



Lidia GAWLIK*, Urszula LORENZ**

Ile węgla kamiennego dla energetyki?

STRESZCZENIE. W artykule przeprowadzono analizę zapotrzebowania na węgiel dla sektora energii w Polsce w perspektywie 2050 roku. Przedstawiono kilka scenariuszy badawczych, w których założono różne warunki w zakresie rozwoju energetyki jądrowej, gazowej oraz dostępności technologii wychwytu i sekwestracji ditlenku węgla, przy określonym poziomie zapotrzebowania na energię elektryczną, cenach uprawnień do emisji CO₂ oraz wymaganego udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Uzyskane wyniki określają poziom zapotrzebowania na węgiel energetyczny przy różnych kierunkach przyszłego rozwoju polskiego sektora elektroenergetyki. Poddano ocenie plany rozwojowe górnictwa węgla kamiennego stwierdzając, że do 2020 roku niezbędne będzie ograniczenie wielkości wydobycia o około 13 mln ton węgla energetycznego. W zależności od kierunku rozwoju sektora elektroenergetycznego, zapotrzebowanie na węgiel może ulegać sukcesywnej redukcji (rozwój energetyki gazowej), ale jeśli rozwój technologii CCS pozwoli na jej implementację w polskich elektrowniach węglowych, w 2040 roku zapotrzebowanie na polski węgiel energetyczny może osiągnąć poziom 62–70 mln ton. Podkreślono, że trudna sytuacja finansowa górnictwa wymusza działania restrukturyzacyjne, których efektem musi być ograniczenie wydobycia i obniżenie kosztów produkcji węgla. Realizacja planów inwestycyjnych budowy nowych kopalń powinna być poprzedzona dogłębną analizą, uwzględniającą zmieniające się uwarunkowania rynkowe.

SŁOWA KLUCZOWE: węgiel energetyczny, prognozy, podaż, popyt, scenariusze

* Dr hab. inż. – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; e-mail: lidia.gawlik@min-pan.krakow.pl

** Dr inż. – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków e-mail: ulalo@min-pan.krakow.pl

Wprowadzenie

Określenie poziomu zapotrzebowania na węgiel – w tym węgiel kamienny energetyczny – jest kluczowym zagadnieniem z punktu widzenia funkcjonowania i rozwoju krajowego górnictwa. W ostatnich latach ten problem stał się jeszcze bardziej istotny ze względu na zmniejszające się zużycie węgla, jego niskie ceny zbytu i bardzo wysoki stan zapasów węgla zarówno w energetyce, jak i w kopalniach. Splot tych czynników doprowadził do niezwykle trudnej sytuacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce, aczkolwiek z nadpodażą węgla na rynkach i problemem niskich cen boryka się obecnie również większość światowych producentów.

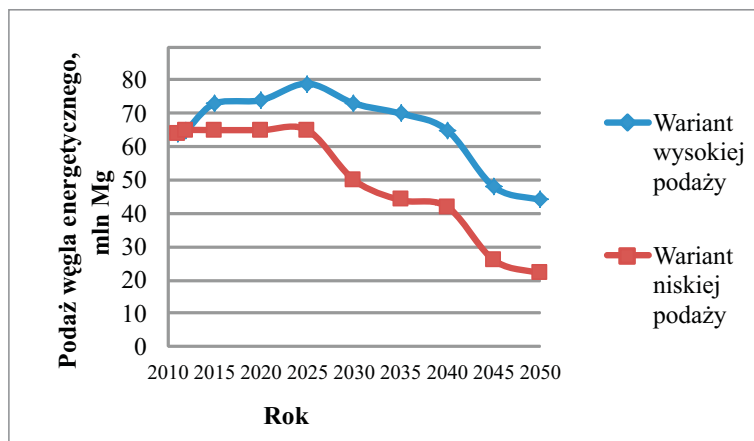
Krajowi producenci stoją w obliczu konieczności podjęcia działań restrukturyzacyjnych i określenia długoterminowych planów produkcyjnych. Opublikowany niedawno wstępny projekt Polityki energetycznej Polski do roku 2050 (Projekt Polityki... 2014) podkreśla co prawda utrzymanie istotnej pozycji węgla w krajowej energetyce – choć „ograniczonej w stosunku do stanu obecnego” – lecz nie podaje żadnych danych liczbowych, określających przewidywany poziom zapotrzebowania na węgiel kamienny energetyczny. W dokumencie tym dokonano jedynie przeglądu wniosków z czterech analiz prognostycznych, wykonanych w 2013 roku przez: Krajową Agencję Poszanowania Energii SA, Agencję Rynku Energii SA, National Technical University of Athens oraz Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (IGSMiE).

