

Mariusz Kudelko

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

e-mail: mkudelko@zarz.agh.edu.pl

MIX ENERGETYCZNY DLA POLSKI – DWIE ODMIENNE PERSPEKTYWY*

ENERGY MIX FOR POLAND – TWO DIFFERENT PERSPECTIVES

DOI: 10.15611/pn.2018.509.18

JEL Classification: P18, Q47, Q57

Streszczenie: Celem artykułu jest wskazanie dwóch odmiennych wizji rozwoju krajowego sektora energetycznego. Pierwsza z nich to model oparty na istniejących zasobach węgla kamiennego i brunatnego, uzupełniony technologiami alternatywnymi (wiatr, biomasa, energia jądrowa). Druga to model alternatywny, w którym uwzględniono ekonomiczne skutki emisji zanieczyszczeń gazowych. Jako narzędzie prognostyczne wykorzystany został matematyczny model optymalizacyjny. Obliczenia przeprowadzono dla dwóch scenariuszy: „bazowego” i „efektywnego”. W obliczany jest optymalny „mix produkcyjny” krajowego sektora energetycznego, w drugim – optymalna struktura produkcji energii dla pełnej internalizacji kosztów zewnętrznych. Wyniki obliczeń wskazują, że scenariusz „efektywnościowy” jest „droższy” od „bazowego” w sensie ponoszonych kosztów produkcji (prywatnych) – 638 mld zł w stosunku do 623 mld zł, jednak generuje o wiele niższe koszty zewnętrzne (275 zamiast 521 mld zł).

Słowa kluczowe: sektor energetyczny, modelowanie matematyczne, koszty zewnętrzne.

Summary: The purpose of this article is to indicate two different visions for the development of the domestic energy sector. The first one is a model based on existing hard and brown coal, supplemented by alternative technologies (wind, biomass, nuclear energy). The second is an alternative model, where the economic effects of emissions pollution are taken into account. As a forecasting tool, a mathematical optimization model was used. The optimization calculations were done for two mian scenarios: „base” and „effective”. In the first of these, the optimal „production mix” of the domestic energy sector for current and future environmental regulations is calculated. The second one determines the optimal structure of energy production for full internalisation of external costs. The results of the calculations indicate that the „effective” scenario is more expensive than the „base” in the sense of production (private) costs – 638 billion PLN compared to 623 billion PLN, but it generates much lower external costs (275 instead of 521 billion PLN).

Keywords: energy sector, methematical modelling, external costs.

* Wydanie publikacji finansowane przez Akademię Górniczo-Hutniczą im. Stanisława Staszica w Krakowie (dotacja podmiotowa na utrzymanie potencjału badawczego).

1. Wstęp

Według Europejskiej Agencji Środowiska w naszym kraju rocznie z powodu zanieczyszczonego powietrza umiera ok. 50 tys. ludzi [*Air quality in Europe 2017*, s. 57]. Tematyka ta w ostatnim czasie stała się przedmiotem licznych informacji medialnych w kontekście smogu występującego w polskich miastach, głównie zlokalizowanych na południu kraju. Można także zauważyć zwiększającą się świadomość społeczeństwa co do szkodliwości tego zjawiska. Co prawda smog dotyczy przede wszystkim tzw. niskiej emisji pochodzącej z pieców węglowych czy transportu samochodowego, niemniej jednak problem zanieczyszczenia powietrza i jego wpływu na środowisko i ludzi ma szerszy kontekst w jakości paliw zużywanych do produkcji energii. Chodzi tu głównie o krajowy sektor energetyczny, którego wpływ na środowisko ma wymiar nie tylko lokalny, lecz także regionalny. Z tego względu tocząca się obecnie w kręgach naukowych i politycznych dyskusja o przyszłości krajowego sektora energetycznego nie jest obojętna dla zdrowia przyszłych pokoleń.

Literatura dotycząca kierunków rozwoju sektorów energetycznych jest bardzo bogata. Szczególnie warte uwagi są te opracowania, które ujmują obraz sektora w kategorii systemu wzajemnych powiązań i uwarunkowań technologiczno-ekonomiczno-środowiskowych, co wymaga zastosowania aparatu modelowego. Jednak tylko w nielicznych opracowaniach, i to głównie zagranicznych, rozwój sektora traktowany jest w szerszej perspektywie społecznej, uwzględniającej w kryterium decyzyjnym wysokość kosztów zewnętrznych powodowanych przez poszczególne technologie energetyczne. Przykładami są opracowania [Rafaj, Kypreos 2007; Zhang i in. 2007; Klaassen, Riahi 2007; Fahlén, Ahlgren 2010; Zvingilaite 2011; Georgakellos 2012; Weinzettela i in. 2012]. Krajowa literatura ujmująca to zagadnienie z tej perspektywy to rzadkość [Kudelko 2006], pozostałe liczne opracowania to badania modelowe nad optymalnym miksem energetycznym dostosowującym energetykę do wymagań środowiskowych, m.in. [Jankowski 2010; Krzemięń i in. 2013; Wierzbowski i in. 2014; *Model optymalnego miksu...* 2015; Orzechowska i in. 2015; *Ścieżki dekarbonizacji...* 2018].

