich wartości wskaźnika. Tutaj węgiel kamienny jest skutecznie wypierany przez brunatny. W przypadku wpływu pozostałych czynników widać większą rozpiętość zmian, co sugeruje, iż 2035 rok – w przypadku węgla kamiennego – jest bardziej wrażliwy na zmienne czynniki niż rok 2025.

Zużycie węgla brunatnego koresponduje ze zużyciem węgla kamiennego (rysunek 3). I w tym przypadku w 2025 roku czynnikiem najbardziej na to wpływającym jest popyt na energię. W zakresie niskich wartości zmian procentowych zużycie węgla brunatnego, podobnie jak węgla kamiennego, gwałtownie spada. W zakresie wysokich zmian procentowych zużycie to się nie zmienia. Oznacza to, że tylko węgiel kamienny jest źródłem zaspokojenia wyższego popytu na energię. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku ewentualnych zmian w dostawach węgla brunatnego. Tutaj mniejszy potencjał w 2025 roku to mniejsze zużycie tego nośnika, ale już nie odwrotnie – większy potencjał nie oznacza większego zużycia. Duży wpływ na zużycie węgla brunatnego ma również zróżnicowanie potencjału OZE, ale tylko dla wyższych limitów. W tym przypadku technologie oparte na węglu brunatnym są skutecznie wypierane przez technologie odnawialne. Warto zauważyć, że nie dzieje się tak w przypadku węgla kamiennego, który zachowuje w takiej sytuacji swoją dominację. Niższy od wspomnianych czynników, choć wyraźnie większy niż w przypadku węgla kamiennego, wpływ na spadek zużycia węgla brunatnego mają niższe nakłady inwestycyjne technologii jądrowej i wiatrowej oraz ceny gazu.

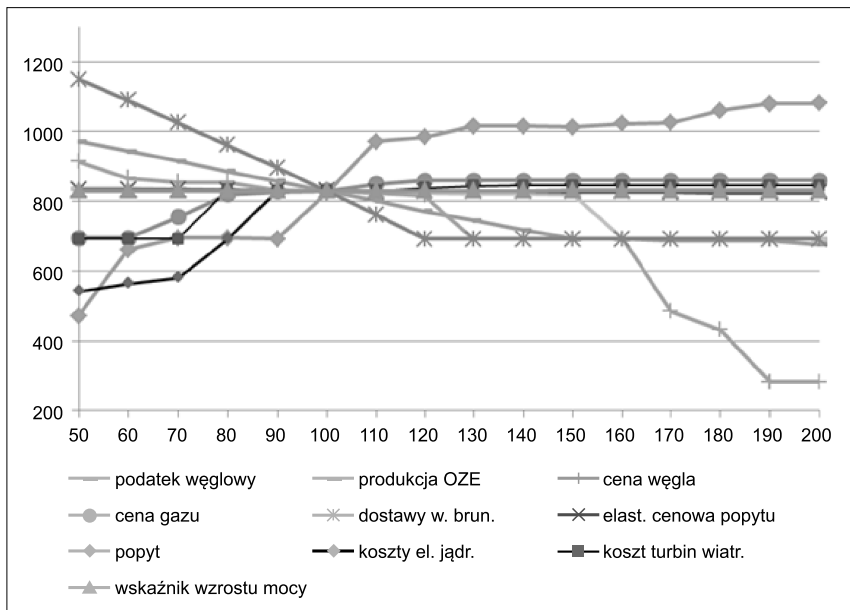
W 2035 roku sytuacja w zakresie potencjalnych zmian strukturalnych jest podobna jak w 2025 roku. W odróżnieniu od poprzedniego roku obserwowany jest jednak znacznie większy wzrost znaczenia węgla brunatnego, jeśli tylko odpowiedni potencjał wytwórczy byłby zapewniony. Zużycie tego nośnika utrzymuje się na granicy możliwości produkcyjnych, wypierając tym samym technologie oparte na węglu kamiennym. Pozostałe tendencje są podobne do tych z 2025 roku.