Aby przybliżyć problem przewidywanego zapotrzebowania na węgiel energetyczny na tle potencjalnych możliwości podaży krajowego górnictwa węgla kamiennego, w artykule zaprezentowano niektóre z wyników badań przeprowadzonych w IGSMiE (Gawlik red. 2013). Te kompleksowe badania scenariuszowe dotyczyły długoterminowego zapotrzebowania na węgiel dla polskiej energetyki. Ich wyniki wskazały na złożoną sytuację polskiego sektora węgla kamiennego, który musi nie tylko uporać się z bieżącymi problemami, ale powinien przygotować się na różne scenariusze dalszego funkcjonowania, z których jednym z najistotniejszych elementów będzie możliwość sprzedania wydobytego węgla.

1. Przyjęte założenia dotyczące kształtowania się podaży i cen węgla

Prognozę możliwości podaży węgla kamiennego sporządzono na podstawie danych o bazie zasobowej węgla kamiennego według stanu na 31.12.2012 (PIG 2013). W opracowanym wariantcie niskiej podaży oszacowanie wykonano na podstawie poziomu i struktury wydobycia w 2012 roku. Przyjęto wskaźnik wykorzystania zasobów przemysłowych (stosunek zasobów operatywnych do zasobów przemysłowych) w wysokości 0,6 (dane MG i PIG, przytoczone w: IEA 2012). Uwzględniono średnie udziały węgla energetycznego w całkowitej produkcji każdej z kopalń. W wariantcie wysokiej podaży założono, że kopalnie otrzymają przedłużenie koncesji

wydobywczym i uwzględniono możliwości dodatkowego wzrostu wydobycia poprzez realizację planów rozwojowych spółek węglowych. Wyniki prognoz możliwej podaży węgla energetycznego w wariantach niskiej i wysokiej podaży przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Prognozy możliwości podaży węgla energetycznego w Polsce w perspektywie 2050 roku [mln Mg]
Źródło: opracowanie własne na podstawie Gawlik red. 2013

Fig. 1. Forecast of the possibility of steam coal supply in Poland in the 2050 perspective [million Mg]

Wariant niskiej podaży wskazuje, że w przypadku braku rozwoju górnictwa możliwości produkcji węgla energetycznego pozostaną na poziomie około 65 mln Mg do 2025 roku, po czym nastąpi sukcesywne obniżanie się tej produkcji – w miarę wyczerpywania dostępnych zasobów – do około 22 mln Mg w 2050 roku. Potencjalne możliwości podaży węgla energetycznego, które uwzględniają istniejące (w 2013 roku) plany rozwojowe poszczególnych spółek węglowych w postaci projektowanych nowych zdolności wydobywczych z uwzględnieniem ubiegania się o nowe koncesje wydobywcze, przedstawiono w wariantcie wysokiej podaży. Przy ich realizacji nastąpiłby wzrost produkcji do poziomu około 79 mln Mg w 2025 roku, a następnie stopniowe obniżanie się wielkości wydobycia. Prognozowana wielkość podaży w 2050 roku na poziomie około 44 mln wynika ze skumulowania projektów rozwojowych górnictwa w najbliższym okresie, bez rozłożenia ich realizacji na dalsze lata. Poziom ten może ulec zmianie jeśli tempo rozwoju górnictwa będzie inne od założonego, nie wynika bowiem ze szczypania wszystkich zasobów.

Prognozy cen węgla energetycznego, w perspektywie 2050 roku są autorską prognozą, opartą na analizie dostępnych w 2013 roku światowych prognoz cen węgla (WEO 2010, 2012, WB 2013, IMF 2013) oraz prognoz polskich (ARE 2011, DAS 2013). Oparto ją na prognozie Banku Światowego (WB 2013) cen węgla australijskiego FOB Newcastle, który w wielu prognozach przyjmowany jest jako wzorzec (tzw. *benchmark*) (Grudziński 2012; Lorenz 2012). W tabeli 1 przedstawiono jeden z wariantów tej prognozy, opracowany przy następujących założeniach (Gawlik red. 2013):

- ❖ dla lat 2025–2050, których nie obejmowała prognoza Banku Światowego, bazowe ceny FOB Newcastle będą rosły w stałym tempie 1,5% rocznie,

- ❖ ceny węgla w imporcie do Europy (CIF ARA) będą zachowywać się podobnie jak ceny węgla australijskiego w eksporcie,
- ❖ ceny importu do Polski będą o 7% wyższe od cen CIF ARA,
- ❖ ceny rynku krajowego (węgiel dla energetyki) *loco* kopalnia będą kształtować się na poziomie około 4% poniżej cen importowych,
- ❖ uwzględniono koszty transportu krajowego od producenta do elektrowni (średnio 150 km).