Celem niniejszego artykułu jest uzupełnienie tej luki i wskazanie dwóch odmiennych wizji rozwoju krajowego sektora energetycznego. Pierwsza z nich to w dużym skrócie tradycyjny model oparty na istniejących zasobach węgla kamiennego i brunatnego, uzupełniony w mniejszej lub większej części technologiami alternatywnymi (wiatr, biomasa, energia jądrowa). Są tutaj zaimplementowane najważniejsze regulacje środowiskowe wymagane przepisami unijnymi. Druga z nich to model alternatywny, w którym uwzględniono ekonomiczne skutki emisji zanieczyszczeń gazowych. Zamierzeniem autora jest zatem prezentacja własnych badań wskazujących na optymalny mix energetyczny z punktu widzenia dwóch alternatywnych kryteriów decyzyjnych: prywatnego i społecznego. Artykuł składa się z dwóch części. W pierwszej opisano założenia metodyczne, druga prezentuje dyskusję wyników symulacji modelowych i najważniejsze wnioski.

2. Założenia modelowe

W tabeli 1. przedstawiono zbiór technologii energetycznych i ich charakterystyki techniczno-ekonomiczne oraz emisyjne zaimplementowane w modelu optymalizacyjnym. Są to technologie istniejące (reprezentujące rzeczywisty potencjał wytwórczy krajowej energetyki), wraz z ich opcjami modernizacyjnymi, oraz technologie nowe, mogące je zastąpić. W analizie – na podstawie odpowiedniego kryterium decyzyjnego – technologie te konkurują z sobą, dostarczając energię elektryczną i ciepło. Konkurencja ta wymaga spełnienia wielu ograniczeń, takich jak m.in. dostępność i ceny paliw, dostępność mocy technologii, potencjał dostaw OZE. Możliwe opcje redukcji zanieczyszczeń gazowych to: poprawa jakościowa paliw węglowych, większy import energii elektrycznej, budowa instalacji redukcji emisji (zakłady odsiarczania spalin, palniki niskoemisyjne, katalityczna redukcja emisji, sekwestracja CO₂), modernizacja istniejących czy budowa nowych technologii energetycznych, ograniczenie produkcji energii. Warto zauważyć, że technologie te różnią się nie tylko wysokością nakładów inwestycyjnych czy kosztów operacyjnych, lecz także współczynnikami emisji zanieczyszczeń, co czyni tę konkurencję o wiele bardziej interesującą i rzutuje na przedstawione w kolejnym rozdziale wyniki modelowe.

Jako narzędzie prognostyczne wykorzystany został matematyczny model optymalizacyjny, autorskie narzędzie stworzone i wykorzystywane do analiz rozwoju krajowego sektora energetycznego [Kudelko 2003; Kudelko i in. 2011]. Model jest aktualizowany, jego obecna wersja jest skalibrowana do roku 2015, a zakres obliczeń obejmuje rok 2035. Kryterium decyzyjne modelu oparte jest na maksymalizacji dobrobytu społecznego, definiowanego jako suma nadwyżek konsumentów i producentów na rynku energii, pomniejszonych o koszty zewnętrzne. W analizie wykorzystano system GAMS [Brook i in. 1992] i solver CPLEX. Dokładny zapis matematyczny modelu, opisujący 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 z pracy [Kudelko i in. 2013].

Obliczenia optymalizacyjne przeprowadzono dla trzech scenariuszy: „bazowego” i „efektywnego” – w dwóch wersjach. W pierwszym określany jest optymalny „mix produkcyjny” krajowego sektora energetycznego dla obowiązujących obecnie i w przyszłości regulacji środowiskowych (dotyczących m.in. limitów produkcji ze źródeł odnawialnych, limitów emisji zanieczyszczeń gazowych oraz uwarunkowań systemu handlu uprawnieniami zbywalnymi do emisji CO₂). Można przyjąć, że w scenariuszu „bazowym” dokonywana jest częściowa internalizacja kosztów zewnętrznym poprzez narzucenie odpowiednich regulacji ekologicznych, jednak niekoniecznie optymalnych z punktu widzenia ich efektywności.