Rysunek 2. Zużycie węgla kamiennego w energetyce [PJ] w zależności od procentowych zmian analizowanych zmiennych

2025



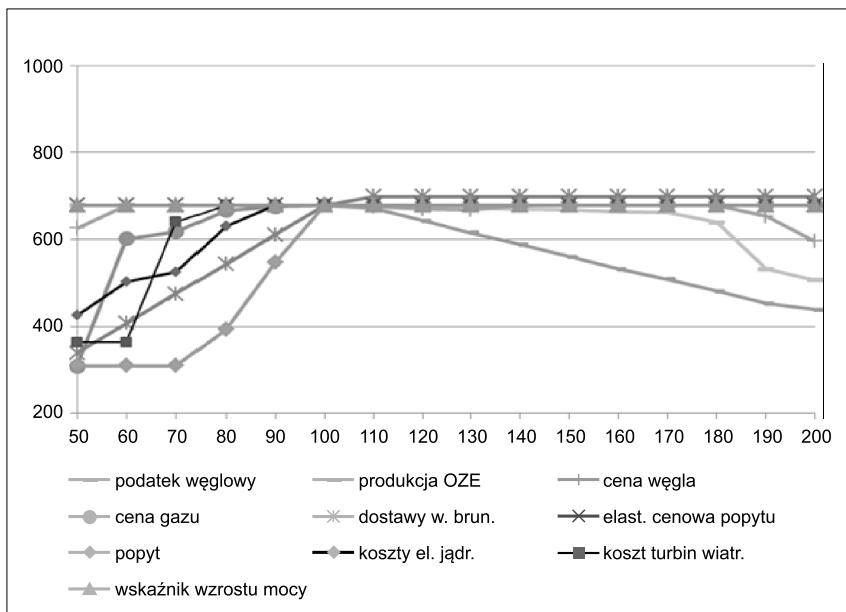
2035



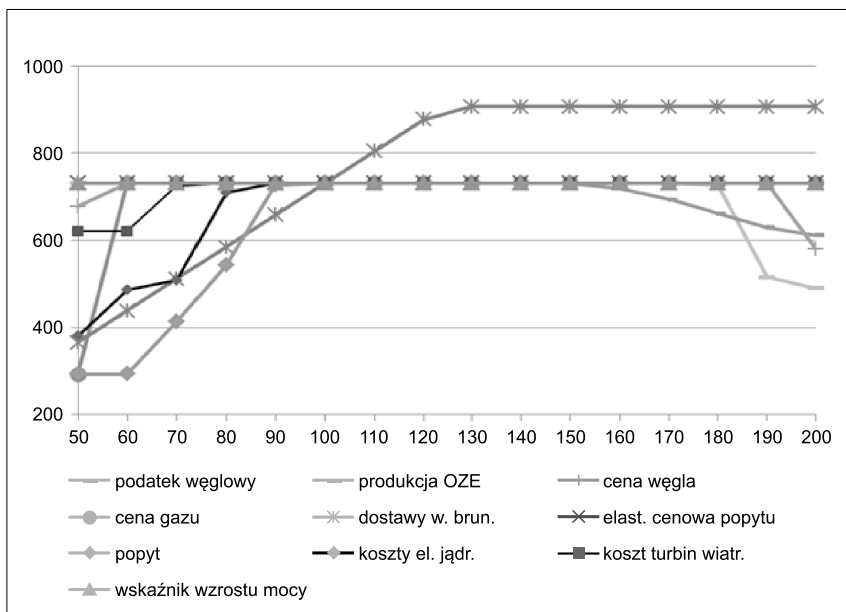
Źródło: Opracowanie własne.

Rysunek 3. Zużycie węgla brunatnego w energetyce [PJ] w zależności od procentowych zmian analizowanych zmiennych

2025



2035



Źródło: Opracowanie własne.

