



ANALIZA SCENARIUSZOWA BILANSU PODAŻOWO-POPYTOWEGO WĘGLA KAMIENNEGO W POLSCE DO 2040 ROKU

PROF. DR HAB. INŻ. JACEK KAMIŃSKI
DR INŻ. PRZEMYSŁAW KASZYŃSKI
MARCIN MALEC
KAMIL MOSKWIK
MARCIN ROSZKOWSKI

ANALIZA SCENARIUSZOWA BILANSU PODAŻOWO-POPYTOWEGO WĘGLA KAMIENNEGO W POLSCE DO 2040 ROKU

PROF. DR HAB. INŻ. JACEK KAMIŃSKI
DR INŻ. PRZEMYSŁAW KASZYŃSKI
MARCIN MALEC
KAMIL MOSKWIK
MARCIN ROSZKOWSKI

©Copyright by Instytut Jagielloński
Warszawa, listopad 2021



Instytut Jagielloński
ul. Marszałkowska 84/92 lok. 115
00-514 Warszawa

jagiellonski.pl
instytut@jagiellonski.pl

**PROJEKT I PRODUKCJA:
PIOTR PERZYNA**

 **NOWEMEDIA24.PL**

Poglądy wyrażone w raporcie są wyłącznie poglądami autorów
i nie mogą w żadnych okolicznościach być uznane
za przedstawiające oficjalne stanowisko IGSMiE PAN.



ANALIZA SCENARIUSZOWA BILANSU PODAŻOWO-POPYTOWEGO WĘGLA KAMIENNEGO W POLSCE DO 2040 ROKU

PROF. DR HAB. INŻ. JACEK KAMIŃSKI
DR INŻ. PRZEMYSŁAW KASZYŃSKI
MARCIN MALEC
KAMIL MOSKWIK
MARCIN ROSZKOWSKI

WARSZAWA, LISTOPAD 2021



**Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią**
Polskiej Akademii Nauk

Spis treści

Wykaz skrótów i symboli	6
Wprowadzenie	8
1. Podaż węgla kamiennego do celów energetycznych z polskich kopalń	11
1.1. Ocena bieżących zdolności podażowych krajowych kopalń w świetle obowiązujących koncesji	12
1.2. Wydobywanie węgla kamiennego do celów energetycznych w Polsce	15
1.3. Decyzje dotyczące wygaszania wydobycia w kopalniach	16
1.4. Scenariusze podaży węgla kamiennego do celów energetycznych	18
2. Import węgla energetycznego do Polski	22
2.1. Kierunki importu węgla do celów energetycznych	22
2.2. Ceny węgla importowanego	25
3. Zapotrzebowanie na węgiel kamienny do celów energetycznych	29
3.1. Cele Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku – rola węgla	29
3.2. Scenariusze popytu na węgiel do celów energetycznych	29
4. Prognoza bilansu podażowo-popytowego węgla kamiennego do celów energetycznych	34
4.1. Wariant podaży krajowej z importem	36
4.2. Wariant podaży krajowej bez uwzględnienia importu	38
4.3. Podsumowanie	39
5. Analiza cen węgla krajowego i importowanego do Polski	42
Podsumowanie i wnioski końcowe	46
Literatura	50

Wykaz skrótów i symboli

ARA	Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia
BŚ	Bank Światowy
CO₂	Dwutlenek węgla
DWT	Nośność statku, ang. <i>deadweight tonnage</i>
IMP	Import
JSW S.A.	Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.
KE	Komisja Europejska
LWB S.A.	Lubelski Węgiel Bogdanka S.A.
KWK	Kopalnia Węgla Kamiennego
MAE	Międzynarodowa Agencja Energii
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PEP2040	Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.
PG	Przedsiębiorstwo Górnicze
PGG S.A.	Polska Grupa Górnicza S.A.
S_KON	Scenariusz KONCESJE (podaż)
S_POR	Scenariusz POROZUMIENIE (podaż)
S_WYS	Scenariusz Wysokiego Zapotrzebowania (popyt)
S_NIS	Scenariusz Niskiego Zapotrzebowania (popyt)
S_MIN	Scenariusz Minimalnego Zapotrzebowania (popyt)
TWd S.A.	Tauron Wydobycie S.A.
UE	Unia Europejska
ZG	Zakład Górniczy



Wprowadzenie

Realizowana od 1990 r. polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej (UE) bazuje na trzech kluczowych celach ukierunkowanych na osiągnięcie neutralności klimatycznej. Są to w szczególności: (i) dekarbonizacja gospodarki, (ii) rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz (iii) wzrost efektywności energetycznej. Dekarbonizacja jest definiowana jako dążenie do redukcji wykorzystania paliw kopalnych (tj. m.in. węgla kamiennego i brunatnego, ropy naftowej oraz gazu ziemnego) w gospodarce. Realizacja tego celu może zostać osiągnięta między innymi poprzez zastąpienie wspomnianych paliw energią pochodzącą ze źródeł odnawialnych (tj. m.in. wody, wiatru, słońca) lub poprzez poprawę efektywności wykorzystania energii¹.

Istotnym elementem realizacji polityki klimatyczno-energetycznej UE jest wdrażanie odpowiednich regulacji, które stanowią ramy prawne dla krajów członkowskich. Kluczowy w tym kontekście jest zbiór inicjatyw Komisji Europejskiej pod nazwą Europejski Zielony Ład (ang. *European Green Deal*) oraz wypracowany w ramach tej strategii pakiet zmian legislacyjnych *Fit for 55*. Jego głównym celem jest zwiększenie redukcji emisji dwutlenku węgla z planowanego wcześniej poziomu 40% do co najmniej 55% do 2030 r. (względem 1990 roku) [1]. Według analiz Komisji Europejskiej (KE), zmiana ta może skutkować koniecznością redukcji emisji CO₂ z sektora energetycznego o około 53–76% względem 2015 roku [2]. Bezpośrednią konsekwencją polityki klimatyczno-energetycznej UE będzie zmniejszenie zapotrzebowania na stałe paliwa kopalne w krajach członkowskich w horyzoncie najbliższych dekad.

Polska jest krajem, w którym paliwa kopalne wciąż stanowią podstawowy nośnik energii pierwotnej. Należy się zatem spodziewać, że regulacje unijne w obszarze neutralności klimatycznej w znaczący sposób wpłyną na ich wykorzystanie, co skutkuje również potrzebą odpowiedniego dostosowania podaży do krajowego zapotrzebowania. Potwierdzeniem tej tezy są przepisy Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych, określające cel udziału OZE w krajowym miksie energetycznym na poziomie 42% [3] (względem 32% przyjętych w Polityce Energetycznej Polski [4]). Surowcem, na który w największym stopniu wpłynie realizacja celów redukcyjnych, będzie węgiel kamienny.

W świetle zaprezentowanych uwarunkowań wynikających z realizacji polityki klimatyczno-energetycznej UE, która wpływać będzie na krajowe zapotrzebowania na paliwa kopalne, celem opracowania jest analiza bilansu podaży-popytu węgla kamiennego wykorzystywanego do celów energetycznych w Polsce w horyzoncie 2040 roku. Realizacja tak sformułowanego celu, wymaga wykonania szeregu prac cząstkowych, które znajdują swoje odzwierciedlenie w planie opracowania.

W rozdziale pierwszym przeprowadzono analizę krajowej podaży węgla kamiennego. Dokonano oceny zdolności produkcyjnych krajowych kopalń w świetle aktualnie obowiązujących koncesji oraz scharakteryzowano wydobycie węgla do celów energetycznych. Przeanalizowano również obowiązujące regulacje prawne w kontekście decyzji dotyczących zamykania kopalń węgla kamiennego. Rozdział drugi poświęcony został analizie importu węgla energetycznego. W rozdziale trzecim zaprezentowane zostały scenariusze popytu na węgiel kamienny. Prognozy bilansu popytowo-podażowego zaprezentowane zostały w rozdziale czwartym. W rozdziale piątym przeanalizowano oraz porównano ceny węgla kamiennego wydobywanego w krajowych kopalniach oraz węgla importowanego. W podsumowaniu sformułowano najważniejsze wnioski i rekomendacje.

1 Poprawa efektywności energetycznej jest rozumiana jako redukcja wykorzystania energii w gospodarce do wytworzenia tej samej wartości PKB.

Przeprowadzona analiza stanowi punkt wyjścia do oceny podaży węgla kamiennego w kontekście podpisanej przez rząd Umowy Społecznej, będącej wynikiem porozumienia Międzyzwiązkowego Komitetu Protestacyjno-Strajkowego oraz delegacji rządowej w sprawie zasad i tempa transformacji górnictwa z września 2020 r. oraz regulującej zasady stopniowej likwidacji górnictwa węgla kamiennego (dalej: Porozumienie).

W celu ułatwienia lektury opracowania, w wybranych przypadkach wprowadzono terminologiczne uproszczenia. W branży górniczej (a w konsekwencji w tekście niniejszego opracowania) dla określenia produkcji finalnej używa się słowa „wydobycie”. Należy podkreślić, że oznacza ono *de facto* produkcję węgla handlowego, ponieważ „wydobycie” oznacza dosłownie mechaniczne oddzielenie kopaliny od calizny (eksploatacja) i wytransportowanie jej na powierzchnię. Wydobyty urobek przekształcany jest następnie wskutek przeróbki mechanicznej na węgiel handlowy. Eksploatacja, a następnie przeróbka, stanowią proces produkcyjny surowca mineralnego, w tym przypadku węgla kamiennego.

W Polsce produkowane są dwa podstawowe rodzaje węgla kamiennego: węgiel do celów energetycznych oraz węgiel koksowy, wykorzystywany w hutnictwie. Ponieważ opracowanie poświęcone jest węglowi kamiennemu do celów energetycznych, w tekście stosowane są jego słowne zamienniki, tj.: *węgiel energetyczny* lub *węgiel*. W innych przypadkach podane są pełne nazwy surowca, np. *węgiel koksowy*.



1. Podaż węgla kamiennego do celów energetycznych z polskich kopalń

Analiza zasobów węgla kamiennego i oszacowanie jego podaży wymaga wprowadzenia podstawowych pojęć z zakresu systemu klasyfikacji złóż, który stanowi podstawę oceny bazy zasobowej. Do wstępnej oceny złoża w systemach klasyfikacji złóż wykorzystywane są parametry, takie jak:

- miąższość, czyli grubość warstwy kopaliny (pokładu węgla),
- wartość opałowa węgla,
- parametry jakościowe, głównie zawartość siarki i popiołu oraz
- głębokość dokumentowania.

W polskich warunkach, definicja zasobów spełniających graniczne wartości parametrów definiujących złoża (zasoby bilansowe), sformułowana została w Ustawie Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 r. [5]. Definicja i aktualnie obowiązujące wartości kryteriów doprecyzowane zostały w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 1 lipca 2015 r. w sprawie dokumentacji geologicznej złoża kopaliny, z wyłączeniem złoża węglowodorów [6]. Kryteria te są następujące:

- maksymalna głębokość dokumentowania: 1250 m,
- minimalna miąższość warstwy węgla kamiennego w pokładzie wraz z przerostami o grubości do 30 cm: 0,6 m,
- minimalna średnia ważona wartość opałowa węgla kamiennego w pokładzie wraz z przerostami: 15 MJ/kg.

Spełnienie warunków bilansowości przez dane złoża nie jest równoznaczne z podjęciem decyzji o jego eksploatacji. Po opisanu zasobów i ich zarejestrowaniu dostęp do nich przydzielany jest spółkom górniczym na prawach koncesji. Wśród oszacowanych według przedmiotowej klasyfikacji zasobów bilansowych określa się zasoby nadające się do ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji, klasyfikowane jako zasoby przemysłowe (ang. *resources*) oraz wyłączone z eksploatacji, czyli zasoby nieprzemysłowe. Wolumen węgla przeznaczony do bezpośredniego wydobycia (wydobywalny) określany jest pojęciem zasobów operatywnych (ang. *reserves*) [7]. Opisane i sklasyfikowane w przedstawiony sposób zasoby są podstawą do opracowywania strategicznych planów wydobycia kopaliny i pozyskania surowca.

Należy zaznaczyć, że chociaż opisana metoda oceny złoża zwykle jest traktowana jako podstawowa, to z punktu widzenia oceny opłacalności inwestycji nie jest ona wystarczająca. Dla wykazania rentowności projektu, w celu zabezpieczenia źródeł finansowania, realna ocena wartości ekonomicznej projektu wykonywana jest z wykorzystaniem ustandaryzowanych, międzynarodowych systemów biznesowego wykazywania zasobów złóż funkcjonujących w ramach Komitetu Międzynarodowych Standardów Raportowania Zasobów Złóż Kopaliny (*Committee for Mineral Reserves International Reporting Standards*, CRIRSCO). Do najpopularniejszych należą m. in. australijski JORC, europejski PERC oraz kanadyjski instrument NI-43101 [8].

1.1. Ocena bieżących zdolności podaźowych krajowych kopalń w świetle obowiązujących koncesji

Na podstawie zidentyfikowanych złóż formułowane są zdolności wydobywcze, co w konsekwencji prowadzi do określenia teoretycznej² żywotności kopalń. Dostępne zasoby określa się zwykle dla dwóch przypadków: udokumentowanego złoża oraz okresu ważności koncesji [9].

Całkowite udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego (zgodnie z raportem Państwowego Instytutu Geologicznego pt. Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce według stanu na 31.12.2020 r.) wynoszą 64,4 mld ton [10]. W tym wolumenie, węgle do celów energetycznych stanowią blisko 71% zasobów (typ 31–33), a węgle koksowe (typ 34 i 35 oraz pozostałe) – około 28%. Niewiele ponad 1% zasobów stanowią węgle innego typu. Zasoby złóż obecnie zagospodarowanych stanowią około 44% zasobów bilansowych i wynoszą 28,4 mld ton. Z kolei wielkość zasobów przemysłowych złóż zagospodarowanych (ang. *resources*), czyli zasoby bilansowe, których eksploatacja może być ekonomicznie uzasadniona (określane na podstawie czasu aktualnych koncesji wydobywczych) wynosi około 4,8 mld ton [10].

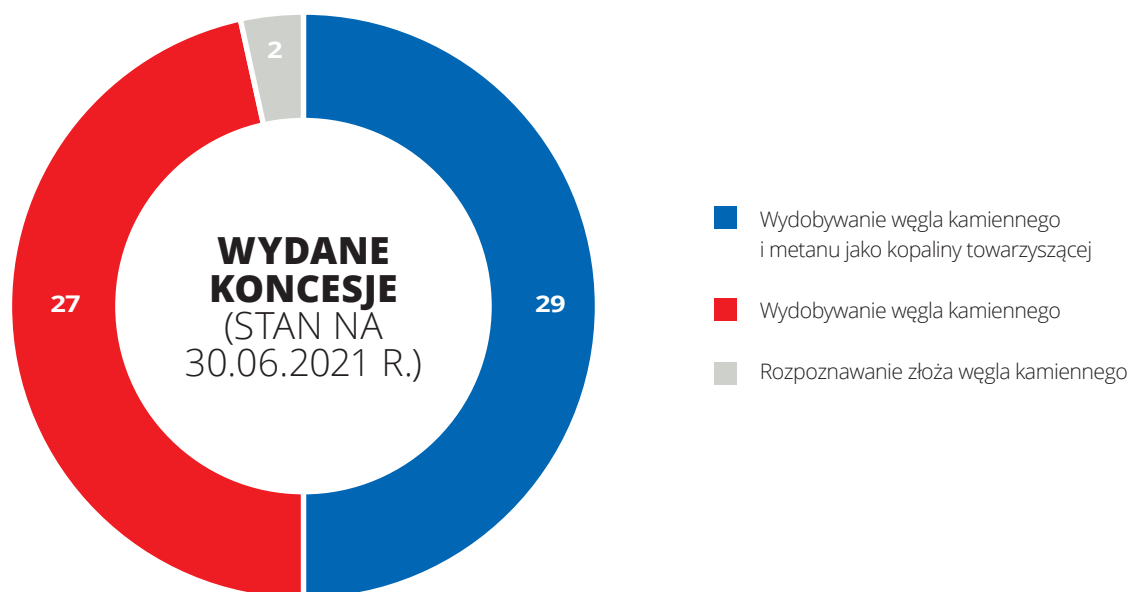
Poszukiwanie i rozpoznanie złóż węgla kamiennego oraz eksploatacja kopaliny są działalnościami koncesjonowanymi. Aktualnie koncesje Ministerstwa Klimatu i Środowiska na wydobycie węgla kamiennego posiada 12 spółek wydobywczych, tj.:

- Polska Grupa Górnicza S.A. (dalej: PGG S.A.),
- Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. (dalej: JSW S.A.),
- Lubelski Węgiel Bogdanka S.A. (dalej: LW Bogdanka S.A.),
- TAURON Wydobycie S.A. (dalej: TWd S.A.),
- Przedsiębiorstwo Górnicze Silesia Sp. z o.o. (dalej: PG Silesia Sp. z o.o.),
- Węglkokoks Kraj Sp. z o.o.,
- Zakład Górniczy Siltech Sp. z o.o. (dalej: ZG Siltech Sp. z o.o.),
- Zakład Górniczy EKO-PLUS Sp. z o.o. (dalej: ZG EKO-PLUS Sp. z o.o.),
- Karbonia S.A.,
- Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A.,
- Nexano Minerals Sp. z o.o.,
- Brzezinka Sp. z o.o. S.K.A.