Tabela 1. Charakterystyka technologii produkcji energii elektrycznej i ciepła

Technologia	Typ paliwa podst.	Sprawność brutto [%]	Nakł. inv. [zł/kW]	Koszty stałe – elektr. [zł/kW]	Koszty stałe – ciepło [zł/kW]	Koszty zmienne – elektr. [zł/GJ]	Koszty zmienne – ciepło [zł/GJ]	Wsp. emisji pył [g/GJ]	Wsp. emisji SO ₂ [g/GJ]	Wsp. emisji NO _x [g/GJ]	Wsp. emisji CO ₂ [g/GJ]
Elektrownie zawodowe											
EZ_WK_I	w. kam.	39,8	0	160	160	3,5	3,8	14,6	231,1	164,3	91,6
EZ_WK_I_BIO	w. kam.	38	0	160	160	3,5	3,8	14,6	231,1	164,3	91,6
EZ_WK_M_P	w. kam.	40	600	160	160	3,5	3,8	11,7	185,0	136,5	84,5
EZ_WK_M_T	w. kam.	40	1 200	160	160	3,5	3,8	14,6	39,1	76,0	91,6
EZ_WK_M_F	w. kam.	45	4 100	160	160	3,5	3,8	14,6	190,0	164,3	82,5
EZ_WK_M_B	w. kam.	38	200	160	160	3,5	3,8	14,6	190,0	164,3	82,5
EZ_WB_I	w. brun.	37,6	0	260	160	2,0	2,0	12,6	226,4	144,1	110,6
EZ_WB_I_BIO	w. brun.	37	0	260	160	2,0	2,0	12,6	226,4	144,1	110,6
EZ_WB_M_P	w. brun.	39	600	230	160	2,0	2,0	10,1	181,2	120,3	99,7
EZ_WB_M_T	w. kam.	39	1 200	230	160	2,0	2,0	12,6	22,6	50,0	110,6
EZ_WB_M_F	w. brun.	45	4 100	230	160	2,0	2,0	12,6	190,0	144,1	99,6
EZ_WB_M_B	w. brun.	37	200	230	160	2,0	2,0	12,6	190,0	144,1	99,6
EZ_WB_M_S	w. brun.	35	8 000	230	160	2,0	2,0	12,6	226,4	144,1	30,0
EZ_WOD_I	en. wod.	100	0	250	0	2,0	0,0	0	0	0	0
EZ_WIA_I	en. wiatr.	100	0	0	3,5	0,0		0	0	0	0
EZ_WK_N	w. kam.	46	5 900	160	160	3,5	3,8	14,6	80,0	87,0	91,6
EZ_WB_N	w. brun.	46	7 100	230	160	2,0	2,0	12,6	80,0	72,5	110,6
EZ_PGK_N	w. kam.	47	8 000	160	160	1,7	1,7	13,1	2,3	80,8	82,3
EZ_PGB_N	w. brun.	46	8 000	230	160	1,7	1,7	11,3	2,2	70,9	99,4
EZ_TG_N	gaz	38	1 200	1200	80	80	2,0	0,0	0,5	25,3	56,0
EZ_PG_N	gaz	55	3 000	2100	80	80	2,0	0,0	0,5	25,3	56,0
EZ_BIO_N	biomasa	35	6 200	160	160	2,0	2,0	12,6	190,0	144,1	0,0
EZ_JAD_N	en. nukl.	100	18 500	100	0	3,5	0,0	0	0	0	0
EZ_WOD_N	en. wod.	100	12 000	250	0	2,0	0,0	0	0	0	0
EZ_WIA_N	en. wiatr.	100	6 000	120	0	3,5	0,0	0	0	0	0
Elektrociepłownie zawodowe											
EC_WK_I	w. kam.	54,5	0	220	180	2,8	3,5	23,7	301,0	150,0	94,0
EC_WK_I_BIO	w. kam.	55	0	220	180	2,8	3,5	9,7	58,7	60,5	68,2
EC_GAZ_I	gaz	62,1	0	400	400	2,0	2,0	23,7	301,0	150,0	94,0
EC_WK_M_P	w. kam.	57	600	200	180	2,8	3,5	19,0	240,9	125,1	86,4
EC_WK_M_T	w. kam.	55	1 200	200	180	2,8	3,5	23,7	30,1	50,0	94,0