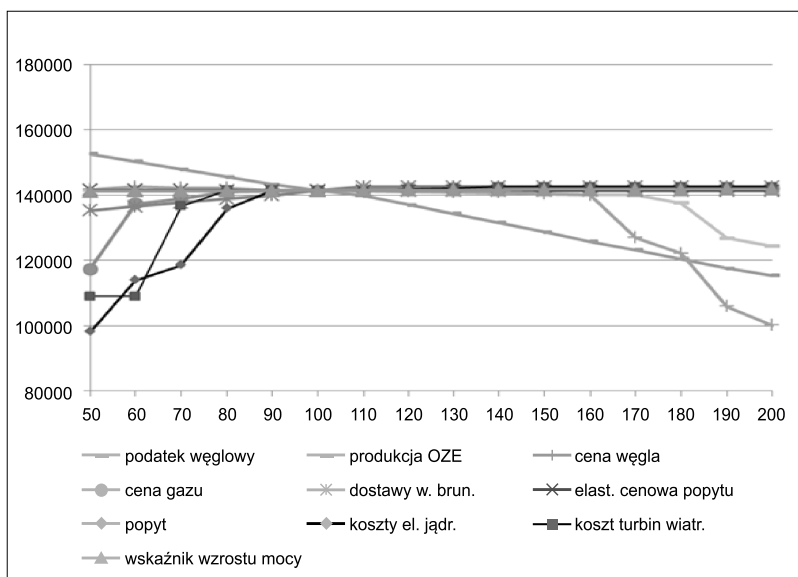
Na rysunku 4 przedstawiono siłę zmian analizowanych czynników na poziom emisji CO₂. Dla czytelności analizy odrzucono czynnik popytowy, mający z oczywistych względów kolosalny wpływ na emisyjność. Należy zauważyć, że zarówno w 2025, jak i w 2035 roku silny i stabilny wpływ na emisyjność CO₂ ma limit OZE – im wyższy, tym niższy poziom emisji CO₂. Wpływ i siła oddziaływania pozostałych czynników w analizowanych latach są różne, choć ściśle powiązane ze zmianami strukturalnymi analizowanymi powyżej. Bardzo mocny wpływ ma cena węgla – ale tylko powyżej 130% zmiany ceny bazowej w 2035 i 160% w 2025 roku. Wówczas to konkurencyjne technologie zastępujące technologie węglowe zmniejszają emisję CO₂. W zakresie niskich cen węgla nie widać zmian emisyjności krajowej energetyki, bo technologie węglowe są jeszcze konkurencyjne. Duży wpływ na niską emisyjność CO₂ ma także koszt zakupu uprawnień zbywalnych, lecz podobnie jak poprzednio – tylko w zakresie wysokich cen, czyli ponad 160% ceny bazowej. Bardzo dynamicznie maleje emisja CO₂ w przypadku niskiej wysokości wskaźnika nakładów inwestycyjnych technologii jądrowej, która do bilansu wchodzi już z 80% wysokością wskaźnika bazowego. Niższe – ale tylko od 70% wskaźnika bazowego – nakłady inwestycyjne turbin wiatrowych skutecznie zmniejszają emisyjność energetyki; cena gazu musiałaby spaść prawie dwukrotnie, aby tego typu technologie mogły wejść do bilansu energetycznego, zmniejszając tym samym łączną emisję CO₂. Wpływ pozostałych czynników jest nieistotny dla emisyjności krajowej energetyki.

Zmiany kosztów produkcji energii elektrycznej są syntetycznym obrazem zmian strukturalnych dokonujących się w sektorze energetycznym. Rysunek 5 wskazuje, że największy wpływ mają popyt na energię, cena węgla kamiennego i brunatnego oraz ceny uprawnień zbywalnych. Ważność pierwszego czynnika, choć najmniej prawdopodobnego, wynika z tego, że niezbędne są uzupełnienia bilansowe, głównie w zakresie większego wykorzystania technologii OZE i gazu oraz technologii jądrowej. Dwa kolejne świadczą, że wzrost kosztów produkcji z tradycyjnych technologii węglowych, połączony z koniecznymi zmianami strukturalnymi, w tym pojawieniem się technologii jądrowej, wywołuje znaczne zmiany średniego jednostkowego kosztu produkcji. Podobnie niższy koszt inwestycyjny technologii jądrowej zwiększa jej konkurencyjność, wchodzi ona do bilansu energetycznego, a tym samym powoduje zmniejszenie kosztów produkcji. Mniejsze zmiany można zaobserwować w przypadku zmienności kosztów inwestycyjnych technologii wiatrowych oraz limitu OZE. Pozostałe czynniki, takie jak ceny gazu, dostawy węgla brunatnego,