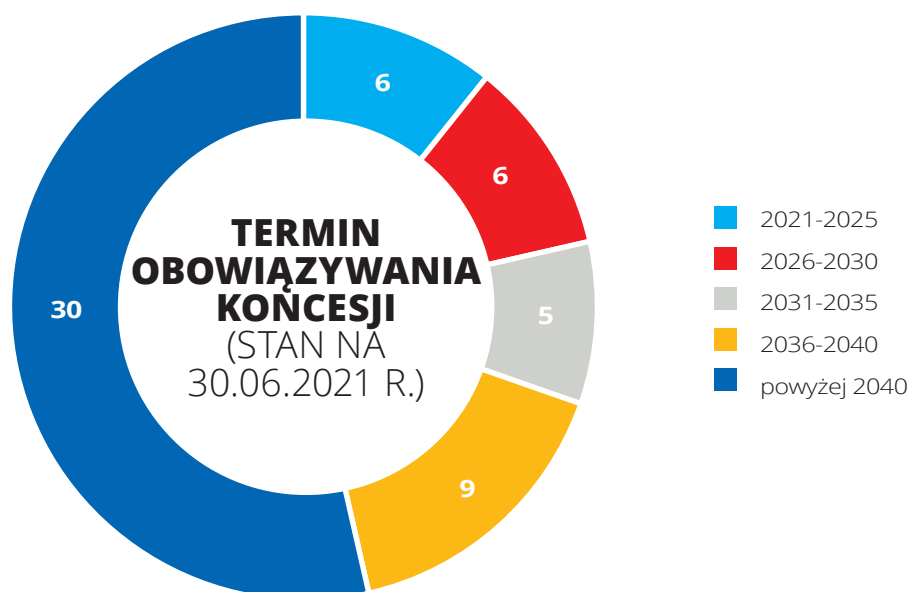
Łączna liczba koncesji na wydobywanie węgla kamiennego oraz wydobywanie węgla kamiennego i metanu jako kopaliny towarzyszącej wynosi 56 (stan na 30.06.2021 r.). Udzielono również dwóch koncesji na rozpoznawanie złóż węgla kamiennego (Rys. 1). Analizując terminy aktualnych koncesji na wydobywanie węgla kamiennego (Rys. 2) należy zauważyć, że w ciągu najbliższych lat wygasa jedynie kilka z nich. W okresie 2021–25 sytuacja taka dotyczy sześciu koncesji.

2 W przypadku zmiany rocznego wolumenu wydobycia omawiana żywotność może ulec wydłużeniu lub skróceniu; na termin zakończenia eksploatacji mają wpływ również inne czynniki (np. koszty wydobycia, sytuacja polityczno-gospodarcza, ceny węgla na rynkach światowych, etc.).

RYS. 1. LICZBA WYDANYCH KONCESJI – STAN NA 30.06.2021 R.
NA PODSTAWIE: [11]



RYS. 2. TERMIN OBOWIĄZYWANIA KONCESJI – STAN NA 30.06.2021 R.
NA PODSTAWIE: [11]

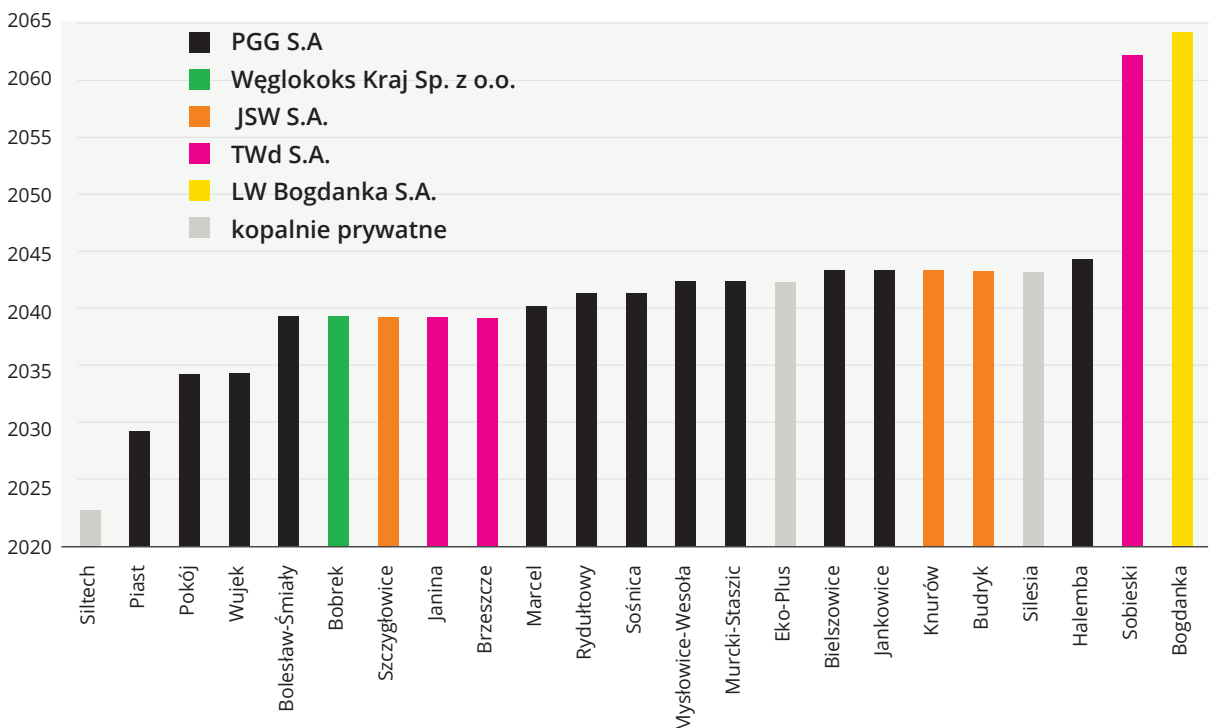


Jeszcze kilka lat temu kwestia wygasających koncesji w sektorze górnictwa węgla kamiennego była istotnym problemem dla kopalń. Skutkiem powyższego, dla utrzymania ciągłości wydobywania, zdecydowano się na zmianę przepisów w obszarze koncesji, czego beneficjentami były spółki węglowe. Nowelizacja ustawy Prawo geologiczne i górnicze z 2018 r. znacznie przyspieszyła procedury przedłużania i uzyskiwania koncesji wydobywczych. Przyjęte zmiany wprowadziły przyspieszony tryb akceptacji wniosku przy przedłużaniu koncesji. Obecnie decyzja o przedłużeniu koncesji może być wydana po uzyskaniu opinii odpowiedniego organu (wójta, burmistrza, prezydenta miasta, etc.) właściwego ze względu na miejsce wykonywania działalności, bez konieczności prowadzenia postępowania administracyjnego w tej sprawie. Dodatkowe ułatwienia dla spółek górniczych obejmują m.in. ograniczenie potencjalnego czasu przeznaczonego na zgłaszanie uwag dla właścicieli terenów (gmin, powiatów) objętych koncesją, czy też nadanie decyzjom wydawanym przez samorząd charakteru opiniotwórczego, a nie obligatoryjnego. W przypadku jednorazowego przedłużenia terminu koncesji, zdecydowano o braku wymogu uzyskiwania decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych.

W czerwcu 2021 r. podjęto decyzję o nowelizacji ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w przedmiocie ochrony środowiska oraz oceny oddziaływania na środowisko. W nowelizacji uchylono możliwość jednorazowego przedłużenia koncesji na wydobywanie m.in. węgla kamiennego bez uzyskania decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych.

Na Rys. 3 przedstawiono zestawienie ważności koncesji posiadanych obecnie przez spółki górnicze potwierdzające, że wszystkie kopalnie, w których wydobywany jest węgiel kamienny do celów energetycznych posiadają koncesje na okres od kilku do kilkudziesięciu lat. Należy zaznaczyć, że duża liczba kopalń eksploatuje więcej niż jedno złożo [11].

RYS. 3. ZESTAWIENIE AKTUALNYCH KONCESJI WYDOBYWCZYCH, STAN NA 2020 R.
NA PODSTAWIE: [10], [11]



Część koncesji (m.in. dla złóż eksploatowanych przez KWK Ruda – Ruch Halemba, KWK Ruda – Ruch Bielszowice, KWK Pokój, KWK Mysłowice-Wesoła, KWK Piast-Ziemowit, KWK Murcki-Staszic) została przedłużona na okres 15 lub 25 lat pod koniec 2020 roku.

1.2. Wydobycie węgla kamiennego do celów energetycznych w Polsce

Zestawienie wielkości zasobów złóż oraz okresu udzielonej koncesji w połączeniu z danymi dotyczącymi średniego wydobycia kopalni umożliwia ocenę jej teoretycznej żywotności i przewidywanego okresu jej funkcjonowania (tj. okresu istnienia). Oczywiście dla zapewnienia ciągłości produkcji wymagane jest ponoszenie odpowiednich nakładów inwestycyjnych, co nie stanowi przedmiotu niniejszego opracowania. Obecnie, wydobycie węgla kamiennego do celów energetycznych w Polsce prowadzone jest w 17 kopalniach. Część z nich funkcjonuje jako kopalnie zespolone.

Polska Grupa Górnicza S.A. wydobywa węgiel energetyczny w typach 31.2, 32.1, 32.2 i 33 oraz węgiel koksowy w typach 34.1 i 34.2. Węgiel energetyczny wydobywany jest w:

- zespolonej Kopalni Węgla Kamiennego ROW składającej się z czterech zakładów: Ruch Marcel, Ruch Rydułtowy, Ruch Jankowice, Ruch Chwałowice;
- KWK Ruda złożonej z trzech zakładów: Ruch Bielszowice, Ruch Halemba i Ruch Pokój (w którym wydobycie ma być zakończone w 2021 r.);
- KWK Piast-Ziemowit składającej się z dwóch zakładów: Ruch Piast i Ruch Ziemowit;
- KWK Staszic-Wujek składającej się z dwóch zakładów: Ruch Murcki-Staszic i Ruch Wujek;
- kopalniach jednoruchowych: KWK Bolesław Śmiały, KWK Sośnica, KWK Mysłowice-Wesoła.

W Jastrzębskiej Spółce Węglowej S.A. węgiel energetyczny produkowany jest w kopalniach KWK Budryk oraz KWK Knurów-Szczygłowice. Należy jednak zaznaczyć, że w kopalniach JSW S.A. wydobywany jest przede wszystkim węgiel koksowy (typ 34 i 35).

TAURON Wydobycie S.A. posiada trzy kopalnie, tj.: ZG Janina, ZG Sobieski oraz ZG Brzeszcze. Węglkoks Kraj Sp. z o.o. wydobywa węgiel energetyczny w kopalni KWK Bobrek-Piekary – Ruch Bobrek. Węgiel energetyczny wydobywany jest również w kopalni LW Bogdanka S.A., a także w trzech kopalniach prywatnych: PG Silesia Sp. z o.o., ZG Siltech Sp. z o.o., Eko-Plus Sp. z o.o.

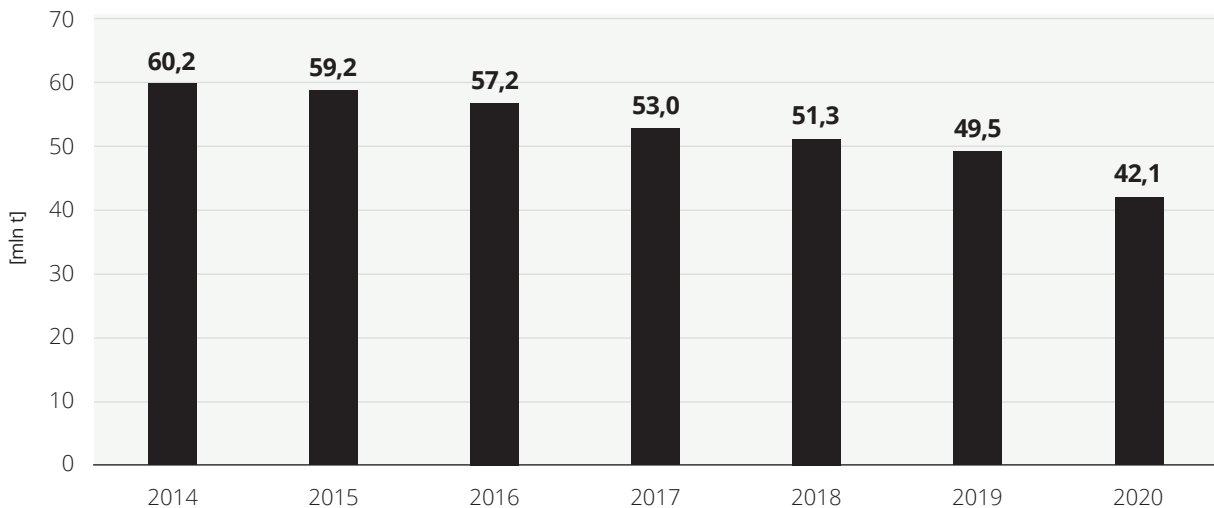
W Polsce, od wielu lat obserwowana jest redukcja wydobycia węgla kamiennego, co jest efektem pogarszających się warunków geologiczno-górnich eksploatacji oraz systematycznie rosnących kosztów produkcji. W konsekwencji, wydobycie w części kopalń jest wygaszane, a majątek przekazywany jest do Spółki Restrukturyzacji Kopalń. Wskutek tych działań oraz łączenia kopalń w zakłady wieloruchowe zmniejsza się także liczba kopalń.

Na Rys. 4 zaprezentowano wolumeny wydobycia węgla kamiennego w latach 2014–20. Analizując wydobycie węgla kamiennego w 2019 r.³ w porównaniu do 2014 r., można zaobserwować redukcję o 17,8% (10,7 mln ton). W 2020 r. krajowa produkcja węgla energetycznego wyniosła 42,1 mln ton, tj. o 18,1 mln ton (30,1%)

3 Porównano wydobycie w latach 2014–19 ze względu na niereprezentatywność danych w 2020 r. z powodu pandemii COVID-19.

mniej względem 2014 roku [12]. Oprócz generalnego trendu zmniejszania zapotrzebowania na węgiel, wpływ na redukcję wydobycia miała również pandemia COVID-19. Przed jej wystąpieniem krajowe spółki szacowały wolumen wydobycia węgla do celów energetycznych na poziomie około 50 mln ton w 2020 roku. Większość spółek informowała jednak o zrewidowaniu planów produkcyjnych w tym okresie.

RYS. 4. WYDOBYCIE WĘGLA ENERGETYCZNEGO W POLSCE W LATACH 2014–20.
NA PODSTAWIE: [12]



1.3. Decyzje dotyczące wygaszania wydobycia w kopalniach

W chwili obecnej podstawowymi dokumentami stanowiącymi fundament krajowej polityki energetycznej są Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (dalej: PEP2040) [4] oraz Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–30 [13]. Wspólną oś obu dokumentów stanowi promocja odnawialnych źródeł energii i zmniejszanie roli węgla w gospodarce.

Dla realizacji celów związanych z redukcją wykorzystania węgla w gospodarce, rząd podjął rozmowy ze stroną społeczną na temat warunków likwidacji kopalń. W konsekwencji, dla przeprowadzenia rzetelnej oceny żywotności zakładów górniczych oraz analizy możliwości podaży węgla kamiennego do celów energetycznych, należy uwzględnić zapowiedzi wygaszania wydobycia w podpisanej przez rząd Umowie Społecznej będącej wynikiem porozumienia Międzyzwiązkowego Komitetu Protestacyjno-Strajkowego oraz delegacji rządowej [14]. Porozumienie to reguluje przede wszystkim zasady oraz tempo transformacji górnictwa, tj. określa zasady stopniowej likwidacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce.

Ustalony harmonogram zamykania kopalń przewiduje całkowite zaprzestanie wydobycia węgla do 2049 roku. Chociaż właściwe porozumienie podpisano ostatecznie w maju 2021 r., wymaga ono zgody Komisji Europejskiej na udzielenie pomocy publicznej, w tym na dopłaty do bieżącej produkcji dla sektora górnictwa węgla kamiennego.

Daty zamykania poszczególnych kopalń zostały zaprezentowane w Tab. 1. Z przedstawionych informacji wynika, że przy założeniu planowej realizacji podpisanego Porozumienia, dla części kopalń będzie wymagane przedłużenie aktualnej koncesji. Dotyczy to następujących Ruchów: Marcel, Rydułtowy, Janów, Chwałowice i Piast.