EC WK M F	w. kam.	61	4 100	200	180	2,8	3,5	23,7	250,0	150,0	84,6
EC WK M B	w. kam.	55	200	200	180	2,8	3,5	23,7	250,0	150,0	84,6
EC WK N	w. kam.	56	8 000	160	160	3,1	3,1	14,6	80,0	87,0	91,6
EC TG N	gaz	62	3 000	80	80	2,0	2,0	0,0	0,5	25,3	56,0
EC PG N	gaz	55	3 000	80	80	2,0	2,0	0,0	0,5	25,3	56,0
EC OL N	olej op.	62	3 000	80	80	2,0	2,0	19,7	67,0	46,2	72,8
Elektrociepłownie przemysłowe											
EP WK I	w. kam.	49	0	250	200	2,0	2,0	33,0	712,0	312,0	95,0
EP WK M P	w. kam.	50	600	250	200	2,0	2,0	33,0	712,0	312,0	95,0
EP WK M T	w. kam.	49	1 200	250	200	2,0	2,0	26,4	569,7	254,7	87,2
EP WK M B	w. kam.	48	200	250	200	2,0	2,0	33,0	712,0	312,0	82,5
EP GAZ I	gaz	49	0	100	100	2,0	2,0	0,0	0,5	25,3	56,0
EP OP I	olej op.	49	0	100	100	2,0	2,0	19,7	67,0	46,2	72,8
EP WK N	w. kam.	49	8 000	100	100	2,0	2,0	14,6	230,0	87,2	85,2
EP BIO N	biomasa	49	6 200	100	100	2,0	2,0	12,6	190,0	144,1	0,0
EP TG N	gaz	49	3 000	100	100	2,0	2,0	0,0	0,5	25,3	56,0
EP OL N	olej op.	49	3 000	100	100	2,0	2,0	19,7	67,0	46,2	72,8
Ciepłownie zawodowe, przemysłowe i komunalne											
CP WK I	w. kam.	77,4	0	0,0	70	0,0	3,0	617,5	1015,7	371,2	95,0
CP WK M P	w. kam.	80	600	0,0	70	0,0	3,0	617,5	1015,7	371,2	95,0
CP WK M T	w. kam.	90	1 200	0,0	70	0,0	3,0	494,0	812,7	302,7	87,2
CP OL I	olej op.	90	0	0	35	0,0	2,0	19,7	67,0	46,2	72,8
CP GAZ I	gaz	90	0	0	35	0,0	2,0	0,0	0,5	25,3	56,0
CP WK N	w. kam.	82	5 900	0,0	70	0,0	3,0	14,6	230,0	87,2	85,2
CP OL N	olej op.	90	3 000	0,0	35	0,0	2,0	19,7	67,0	46,2	72,8
CP GAZ N	gaz	90	3 000	0,0	35	0,0	2,0	0,0	0,5	25,3	56,0
CP BIO N	biomasa	80	4 000	0,0	35	0,0	2,0	3,7	1,5	64,8	0,0
CP GEO N	geotermia	100	3 000	0,0	35	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CP SL N	en. słon.	100	10 000	0,0	35	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0

* oznaczenia: WK – węgiel kamienny, WB – węgiel brunatny, WOD – wodne, WIA – wiatrowe, PGK – układy parowo-gazowe ze zgazowaniem węgla kamiennego, PGB – układy parowo-gazowe ze zgazowaniem węgla kamiennego, TG – turbiny gazowe, PG – układy parowo-gazowe na gaz ziemny, BIO – współpalanie biomasy i biogaz, JAD – jądrowe, OL – olej opałowy, GEO – geotermalne, SL – słoneczne, I – istniejące, M – modernizowane, N – nowe, P – modernizacja podstawowa, T – modernizacja podstawowa + turbina gazowa, F – kotły fluidalne, B – biomasa, S – sekwestracja CO₂

Źródło: opracowanie własne.

W drugim scenariuszu wyznaczana jest optymalna struktura produkcji energii dla pełnej internalizacji kosztów zewnętrznych. Koszty zewnętrzne powodowane przez krajowe elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie przypisano – na podstawie własnych badań – do poszczególnych typów emitowanych zanieczyszczeń (11 tys. zł/Mg pyłu, 6 tys. zł/Mg NO_x, 7 tys. zł/Mg SO₂) [Kudelko 2009]. Zatem im większe współczynniki emisji technologii energetycznych, tym większe szkody powodowane emisją zanieczyszczeń. Scenariusz ten ma dwie wersje: w pierwszej – „efektywnościowy” (1) – nie obowiązują żadne regulacje środowiskowe, a redukcja emisji zanieczyszczeń oraz wielkość produkcji energii pochodzącej z technologii odnawialnych są wynikiem optymalizacji. W ten sposób dokonywana jest weryfikacja obowiązujących przepisów w zakresie ochrony środowiska z punktu widzenia kryterium efektywności alokacyjnej. W wersji drugiej – „efektywnościowy” (2) – dodatkowo wymuszono spełnienie dwóch ograniczeń dotyczących dopuszczalnych rocznych emisji zanieczyszczeń gazowych oraz limitów produkcji OZE. Miało to na celu sprawdzenie, w jakim stopniu kierunek polityki środowiskowej UE jest spójny z postulatem efektywności alokacyjnej realizowanym w wersji pierwszej.