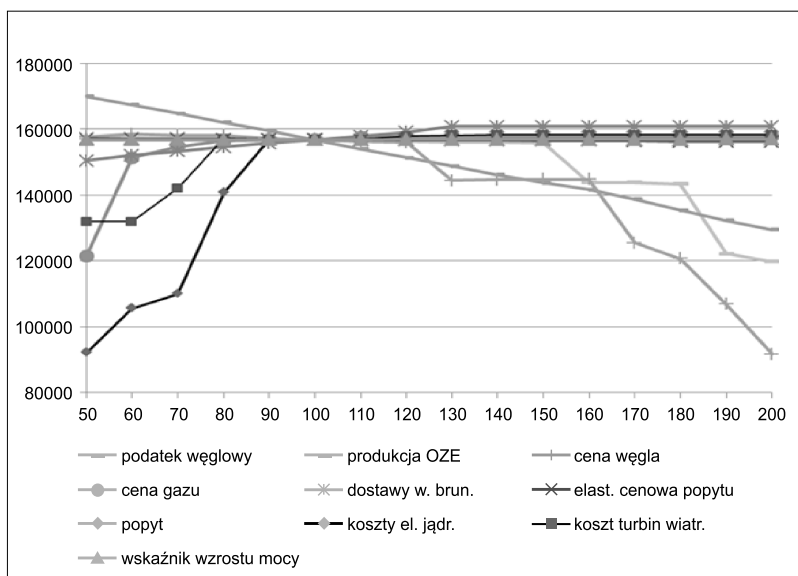
elastyczność popytu czy wskaźnik wzrostu mocy technologii istniejących, w praktyce nie wpływają na średni jednostkowy koszt produkcji.

Rysunek 4. Emisja CO₂ w energetyce zawodowej [mln ton] w zależności od procentowych zmian analizowanych zmiennych

2025

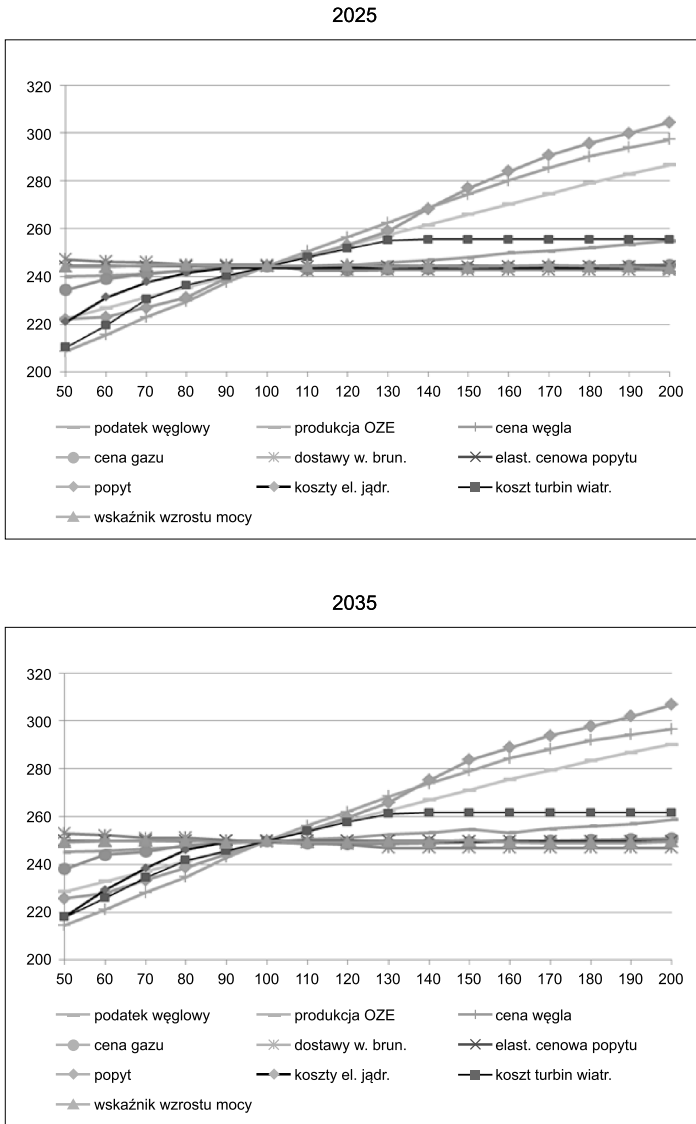


2035



Źródło: Opracowanie własne.