TAB. 1. TERMINY OBOWIĄZYWANIA KONCESJI ORAZ LIKWIDACJI KOPALŃ WĘGLA KAMIENNEGO WYNIKAJĄCE Z POROZUMIENIA DLA POSZCZEGÓLNYCH KOPALŃ/RUCHÓW W POLSCE

Nr	Kopalnia / Ruch	Termin zakończenia bieżącej koncesji	Termin likwidacji kopalni/Ruchu wg Porozumienia
Polska Grupa Górnicza S.A.			
KWK ROW			
1.	Ruch Marcel	2041	2046
2.	Ruch Rydułtowy	2042	2043
3.	Ruch Jankowice	2044	2049
4.	Ruch Chwałowice	2040	2049
KWK Ruda			
5.	Ruch Halemba	2045	2034
6.	Ruch Pokój	2035	2021
7.	Ruch Bielszowice	2044	2023
KWK Piast-Ziemowit			
8.	Ruch Piast	2030	2035
9.	Ruch Ziemowit	2044	2037
KWK Murcki-Wujek			
10.	Ruch Murcki-Staszic	2043	2039
11.	Ruch Wujek	2035	2021
12.	KWK Bolesław Śmiały	2040	2028
13.	KWK Sośnica	2042	2029
14.	KWK Mysłowice-Wesoła	2043	2041
Węglokoks Kraj Sp. z o.o.			
KWK Bobrek-Piekary			
1.	Ruch Bobrek	2040	2040
Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.			
KWK Knurów-Szczygłowice			
1.	Ruch Knurów	2044	-
2.	Ruch Szczygłowice	2044	-
3.	KWK Budryk	2044	-
TAURON Wydobywanie S.A.			
1.	ZG Janina ⁴	2040	- ⁵
2.	ZG Sobieski ⁴	2063	- ⁵
3.	ZG Brzeszcze	2040	- ⁵
Lubelski Węgiel Bogdanka S.A.			
1.	KWK Bogdanka	2065	-
Kopalnie prywatne			
1.	PG Silesia	2044	-
2.	ZG Siltech	2023	-
3.	Eko-Plus	2043	-

KWK – Kopalnia Węgla Kamiennego, ZG – Zakład Górniczy, PG – Przedsiębiorstwo Górnicze

4 Od 2022 roku ZG Janina oraz ZG Sobieski mają funkcjonować jako kopalnia zespólna.

5 W przesłanej 19 stycznia 2021 r. do rządu propozycji Umowy Społecznej strona związkowa wskazała sugerowane daty zamknięcia kopalni TWd S.A. (ZG Brzeszcze: 2040 r.; ZG Janina/Sobieski: 2049 r.), ostatecznie nie znalazły się one w Porozumieniu.

1.4. Scenariusze podaży węgla kamiennego do celów energetycznych

W Tab. 2 przedstawiono wolumen wydobycia węgla energetycznego w 2019 r. stanowiący podstawę określenia podaży węgla kamiennego do celów energetycznych. Jak wspomniano, ze względu na ograniczenie wydobycia spowodowane pandemią COVID-19, dane dotyczące wydobycia w 2020 r. nie są w pełni reprezentatywne do wykonywania tego rodzaju analiz. Do oceny podaży w perspektywie lat 2021–49 przyjęto więc średni poziom wydobycia poszczególnych kopalń w 2019 roku. W założeniach uwzględniono jednak korekty planów, zgodnie z opublikowanymi informacjami dotyczącymi aktualizacji strategii poszczególnych spółek górniczych, tj.: PGG S.A., LW Bogdanka S.A., JSW S.A., Węglokoks Kraj Sp. z o.o. oraz TWd S.A.

TAB. 2. WYDOBYCIE WĘGLA W POSZCZEGÓLNYCH SPÓŁKACH W 2019 R.

Spółka	Wydobycie węgla kamiennego ogółem [tys. ton]	Wydobycie węgla energetycznego ogółem [tys. ton]	Udział węgla energetycznego [%]
PGG S.A.	29 500	27 600	93,56
LW Bogdanka S.A.	9 400	9 400	100,00
JSW S.A.	14 800	4 600	31,08
Węglokoks Kraj Sp. z o.o.	2 200	2 200	100,00
TWd S.A.	3 900	3 900	100,00
Pozostałe	1 800	1 800	100,00
RAZEM	61 600	49 500	80,36
w tym: węgiel koksowy	12 100		

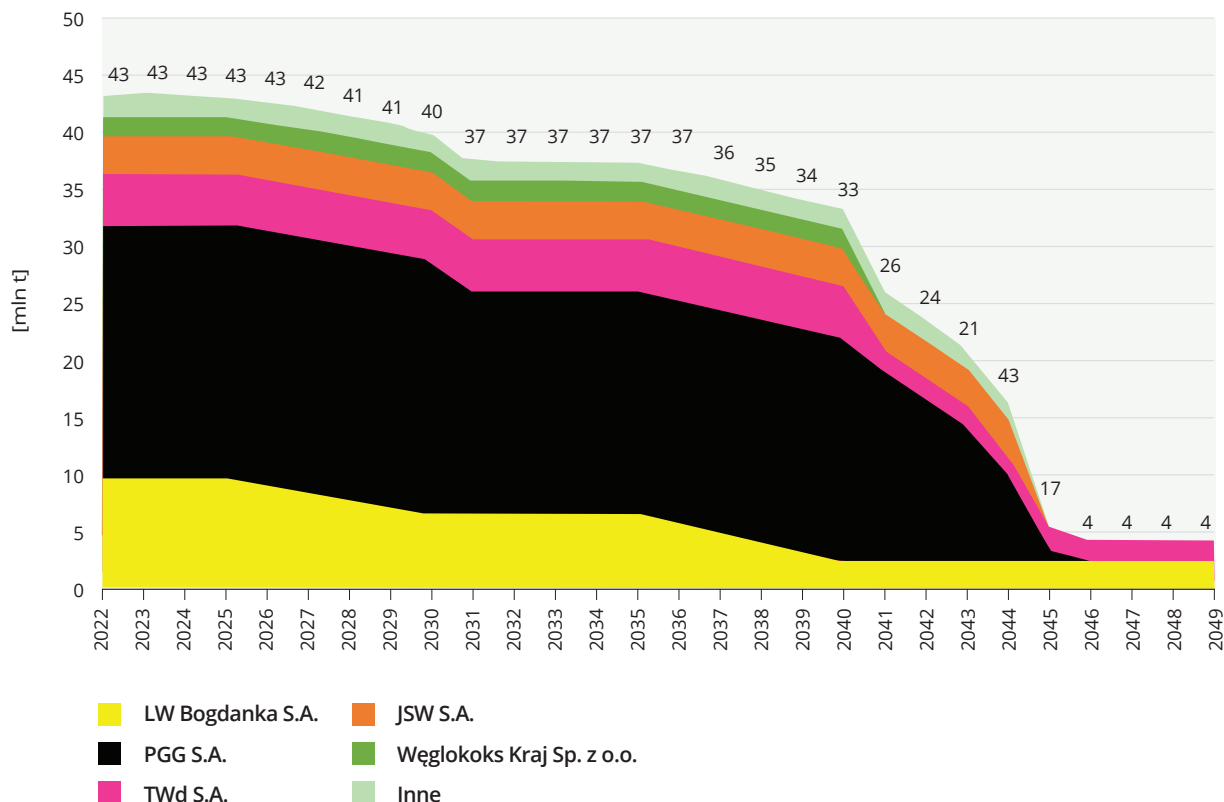
Zaproponowano dwa scenariusze prognozy podaży krajowego węgla kamiennego do celów energetycznych.

1. Scenariusz KONCESJE (dalej: S_KON) – w którym założono, że eksploatacja w poszczególnych kopalniach będzie prowadzona do roku wynikającego z ważności koncesji, przy uwzględnieniu wystarczalności zasobów w eksploatowanych złożach.
2. Scenariusz POROZUMIENIE (dalej: S_POR) – w którym założono, że eksploatacja w poszczególnych kopalniach będzie prowadzona do roku wynikającego z Umowy Społecznej. Ze względu na zapisy umowy założono wydłużenie terminów aktualnie obowiązujących koncesji dla Ruchów: Marcel, Rydułtowy, Jankowice, Chwałowice i Piast.

Analiza podaży węgla wskazuje, że w scenariuszu S_KON roczny wolumen produkowanego surowca pozostawałby na względnie stałym poziomie wynoszącym około 40 mln ton do 2030 roku. W latach 2031–35 nastąpiłaby nieznaczna redukcja rocznego wydobycia (do wartości 37 mln ton) oraz nieco większa w latach 2036–40 (do około 33 mln ton). Dopiero po 2041 r., w związku z zakończeniem terminu obowiązywania wielu koncesji, obserwowany byłby drastyczny spadek produkcji, co w konsekwencji doprowadziłoby do osiągnięcia po 2045 r. wolumenu na poziomie 4–5 mln ton (Rys. 5).

Prognozę podaży wykonano przyjmując wolumen produkcji na obecnym poziomie, z uwzględnieniem korekt planów wskazanych przez spółki. Aktualne koncesje umożliwiają prowadzenie wydobywania w złożach eksploatowanych przez spółki LW Bogdanka oraz TAURON Wydobywanie aż do 2049 roku; nieco wcześniej nastąpi zakończenie ważności koncesji dla złóż eksploatowanych przez pozostałe spółki.

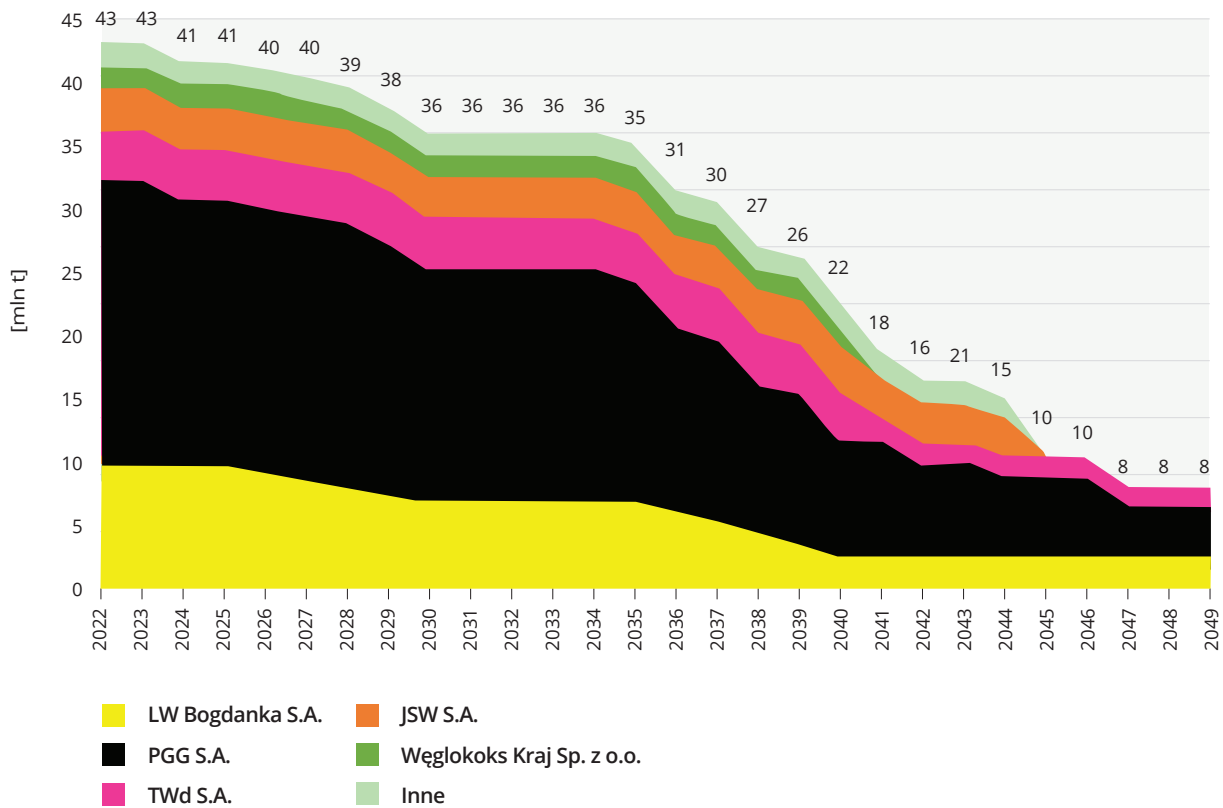
RYS. 5. PROGNOZA PODAŻY WĘGLA DO CELÓW ENERGETYCZNYCH W SCENARIUSZU S_KON.



W scenariuszu S_POR obserwowana jest znacząca redukcja wolumenu produkcji węgla po 2035 roku. Do tego czasu zauważalny jest umiarkowany trend spadkowy. Roczne wydobywanie węgla wyniosłoby 35 mln ton w 2035 r., 22 mln ton w 2040 r., natomiast w latach 2045–49 kształtowałoby się na poziomie 8–10 mln ton (Rys. 6).

Podobnie jak w scenariuszu S_KON, podstawowym źródłem podaży krajowego węgla są złoża eksploatowane obecnie przez PGG S.A. Niemniej jednak, harmonogram wygaszania eksploatacji w kopalniach przyjęty w Porozumieniu znacząco ogranicza roczne wolumeny produkcji tej spółki. Finalnie, oprócz kopalni należący do PGG S.A., do 2049 r. zakładana jest eksploatacja złóż w kopalniach spółek LW Bogdanka oraz TAURON Wydobywanie.

**RYS. 6. PROGNOZA PODAŻY WĘGLA DO CELÓW ENERGETYCZNYCH
W SCENARIUSZU S_POR.**

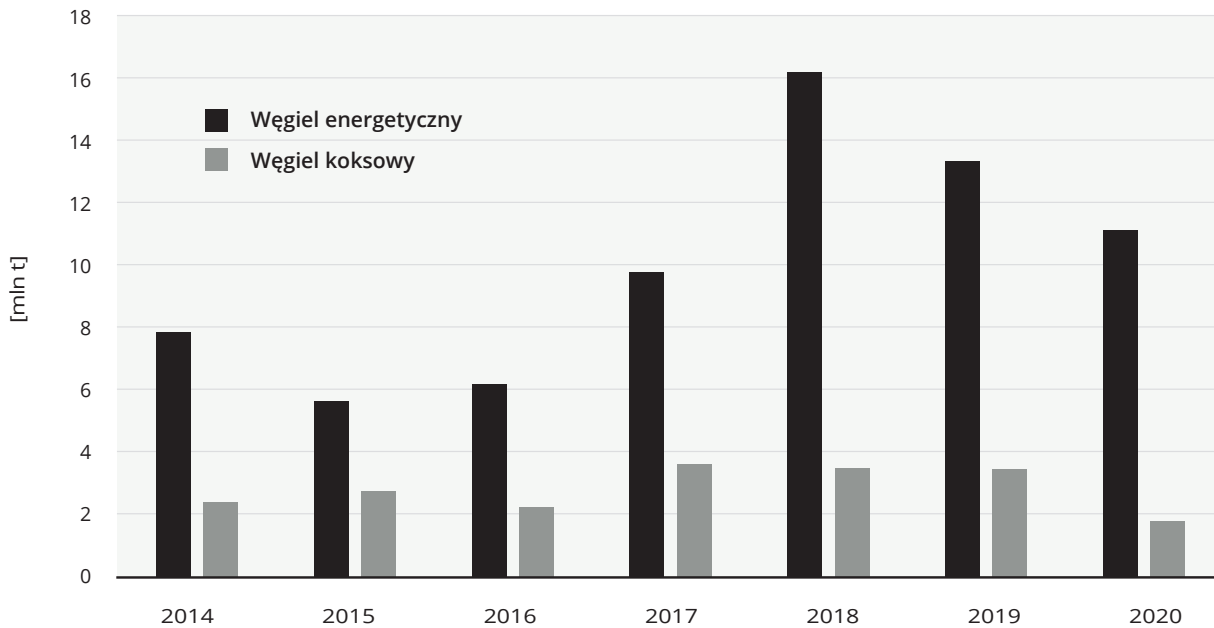




2. Import węgla energetycznego do Polski

W przeszłości Polska była znaczącym eksporterem węgla kamiennego na arenie międzynarodowej. W ostatnich latach wolumen dostaw węgla do Polski jest jednak wyższy od eksportu [15]. Importowany jest przede wszystkim węgiel do celów energetycznych (Rys. 7).

RYS. 7. IMPORT WĘGLA ENERGETYCZNEGO I KOKSOWEGO.
NA PODSTAWIE: [15], [16] (DANE IZBY ADMINISTRACJI SKARBOWEJ)

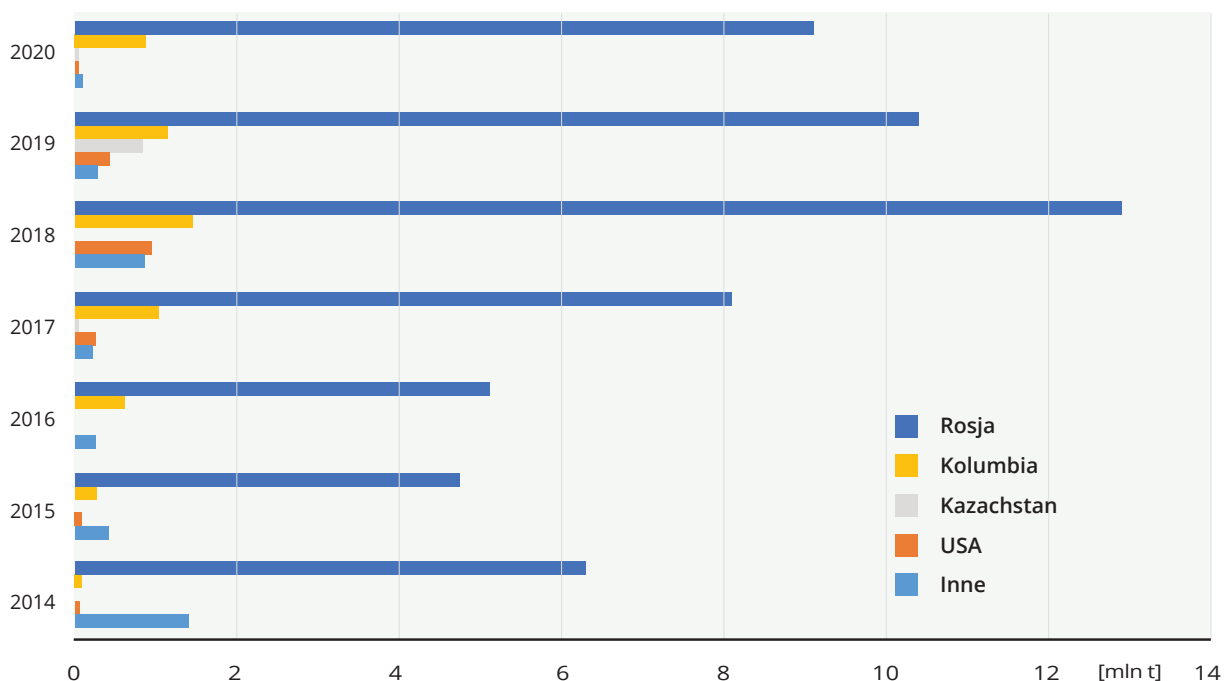


2.1. Kierunki importu węgla do celów energetycznych

Węgiel energetyczny jest obecnie importowany do Polski przede wszystkim z Rosji oraz Kolumbii. Ponadto w ostatnich latach dostawy realizowane były m.in. z USA, Kazachstanu, Czech, Australii i Mozambiku. Import realizowany jest drogą morską oraz drogą lądową. W 2020 r. głównym dostawcą węgla z importu była Rosja, skąd trafiło do kraju 9,1 mln ton tego surowca (82% całkowitych dostaw węgla do celów energetycznych). Wolumen dostaw z Kolumbii wyniósł 0,9 mln ton (8% całkowitych dostaw węgla energetycznego).