TABELA 1. Długoterminowa prognoza cen węgla energetycznego w dostawach dla energetyki zawodowej

TABLE 1. Long-term price forecast of steam coal supplies for the power industry

Wyszczególnienie	Rok							
	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ceny nominalne [USD/GJ]	3,54	3,73	3,94	4,24	4,58	4,93	5,31	5,72
Ceny stałe [PLN 2011/GJ]	12,04	11,53	11,30	11,10	11,08	11,06	11,04	11,01

Źródło: opracowanie własne na podstawie Gawlik red. 2013

Przedstawiona prognoza zakładała kształtowanie się cen węgla dla energetyki zawodowej, według wiedzy o kondycji i perspektywach rynków węglowych z połowy 2013 roku. Gdyby prognoza ta wykonywana była rok później (połowa 2014 roku), to należałoby założyć ceny nieco niższe, gdyż na rynkach światowych ceny węgla odnotowały dalszy spadek. Ponieważ jednak – dla potrzeb niniejszego artykułu – nie było możliwe powtórzenie całego cyklu obliczeń modelowych, prezentowane tu wyniki uwzględniają takie ceny, jakie zostały założone w procesie modelowania (w 2013 r.). Należy je interpretować jako wielkości graniczne dla kosztów produkcji węgla w polskich kopalniach, albowiem – w świetle przyjętych założeń – nie będzie możliwe uzyskanie wyższych cen w sprzedaży do energetyki. Ceny importowe (w założeniach do prognozy) są tylko o 4% wyższe, zatem podniesienie cen węgla krajowego dla energetyki spowoduje – w przypadku już istniejących mocy produkcyjnych energetyki – że skorzysta ona z dostępnego węgla importowanego. W przypadku zaś trwale utrzymujących się cen wyższych od założonych, nastąpi ograniczenie budowy nowych mocy opartych na węglu krajowym.

2. Scenariusze badawcze

W artykule przedstawiono kilka scenariuszy możliwego zapotrzebowania na węgiel kamienny dla energetyki, opracowanych z wykorzystaniem metod modelowania matematycznego przy wykorzystaniu specjalistycznych modeli, przeznaczonych do analiz systemów paliwowo-energetycznych, zaimplementowanych na platformach komputerowych (Gawlik red. 2013; Gawlik i Mokrzycki 2014). Zadaniem modelu jest wskazanie optymalnego sposobu zaspo-

kojenia zapotrzebowania na energię w badanym horyzoncie (2050 rok), co oznacza, że uzyskany wynik spełnia warunek minimalizacji kosztów systemu wytwarzania energii przy zadanych ograniczeniach.

Dla omawianej grupy scenariuszy, wspólne założenia i ograniczenia modelowe stanowiły: poziom zapotrzebowania na energię, poziom cen uprawnień do emisji CO₂ i wymagany poziom produkcji energii z odnawialnych źródeł energii. W tabeli 2 przedstawiono przyjęte wielkości, będące wynikiem szczegółowych prognoz. Wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną stanowią wariant referencyjny – założono, że zapotrzebowanie finalne na energię elektryczną netto wzrośnie do poziomu 204 TWh w 2050 r. (wzrost o 67,2% w porównaniu z rokiem 2011). Przyjęte ceny uprawnień do emisji CO₂ wynikają z zamierzeń unijnych modyfikacji systemu ETS i oparte są na zapisach zaprezentowanych w *Road Map 2050* (EC 2011). Natomiast wymagany udział produkcji energii ze źródeł odnawialnych (wzrost do 35% energii z OZE w zużyciu energii finalnej netto w 2050 roku) reprezentuje umiarkowany poziom w stosunku do wymagań unijnych w tym zakresie (poniżej zamierzeń zawartych w *Road Map 2050*).

TABELA 2. Prognozy kształtowania się niektórych parametrów ekonomicznych stanowiących dane wejściowe do modelu

TABLE 2. Forecast of selected economic parameters constituting the inputs to the model

Rok	Zapotrzebowanie finalne na energię elektryczną netto	Ceny uprawnień do emisji CO ₂	Wymagany udział energii elektrycznej z OZE w zużyciu finalnym energii elektrycznej
	TWh	PLN'2011	%
2015	127	41	15
2020	140	62	23
2025	150	95	25
2030	162	132	27
2035	174	165	29
2040	186	202	31
2045	197	206	33
2050	204	210	35

Źródło: Gawlik red. 2013

Zapotrzebowanie na energię pokrywane jest w pierwszej kolejności z istniejących jednostek wytwórczych energetyki, a w miarę upływu czasu i konieczności zamykania wyeksploatowanych mocy oraz dla pokrycia rosnącego zapotrzebowania na energię, model „buduje” nowe moce energetyki, wybierając najbardziej opłacalne rozwiązania spośród możliwych technologii energetycznych, wykorzystujących dostępne paliwa i źródła odnawialne, których ceny i koszty określono w szczegółowych prognozach. Każdą z potencjalnie możliwych do wykorzystania technologii energetycznych opisano szczegółowo, określając między innymi: poziom niezbędnych nakładów inwestycyjnych na ich wybudowanie, ekonomiczne parametry ruchowe (w tym koszty stałe i zmienne funkcjonowania) oraz koszty likwidacji. Uwzględniono spraw-

ność netto jednostki, czas życia technologii, jej emisyjność oraz tzw. krzywe uczenia się, które reprezentują zmianę kosztów w czasie, w miarę upowszechniania się technologii.