Rysunek 5. Wysokość jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej w zależności od procentowych zmian analizowanych zmiennych, zł/MWh



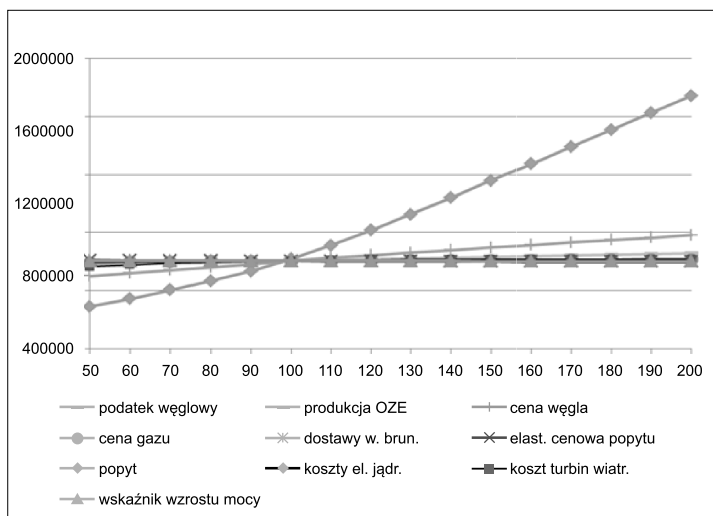
Źródło: Opracowanie własne.

Pochodną zmian jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej są zmiany wysokości zdyskontowanych kosztów systemowych, składające się z technicznych kosztów wytworzenia energii oraz kosztu zakupu uprawnień zbywalnych do emisji CO₂. Na rysunku 6 – dla lepszego zobrazowania ich czułości – pokazano je odrębnie dla 10 oraz 8 badanych czynników. Z oczywistych względów czynnik popytowy wywie-

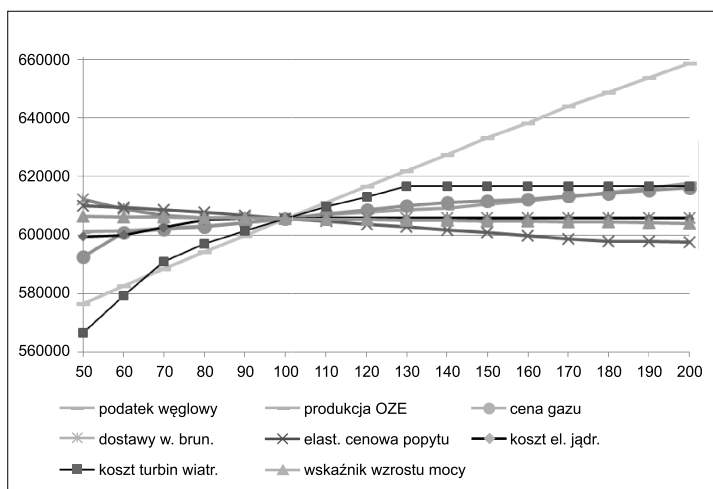
ra największy wpływ na kształtowanie się sumarycznych kosztów produkcji. W drugiej kolejności, choć w zdecydowanie mniejszej skali, za wyższe koszty odpowiadają ceny węgla kamiennego i brunatnego. Do grupy czynników o średnim wpływie należy zaliczyć koszt uprawnień zbywalnych, natomiast do grupy o stosunkowo niskim wpływie – koszty inwestycyjne technologii wiatrowej, limit OZE oraz ceny gazu.

Rysunek 6. Wysokość zdyskontowanych kosztów systemowych w zależności od procentowych zmian analizowanych zmiennych, mln zł

dla dziesięciu czynników



dla ośmiu czynników



Źródło: Opracowanie własne.