Struktura udziału głównych dostawców w 2020 r. nie zmieniła się znacząco w porównaniu z 2019 r., w którym do Polski sprowadzono 10,4 mln ton węgla energetycznego z Rosji (79% całkowitego wolumenu) oraz blisko 1,2 mln ton z Kolumbii (9% całkowitego wolumenu). Szczegółową strukturę dostaw węgla energetycznego do Polski w ostatnich latach przedstawiono na Rys. 8.

RYS. 8. KIERUNKI DOSTAW WĘGLA DO CELÓW ENERGETYCZNYCH W LATACH 2014–20. NA PODSTAWIE: [15], [16] (DANE IZBY ADMINISTRACJI SKARBOWEJ)



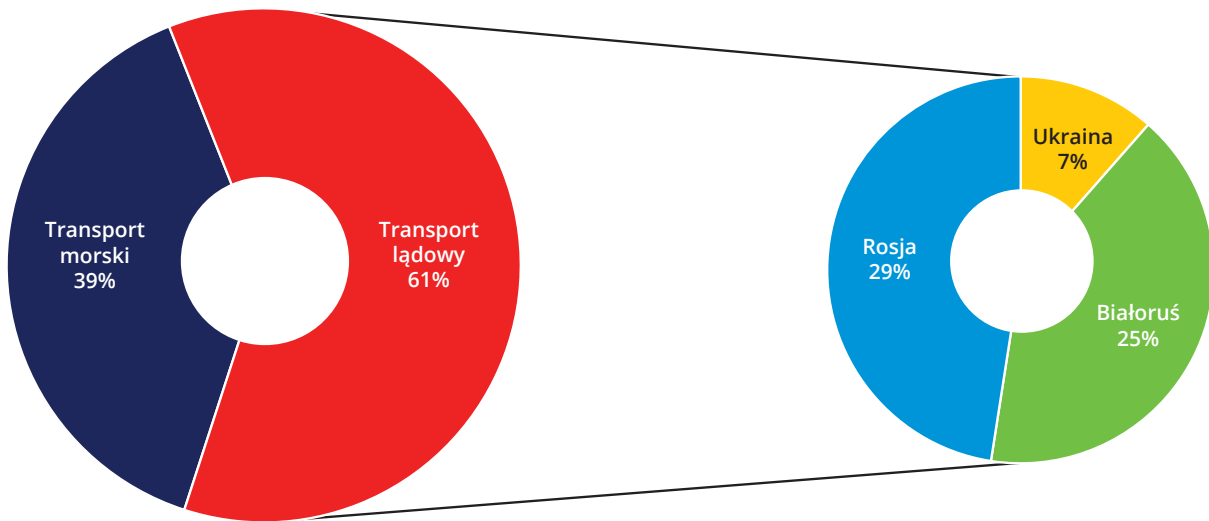
Podstawowym sposobem dostaw węgla do Polski jest transport lądowy. Niemniej jednak w ostatnich latach nastąpił zauważalny wzrost importu drogą morską. W latach 2014–15, 20% dostaw było realizowanych w taki sposób. Natomiast w okresie 2018–20 udział ten wyniósł już 40% (Rys. 9).

Import węgla drogą morską realizowany jest głównie przez port w Gdańsku (26% dostaw węgla energetycznego w 2020 r.). Istotną rolę w krajowym systemie transportu węgla kamiennego pełnią porty morskie w Gdyni i Świnoujściu oraz – w mniejszym stopniu – port w Szczecinie. Dostawy o mniejszych wolumenach realizowane są również do portów w Elblągu oraz Policach.

Podstawowym hubem morskim dedykowanym do odbioru dostaw węgla kamiennego w Europie są porty ARA (Amsterdam, Rotterdam i Antwerpia). Surowiec transportowany jest przede wszystkim statkami *capsize*, o nośności (DWT) przekraczającej 150 tys. ton (np. z Kolumbii i RPA) oraz *panamax*, o nośności (DWT) w zakresie 65–80 tys. ton (np. z Rosji i USA, ale również z Kolumbii i RPA).

Ograniczeniem przy imporcie węgla jest zazwyczaj infrastruktura portu oraz droga transportu. Do krajowych portów morskich najczęściej dopływają statki typu *panamax* oraz mniejsze jednostki. Należy jednak zwrócić uwagę, że w kraju istnieje również możliwość rozładunku statków typu *capsize* (m.in. dostawy węgla z Kolumbii do Portu Północnego).

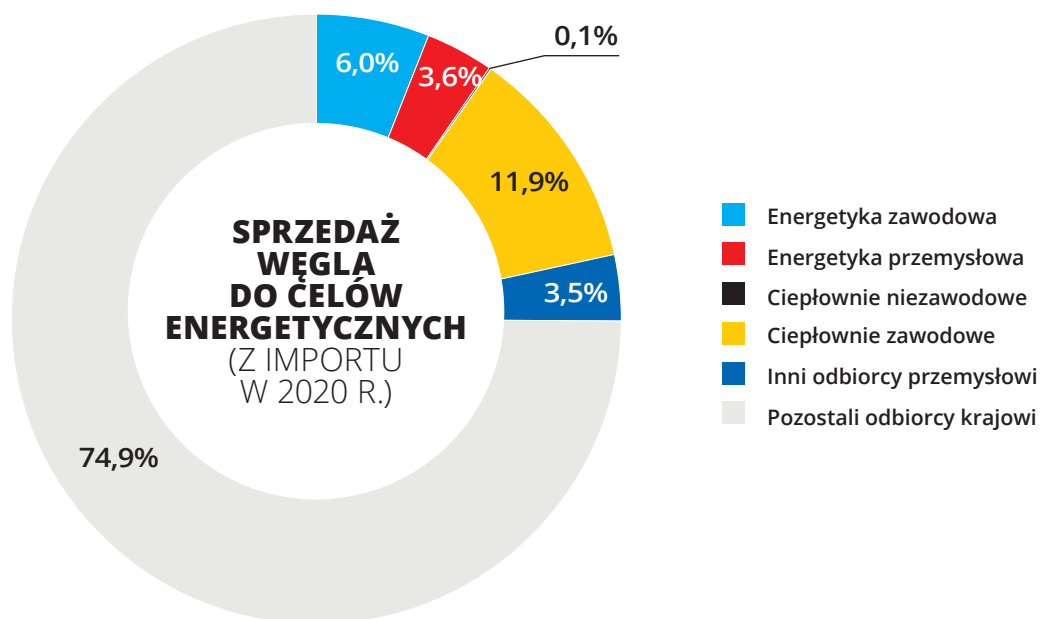
RYS. 9. KIERUNKI DOSTAW WĘGLA DO CELÓW ENERGETYCZNYCH DO POLSKI W 2020 R. NA PODSTAWIE: [15]



Import węgla kamiennego drogą lądową prowadzony jest przez około dwadzieścia przejść granicznych. Realizowany jest on głównie z kierunku wschodniego. Surowiec, ze względu na różnicę w rozmiarze osi torów kolejowych, rozładowywany jest na przygranicznych terminalach przeładunkowych. Wyjątkiem jest przejście graniczne w Hrubieszowie, skąd do terminalu w Sławkowie (woj. śląskie), biegnie Linia Hutnicza Szerokotorowa (LHS), o długości 395 km. Największe wolumeny importowanego węgla sprowadzane są przez przejście graniczne Braniewo-Mamonowo (Rosja) oraz Terespol-Brześć, z terminalem w Małaszewiczach (Białoruś). W 2020 r., z całkowitego wolumenu importu węgla do celów energetycznych do Polski, około 29% przetransportowane zostało przez Braniewo i około 13% przez Terespol/Małaszewicze.

Importowany do Polski węgiel kierowany jest głównie do grupy, która jest określana w statystykach publicznych jako pozostali odbiorcy krajowi. Należą do niej przede wszystkim gospodarstwa domowe, budynki użyteczności publicznej, a także rolnictwo. W 2020 r. do grupy tej sprzedano około 75% całkowitego wolumenu importowanego węgla (Rys. 10); były to zazwyczaj sortymenty średnie.

Pozostałą grupę odbiorców – ze względu na niską zawartość siarki w importowanym węglu – stanowiły ciepłownie oraz energetyka zawodowa. Sprowadzany węgiel kierowany jest również do energetyki przemysłowej, a także do innych odbiorców przemysłowych. Nieznaczne wolumeny importowanego surowca są również sprzedawane do ciepłowni niezawodowych. Jednym z kluczowych czynników wpływających na atrakcyjność węgla importowanego jest – zazwyczaj – jego niższa cena w porównaniu do węgla krajowego.

**RYS. 10. KIERUNKI SPRZEDAŻY WĘGLA DO CELÓW ENERGETYCZNYCH
POCHODZĄCEGO Z IMPORTU W 2020 R. NA PODSTAWIE: [15]**

2.2. Ceny węgla importowanego

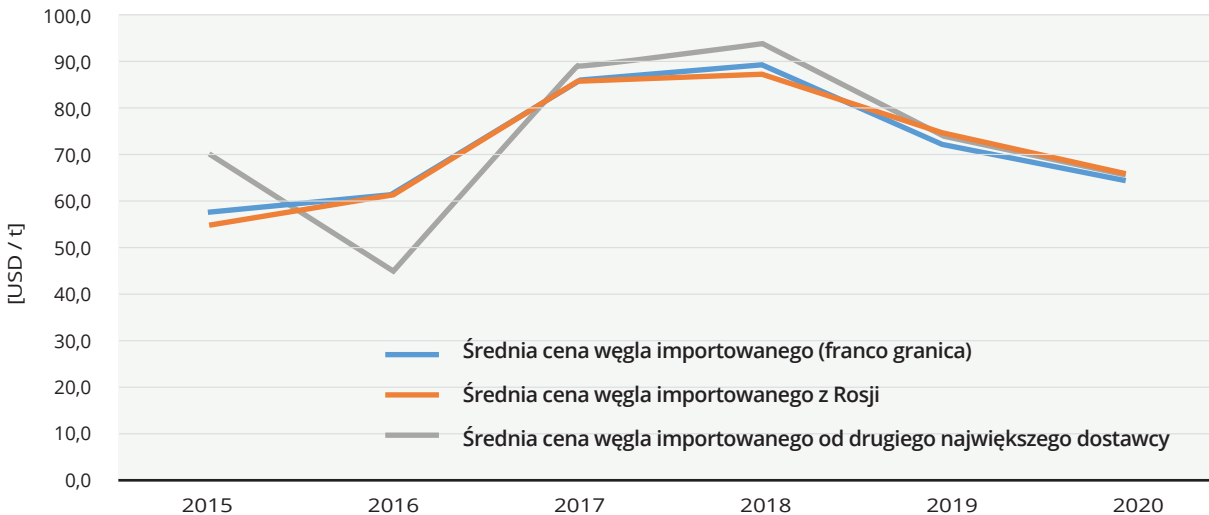
W analizach międzynarodowych cen węgla wykorzystuje się tzw. indeksy cenowe, które odnoszą się do ustandaryzowanej jakości surowca. Na rynku europejskim podstawowym wskaźnikiem jest indeks API2 informujący o transakcjach realizowanych w portach ARA (Amsterdam, Rotterdam i Antwerpia) w formule CIF (*Cost, Insurance & Freight*) dla węgla o następujących parametrach [17]:

- wartość opałowa w stanie roboczym: 6000 kcal/kg (około 25,1 MJ/kg),
- zawartość siarki: poniżej 1%,
- zawartość popiołu: 11–15%,
- zawartość wilgoci: 11–15%,
- zawartość części lotnych: 22–27%,
- uziarnienie: 0–50 mm.

Osobnym zagadnieniem jest wyznaczenie ceny w imporcie węgla z Rosji; głównego eksportera węgla na rynek polski. Ceny węgla FOB (*Free on Board*) na Morzu Bałtyckim są ściśle powiązane z cenami ustalonymi na warunkach CIF ARA. Analiza cen węgla rosyjskiego wskazuje, że od lat są one o około 4–5% niższe od cen węgla energetycznego notowanego w portach ARA. Skutkiem powyższego, dostawcy z Rosji uzyskują przewagę konkurencyjną nad pozostałymi głównymi importerami (Kolumbia, RPA, USA). W konsekwencji, przy korzystnej jakości węgla rosyjskiego, kraj ten jest jednym z głównych dostawców węgla zarówno do portów ARA, jak i na rynek polski.

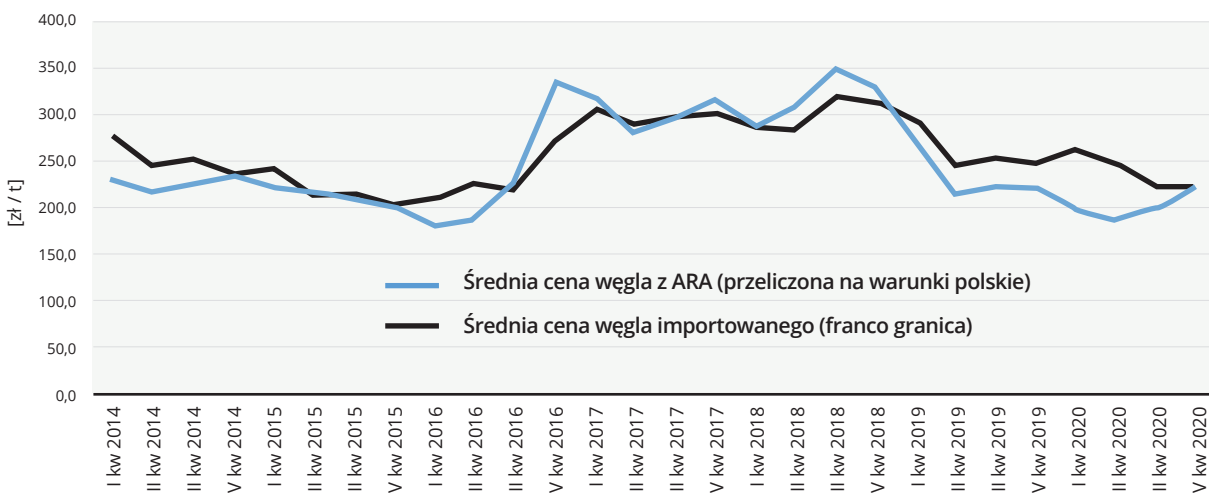
Analiza średnich cen węgla energetycznego w imporcie do Polski wskazuje, że są one silnie skorelowane z ceną zakupu węgla rosyjskiego (Rys. 11). Węgiel z kierunku wschodniego stanowi od lat około 80% dostaw. Skutkiem powyższego, cena węgla rosyjskiego ma kluczowy wpływ na kształtowanie się średniej ceny surowca sprowadzanego do Polski. Cena zakupu tego surowca od innych znaczących dostawców (w analizowanych latach były to Kolumbia oraz Czechy) nie różni się znacząco.

RYS. 11. ŚREDNIE CENY WĘGLA DO CELÓW ENERGETYCZNYCH IMPORTOWANEGO DO POLSKI (FRANCO GRANICA) OD NAJWIĘKSZYCH DOSTAWCÓW W LATACH 2015–20. NA PODSTAWIE: [15]



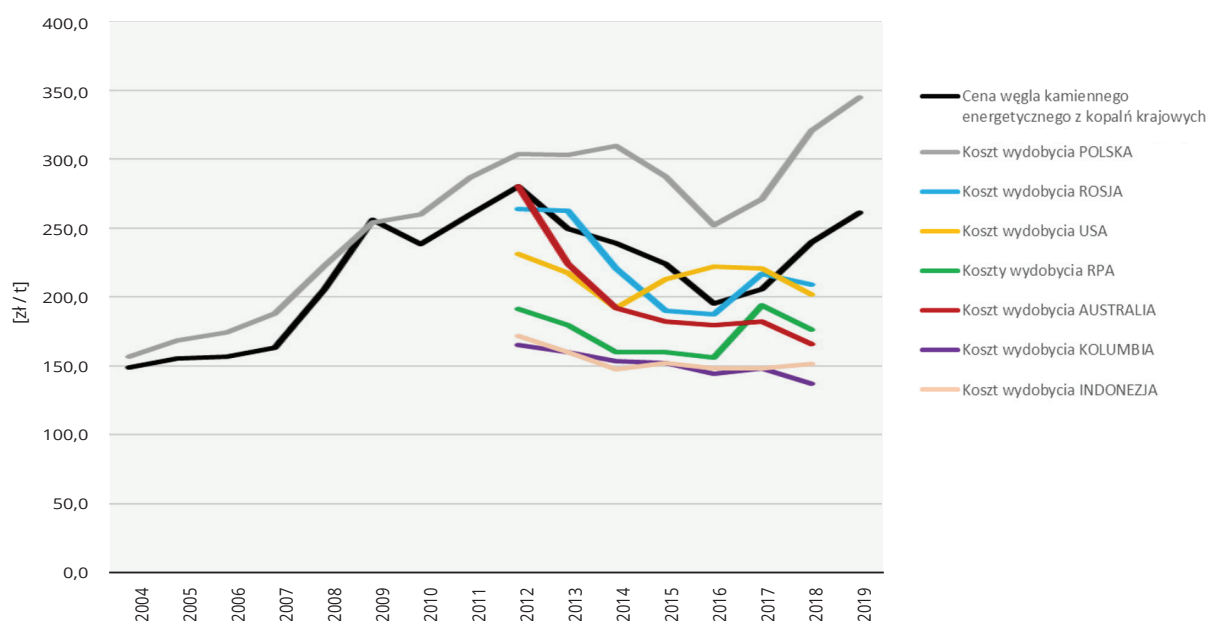
Porównanie indeksu cen CIF ARA oraz cen węgla do celów energetycznych na granicy kraju (franco granica) (Rys. 12) potwierdza wysoką konkurencyjność cenową węgla z kierunków wschodnich w ostatnich latach. Ceny węgla z Rosji są najczęściej dostosowywane do indeksu CIF ARA, będącego wyznacznikiem ceny na rynku europejskim.