3. Wyniki symulacji

W tabeli 2. przedstawiono wyniki symulacji komputerowych dla rozpatrywanych scenariuszy badawczych. Tabela zawiera łączną produkcję energii elektrycznej i ciepła w poszczególnych technologiach energetycznych, stąd wybór jednostki PJ jako wspólnej dla obu rodzajów energii. Zaczerniono te technologie, których poziom produkcji ulega zmianom.

W scenariuszu „bazowym” zmiany strukturalne obserwowane są w kilku obszarach związanych z wykorzystaniem poszczególnych technologii energetycznych. Po pierwsze, stosunkowo wysoka cena biomasy do pewnego stopnia ogranicza (lecz nie eliminuje) ten rodzaj dostosowań do narzuconych limitów OZE. Dodatkowo farmy wiatrowe umożliwiają wypełnienie limitów produkcji energii odnawialnej w bilansie produkcyjnym. Jako konkurencyjne pojawiają się nowe technologie energetyczne oparte na węglu kamiennym (np. wysokowydajne kotły energetyczne na parametry nadkrytyczne, układy parowo-gazowe ze zgazowaniem węgla czy wysokosprawne bloki spalające węgiel kamienny). Z powodu wysokich kosztów paliwowych technologie gazowe nie są rozwijane. Zakładana od roku 2025 możliwość budowy elektrowni jądrowej nie znajduje potwierdzenia w wynikach niniejszych symulacji. Mimo że jest to technologia bezemisyjna, jej koszty inwestycyjne są bez porównania wyższe niż ich alternatywy. W energetyce przemysłowej i lokalnej węgiel kamienny nadal powinien być paliwem podstawowym, choć konieczne będą modernizacje starych urządzeń czy budowa nowych zakładów. Technologie wykorzystujące gaz i źródła odnawialne, w tym biomasę i źródła geotermalne (na małą skalę w ciepłownictwie), mogą być konkurencją dla technologii węglowych.

Tabela 2. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w poszczególnych technologiach, PJ

Technologia	scenariusz „bazowy”			scenariusz „efektywnościowy” (1)			scenariusz „efektywnościowy” (2)		
	2017	2020	2030	2017	2020	2030	2017	2020	2030
EZ WK I	184	151	40	184	151	40	184	151	40
EZ WK I BIO	94	77	21	58	77	0	56	74	0
EZ WK M P	2	33	138	2	33	138	2	33	138
EZ WB I	115	94	25	115	94	25	115	94	25
EZ WB I BIO	64	52	14	64	52	14	64	52	14
EZ WB M P	1	22	91	1	22	91	1	22	91
EZ WOD I	10	8	2	10	8	2	10	8	2
EZ WIA I	8	6	2	8	6	2	8	6	2
EZ WK N	0	5	25	0	0	25	0	0	25
EZ PGB N	11	53	157	41	53	164	41	53	164
EZ WIA N	0	34	95	0	0	0	1	34	96
EZ JAD N	0	0	0	0	0	25	0	0	0
EC WK I	180	158	86	180	158	86	180	158	86
EC WK I BIO	33	29	16	33	29	16	33	29	16
EC GAZ I	21	18	10	21	18	10	21	18	10
EC WK M B	2	23	95	2	23	95	2	23	95
EC PG N	0	0	0	0	0	11	0	0	11
EP WK I	63	57	38	63	57	38	63	57	38
EP WK M P	0	0	0	0	0	0	0	0	15
EP WK M B	1	6	25	0	0	0	0	0	0
EP GAZ I	5	5	3	5	5	3	5	5	3
EP OP I	62	56	38	62	56	38	62	56	38
EP BIO I	32	29	20	32	29	20	32	29	20
CP WK I	174	159	106	0	0	0	0	0	0
CP WK M P	2	17	70	0	0	0	0	0	0
CP OL N	7	9	12	0	0	0	0	0	0
CP BIO N	0	0	0	169	171	186	169	179	191
CP GEO N	1	3	9	1	3	9	1	3	9

Uwaga: w tabeli przedstawiono tylko te technologie, które produkują energię; pełna lista technologii znajduje się w tabeli 1.

Źródło: opracowanie własne.