Niektóre z elementów prognozowanej przyszłości zostały określone wariantowo, co pozwala na określenie ich wpływu na przyszłą strukturę paliwową energetyki, w tym na wykorzystanie węgla. Są to:

1) Rozwój energetyki jądrowej:

- ✧ W wariantcie referencyjnym (REF) przyjęto, że dopuszczalna jest budowa trzech bloków po 1,5 GW każdy, w latach 2025, 2030 i 2035, o ile takie rozwiązanie będzie optymalne z punktu widzenia modelu.
- ✧ W dodatkowym wariantcie (MAX) przyjęto, że począwszy od roku 2025 do 2050 co 5 lat możliwe jest oddanie do użytku jednego bloku jądrowego 1,5 GW.

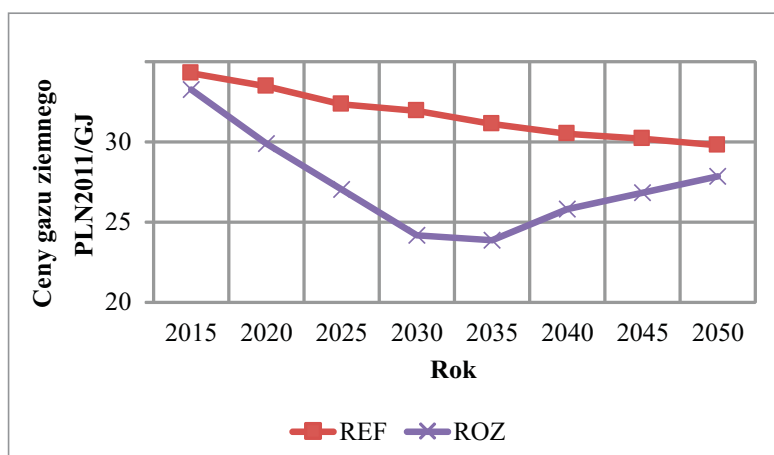
2) Rozwój technologii CCS:

- ✧ W wariantcie referencyjnym (REF) przyjęto, że technologia CCS osiągnie dojrzałość komercyjną i będzie możliwa do zastosowania na skalę przemysłową począwszy od 2030 roku.
- ✧ W wariantcie szybkiego rozwoju (TAK) przyjęto, że technologia ta będzie możliwa do zastosowania wcześniej – począwszy od 2025 roku.
- ✧ W wariantcie braku rozwoju (NIE) przyjęto, że technologia CCS nie osiągnie dojrzałości komercyjnej w okresie analizy, a więc nie będzie możliwa do zastosowania do 2050 roku.

3) Rozwój sytuacji na rynku gazu:

- ✧ W wariantcie referencyjnym (REF) przyjęto, że obecna sytuacja w zakresie dostępności i cen gazu nie ulegnie w okresie analizy spektakularnym zmianom, a ceny gazu w Polsce będą podążać za światowymi trendami w tym zakresie.

W dodatkowym wariantcie (ROZ) przyjęto, że nastąpi rozwój wydobycia krajowego gazu ziemnego – w tym gazu z formacji łupkowych oraz podjęte zostaną inne działania dywersyfikujące dostawy gazu, na skutek czego ceny gazu ukształtują się na niższym poziomie (rys. 2).



Rys. 2. Warianty prognoz rozwoju cen gazu ziemnego dla energetyki
Źródło: Szurlej, Gawlik 2014 na podstawie Gawlik red. 2013

Fig. 2. Variants of forecasts of natural gas prices' development for power engineering

Dalszej analizie poddano pięć scenariuszy – ich zestawienie oraz charakterystykę przyjętych założeń zestawiono w tabeli 3.

TABELA 3. Zestawienie analizowanych scenariuszy badawczych

TABLE 3. Description of the analyzed scenarios

Nazwa scenariusza	Przyjęty wariant rozwoju		
	energetyki jądrowej	technologii CCS	sytuacji na rynku gazu
REF-CO2WYS	REF	REF	REF
GAZOWY-CO2WYS	REF	REF	ROZ
JĄDROWY-MAX	MAX	REF	REF
CCS	REF	TAK	REF
BEZ-CCS	REF	NIE	REF

Źródło: Gawlik red. 2013

3. Wyniki analiz scenariuszowych

Analizowanych pięć scenariuszy wyczerpuje szeroki margines niepewności co do przyszłych warunków funkcjonowania energetyki przy założeniu, że polityka klimatyczna Unii wymusi działania w postaci ograniczeń przedstawionych w tabeli 2. Do 2050 roku w polskiej energetyce powinno powstać około 62–63 GW nowych mocy dla zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną z uwzględnieniem konieczności wymiany wyeksploatowanych istniejących bloków energetycznych. W tabeli 4 przedstawiono wyniki modelowania w tym zakresie w podziale na paliwa. W zależności od scenariusza kształtowania się warunków zewnętrznych, optymalnymi stają się różne technologie i paliwa. Poziom nowych mocy opartych na odnawialnych źródłach energii jest konsekwencją przyjętego założenia o rosnącym obowiązkowym udziale energii z OZE. We wszystkich scenariuszach w okresie 2015–2050, dla zaspokojenia tego wymogu, powstanie 36,3 GW nowych mocy, wykorzystujących odnawialne źródła energii (biomasa, biogaz, woda, wiatr i słońce). Budowa nowych mocy opartych na paliwach kopalnych zależy od wzajemnej ich konkurencyjności w poszczególnych scenariuszach.