RYS. 12. ŚREDNIE CENY WĘGLA IMPORTOWANEGO (FRANCO GRANICA) ORAZ CENY WĘGLA Z PORTÓW ARA (PRZELICZONE NA WARUNKI POLSKIE) W LATACH 2014–20. NA PODSTAWIE: [15]



Warto podkreślić, że uzyskiwana cena sprzedaży krajowego węgla energetycznego nie pokrywała w ostatnich latach kosztów jego wydobywania i przeróbki. W konsekwencji prowadziło to do ujemnych wyników finansowych krajowych spółek węglowych. Średni koszt wydobywania jednej tony węgla kamiennego w Polsce, w porównaniu do kosztów produkcji tego surowca w wybranych krajach (głównych eksporterach węgla na rynki światowe) jest zdecydowanie niekorzystny dla krajowego górnictwa (Rys. 13). Wynika to m.in. z różnic w warunkach eksploatacji. W Polsce wydobywanie jest nawet na głębokościach poniżej 1000 metrów w trudnych warunkach geologiczno-górnictwowych. W innych krajach eksploatacja prowadzona jest na głębokościach bliższych powierzchni lub metodą odkrywkową, co skutkuje niższymi kosztami wydobywania.

RYS. 13. ŚREDNI KOSZT WYDOBYCIA TONY WĘGLA KAMIENNEGO W POLSCE NA TLE WYBRANYCH KRAJÓW. NA PODSTAWIE [12], [18]–[20]





3. Zapotrzebowanie na węgiel kamienny do celów energetycznych

Scenariusze zapotrzebowania na węgiel kamienny do celów energetycznych zostały opracowane na podstawie danych i informacji opublikowanych: (a) w dokumencie Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku, (b) w raporcie pt. Czyste ciepło 2030, stanowiącym podstawę opracowywanej obecnie przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska Strategii dla ciepłownictwa oraz (c) na witrynach internetowych Głównego Urzędu Statystycznego i Agencji Rynku Energii. Przy opracowaniu scenariuszy zapotrzebowania na węgiel, główny akcent został położony na realizację celów PEP2040 w zakresie wykorzystania węgla kamiennego.

3.1. Cele Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku – rola węgla

Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku została przyjęta przez Radę Ministrów 3 lutego 2021 roku. Główne cele sformułowane w tym dokumencie dotyczą między innymi ograniczenia wykorzystania węgla kamiennego jako paliwa do produkcji energii elektrycznej. Wolumen produkcji energii elektrycznej z węgla przedstawiono w dwóch scenariuszach, w zależności od prognozowanych cen uprawnień do emisji CO₂ [4]:

- w scenariuszu wysokim, w którym prognozowana cena uprawnień jest niższa, maksymalny udział produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego⁶ wynosi 56%;
- w scenariuszu niskim, który charakteryzuje się odpowiednio wyższą prognozą cen uprawnień do emisji CO₂, maksymalny udział produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego wynosi 37,5%.

Kolejnym elementem PEP2040 dotyczącym wykorzystania węgla kamiennego jest strategia jego użytkowania w sektorze drobnych odbiorców. Jako cel przyjęto odejście od spalania tego paliwa w gospodarstwach domowych: w miastach do 2030 r., a na obszarach wiejskich do 2040 roku. W dokumencie zaproponowano również cel promocji węgla z krajowych kopalń, który sformułowano jako dążenie do pokrycia zapotrzebowania własnymi zasobami [4].

3.2. Scenariusze popytu na węgiel do celów energetycznych

Mając na uwadze cel opracowania oraz dostępne dane o zapotrzebowaniu na węgiel w energetyce i ciepłownictwie, zostały sformułowane trzy scenariusze popytu na węgiel energetyczny:

1. Wysokiego zapotrzebowania (dalej: S_WYS) – w którym zapotrzebowanie obniża się z 54 mln ton w 2022 r. do 23 mln ton w 2040 r. (Rys. 14).
2. Niskiego zapotrzebowania (dalej: S_NIS) – w którym zapotrzebowanie obniża się z 51 mln ton w 2022 r. do 12 mln ton w 2040 r. (Rys. 15).
3. Minimalnego zapotrzebowania (dalej: S_MIN) – w którym zapotrzebowanie obniża się z 46 mln ton w 2022 r. do 11 mln ton w 2040 r. (Rys. 16).

6 Przyjęte w PEP2040 cele dotyczą produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego łącznie, w obliczeniach uwzględniono wyłącznie zapotrzebowanie na węgiel kamienny.

Węgiel do produkcji energii elektrycznej

Podstawę przygotowania założeń dla scenariuszy S_WYS oraz S_NIS stanowią projekcje wysokiego oraz niskiego zapotrzebowania na węgiel do produkcji energii elektrycznej według PEP2040. W scenariuszu S_WYS zużycie węgla kamiennego do celów energetycznych obliczono zgodnie z przyjętym założeniem maksymalnego 56-procentowego zużycia węgla ogółem. Dla scenariusza S_NIS zużycie obliczono przyjmując założenie 37-procentowego zużycia węgla ogółem w produkcji energii elektrycznej w 2030 r. oraz 11-procentowego w 2040 roku. Scenariusz S_MIN stanowi autorską prognozę najniższego zapotrzebowania na węgiel. Założono w nim przyspieszone odstawienia bloków elektrowni węglowych, na podstawie sprawozdania Ministra Klimatu i Środowiska z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej z lipca 2021 r. [21] oraz publicznie dostępnych informacji spółek energetycznych dotyczących wygaszania jednostek wytwórczych zasilanych węglem kamiennym.

Węgiel do produkcji ciepła

Zapotrzebowanie na węgiel do produkcji ciepła przyjęto zgodnie z prognozami opublikowanymi w raporcie pt. Czyste ciepło 2030: Strategia dla ciepłownictwa [22], bazujących na założeniach zaprezentowanych w PEP2040. W dalszych analizach uwzględniono trzy z czterech prognoz przedstawionych we wspomnianym raporcie, dotyczących zużycia węgla kamiennego do produkcji ciepła w energetyce, ciepłownictwie i przez odbiorców indywidualnych. Wszystkie zakładają odejście od spalania węgla kamiennego w źródłach systemowych do 2050 r. oraz rezygnację ze spalania węgla kamiennego w źródłach niesystemowych odpowiednio w [22]:

- 2040 r. – w scenariuszu minimum,
- 2035 r. – w scenariuszu efektywnościowym,
- 2030 r. – w scenariuszu dekarbonizacyjnym.

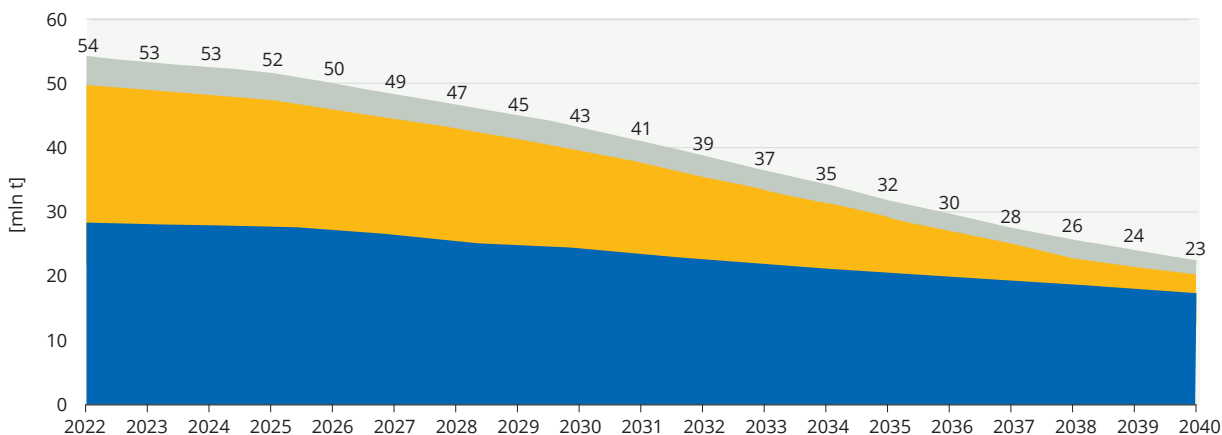
Założenia zaprezentowane w raporcie Czyste ciepło 2030 zostały zaimplementowane do scenariuszy opracowanych na potrzeby niniejszego opracowania w sposób następujący:

- S_WYS – rezygnacja ze spalania węgla w źródłach niesystemowych w 2040 r.,
- S_NIS – rezygnacja ze spalania węgla w źródłach niesystemowych w 2035 r.,
- S_MIN – rezygnacja ze spalania węgla w źródłach niesystemowych w 2030 r.

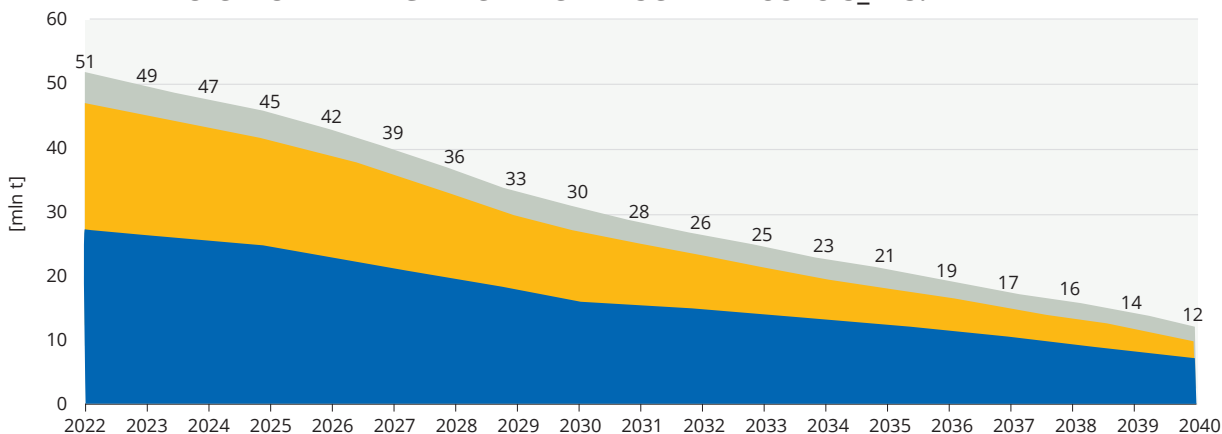
Pozostałe sektory

Zapotrzebowanie na węgiel do celów energetycznych w pozostałych sektorach (przemysł, transport i rolnictwo) oszacowano na podstawie raportu Głównego Urzędu Statystycznego pt. Zużycie paliw i nośników energii w 2019 roku [23]. Ze względu na epidemię COVID-19 zdecydowano o przyjęciu wartości bazowych dla 2021 r. zgodnie z wartościami z 2019 roku. W kolejnych latach założono odpowiednią redukcję zużycia węgla energetycznego. Wolumen zapotrzebowania w 2040 r. jest niższy o 50% względem roku bazowego.

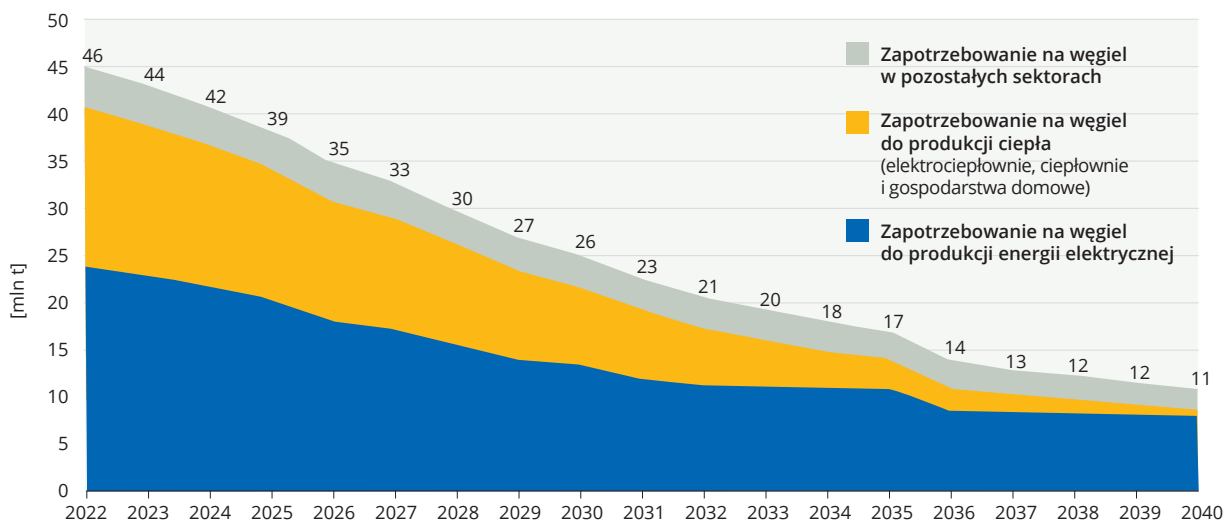
RYS. 14. PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA WĘGIEL DO CELÓW ENERGETYCZNYCH W SCENARIUSZU S_WYS.



RYS. 15. PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA WĘGIEL DO CELÓW ENERGETYCZNYCH W SCENARIUSZU S_NIS.



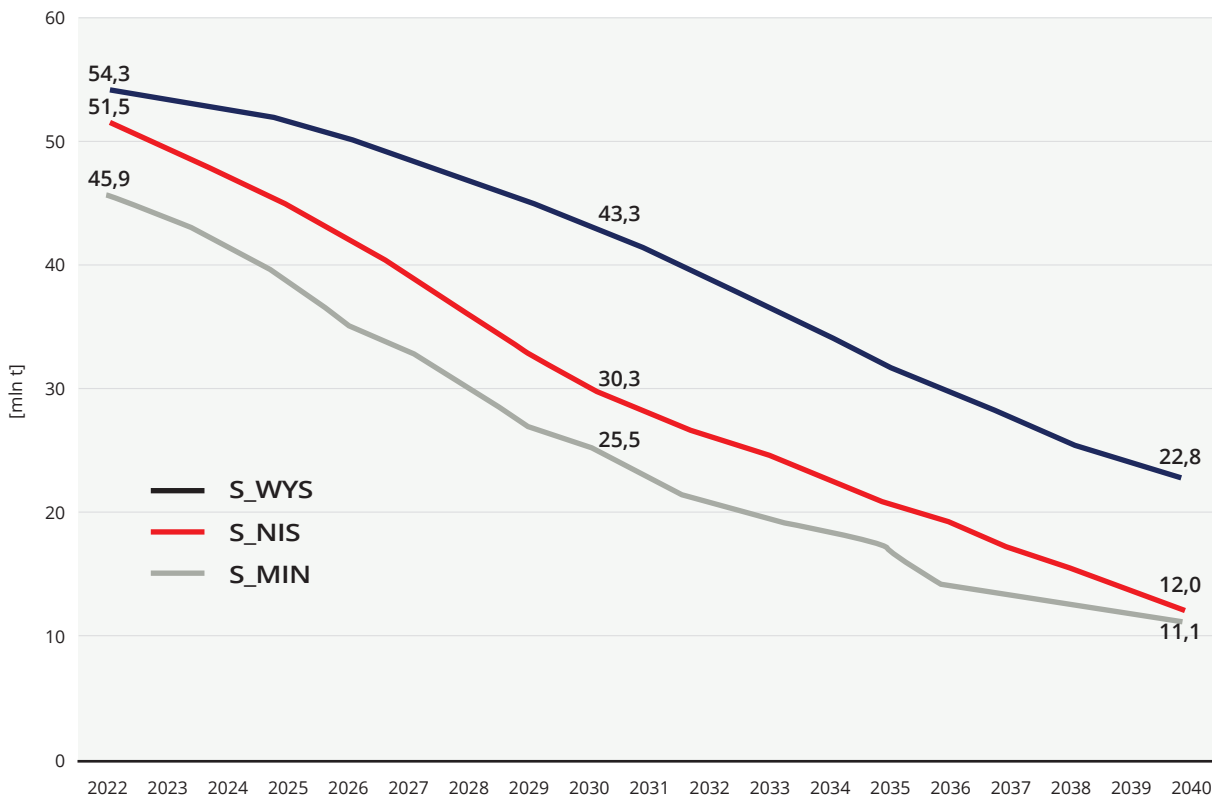
RYS. 16. PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA WĘGIEL DO CELÓW ENERGETYCZNYCH W SCENARIUSZU S_MIN.