Poważne zmiany zachodzą w scenariuszu „efektywnościowym”, uwzględniającym negatywne skutki związane z emisją zanieczyszczeń. W tabeli 2. zaznaczono technologie, w których produkcja energii ulega zmianom w porównaniu ze scenariuszem „bazowym”. Aby lepiej je zrozumieć, należy zaznaczyć, że w tym scenariuszu na skalę o wiele szerszą dokonywana jest redukcja emisji zanieczyszczeń metodami pierwotnymi – poprzez budowę zakładów odsiarczania spalin, instalację palników niskoemisyjnych czy katalityczną redukcję emisji. Decyzje te wynikają z porównania kosztów redukcji emisji ze współczynnikami kosztów zewnętrznych, które są od nich o wiele niższe. Zatem dokonywane zmiany strukturalne w energetyce zawodowej są niejako pochodną tych procesów i je uzupełniają. I tak nieznacznie maleje znaczenie współspalania biomasy, a w nieco większym stopniu stosowane są układy

parowo-gazowe ze zgazowaniem węgla oraz na gaz ziemny. Ponadto niepotrzebne jest zwiększanie potencjału energetyki wiatrowej, natomiast opłacalna jest budowa elektrowni jądrowej (z uwagi na brak efektywnej metody redukcji emisji CO₂). W energetyce przemysłowej zmiany są kosmetyczne (sztywne uwarunkowania technologiczne), natomiast w ciepłownictwie lokalnym wręcz ogromne. Tutaj bowiem nie jest możliwe zastosowanie pierwotnych metod redukcji emisji, konieczne są zmiany strukturalne. Model wybiera opcję całkowitego i natychmiastowego zamknięcia lokalnych kotłowni węglowych i zastąpienia ich kotłowniami zasilanymi biogazem i biomasą. Niska emisja pyłów z tych instalacji jest na tyle groźna dla ludzi, że zasadne jest podjęcie takiego wysiłku.

Scenariusz „efektywnościowy” (2) tylko nieznacznie różni się od wersji (1). Tutaj na maksymalną skalę rozwijana jest energetyka wiatrowa (tak jak w wariancie „bazowym”), co jest konsekwencją narzuconego wymogu produkcji ze źródeł odnawialnych. Z kolei budowa elektrowni jądrowej zacznie być opłacalna nieco później, bo od roku 2035. W energetyce przemysłowej i lokalnej nie zachodzą istotne różnice.

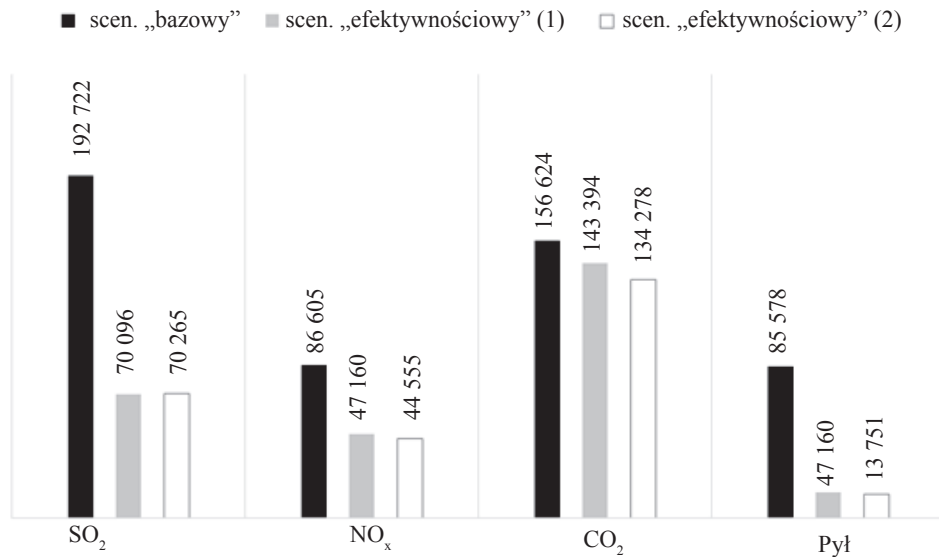
Realizacja scenariusza „efektywnościowego” w znacznym stopniu ogranicza emisję zanieczyszczeń gazowych pochodzących z energetyki zawodowej, przemysłowej i lokalnej (tab. 3). W przypadku emisji SO₂, NO_x i pyłów spadki sięgają kilkudziesięciu procent, a ich przyczyny zostały wcześniej omówione. Redukcja emisji CO₂ jest o wiele mniejsza i wynosi kilkanaście procent, co wynika z braku pierwotnych metod redukcji¹. Konsekwencją spadku emisji są podobne spadki kosztów zewnętrznych poszczególnych polutantów (tab. 3, rys. 1).