We wszystkich przedstawionych scenariuszach budowane jest 3,6 GW nowych mocy w elektrowniach i elektrociepłowniach na węglu kamiennym – bez technologii CCS. Bardziej szczegółowa analiza wyników modelowania wskazuje, że powstaną one w okresie do 2020 roku. W latach późniejszych klasyczne bloki węglowe (bez wychwytu CO₂) przestają być konkurencyjne. W latach 2035 i 2040 wybierane są technologie oparte na węglu kamiennym z technologią CCS: w scenariuszach REF-CO2WYS (2,7 GW w 2035 r. i 7,1 GW w 2040 r.), JĄDROWY-MAX (2,7 GW i 5,8 GW – odpowiednio), zaś w scenariuszu CCS (w którym technologia wychwytu i sekwestracji CO₂ rozwija się szybciej) w 2035 roku budowanych jest

TABELA 4. Budowa nowych mocy w latach 2015–2050 w warunkach analizowanych scenariuszy [GW]

TABLE 4. New capacities built in the energy sector in 2015–2050 under the conditions of analyzed scenarios [GW]

Paliwo/technologia	Scenariusz				
	REF-CO2WYS	GAZOWY-CO2WYS	JĄDROWY-MAX	CCS	BEZ-CCS
Węgiel kamienny	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Węgiel kamienny z CCS	9,8	0,0	8,5	11,4	0,0
Węgiel brunatny z CCS	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
Węgiel brunatny IGCC z CCS	6,2	6,4	4,0	6,2	0,0
Gaz ziemny	3,4	16,6	3,9	3,2	19,4
Energia jądrowa	3,0	0,0	6,0	1,5	3,0
Energia wodna	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3
Biomasa	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Biogaz	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Energia wiatru	21,8	21,9	21,8	21,8	21,8
Energia słoneczna	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6

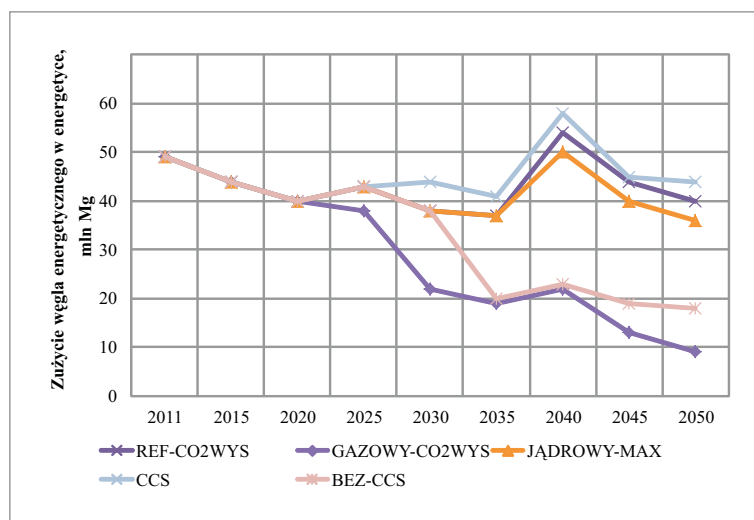
Źródło: opracowanie własne na podstawie Gawlik red. 2013.

6,8 GW mocy na węglu kamiennym z CCS, jako że staje się ona bardziej opłacalna od bloku jądrowego.

W scenariuszu GAZOWY-CO2WYS, przy niższych cenach gazu i większej jego dostępności technologie oparte na gazie wypierają technologie węglowe. W przypadku, gdyby technologie CCS nie były dostępne (Scenariusz BEZ-CCS) nie powstaną nowe bloki węglowe po 2020 roku, a zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie pokrywane z bloków gazowych, które – nawet w przypadku wykorzystania drogiego, importowanego gazu – stanowią bardziej optymalne rozwiązanie niż bloki węglowe (bez technologii CCS).

Wielkość zapotrzebowania na węgiel energetyczny w każdym ze scenariuszy w perspektywie 2050 przedstawia rysunek 3.

Do 2020 roku zapotrzebowanie na węgiel będzie identyczne bez względu na to, który ze scenariuszy rozwoju byłby realizowany. Cechą charakterystyczną jest spadek tego zapotrzebowania do poziomu około 44 mln ton w 2015 roku i około 40 mln ton w 2020 roku. W przypadku niskich cen gazu (Scenariusz GAZOWY-CO2WYS) nastąpił będzie sukcesywny spadek zapotrzebowania na węgiel do poziomu około 9 mln ton w 2050 roku. Pozostałe scenariusze pokazują, że w 2025 roku zapotrzebowanie energetyki na węgiel zwiększy się nieco – do około 43 mln ton, a dalszy rozwój użytkowania węgla w energetyce będzie zależał od ukształtowania się zewnętrznych warunków. Wycofywanie się energetyki z użytkowania węgla nastąpi w przypadku braku możliwości zastosowania technologii CCS (scenariusz