We wszystkich rozważanych scenariuszach przyjęto, że końcowym rokiem prognozy jest 2040 r., co jest zgodne z horyzontem aktualnej Polityki Energetycznej Polski.

Na Rys. 17 zaprezentowano zapotrzebowanie na węgiel kamienny w trzech analizowanych scenariuszach. W scenariuszu S_WYS zużycie węgla kamiennego obniża się z 54,3 mln ton w roku bazowym (2022) do 43,3 mln ton w 2030 r. i do 22,8 mln ton w 2040 roku. W scenariuszu S_NIS redukcja zapotrzebowania ma bardziej dynamiczny charakter; w 2030 r. zapotrzebowanie wynosi 30,3 mln ton, a w 2040 roku 12 mln ton. W scenariuszu S_MIN redukcja popytu w najbliższej dekadzie ma najbardziej dynamiczny przebieg. W 2030 r. zapotrzebowanie na węgiel do celów energetycznych wynosi 25,5 mln ton, a w 2040 roku 11,1 mln ton.

RYS. 17. PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA NA WĘGIEL DO CELÓW ENERGETYCZNYCH W ANALIZOWANYCH SCENARIUSZACH.





4. Prognoza bilansu podażowo-popytowego węgla kamiennego do celów energetycznych

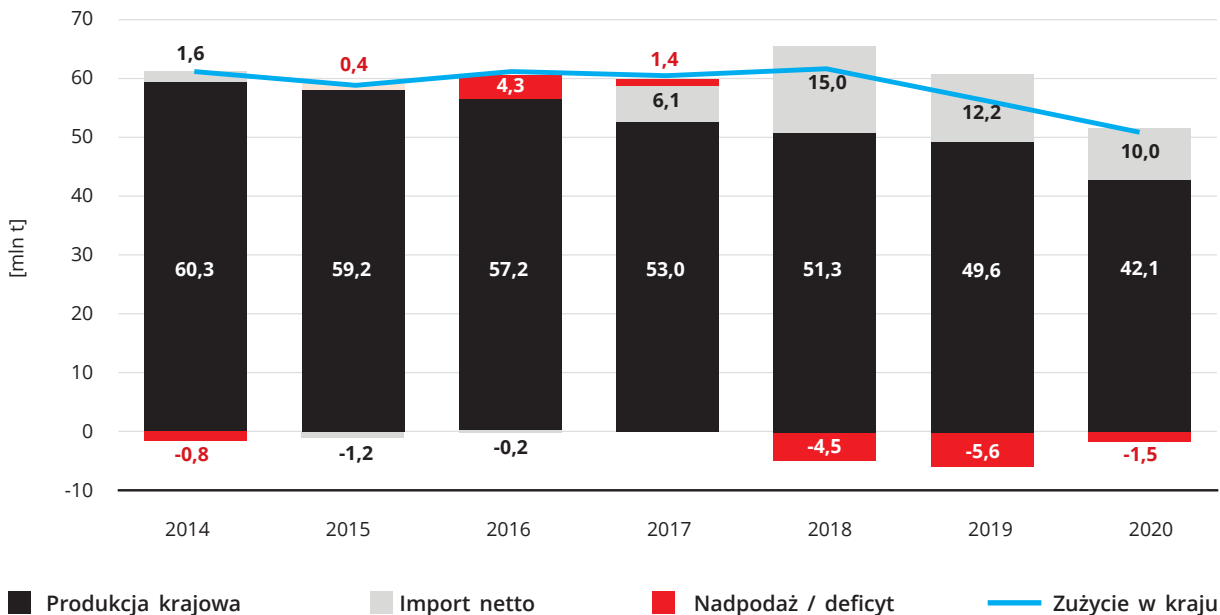
Dane podażowe i popytowe niezbędne do wykonania bilansów zostały scharakteryzowane w poprzednich rozdziałach opracowania, w szczególności:

1. Prognozy podaży węgla kamiennego do celów energetycznych w dwóch scenariuszach: S_KON oraz S_POR (rozdział 1).
2. Dane dotyczące wolumenów importu oraz eksportu (rozdział 2).
3. Prognozy krajowego zapotrzebowania na węgiel w trzech scenariuszach: S_WYS, S_NIS oraz S_MIN (rozdział 3).

Historyczne bilanse podażowo-popytowe węgla kamiennego w Polsce w latach 2014–20 zostały zaprezentowane na Rys. 18. Na bilans podażowo-popytowy składają się następujące elementy:

- komponenty podażowe – czyli produkcja krajowa oraz import netto (obliczony jako różnica między importem a eksportem),
- komponent popytowy – czyli zużycie krajowe,
- saldo⁷ – czyli nadpodaż lub deficyt, interpretowany jako wzrost lub spadek stanu zapasów.

RYS. 18. HISTORYCZNE BILANSE PODAŻOWO-POPYTOWE WĘGLA KAMIENNEGO W POLSCE W UJĘCIU ROCZNYM W LATACH 2014–20.
NA PODSTAWIE: [15], [24], [25]



⁷ Ze względu na prezentację danych na wykresie, nadpodaż zaprezentowano ze znakiem ujemnym, a deficyt ze znakiem dodatnim.

W niniejszym raporcie bilanse popytowo-podażowe opracowano dla wariantów:

1. podaży krajowej wraz z importem⁸ (dalej: W_KRAJ_IMP),
2. podaży krajowej bez uwzględnienia importu (dalej: W_KRAJ).

Na podstawie tak sformułowanych założeń względem konstrukcji bilansów popytowo-podażowych, przeprowadzono obliczenia wolumenów nadpodaży lub deficytu krajowego węgla kamiennego do celów energetycznych w Polsce, gdzie:

- a. nadpodaż zdefiniowano jako sytuację, w której podaż (krajowa lub łączna z importem) jest wyższa niż zapotrzebowanie,
- b. deficyt zdefiniowano jako sytuację, w której podaż (krajowa lub łączna z importem) jest niższa niż zapotrzebowanie.

Należy wyjaśnić, że pomimo redukcji zużycia węgla kamiennego pochodzącego z importu, jego wykorzystanie w Polsce jest wciąż wysokie. Standardem dla węgla energetycznego w handlu międzynarodowym jest węgiel o uziarnieniu 0-50 mm. Węgiel importowany, zużywany jest przede wszystkim przez odbiorców indywidualnych. Istotnym parametrem jakościowym, który warunkuje utrzymanie importu (głównie z kierunków wschodnich) jest również niska zawartość siarki. Węgiel taki jest zużywany głównie w ciepłowniach i elektrociepłowniach.

W krajowych kopalniach produkcja jest nastawiona na pozyskiwanie sortymentów miałowych kierowanych do energetyki zawodowej. Brak jest odpowiedniej ilości węgla o niskim zasiarczeniu, dlatego węgiel o takiej charakterystyce jakościowej jest wciąż importowany. Skutkiem powyższego wariant podaży uwzględniający średni import netto jest w niniejszej analizie traktowany jako bazowy. Mając jednak na uwadze realizację celu PEP2040 dotyczącego promocji krajowych zasobów, przeprowadzono również obliczenia dla wariantu pokrycia zapotrzebowania na węgiel jedynie przy wykorzystaniu zasobów własnych, bez importu surowca.

W wariantcie podaży W_KRAJ_IMP, tj. węgla krajowego i importowanego, opracowano sześć scenariuszy bilansu popytowo-podażowego (Tab. 3). Nazwy scenariuszy bilansu są tożsame z nazwami scenariuszy podaży oraz popytu zaprezentowanymi w poprzednich rozdziałach. Rozwinięcie skrótów zestawione jest również w wykazie skrótów i symboli, który został zamieszczony na początku opracowania.

Analogicznie, przeanalizowano sześć scenariuszy bilansu popytowo-podażowego dla wariantu podaży W_KRAJ (węgiel krajowy bez importu) (Tab. 4).

8 Jako wartość bazową przyjęto średni poziom importu netto z lat 2014-20, który wynosił 6,2 mln ton.

TAB. 3. PORÓWNANIE SCENARIUSZY W WARIANCIE PODAŻY KRAJOWEJ Z IMPORTEM (W_KRAJ_IMP)

Scenariusze podaży Scenariusze popytu	Podaż	
	S_KON	S_POR
S_WYS	S_WYS_KON_KRAJ_IMP	S_WYS_POR_KRAJ_IMP
S_NIS	S_NIS_KON_KRAJ_IMP	S_NIS_POR_KRAJ_IMP
S_MIN	S_MIN_KON_KRAJ_IMP	S_MIN_POR_KRAJ_IMP

TAB. 4. PORÓWNANIE SCENARIUSZY W WARIANCIE PODAŻY KRAJOWEJ BEZ IMPORTU (W_KRAJ)

Scenariusze podaży Scenariusze popytu	Podaż	
	S_KON	S_POR
S_WYS	S_WYS_KON_KRAJ	S_WYS_POR_KRAJ
S_NIS	S_NIS_KON_KRAJ	S_NIS_POR_KRAJ
S_MIN	S_MIN_KON_KRAJ	S_MIN_POR_KRAJ

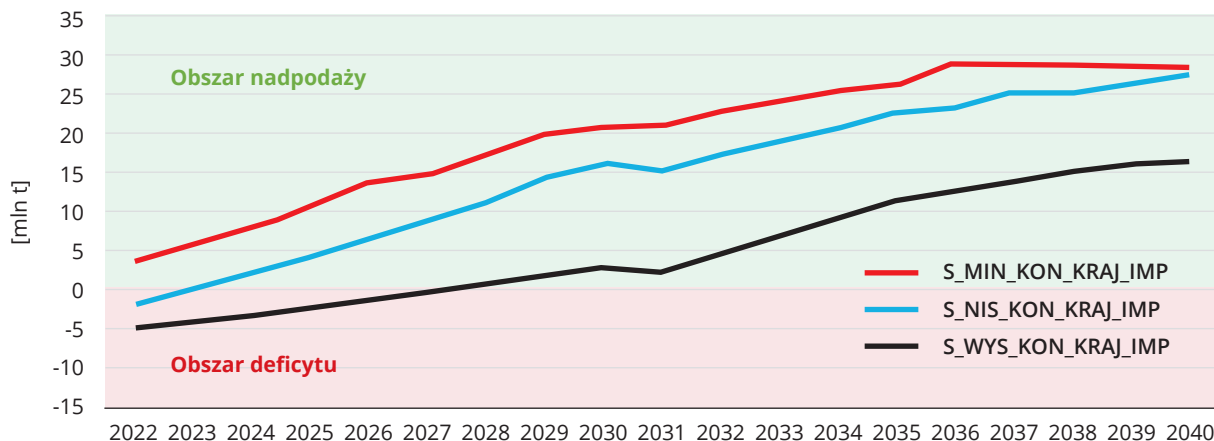
4.1. Wariant podaży krajowej z importem

Wyniki obliczeń dla wariantu podaży krajowej z importem (W_KRAJ_IMP) przedstawiono na Rys. 19 i Rys. 20. Dla scenariuszy, w których założono wydobycie zgodnie z obowiązującymi koncesjami (Rys. 19), ryzyko wystąpienia deficytów węgla energetycznego w Polsce jest niskie. Nadpodaż węgla występuje natomiast w każdym analizowanym scenariuszu.

W przypadku scenariusza zakładającego wysokie zapotrzebowanie (S_WYS_KON_KRAJ_IMP) nadpodaż pojawia się w 2028 roku. Dla pozostałych scenariuszy, już w 2025 r. nadpodaż wynosi odpowiednio: 4,3 mln ton (S_NIS_KON_KRAJ_IMP) oraz 10 mln ton (S_MIN_KON_KRAJ_IMP). W kolejnych latach (2026–30) roczna nadpodaż wynosi średnio około 1 mln ton węgla (S_WYS_KON_KRAJ_IMP), ponad 11 mln ton (S_NIS_KON_KRAJ_IMP) oraz 17 mln ton (S_MIN_KON_KRAJ_IMP). Gwałtowny wzrost nadpodaży widoczny jest w latach 2031–40.

W końcowym okresie analizy roczna nadpodaż na poziomie prawie 17 mln ton występuje w scenariuszu S_WYS_KON_KRAJ_IMP, a dla scenariuszy z odpowiednio niższym wolumenem zapotrzebowania wynosi ona 27,5 mln ton (S_NIS_KON_KRAJ_IMP) oraz 28 mln ton (S_MIN_KON_KRAJ_IMP).

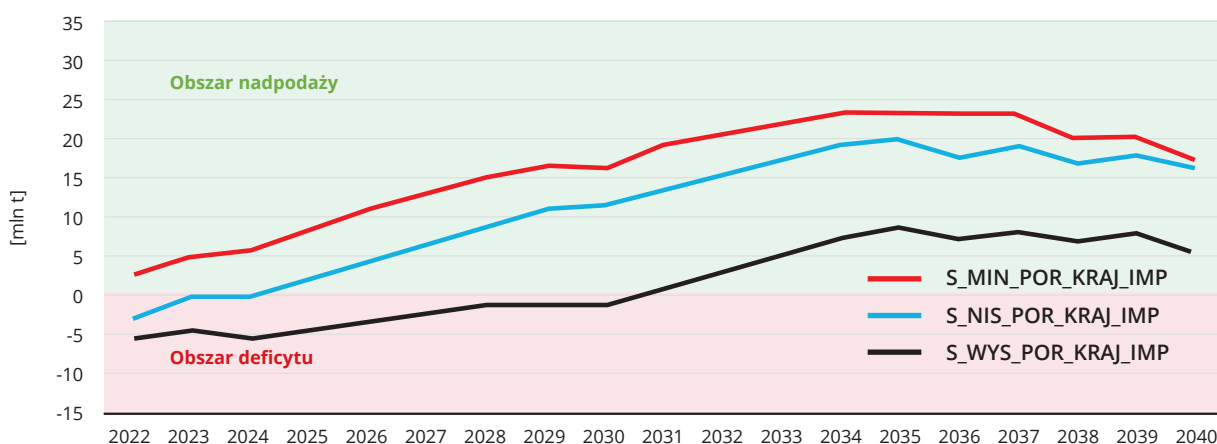
RYS. 19. BILANSE POPYTOWO-PODAŻOWE W WARIANCIE PODAŻY KRAJOWEJ Z IMPORTEM (W_KRAJ_IMP).



Przy założeniu eksploatacji złóż w kopalniach zgodnie z podpisanym Porozumieniem, nadpodaż również występuje we wszystkich analizowanych scenariuszach (Rys. 20). Sytuacja ta w scenariuszu S_MIN_POR_KRAJ_IMP występuje już od początku okresu analizy. W pozostałych scenariuszach nadpodaż występuje odpowiednio w 2025 r. (S_NIS_POR_KRAJ_IMP) oraz w 2031 r. (S_WYS_POR_KRAJ_IMP).

We wszystkich scenariuszach w latach 2031–35 obserwowany jest gwałtowny wzrost nadpodaży. W całym okresie analizy (2022–40) średni wolumen nadpodaży wynosi odpowiednio: 1,6 mln ton/rok (S_WYS_POR_KRAJ_IMP), 11,4 mln ton/rok (S_NIS_POR_KRAJ_IMP) oraz 16,2 mln ton/rok (S_MIN_POR_KRAJ_IMP).

RYS. 20. BILANSE POPYTOWO-PODAŻOWE W WARIANCIE PODAŻY KRAJOWEJ Z IMPORTEM (W_KRAJ_IMP).



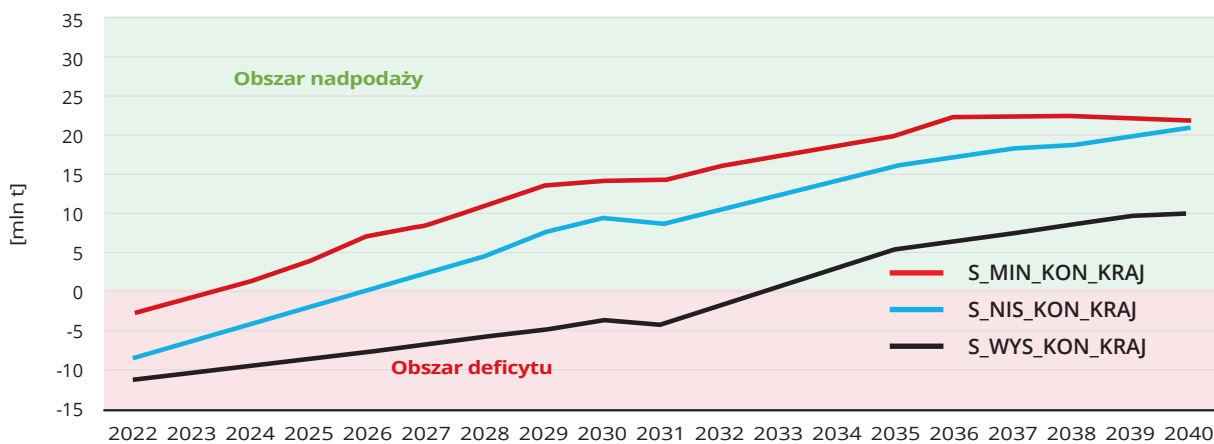
Podsumowując, w wariantcie W_KRAJ_IMP, od 2031 r. nadpodaż węgla obserwowana jest w każdym rozważanym scenariuszu. W zależności od przyjętych założeń, w horyzoncie do 2040 r. wynosi ona od kilku do prawie 30 mln ton węgla rocznie. Jedynie przy wysokim poziomie zapotrzebowania w pierwszej dekadzie analizy podaż i zapotrzebowanie są odpowiednio zbilansowane. W scenariuszach S_WYS_KON_KRAJ_IMP oraz S_WYS_POR_KRAJ_IMP w omawianym okresie (2022–30) występuje niewielki deficyt wynoszący odpowiednio 1,2 mln ton średniorocznie oraz 3,3 mln ton średniorocznie.