Zakończenie

Poniżej zaprezentowano część wniosków wynikających ze szczegółowej analizy wpływu poszczególnych czynników na badane sektorowe zmienne wynikowe, które z uwagi na ich obszerność nie zostały przedstawione w treści artykułu. Z uwagi na ich znaczenie stanowią one wartościowy materiał uzupełniający przedstawioną analizę.

1. Wyniki analizy czułości dla zmiennej wysokości cen uprawnień zbywalnych do emisji CO₂ wskazują na brak wrażliwości technologii wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny na ich zmiany, co szczególnie dotyczy okresu 2015–2020. Dopiero od 2025 roku wykazują one znaczną wrażliwość na wyższe ceny uprawnień, przy czym w przypadku węgla kamiennego jest to cena około 22,5 euro/Mg CO₂, natomiast w przypadku węgla brunatnego jest to rząd cenowy 25,5 euro/Mg CO₂. Wówczas to technologie gazowe i przede wszystkim energetyka jądrowa wypierają moce węglowe. Energetyka wiatrowa i biomasa są niewrażliwe na poziom cen uprawnień zbywalnych – czyli wyższa cena nie powoduje zwiększenia ich konkurencyjności. W scenariuszu bazowym z ceną uprawnień na poziomie 15 euro/Mg CO₂ w 2020 roku wskaźnik wzrostu kosztów produkcji energii na skutek konieczności dokonywania zakupu uprawnień zbywalnych do emisji CO₂ wynosi około 18% i praktycznie do 2035 roku utrzymuje się na tym samym poziomie. Po przekroczeniu ceny 27 euro/Mg CO₂ (czyli 180% ceny bazowej) wskaźnik ten dla lat 2030–2035 spada, co oznacza, że dopiero tak wysoki wzrost cen uprawnień powoduje konkurencyjność budowy technologii niskoemisyjnych, głównie gazowych i jądrowych.
2. Analiza czułości przeprowadzona dla zmiennych limitów OZE wskazała, że produkcja energii pochodząca z elektrowni opalanych węglem kamiennym jest ściśle skorelowana z udziałem OZE w bilansie produkcji energii elektrycznej – im wyższy limit, tym mniejsza produkcja i odwrotnie. Jednak w przypadku technologii opartych na węglu brunatnym wzrost udziału OZE nie ma znaczenia – produkcja i tak rosnęła w porównaniu z rokiem 2015. Zmienność limitów OZE w zasadniczy sposób wpływa na wykorzystanie technologii wiatrowej, podstawowej alternatywy dla tego rodzaju regulacji. Wraz ze wzrostem limitu OZE maleje koszt zakupu uprawnień zbywalnych. Wyższe limity OZE przekładają się na wyższą dynamikę wzrostu

kosztów systemowych niż w przypadku podobnych zmian cen uprawnień zbywalnych.

3. Analiza czułości dla jednoczesnej zmiany cen węgla kamiennego i brunatnego wskazuje na dość oczywistą relację – niższe ceny węgla zwiększają konkurencyjność technologii węglowych, wyższe – ale tylko w wysokich granicach 160–200% – zmniejszają ich konkurencyjność. Podobnej relacji nie widać w przypadku technologii opartych na węglu brunatnym, które tym samym wypierają te pierwsze. Co więcej, w tym przypadku dodatkową alternatywą dla węgla kamiennego nie jest energetyka wiatrowa i współspalanie biomasy. Znaczne podwyżki ceny węgla powodują konkurencyjność technologii jądrowej, która staje się wówczas alternatywną opcją bilansującą. Jednostkowe koszty produkcji i ceny energii elektrycznej są bardzo wrażliwe na zmiany cen węgla, podobnie jak koszty systemowe.
4. Zmienność ceny gazu ma bardzo ograniczony wpływ na konkurencyjność technologii gazowych. Jedynie drastyczny spadek jego ceny – w granicach 70–50% ceny bazowej – powoduje zdecydowany wzrost ich konkurencyjności, które generują wówczas kilkakrotnie więcej energii niż w wariancie podstawowym. Mniejsze wahania cenowe nie powodują żadnych zmian strukturalnych, w tym dla technologii węglowych czy wiatrowych. Podobnie średnie koszty produkcji energii elektrycznej są niewrażliwe na zmienność cen gazu.
5. Dla przyjętych w pracy założeń węgiel brunatny jest wysoce konkurencyjnym źródłem energii, a jego potencjał jest wykorzystywany w 100%. Zmniejszenie potencjału wydobycia węgla brunatnego powoduje jego zastępowanie węglem kamiennym. Pozostałe technologie energetyczne nie są wówczas opcją konkurencyjną.
6. Analiza czułości dla zmiennego popytu na energię elektryczną i ciepło wskazuje, że ewentualny spadek popytu ma swoje konsekwencje w spadku produkcji energii pochodzącej z technologii wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny. Z kolei wzrost popytu kompensowany będzie przede wszystkim częstszym stosowaniem technologii wykorzystujących węgiel kamienny. Alternatywą dla wahań popytowych jest energia wiatrowa oraz technologie gazowe. Biomasa nie jest konkurencją dla technologii węglowych. Niższy popyt powoduje, że maleją jednostkowe koszty produkcji energii, wyższy popyt to wyższe koszty, co wiąże się z nowymi inwestycjami w energetyce.