Rys. 3. Zużycie węgla energetycznego w energetyce dla różnych analizowanych scenariuszy badawczych
 Źródło: opracowanie własne na podstawie Gawlik red. 2013

Fig. 3. Steam coal consumption in the power sector for different scenarios

BEZ-CCS). Zapotrzebowanie energetyki na węgiel w 2050 r. obniży się wówczas do około 18 mln ton. Jeśli technologia CCS będzie do dyspozycji, węgiel będzie użytkowany (zwłaszcza w tych jednostkach wytwórczych, gdzie będzie ona zastosowana). Nasilenie zapotrzebowania na węgiel wystąpi około 2040 roku, osiągając wielkość 54 mln ton w scenariuszu referencyjnym REF-CO2WYS, 50 mln ton – jeśli Polska postawi na budowę energetyki jądrowej (scenariusz JĄDROWY-MAX), lub nawet 58 mln ton – w przypadku szybkiego rozwoju technologii CCS (scenariusz CCS). Będzie to jednak zjawisko przejściowe i w następnych pięciolatkach zużycie węgla będzie się obniżało. Przewidywany spadek zapotrzebowania w latach 2040–2050 to około 14 mln ton, w stosunku do wielkości rekordowych osiągniętych w roku 2040.

Rynek dla polskiego węgla energetycznego, to w głównej mierze węgiel dla energetyki, ale w bilansie podaży z popytem na węgiel energetyczny należy wziąć również pod uwagę innych jego konsumentów krajowych (pozostały – poza energetyką – przemysł i drobnych odbiorców) oraz eksport. Sektor drobnych odbiorców zużywa około 10–12 mln ton węgla rocznie. Eksport węgla energetycznego w ostatnich latach kształtował się na poziomie 4–6 mln ton rocznie.

Z kolei na polskim rynku pojawia się i jest zużywany węgiel pochodzący z importu. W wykonanych analizach uwzględniono zużycie przez energetykę około 3 mln ton/rok węgla importowanego w całym okresie analizy, ale wielkość importu węgla energetycznego do Polski osiąga około 8 mln ton (2012 rok), co oznacza, że około 5 mln ton węgla energetycznego pochodzącego z importu zaspokaja potrzeby pozostałego rynku (poza energetyką). Można więc szacować, że możliwości sprzedaży węgla energetycznego polskich spółek węglowych do innych niż energetyka odbiorców (pozostały rynek krajowy i eksport) to około 12–15 mln ton rocznie. Nie szacując możliwości sprzedaży węgla w sposób bardziej precyzyjny założono, że w całym okresie analizy zapotrzebowanie pozostałych odbiorców oraz eksportu pozostanie na poziomie 12 mln ton rocznie.

W tabeli 5 przedstawiono ilości węgla stanowiące różnicę między prognozowaną podażą węgla przy założeniu rozwoju górnictwa (wariant wysokiej podaży) a przewidywanym jego zbytem, który wynika z prognozowego zapotrzebowania energetyki na węgiel w poszczególnych scenariuszach, powiększonego o 12 mln ton sprzedaży do innych odbiorców węgla energetycznego (w kraju i za granicą).

TABELA 5. Nadwyżka (+) lub niedobór (-) węgla energetycznego w wariantcie wysokiej podaży węgla w stosunku do zapotrzebowania w analizowanych scenariuszach [mln Mg]

TABLE 5. Steam coal surplus (+) or deficit (-) in high supply potential variant of mining in relation to the total demand in the analyzed scenarios [million Mg]

Scenariusz	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF-CO2WYS	17	22	24	23	21	-1	-8	-8
GAZOWY-CO2WYS	17	22	29	39	39	31	23	23
JĄDROWY-MAX	17	22	24	23	21	3	-4	-4
CCS	17	22	24	17	17	-5	-9	-12
BEZ-CCS	17	22	24	23	38	30	17	14

Źródło: opracowanie własne na podstawie Gawlik red. 2013

Wyniki tej analizy wskazują, że gdyby rozwój zdolności produkcyjnych górnictwa przebiegał według wariantu wysokiej podaży (rys. 1), to wystąpiłaby znaczna nadwyżka podaży węgla energetycznego ponad możliwości jego sprzedaży we wszystkich scenariuszach rozwoju do 2035 roku. Ponadto, w scenariuszu rozwoju wydobycia gazu z formacji łupkowych (GAZOWY-CO2WYS) i w scenariuszu braku dostępności technologii CCS (BEZ-CCS) w całym okresie analizy do 2050 roku polskie górnictwo borykać się będzie z nadprodukcją węgla energetycznego.

W tabeli 6 przedstawiono analogiczne oszacowanie, przy założeniu, że zdolności wydobywcze kopalń pozostaną na obecnym poziomie, a w miarę szczyptywania zasobów węgla z istniejących koncesji – wydobycie będzie się obniżać (wariant niskiej podaży węgla).