4.2. Wariant podaży krajowej bez uwzględnienia importu

Wyniki obliczeń dla wariantu podaży krajowej (W_KRAJ) przedstawiono na Rys. 21 i Rys. 22. Ocena dostępności węgla energetycznego w wariantcie podaży krajowej oraz przy realizacji wydobywania zgodnie z obowiązującymi koncesjami (Rys. 21) we wszystkich scenariuszach wskazuje na możliwość wystąpienia deficytu surowca w początkowych latach analizy.

W scenariuszach S_MIN_KON_KRAJ oraz S_NIS_KON_KRAJ nadpodaż w 2030 r. wynosi odpowiednio 14,4 oraz 9,7 mln ton, natomiast w scenariuszu S_WYS_KON_KRAJ deficyt wynosi 3,3 mln ton. Nadpodaż w tym scenariuszu występuje dopiero w 2033 roku i systematycznie rośnie, przyjmując w okresie 2033–40 średnią wartość 6,7 mln ton/rok. W scenariuszach S_MIN_KON_KRAJ oraz S_NIS_KON_KRAJ, dla których już w 2030 r. wykazano wysoki poziom nadpodaży, od 2031 r. wolumen rocznej nadpodaży dodatkowo wzrasta. W okresie 2031–40 średnia roczna nadpodaż wynosi 20,1 mln ton (S_MIN_KON_KRAJ) oraz 16,1 mln ton (S_NIS_KON_KRAJ).

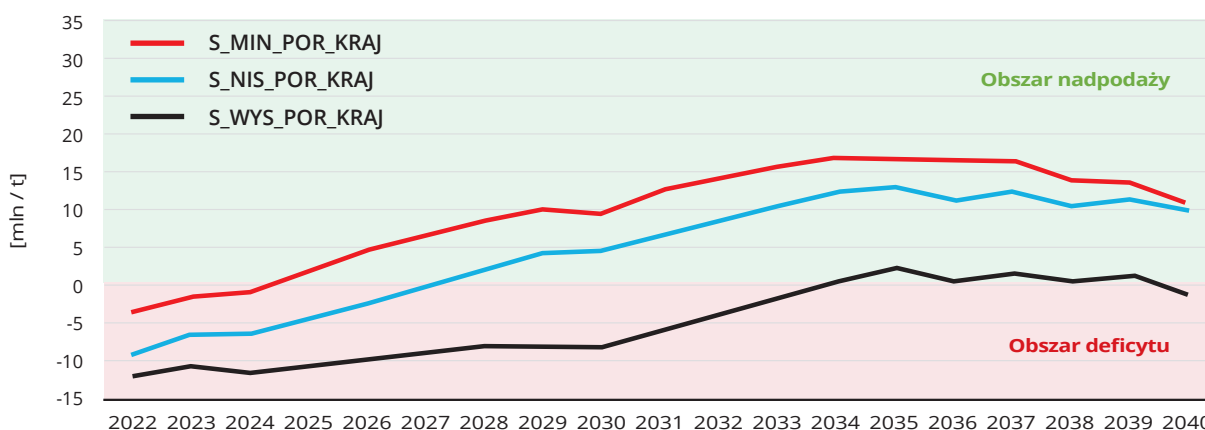
RYS. 21. BILANSE POPYTOWO-PODAŻOWE W WARIANCIE PODAŻY KRAJOWEJ (W_KRAJ).



Przy założeniu eksploatacji złóż w kopalniach zgodnie z podpisanym Porozumieniem, w początkowych latach występuje deficyt surowca (Rys. 22). Sytuacja ta ma miejsce odpowiednio do 2024 r. w scenariuszu S_MIN_POR_KRAJ, do 2027 r. w scenariuszu S_NIS_POR_KRAJ oraz do 2033 r. w scenariuszu S_WYS_POR_KRAJ.

W scenariuszach S_MIN_POR_KRAJ oraz S_NIS_POR_KRAJ po 2027 r. występuje systematyczny wzrost rocznej nadpodaży. W szczytowym momencie (w 2035 r.) osiąga ona odpowiednio 17,3 oraz 13,6 mln ton. W przypadku scenariusza S_WYS_POR_KRAJ występująca w drugiej dekadzie analizowanego okresu nadpodaż węgla nie przekracza 3 mln ton rocznie.

RYŚ. 22. BILANSE POPYTOWO-PODAŻOWE W WARIANCIE PODAŻY KRAJOWEJ (W_KRAJ).



Podsumowując analizę, wykorzystanie jedynie węgla krajowego powoduje, że w początkowych latach analizy, w każdym scenariuszu występuje deficyt surowca. W scenariuszach uwzględniających wysoki poziom zapotrzebowania deficyt ten występuje odpowiednio do 2032 r. (S_WYS_KON_KRAJ) oraz 2033 r. (S_WYS_POR_KRAJ). Natomiast w przypadku pozostałych scenariuszy, nadpodaż węgla występuje odpowiednio od:

- 2024 r. w przypadku scenariusza S_MIN_KON_KRAJ,
- 2025 r. w przypadku scenariusza S_MIN_POR_KRAJ,
- 2026 r. w przypadku scenariusza S_NIS_KON_KRAJ,
- 2027 r. w przypadku scenariusza S_NIS_POR_KRAJ.

4.3. Podsumowanie

Przeprowadzona analiza potwierdza, że dla przyjętych założeń dotyczących zapotrzebowania na węgiel do celów energetycznych, jego podaży z krajowych kopalń oraz importu, długoterminowa nadpodaż tego surowca występuje w każdym wariantcie i scenariuszu, a w większości z nich zauważalna jest już w początkowych latach analizy. Dla scenariuszy w wariantcie podaży łącznej węgla krajowego i importowanego (W_KRAJ_IMP), w których założono utrzymanie średniego wolumenu importu, w przypadku większości rozważanych scenariuszy, już w 2025 r. nadpodaż osiąga wartości od 2 do 10 mln ton rocznie. W 2035 roku nadpodaż występuje już we wszystkich scenariuszach i średnio wynosi 19 mln ton rocznie.

Należy podkreślić, że w scenariuszach zakładających brak importu surowca również występuje jego nadpodaż, jednak dopiero w późniejszych latach analizy. Średnia wartość nadpodaży w wariancie podaży krajowej (W_KRAJ) wynosi odpowiednio 4,8 mln ton (w 2030 r.) oraz 12,6 mln ton (w 2035 r.). W konsekwencji, wymagane jest podjęcie odpowiednich działań ukierunkowanych na dostosowanie podaży i planów produkcyjnych spółek węglowych do prognozowanego zapotrzebowania.

Biorąc pod uwagę powyższe wyliczenia, niezbędne będzie dostosowanie wolumenu wydobycia do prognozowanego zapotrzebowania oraz rewizja przyjętych dat likwidacji kopalń. Wyniki analizy wskazują, że w przypadku eksploatacji kopalń zgodnie z podpisanym Porozumieniem, po 2033 r. występuje nadwyżka surowca – niezależnie od przyjętego scenariusza zapotrzebowania na węgiel i poziomu importu. W 2035 r. może ona przyjąć wartości od 2,6 do 23,5 mln ton rocznie.



20 Feb 2020
▲ COMPQ (Daily) 8567.37
▼ MA(20) 8392.13

Open 8500.00
0.0% 8000.00

20.2% 9200.00
20.0% 8700.00
0.0% 8000.00

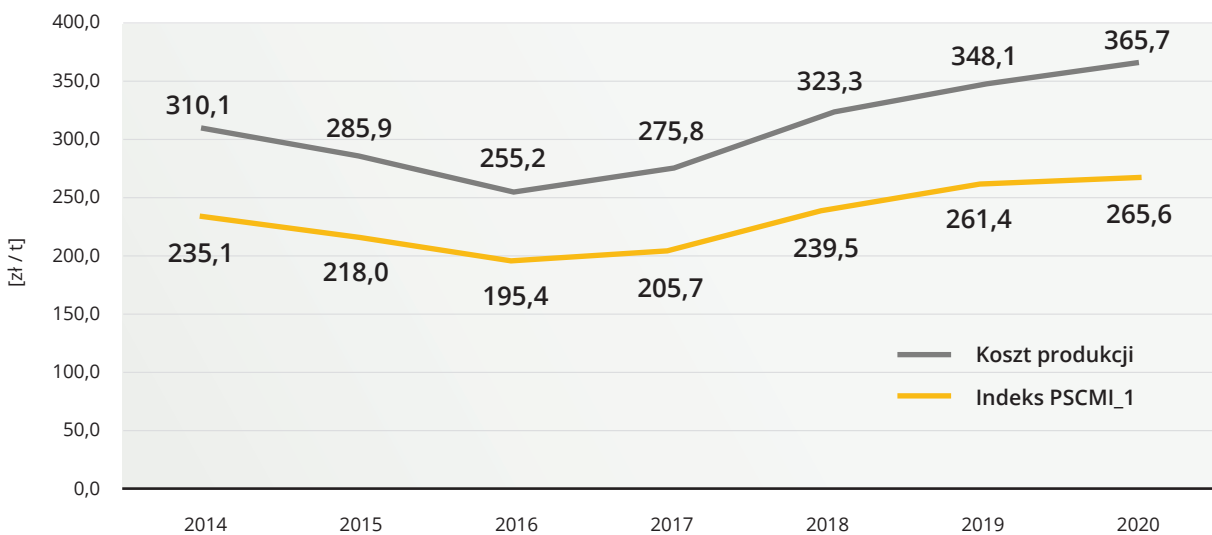
Dec 2019 Feb

1000

5. Analiza cen węgla krajowego i importowanego do Polski

Właściwym wskaźnikiem odzwierciedlającym ceny węgla kamiennego (*loco kopalnia*) w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej jest indeks PSCMI_1. Odzwierciedla on poziom cen miazów energetycznych klasy 20-23/1⁹ [26]. W latach 2014–20 średnia roczna cena sprzedaży 1 tony węgla energetycznego w Polsce pozostawała poniżej średniego kosztu produkcji węgla ogółem¹⁰, stanowiąc przeciętnie około 73–77% tego kosztu. Jednocześnie, wskaźnik PSCMI_1 wykazywał tendencje zbieżne z kosztem produkcji, a obydwie zmienne cechował wysoki stopień korelacji (współczynnik Pearsona równy 99,3%). Powyższe zależności przedstawiono na Rys. 23.

RYS. 23. INDEKS PSCMI_1 ORAZ ŚREDNI KOSZT PRODUKCJI WĘGLA KAMIENNEGO ENERGETYCZNEGO W POLSCE. NA PODSTAWIE: [25], [27]

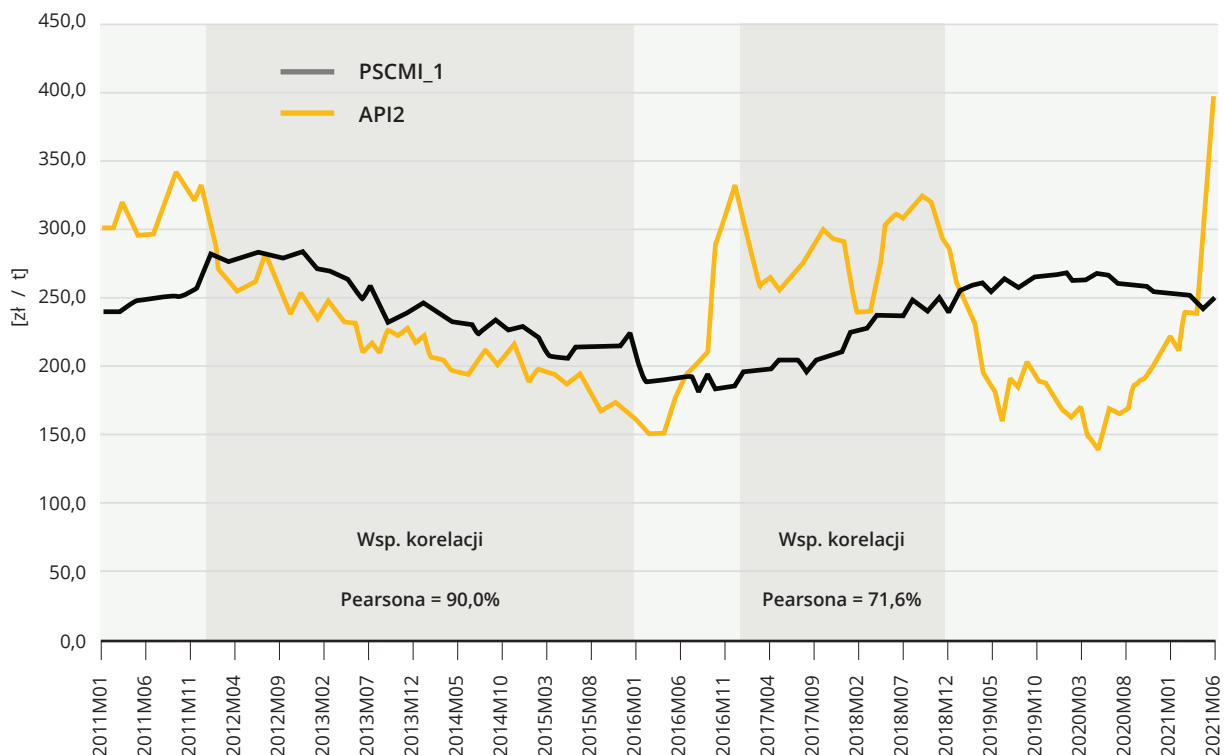


Wyznacznikiem cen węgla kamiennego na rynku europejskim jest indeks API 2 (CIF ARA) przedstawiający ceny w formule CIF (*Cost, Insurance and Freight*) w portach ARA. Analiza miesięcznych wartości wskaźnika PSCMI_1 dla węgla energetycznego krajowego oraz wartości indeksu API2 [28] dotyczącego cen węgla kamiennego z importu (indeks API2 przeliczony na warunki polskie¹¹) wskazuje, że historycznie występowały okresy o wysokiej dodatniej korelacji pomiędzy cenami węgla krajowego oraz importowanego do Polski z rynków globalnych (Rys. 24). Należy wspomnieć, że w trzecim kwartale 2021 r. cena węgla na rynku europejskim drastycznie wzrosła osiągając nienotowane dotychczas wartości. Bazując na analizie podobnych wydarzeń we wcześniejszych dekadach przewiduje się jednak, że wzrostowy trend, którego początek obserwowaliśmy w czerwcu 2021 r. (Rys. 24) ma charakter przejściowy.

⁹ Indeks PSCMI_1 obliczany jest jako średnia ważona z miesięcznych dostaw, spełniających kryterium jakościowe indeksu (parametry w stanie roboczym): wartość opałowa: $20 \leq Q_i < 24$ MJ/kg, zawartość siarki całkowitej poniżej 1% ($S_i < 1\%$).

¹⁰ Dotyczy średniego kosztu produkcji węgla energetycznego oraz węgla koksowego łącznie.

¹¹ Indeks API2 przeliczony dla wartości opałowej indeksu PSCMI_1

RYS. 24. HISTORYCZNE WARTOŚCI INDEKSU PSCMI_1 ORAZ API2.
NA PODSTAWIE: [27], [29]

Przedstawione obserwacje wykorzystano do skonstruowania autorskiej prognozy cen węgla energetycznego w Polsce w horyzoncie średnioterminowym (do 2025 r.) oraz długoterminowym (2025–40) zgodnie z następującą metodyką:

- w średnim okresie, tj. w horyzoncie 2025 r. przyjęto, że ceny węgla energetycznego w Polsce będą odzwierciedlały tendencje zaobserwowane na Rys. 23 – tzn. głównym czynnikiem cenotwórczym będą koszty produkcji, które podążać będą za obserwowanym od 2016 roku trendem wzrostowym,
- w długim okresie, tj. od 2025 r. do 2040 r. przyjęto, że ceny węgla energetycznego w Polsce będą wykazywały wysoką zbieżność z trendami cen węgla energetycznego na rynkach globalnych (na podstawie obserwacji zaprezentowanych na Rys. 24).