Tabela 3. Emisja zanieczyszczeń gazowych i koszty zewnętrzne w energetyce

Wyszczególnienie	Scen. „bazowy”			Scen. „efektywnościowy” (1) – zmiana [%]			Scen. „efektywnościowy” (2) – zmiana [%]		
	2017	2020	2030	2017	2020	2030	2017	2020	2030
Emisja, tys. Mg									
SO ₂	633	614	553	-46	-51	-83	-46	-52	-82
NOX	344	337	308	-30	-34	-65	-30	-36	-68
CO ₂	177 866	178 263	173 208	-13	-10	-7	-13	-14	-15
PYL	168	168	165	-83	-83	-84	-83	-83	-85
Koszty zewnętrzne, mln zł	2017	2020	2030	2017	2020	2030	2017	2020	2030
SO ₂	17 711	17 191	15 471	-46	-51	-83	-46	-52	-82
NOX	7855	7684	7017	-30	-34	-65	-30	-36	-68
CO ₂	13 518	13 548	13 164	-13	-10	-7	-13	-14	-15
PYL	7408	7377	7242	-83	-83	-84	-83	-83	-85

Źródło: opracowanie własne.

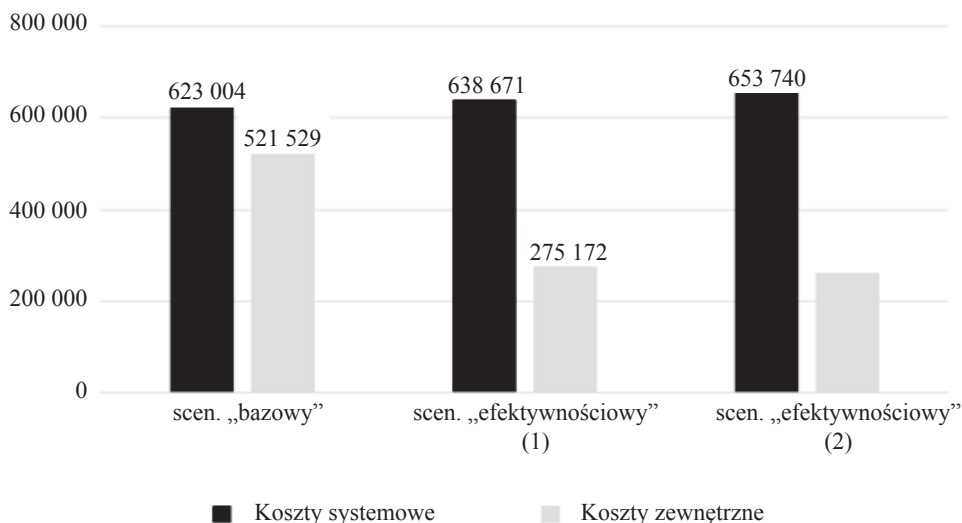
¹ W istocie w modelu zaimplementowana jest opcja wykorzystania sekwestracji CO₂, jednak jej koszt jest bez porównania wyższy niż koszt zewnętrzny powodowany emisją tego gazu, nie jest więc efektywna.



Rys. 1. Zdyskontowane koszty zewnętrzne poszczególnych polutantów [mln zł]

Źródło: opracowanie własne.

Decydującym kryterium porównawczym rozpatrywanych scenariuszy rozwojowych są koszty społeczne ich realizacji, będące sumą zdyskontowanych kosztów systemowych (czyli sumy kosztów inwestycyjnych, paliwowych, zmiennych i stałych technologii energetycznych, kosztów redukcji emisji i kosztów zakupu uprawnień zbywalnych) oraz kosztów zewnętrznych związanych z emisją zanieczyszczeń gazowych (rys. 2). Scenariusz „efektywnościowy” jest co prawda „droższy” od „bazowego” w sensie ponoszonych kosztów systemowych (produkcji) – 638 mld zł w stosunku do 623 mld zł, jednak generuje o wiele niższe koszty zewnętrzne (275 zamiast 521 mld zł). Sumaryczny poziom kosztów społecznych w scenariuszu „efektywnym” jest o 20% niższy niż w scenariuszu „bazowym”. Źródłem niższych kosztów zewnętrznych są redukcje emisji odpowiednio SO₂, pyłów, NO_x i CO₂. Porównanie wyników dwóch wariantów „efektywnościowych” wskazuje, że wariant (2) jest tylko nieznacznie droższy niż (1), o 0,3%, co potwierdza słuszność realizacji polityki UE w zakresie większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii.



Rys. 2. Zdyskontowane koszty systemowe i zewnętrzne [mln zł]

Źródło: opracowanie własne.