TABELA 6. Nadwyżka (+) lub niedobór (-) węgla energetycznego w wariantcie niskiej podaży węgla w stosunku do zapotrzebowania w analizowanych scenariuszach [mln Mg]

TABLE 6. Steam coal surplus (+) or deficit (-) in low supply potential variant of mining in relation to the total demand in the analyzed scenarios [million Mg]

Scenariusz	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF-CO2WYS	9	13	10	0	-5	-24	-30	-30
GAZOWY-CO2WYS	9	13	15	16	13	8	1	1
JĄDROWY-MAX	9	13	10	0	-5	-20	-26	-26
CCS	9	13	10	-6	-9	-28	-31	-34
BEZ-CCS	9	13	10	0	12	7	-5	-8

Źródło: opracowanie własne na podstawie Gawlik red. 2013

Również i w tym wariantcie podaży, we wszystkich scenariuszach do 2025 roku ilość węgla planowanego do wydobycia jest wyższa niż założona możliwość jego sprzedaży. W scenariuszu CCS dodatkowe ilości węgla – a zatem rozwój zdolności wydobywczych kopalń – będzie potrzebny od 2030 roku, a w scenariuszach REF-CO2WYS i JĄDROWY-MAX – od 2035 roku. W przypadku realizacji scenariusza BEZ-CCS, w którym niedostępna będzie technologia wychwytu i sekwestracji ditlenku węgla, ale ceny gazu będą wysokie, a możliwości budowy energetyki jądrowej zostaną ograniczone do dwóch bloków, zwiększenie wydobycia ponad ilości przewidziane wariantem niskiej podaży będą niezbędne dopiero po 2040 roku. W przypadku niskich cen gazu i idącym za tym rozwojem energetyki gazowej (Scenariusz GAZOWY-CO2WYS), podaż węgla wynikająca z obecnych zdolności wydobywczych będzie wystarczająca do końca analizowanego okresu.

O ile nie nastąpią zasadnicze zmiany w możliwościach sprzedaży krajowego węgla (głównie do zagranicznych odbiorców), to najbliższe lata będą trudne dla górnictwa. Potrzebna będzie restrukturyzacja, w ramach której obecne zdolności wydobywcze górnictwa powinny zostać ograniczone o około 13 mln ton do 2020 roku.

W prowadzonych analizach (Gawlik red. 2013) przebadano również Scenariusz STATUSQUO, w którym założono, że ceny uprawnień do emisji CO₂ będą rosły w tempie znacznie wolniejszym – do poziomu (w cenach stałych 2011) 87 PLN/tonę CO₂ w 2050 roku. W takich warunkach zapotrzebowanie energetyki na węgiel byłoby znacząco wyższe, ale dopiero po 2025 roku nastąpiłaby konieczność rozwoju możliwości wydobywczych górnictwa lub budowana intensywnie energetyka oparta na węglu kamiennym korzystałaby z węgla importowanego. W latach 2015, 2020 i 2025 nadwyżka węgla ponad zapotrzebowanie energetyki, powiększona o pozostałą sprzedaż (12 mln ton), byłaby identyczna jak dla warunków przedstawionych w tabeli 6.

Podsumowanie i wnioski

Analiza przedstawionych badań wskazuje, że w najbliższych latach w górnictwie nie są potrzebne inwestycje na zwiększenie zdolności produkcyjnych, bez względu na scenariusz rozwoju polskiego modelu energetyki. Do 2020 roku niezbędnym będzie ograniczenie wydobycia węgla energetycznego o około 10–13 mln ton.

Obecna trudna sytuacja finansowa większości podmiotów górnictwa zmusza do podjęcia gruntownych procesów restrukturyzacyjnych. Zważywszy na przyszłą sytuację podażową należy przestrzec przed takimi planami, które upatrują poprawy sytuacji poprzez rozwój wydobycia i tym samym obniżenie jednostkowych kosztów produkcji węgla. Takie działania nie dadzą oczekiwanego rezultatu, bo dodatkowo wydobyty węgiel nie znajdzie odbiorcy i pozostanie na zwalach kopalnianych. Co najwyżej może to prowadzić do wzajemnego wyniszczania się poszczególnych producentów, ze szkodą dla kondycji całego sektora.

Nie będzie również możliwa poprawa wyników dzięki wzrostowi cen zbytu węgla, albowiem jeszcze przez najbliższe 2–3 lata ceny węgla energetycznego na rynkach międzynaro-

dowych mogą się utrzymywać na niskim poziomie (Lorenz 2014). Obniżenie kosztów produkcji węgla do poziomu niższego od obecnych cen rynkowych stanowi dziś poważny problem dla wielu producentów węgla na świecie, nie tylko w Polsce. W świetle analizowanych tu scenariuszy, graniczne wartości kosztów produkcji węgla w Polsce wyznacza poziom cen prognozowanych (tab. 1).