7. Energetyka jądrowa wypiera tradycyjne technologie węglowe dla 70% wysokości bazowego wskaźnika nakładów inwestycyjnych, czyli przy około 13 tys. zł/kW. Im niższy jej koszt, tym wyższy zakres wypierania. Z kolei w przypadku technologii wiatrowych wzrost kosztów inwestycyjnych o 40% praktycznie eliminuje ten rodzaj energii z bilansu produkcyjnego. Ich obniżka do 80% poziomu bazowego nie zwiększa ich konkurencyjności, poniżej tego poziomu technologie wiatrowe mogą zwiększyć produkcję nawet dwukrotnie w porównaniu z wariantem bazowym.
8. Analiza umożliwiająca uszeregowanie badanych czynników z uwagi na siłę ich oddziaływania wskazuje, że największy wpływ na wysokość kosztów produkcji energii mają popyt na energię, cena węgla kamiennego i brunatnego oraz ceny uprawnień zbywalnych. Mniejsze zmiany można zaobserwować w przypadku zmienności kosztów inwestycyjnych technologii wiatrowych oraz limitu OZE.

Literatura

1. *Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030* (2011), Agencja Rynku Energii, Warszawa.
2. Brook A., Kendrick D., Meeraus A. (1992), *GAMS Users' Guide*, The Scientific Press, San Francisco.
3. Kudelko M. (2003), *Efektywna alokacja zasobów w krajowym systemie energetycznym*, „Studia, Rozprawy, Monografie” nr 121, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków.
4. Kudelko M. (2008), *Internalizacja kosztów zewnętrznych powodowanych przez krajowy sektor energetyczny – analiza kosztów i korzyści*, „Polityka Energetyczna”, t. 11, zeszyt 1, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków.
5. Kudelko M., Suwała W., Kamiński J. Kszyński P. (2011), *Modelowanie rynków energii dla różnych systemów dystrybucji uprawnień do emisji dwutlenku węgla*, „Studia, Rozprawy, Monografie”, nr 173, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków.
6. Kudelko M., Suwała W., Kamiński J. Kszyński P. (2012), *Handel uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla w Unii Europejskiej*, „Studia, Rozprawy, Monografie”, nr 178, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków.
7. Kudelko M., Wejer M. (2014), *Selected implications of negative externalities – on the example of the Polish energy sector*, „Managerial Economics”, Vol. 15, No. 2, Wydawnictwa AGH, Kraków.

8. Kudełko M., Wolak J., Czyż M., Kołodziej-Hajdo M., Marcinkowska E., Połuszny K., Szydło S., Skrzyński P., Gdowska K. (2013), *Wybrane problemy metodyki badań rozwoju przedsiębiorstw polskich po transformacji do gospodarki rynkowej*, Wydawnictwo AGH, Kraków.
9. *Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060 – model DAS* (2013), Departament Analiz Strategicznych Kancelarii Prezesa Rady Ministrów, Warszawa.
10. *PEP 2030 – Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. Załącznik 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”* (2009), Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.
11. Świrski K. (2014), *Wstępne oceny skutków nowych celów klimatycznych*, Społeczna Rada ds. Zrównoważonego Rozwoju Energetyki, Warszawa.
12. *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe* (2013), Gawlik L. (red.), Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków.