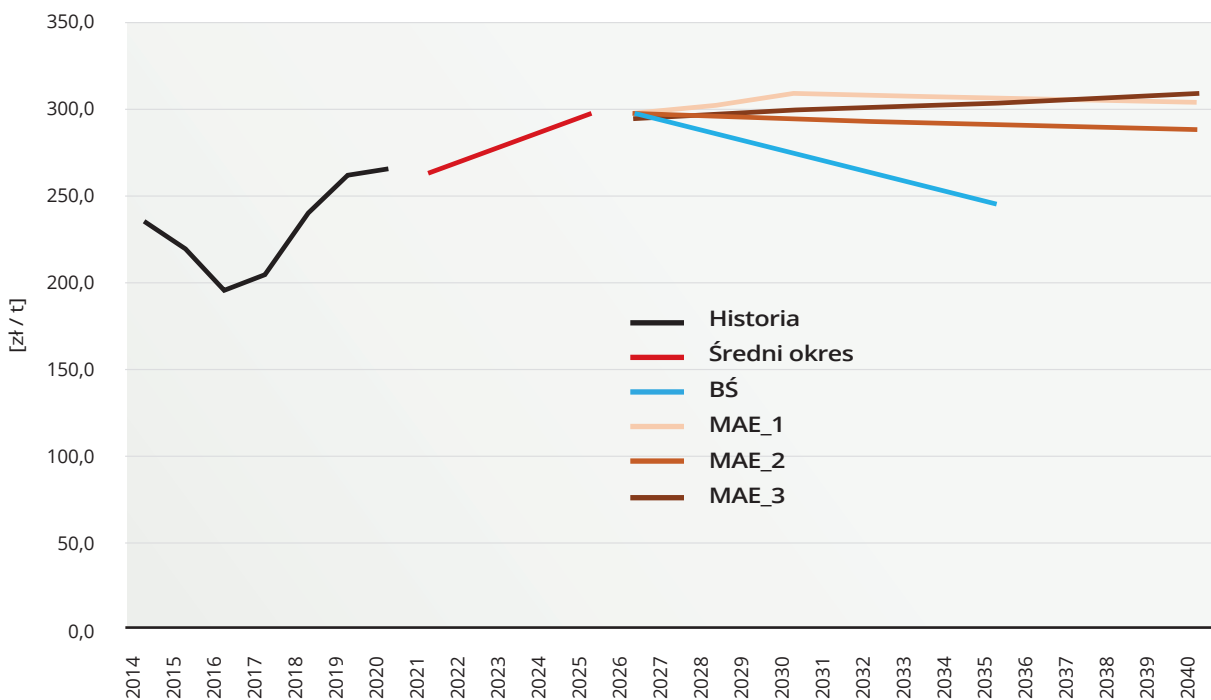
Prognozę cen węgla energetycznego w Polsce w długim horyzoncie zrealizowano na podstawie aktualnych (na czas wykonania opracowania) prognoz cen węgla na rynkach światowych opublikowanych przez Bank Światowy (BŚ) [30] oraz Międzynarodową Agencję Energii (MAE) [31]. Podsumowanie prognoz BŚ oraz MAE dla cen węgla energetycznego na rynkach światowych przedstawia Tab. 5.

TAB. 5. PROGNOZY CEN WĘGLA ENERGETYCZNEGO NA RYNKACH GLOBALNYCH WEDŁUG BŚ ORAZ MAE. NA PODSTAWIE: [30], [31]

Prognoza	Jednostka	2025	2030	2035	2040
BŚ (Bank Światowy) ¹²	[USD/t]	73,5	66,5	60,4	-
MAE_1 (scenariusz <i>Stated Policies</i>)	[USD/t]	66,0	71,0	70,0	69,0
MAE_2 (scenariusz <i>Sustainable Development</i>)	[USD/t]	57,0	-	-	55,0
MAE_3 (scenariusz <i>Delayed Recovery</i>)	[USD/t]	60,0	-	-	64,0

Na podstawie przedstawionej wcześniej metodyki oraz prognoz cen węgla na rynkach globalnych, sporządzono autorską, scenariuszową prognozę wskaźnika PSCMI_1 w średnim oraz długim okresie. Długoterminową prognozę cen węgla energetycznego w Polsce wykonano w czterech scenariuszach (Rys. 25).

RYS. 25. HISTORYCZNE ORAZ PROGNOZOWANE WARTOŚCI INDEKSU PSCMI_1.



Dwie z czterech zaprezentowanych prognoz (BŚ, MAE_2) wskazują na możliwość wystąpienia długoterminowych tendencji spadkowych cen węgla już po 2025 roku. Powyższe wpisuje się w wyniki otrzymane dla scenariuszy S_MIN_KON_KRAJ, S_NIS_KON_KRAJ oraz S_MIN_POR_KRAJ i S_NIS_POR_KRAJ, według których nadpodaż węgla energetycznego w Polsce występuje w latach 2024-27 i trwale rośnie do 2040 roku.

12 Cena wyrażona w formule CIF dla portów ARA (przeliczona przy pomocy długoterminowej zależności cen na rynku Pacyfiku i Atlantyku)

W trzecim prognozowanym przypadku (MAE_1) możliwa jest kontynuacja wzrostów cen węgla w Polsce poza średni okres (tj. w latach 2025–30), po czym od 2030 r. spodziewane jest wystąpienie długoterminowej tendencji spadkowej. Powyższe wpisuje się w scenariusze S_WYS_KON_KRAJ oraz S_WYS_POR_KRAJ, w których oszacowano wystąpienie nadpodaży węgla energetycznego odpowiednio od 2033 r. oraz 2034 roku.

W przypadku zaprezentowanych prognoz nadpodaży w ujęciu podaży łącznej (tj. z uwzględnieniem wolumenów węgla z importu), można spodziewać się, iż prognozowane wystąpienie trendów spadkowych cen węgla krajowego może wystąpić szybciej, z uwagi na większą skalę nadpodaży surowca.



Podsumowanie i wnioski końcowe

Przyspieszająca realizacja polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej potwierdza, że perspektywa dekarbonizacji poprzez ograniczanie zużycia węgla jest nieuchronna. Rolą Polski jest efektywne zaplanowanie ścieżki odejścia od węgla oraz umiejętność pogodzenia wartości wykorzystania krajowych zasobów ze skutecznym ograniczaniem emisji.

W raporcie przeprowadzono analizę scenariuszową bilansu podaży-popytu węgla kamiennego w Polsce do 2040 roku. Kluczowe założenia przy opracowywaniu bilansów węgla do celów energetycznych dotyczyły:

- krajowej podaży węgla energetycznego, wyznaczonej w oparciu o bieżące koncesje (scenariusz podaży S_KON) oraz zapisy umowy społecznej pomiędzy rządem Polski a branżą górniczą (scenariusz podaży S_POR) (rozdział 1),
- importu węgla, przyjętego na podstawie wartości historycznych (rozdział 2),
- zapotrzebowania na węgiel, wyznaczonego na podstawie dokumentu PEP2040 oraz innych publicznie dostępnych dokumentów i raportów (rozdział 3).

Opracowano dwanaście scenariuszy bilansu popytu-podaży, w tym sześć scenariuszy w wariantcie podaży łącznej (uwzględniającej również import węgla) oraz sześć scenariuszy w wariantcie podaży krajowej (bez uwzględnienia importu). Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że nadpodaż węgla występuje w każdym z analizowanych scenariuszy. W przypadku wariantu podaży łącznej (tj. z uwzględnieniem importu), w czterech na sześć rozważanych scenariuszy nadpodaż surowca występuje już od 2025 r. (z wyjątkiem scenariuszy uwzględniających wysokie zapotrzebowanie na węgiel, gdzie nadpodaż występuje po 2027 r. i 2030 roku). W przypadku wariantu podaży krajowej (bez uwzględnienia importu), w trzech na sześć analizowanych scenariuszy nadpodaż występuje po 2025 roku; w jednym przypadku nadpodaż występuje od 2027 r., a w dwóch przypadkach po 2032 roku. Wyniki obliczeń wskazują również, że jedynie w przypadku „wysokiego zapotrzebowania” oraz braku importu, w najbliższych latach może utrzymywać się długoterminowy deficyt węgla krajowego.

Pomimo celu zawartego w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. dotyczącego promocji zasobów krajowych, można się spodziewać, że import węgla energetycznego będzie kontynuowany. Wpływ na to mają zarówno wieloletnie okresy niższych cen węgla importowanego względem cen węgla krajowego oraz utrzymujące się zapotrzebowanie na węgiel o korzystnych dla wybranych grup konsumentów parametrach jakościowych i uziarnieniu (sortymentach).

Wyniki analizy wolumetrycznej bilansów podaży-popytu węgla w Polsce wskazują, że dla zapewnienia efektywnej ścieżki odejścia od węgla, niezbędne będzie dostosowanie poziomu wydobycia węgla do krajowego zapotrzebowania, poprzez ograniczanie produkcji lub rewizję przyjętych dat likwidacji kopalń. Kluczowe znaczenie w tym kontekście będzie miał popyt na węgiel ze strony energetyki zawodowej, ciepłownictwa i odbiorców indywidualnych.

W raporcie wykonano również prognozy cen węgla energetycznego na rynku europejskim. Przyjmując, że zmiany cen w Polsce w długim horyzoncie podążać będą za zmianami cen na rynkach światowych, prognozy te wskazują na możliwość wystąpienia długoterminowych tendencji spadkowych cen węgla już po 2025 roku. Przewiduje się, że bieżąca sytuacja cenowa na europejskich rynkach paliw, z rekordowymi cenami węgla i gazu ziemnego, nie wpłynie znacząco na długoterminowy trend ceny węgla

energetycznego. W przypadku materializacji prognoz nadpodaży węgla krajowego można spodziewać się, że wystąpienie trendów spadkowych cen węgla krajowego może wystąpić wcześniej, ze względu na rosnącą nadpodaż surowca.

Ze względu na wysokie koszty stałe krajowego górnictwa węglowego, prognozowana skala nadpodaży wpłynie negatywnie na lukę pomiędzy ceną węgla, a kosztami jego produkcji. W przypadku niedostosowania wydobycia kopalń do krajowego zapotrzebowania na węgiel problem pokrycia kosztów produkcji przychodami ze sprzedaży będzie się pogłębiał.



Literatura

- [1] Komisja Europejska, „Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Ambitniejszy cel klimatyczny Europy do 2030 r. Inwestowanie w przyszłość neutralną dla klimatu z korzyścią dla obywateli,” 2020. [Online]. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0562&from=DA>. [Dostęp 29.09.2021].
- [2] Komisja Europejska, „Ocena wpływu Komunikatu Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Ambitniejszy cel klimatyczny Europy do 2030 r. Inwestowanie w przyszłość neutralną dla klimatu z korzyścią dla obywateli,” 2020. [Online]. https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact_en.pdf. [Dostęp 29.09.2021].
- [3] Komisja Europejska, „Propozycja nowelizacji Dyrektywy w sprawie propomowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych,” 2021. [Online]. https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf. [Dostęp 29.09.2021].
- [4] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku,” 2021. [Online]. <https://www.dziennikustaw.gov.pl/M2021000026401.pdf>. [Dostęp 29.09.2021].
- [5] Dz. U. 2011 Nr 163 poz. 981 ze zm., „Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze,” 2020. [Online]. <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20111630981/U/D20110981Lj.pdf>. [Dostęp 29.09.2021].
- [6] Dz.U. 2015 poz. 987, „Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 1 lipca 2015 r. w sprawie dokumentacji geologicznej złoża kopaliny, z wyłączeniem złoża węglowodorów,” 2015. [Online]. <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20150000987/O/D20150987.pdf>. [Dostęp 29.09.2021].
- [7] M. Nieć and E. Salamon, „Zmiany zasobów złóż paliw kopalnych (kopalini energetycznych) w Polsce w ostatnim półwieczu,” Zesz. Nauk. Inst. Gospod. Surowcami Miner. i Energią PAN, no. 96, p. 201, 2016.
- [8] P. W. Saługa, E. J. Sobczyk, and J. Kicki, “Wykazywanie zasobów węgla kamiennego w Polsce zgodnie z JORC Code,” Gospod. Surowcami Miner. - Miner. Resour. Manag., vol. 31, no. 2, pp. 5–30, 2015.
- [9] J. Mucha, M. Nieć, P. W. Saługa, E. J. Sobczyk, and M. Wasilewski, „Ryzyko inwestycji w górnictwie węgla kamiennego jako funkcja dokładności oszacowań parametrów złożowych,” Gospod. Surowcami Miner. – Miner. Resour. Manag., vol. 2, no. 24, pp. 161–174, 208AD.
- [10] PIG-PIB, „Bilans zasobów złóż kopalini w Polsce wg stanu na 31 XII 2020,” 2021. [Online]. http://geoportal.pgi.gov.pl/css/surowce/images/2020/bilans_2020.pdf. [Dostęp 29.09.2021].

- [11] Otwarte Dane: Serwis RP, „Zestawienie złóż eksploatowanych na podstawie decyzji inwestycyjnej, w ramach fazy wydobywania koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złóż (stan na dzień 30.07.2021 r.),” 2021. [Online]. <https://dane.gov.pl/pl/dataset/221/resource/31655,zestawienie-zoz-eksploatowanych-na-podstawie-decyzji-inwestycyjnej-w-ramach-fazy-wydobywania-koncesji-na-poszukiwanie-i-rozpoznawanie-zoz-weglowodorow-oraz-wydobywanie-weglowodorow-ze-zoz-stan-na-dzien-300>. [Dostęp 29.09.2021].
- [12] Agencja Rozwoju Przemysłu: Oddział Katowice, „Ceny zbytu i wielkość sprzedaży sortymentów grubych, średnich i drobnych oraz miałów do wybranych odbiorców krajowych w latach 2014-20.”
- [13] Ministerstwo Aktywów Państwowych, „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030: Założenia i cele oraz polityki i działania,” 2019. [Online]. <https://www.gov.pl/attachment/df8c4c37-808c-44ff-9278-676fb94add88>. [Dostęp 29.09.2021].
- [14] Ministerstwo Aktywów Państwowych, „Umowa Społeczna będąca wynikiem porozumienia Międzyzwiązkowego Komitetu Protestacyjno-Strajkowego oraz delegacji rządowej w sprawie zasad i tempa transformacji górnictwa z września 2020,” 2021. [Online]. <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/umowa-spoleczna-dla-gornictwa-podpisana>. [Dostęp 29.09.2021].
- [15] Agencja Rozwoju Przemysłu: Oddział Katowice, „Import i przywóz (nabycie wewnętrznie) węgla kamiennego w latach 2014-20.”
- [16] Agencja Rozwoju Przemysłu: Oddział Katowice, „Podstawowe informacje o rynku oraz sektorze węgla kamiennego w Polsce w latach 2014-20.”
- [17] PolskiWegiel.pl, „Indeks cen węgla CIF ARA,” 2021. [Online]. <http://polski-wegiel.pl/indeksy-cen-wegla/>. [Dostęp 29.09.2021].
- [18] NIK, „Funkcjonowanie górnictwa węgla kamiennego w latach 2007-2015 na tle założeń programu rządowego,” 2016. [Online]. https://www.nik.gov.pl/kontrola/wyniki-kontroli-nik/pobierz,lka~p_15_074_201606210708251466492905~02,typ,kk.pdf.
- [19] WysokieNapięcie.pl, „Ogromna strata górnictwa, choć węgiel nie najdroższy w historii,” 2020. [Online]. <https://wysokienapiecie.pl/27457-ogromna-strata-gornictwa-choc-wegiel-mamy-najdrozszy-w-historii/>. [Dostęp 29.09.2021].
- [20] Australia Minerals, „Presentation on coal market in New South Wales,” 2018. [Online]. http://mric.jogmec.go.jp/wp-content/uploads/2017/10/seminars2017_0929_03_en.pdf. [Dostęp 29.09.2021].
- [21] Minister Klimatu i Środowiska, „Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,” 2021. [Online]. <https://www.gov.pl/attachment/4b7aba2d-b8de-4a02-91c4-033c805b2f93>. [Dostęp 29.09.2021].
- [22] Forum Energii, „Czyste ciepło 2030: Strategia dla ciepłownictwa,” 2019. [Online]. https://forum-energii.eu/public/upload/articles/files/strategia_dla_cieplownictwa_pl_net.pdf. [Dostęp 29.09.2021].

- [23] GUS, „Zużycie paliw i nośników energii w 2019 roku,” 2020. [Online]. <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-paliw-i-nosnikow-energii-w-2019-roku,6,14.html>. [Dostęp 29.09.2021].
- [24] Eurostat, „Supply, transformation and consumption of solid fossil fuels,” 2021. [Online]. https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_cb_sff&lang=en. [Dostęp 29.09.2021].
- [25] Agencja Rozwoju Przemysłu: Oddział Katowice, „Wyniki techniczno-ekonomiczne działalności oraz inwestycje w górnictwie węgla kamiennego w Polsce. Dane przetworzone na podstawie wyników badania statystycznego statystyki publicznej ‘Górnictwo węgla kamiennego i brunat
- [26] PolskiRynekWęgla.pl, „Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego,” 2021. [Online]. <https://polski-rynekwegla.pl/o-indeksie>. [Dostęp 29.09.2021].
- [27] PolskiRynekWęgla.pl, „Indeks PSCMI 1: Ceny miesięczne,” 2021. [Online]. <https://polski-rynekwegla.pl/indeks-pscmi-1-kolejna-publicacja-w-dniu-2-listopada-o-godzinie-1200>. [Dostęp 29.09.2021].
- [28] ArgusMedia.com, „Coal: API 2 price assessment,” 2021. [Online]. <https://www.argusmedia.com/en/methodology/key-prices/api-2-coal>. [Dostęp 29.09.2021].
- [29] Investing.com, „API2: ceny miesięczne,” 2021. [Online]. [https://www.investing.com/commodities/coal-\(api2\)-cif-ara-futures-historical-data](https://www.investing.com/commodities/coal-(api2)-cif-ara-futures-historical-data). [Dostęp 29.09.2021].
- [30] The World Bank, „Commodity Markets,” 2021. [Online]. <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>. [Dostęp 29.09.2021].
- [31] IAE, „World Energy Outlook 2020,” 2021. [Online]. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>. [Dostęp 29.09.2021].



 INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI



Instytut Gospodarki
Surowcami Mineralnymi
i Energią
Polskiej Akademii Nauk