Nie oznacza to jednak, że górnictwo nie ma przed sobą przyszłości. Produkcja energii elektrycznej i ciepła oparta na technologiach węglowych, wyposażonych w technologie CCS, będzie konkurencyjna, nawet przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂. W takim przypadku zapotrzebowanie na polski węgiel energetyczny może osiągnąć poziom 62–70 mln ton w 2040 roku. Zważywszy na długotrwałość procesów inwestycyjnych w górnictwie i w energetyce, plany inwestycyjne budowy nowych kopalń powinny więc być przygotowywane już dziś, ale ich realizacja powinna zostać poprzedzona dogłębną analizą uwarunkowań, które z biegiem lat mogą ukształtować się zupełnie inaczej niż założono w prezentowanych tu analizach. Warunkiem jest jednak trwała rentowność kopalń, czego nie da się zrobić bez trudnych obecnie decyzji, w wyniku których zostanie ograniczone wydobycie i obniżone koszty pozyskania węgla.

Publikacja zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk

Literatura

- [1] ARE, 2011 – Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030. Agencja Rynku Energii S.A., na zlecenie Ministerstwa Gospodarki, wrzesień.
- [2] DAS, 2013 – Optymalny miks energetyczny dla Polski do roku 2060 – model DAS. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz Strategicznych, Warszawa.
- [3] EC, 2011 – Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Energy Roadmap 2050, COM(2011) 885 final. European Commission (EC). [Online] <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:FIN:PDF> [dostęp: 13.08.2014].
- [4] GAWLIK, L. (red.), 2013. Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe. Górnicza Izba Przemysłowo-Handlowa. Wyd. IGSMiE PAN, Katowice, 300 s. [Online] http://www.giph.com.pl/attachements/article/278/Wegiel_dla_polskiej_energetyki_2050_GIPH_MINPAN.pdf [dostęp: 20.08.2014]
- [5] GAWLIK, L. i MOKRZYCKI, E. 2014. Scenariusze wykorzystania węgla w polskiej energetyce w świetle polityki klimatycznej Unii Europejskiej. *Przegląd Górniczy* nr 5(1098) s. 1–8.
- [6] GRUDZIŃSKI, Z. 2012. Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej. *Studia Rozprawy Monografie* Nr 180, Wyd. IGSMiE PAN.
- [7] IEA, 2012 – Polityki Energetyczne Państw MAE. Polska 2011. Przegląd. Wyd. International Energy Agency (IEA).
- [8] IMF, 2013. Commodity Price Forecast: Medium Term Commodity Price Baseline. International Monetary Fund (IMF) [Online] <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx> [dostęp: 30.07.2013].

- [9] LORENZ, U. 2012. Indeksy cen węgla energetycznego na rynkach *spot* – możliwość wykorzystania doświadczeń w konstrukcji indeksu dla rynku krajowego. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 15, z. 4, s. 241–253.
- [10] LORENZ, U. 2014. Węgiel energetyczny na świecie – sytuacja w 2013 roku i perspektywy. *Przegląd Górniczy* nr 5(1098), s. 17–25.
- [11] PIG, 2013 – Bilans zasobów złóż kopalin i wód podziemnych w Polsce. Wyd. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa.
- [12] Projekt Polityki..., 2014 – Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku. Wersja 01. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, sierpień. [Online] <http://bip.mg.gov.pl/node/21394> [dostęp 20.08.2014].
- [13] SZURLEJ, A. i GAWLIK, L. 2014. Ile gazu do produkcji energii elektrycznej? *Przegląd Gazowniczy*, marzec, s. 12–15.
- [14] WB, 2013. Commodity Prices and Price Forecast. World Bank. Update released: July 8, 2013 [Online] <http://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-price-data> [dostęp: 30.07.2013]
- [15] WEO, 2010 – World Energy Outlook 2010. International Energy Agency, Paris.
- [16] WEO, 2012 – World Energy Outlook 2012. International Energy Agency, Paris.

Lidia GAWLIK, Urszula LORENZ

How much steam coal for the power sector?

Abstract

This article analyzes the demand for coal in the Polish energy sector in the long term perspective (until 2050). It outlines several scenarios in which different conditions were assumed in the development of nuclear energy, gas-fired energy, and the availability of technology for sequestration and storage of carbon dioxide. These scenarios also assumed a certain level of demand for electricity, certain prices for CO₂ emission allowances, and a required share of energy from renewable sources. The results indicate the levels of demand for steam coal depending on the direction of the future development of the Polish energy sector.

This analysis examined developmental plans for coal mining, noting that it will be necessary to decrease the output of steam coal by around 13 million tonnes by 2020. Depending on developments in the heat and power sector, the demand for coal may undergo gradual reduction (development of gas-based power); but if the development of CCS technology will allow its implementation in Polish coal-based power plants, the demand for Polish coal may reach 62-70 million tonnes in 2040.

It is emphasized that a difficult financial situation is forcing mining restructuring activities, the result of which should be the reduction of production levels accompanied with decreased costs of coal production. Furthermore, investments in new mine constructions should be preceded by a thorough analysis taking into account changing market conditions.

KEY WORDS: steam coal, forecasts, supply, demand, scenarios