Streszczenie

Artykuł jest próbą wskazania optymalnej drogi rozwoju krajowego sektora energetycznego w warunkach niepewności. Przedstawione w publikacji wyniki analizy czułości wskazują na zakres i kierunek możliwych zmian struktury wytwarzania energii i najważniejszych parametrów ekonomicznych dla wysoce niepewnych parametrów rozwojowych sektora. Przeprowadzona analiza wrażliwości pozwoliła na wychwycenie najistotniejszych – z punktu widzenia zmiany struktury wytwarzania – czynników rozwojowych. Jako narzędzie prognozy wykorzystany został matematyczny model optymalizacyjny POWER-POL, autorskie narzędzie stworzone i wykorzystywane do analiz rozwoju krajowego sektora energetycznego. Obliczenia przeprowadzono dla scenariusza bazowego, a następnie w analizie czułości zmieniano wartości wybranych parametrów, które mogą mieć istotny wpływ na rozwój sektora.

W scenariuszu bazowym w całym analizowanym okresie dominującą pozycję w bilansie energetycznym zachowuje węgiel kamienny, choć jego zużycie systematycznie spada. Pozycja węgla brunatnego jest stabilna, można nawet zaobserwować stały wzrost jego znaczenia w bilansie produkcyjnym. Systematycznie rośnie rola źródeł odnawialnych, gaz pełni rolę bilansującą. Energetyka jądrowa – dla stosunkowo niskich cen uprawnień zbywalnych oraz wysokich nakładów inwestycyjnych – nie jest realną i ekonomicznie uzasadnioną opcją rozwojową.

W artykule opisano zmiany jedynie kilku kluczowych sektorowych parametrów wynikowych, takich jak zużycie węgla kamiennego i brunatnego, łączną emisję CO₂, wysokość jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej

oraz poziom zdyskontowanych kosztów systemowych. Analiza umożliwiająca uszeregowanie badanych czynników z uwagi na siłę ich oddziaływania wskazuje, że największy wpływ na wysokość kosztów produkcji energii mają popyt na energię, cena węgla kamiennego i brunatnego oraz ceny uprawnień zbywalnych. Mniejsze zmiany można zaobserwować w przypadku zmienności kosztów inwestycyjnych technologii wiatrowych oraz limitu OZE.

Słowa kluczowe

krajowy sektor energetyczny, modelowanie matematyczne, analiza czułości

The factors determining the development of the domestic energy sector – sensitivity analysis (Summary)

The article attempts to identify the development of domestic energy sector under uncertainty. The results of sensitivity analysis indicate the scope and direction of possible changes in the structure of energy production and economic parameters for highly uncertain sector's factors. Sensitivity analysis made it possible to capture the most important – from the point of view of changes in the structure of energy production – development factors. As a programming tool the model POWERPOL was used. The calculations were done for the base scenario and next in sensitivity analysis the values of selected parameters, which can have a significant impact on the sector development, have been changed.

In the base scenario throughout the period analysed a dominant position in the energy balance keeps coal, although its consumption steadily declining. The lignite position is stable, it can be even seen a steady increase in its importance in the balance of production. The role of renewable energy sources is steadily growing, gas acts as a balancing source. Nuclear power – for relatively low CO₂ allowance prices and high investment cost – is not a competitive option.

The article describes the changes of only a few key sectoral output parameters, such as the use of coal and lignite, the total CO₂ emissions, the unit cost of electricity production and the discounted system costs. The analysis, which allows to rank the factors due to the strength of their impact, indicates that the greatest effect on energy production costs have energy demand, the price of coal and lignite, and CO₂ allowances prices. Minor changes can be observed in the case of volatility of wind power investment costs and renewable energy limits.

Keywords

domestic energy sector development, mathematical modelling, sensitivity analysis