4. Zakończenie

Jednakowe traktowanie prywatnych kosztów przedsiębiorstw energetycznych i kosztów zewnętrznych powodowanych emisją zanieczyszczeń gazowych – a nie ma ekonomicznego uzasadnienia, by tego nie czynić – ma decydujące znaczenie przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych (alokacyjnych) w sektorze energetycznym. W porównaniu z tradycyjnym modelem rozwojowym zakres działań proekologicznych w modelu „efektywnościowym” powinien być znacznie szerszy. Po pierwsze, poziom redukcji emisji u źródeł winien być znacznie większy. Pokrywa się to z obecną polityką UE, zmierzającą do obowiązku realizacji nowych inwestycji spełniających wymóg BAT (Best Available Technology). Po drugie, efektywnym sposobem redukcji emisji CO₂ jest energetyka jądrowa. Po trzecie, zjawisko niskiej emisji odpowiedzialnej za liczne choroby układu oddechowego i krążenia powinno być natychmiast wyeliminowane poprzez zamknięcie starych ciepłowni opalanych węglem kamiennym. W związku z tym należy mieć nadzieję, że polityka środowiskowa UE, która dostrzega i uwzględnia te procesy, znajdzie większe zrozumienie wśród decydentów gospodarczych. Związany z tym nieunikniony wzrost cen energii i tak jest rozwiązaniem ekonomicznie lepszym niż dotychczasowy kierunek rozwoju energetyki.

Literatura

- Air quality in Europe – 2017 report*, 2017, EEA Report, no 13.
- Brook A., Kendrick D., Meeraus A., 1992, *GAMS Users' Guide*, The Scientific Press, San Francisco.
- Fahlén E., Ahlgren O., 2010, *Accounting for external costs in a study of a Swedish district-heating system – An assessment of environmental policies*, Energy Policy, vol. 38, issue 9, Elsevier Science.
- Georgakellos D., 2012, *Climate change external cost appraisal of electricity generation systems from a life cycle perspective: the case of Greece*, Journal of Cleaner Production, vol. 32, Elsevier Science.
- Jankowski B., 2010, *Ocena skutków zaostżenia unijnej polityki klimatycznej dla Polski, ze szczególnym uwzględnieniem sektora elektroenergetycznego do roku 2050*, Elektroenergetyka: Współczesność i Rozwój, nr 4 (6).
- Klaassen G., Riahi K., 2007, *Internalizing externalities of electricity generation: An analysis with MESSAGE-MACRO*, vol. 35, issue 2, Elsevier Science.
- Krzemię J., Jaskólski M., Jędrzyk E., 2013, *Badania modelowe rozwoju krajowego systemu energetycznego przy użyciu narzędzia optymalizacyjnego MARKAL*, Energetyka, nr 5.
- Kudelko M., 2003, *Efektywna alokacja zasobów w krajowym systemie energetycznym*, Studia, Rozprawy, Monografie, nr 121, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków.
- Kudelko M., 2006, *Internalisation of external costs in the Polish power generation sector: A partial equilibrium model*, Energy Policy, vol. 34, issue 18, Elsevier Science.
- Kudelko M., 2009, *External costs of Power Plants – Results of the NEEDS Project*, Rynek Energii, nr 4 (84), Lublin.
- Kudelko M., Suwała W., Kamiński J., 2007, *Koszty zewnętrzne w energetyce – zastosowanie w badaniach modelowych*, Studia, Rozprawy, Monografie, nr 139, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków.
- 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.
- 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.
- Kudelko 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*, Wydawnictwa AGH, Kraków.
- Model optymalnego miksu energetycznego dla Polski do roku 2060*, 2015, Departament Analiz Strategicznych, Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Warszawa.
- Orzechowska M., Malec M., Kaszyński P., 2015, *Krótkoterminowa analiza zmian struktury wytwórczej polskiego sektora elektroenergetycznego przy użyciu usługi ModWEEL*, Zeszyty Naukowe IGSMiE PAN, nr 89.
- Rafaj P., Kypreos S., 2007, *Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model*, Energy Policy, vol. 35, issue 2, Elsevier Science.
- Ścieżki dekarbonizacji. Model miksu elektroenergetycznego do roku 2035 wraz z analizą potencjalnych problemów bilansowania KSE z generacją wiatrową*, 2018, Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej, Warszawa.
- Weinzettela J., Havránek M., Ščasný M., 2012, *A consumption-based indicator of the external costs of electricity*, Ecological Indicators, vol. 17, Elsevier Science.
- Wierzbowski M., Olek B., Łyżwa W., 2014, *Optymalizacja krajowego miksu energetycznego w kontekście polityki energetycznej*, Rynek Energii, nr 5.
- Zhang Q., Weili T., Yumei W., Yingxu C., 2007, *External costs from electricity generation of China up to 2030 in energy and abatement scenarios*, Energy Policy, vol. 35, issue 8, Elsevier Science.
- Zvingilaitė Z., 2011, *Human health-related externalities in energy system modelling the case of the Danish heat and power sector*, Applied Energy, vol. 88, issue 2, Elsevier Science.