

Urszula Lorenz

OCENA ODDZIAŁYWANIA ZMIAN CEN
WĘGLA ENERGETYCZNEGO
NA RYNKACH MIĘDZYNARODOWYCH
NA KRAJOWY RYNEK WĘGLA

KOMITET REDAKCYJNY

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Mokrzycki (redaktor naczelny serii)
dr hab. inż. Lidia Gawlik (sekretarz redakcji), prof. IGSMiE PAN
dr hab. inż. Zenon Pilecki, prof. IGSMiE PAN
dr hab. inż. Wojciech Suwała, prof. IGSMiE PAN
dr hab. inż. Alicja Uliasz-Bocheńczyk

RECENZENCI

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Mokrzycki
dr hab. inż. Zygmunt Maciejewski

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

ADRES REDAKCJI

31-261 Kraków, ul. Józefa Wybickiego 7
tel. 12-632-33-00, fax 12-632-35-24

OPRACOWANIE EDYTORSKIE

Redaktor Wydawnictwa: mgr Emilia Rydzewska
Redaktor techniczny: Beata Stankiewicz

© *Copyright by Autorzy*

© *Copyright by Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN*

Printed in Poland
Kraków 2014
ISSN 1895-6823
ISBN 978-83-62922-45-1

Spis treści

Wprowadzenie	5
1. Rynek węgla energetycznego na świecie	8
1.1. Międzynarodowy handel węglem	12
1.2. Ogólne tendencje cenowe na światowych rynkach węgla energetycznego i frachtów morskich	13
1.3. Indeksy cen węgla energetycznego stosowane w handlu międzynarodowym	17
1.3.1. Reguły (formuły) handlu międzynarodowego	17
1.3.2. Wiodący dostawcy indeksów	20
1.3.3. Główne indeksy cenowe węgla energetycznego	23
1.3.4. Elementy podobne w metodologiach	26
1.3.5. Ważniejsze różnice w metodologiach	28
1.4. Porównanie metodologii wyznaczania indeksów dla rynku ARA	29
1.5. Parametry jakościowe w specyfikacjach indeksów cen węgla energetycznego	31
1.6. Największe firmy handlujące węglem na rynkach fizycznych	32
1.7. Podsumowanie – rola wskaźników cen w handlu węglem	34
2. Badanie relacji pomiędzy cenami węgla oraz frachtów morskich na międzynarodowych rynkach <i>spot</i>	35
2.1. Badanie zmienności cen węgla	36
2.2. Badanie zmienności cen frachtów morskich	37
2.3. Badanie relacji cen frachtów do cen węgla FOB	41
2.4. Zmienność przeliczników walutowych i ich wpływ na ceny węgla	42
2.4.1. Zmienność kursu zł/USD	45
2.4.2. Ceny węgla i frachtów w przeliczeniu na złote	46
2.5. Wyniki analizy regresji	49
2.6. Związki cen na rynkach <i>spot</i> z cenami w kontraktach	51
2.7. Możliwość wykorzystania wyznaczonych relacji cen w prognozowaniu	53
3. Krajowy rynek węgla energetycznego	56
3.1. Krajowi producenci węgla energetycznego	56
3.2. Obecny stan sektora górnictwa węgla kamiennego na tle przemian ostatniego 25-lecia	58
3.3. Ewolucja podejścia do cen węgla w Polsce po 1989 roku	67
3.4. Rynek odbiorców węgla energetycznego w Polsce	72
3.5. Pozycja węgla energetycznego z importu na rynku krajowym	76
3.6. Transport	80
3.7. Pośrednicy w handlu węglem	83
3.8. Podsumowanie	85

4.	Idea parytetu importowego	87
4.1.	Parytet importowy – historycznie	87
4.2.	Parytet importowy dziś	89
4.2.1.	Parytet na poziomie ogólnym	91
4.2.2.	Parytety indywidualne	94
4.3.	Wyniki obliczeń parytetu PI_O (cena węgla importowanego na granicy kraju)	97
4.4.	Parytety indywidualne dla teoretycznych par: odbiorca węgla – dostawca krajowy	99
4.5.	Możliwości zastosowania parytetu importowego w określaniu cen w umowach na dostawę węgla energetycznego	104
4.5.1.	Parytet jako wyznacznik poziomu cen węgla w umowie	105
4.5.2.	Weryfikacja cen węgla w umowie na podstawie zmienności cen na międzynarodowych rynkach węgla	106
4.6.	Indeksowanie cen za pomocą wybranych wskaźników makroekonomicznych	110
4.7.	Podsumowanie	115
5.	Idea indeksu węglowego dla rynku krajowego	117
5.1.	Problem „referencyjnej” ceny węgla energetycznego na rynku krajowym	118
5.2.	Nieudane próby stworzenia indeksu cen węgla dla rynku krajowego	118
5.3.	Koncepcje indeksu cen węgla dla rynku krajowego w badaniach autorki	119
5.4.	Elementy konstrukcji indeksów cen węgla	121
5.5.	Indeksy cen węgla energetycznego dla rynku krajowego we wspólnym przedsięwzięciu ARP – TGE	122
5.6.	Wyznaczone wartości indeksów PSCMI	125
5.7.	Podsumowanie	127
	Literatura	129
	Ocena oddziaływania zmian cen węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych na krajowy rynek węgla – Streszczenie	135
	Impact of international steam coal price changes on domestic coal market – Abstract	137

Wprowadzenie

Monografia stanowi przegląd i podsumowanie prac autorki nad związkami pomiędzy zmianami cen węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych i na rynku krajowym.

Zainteresowanie autorki zagadnieniem oddziaływania cen węgla z rynków międzynarodowych na ceny węgla w kraju mają już wieloletnią historię, której początki sięgają prac nad parytetem importowym, prowadzonych w drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych XX w. w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie.

Wartość parytetu importowego węgla energetycznego – w świetle przyjętej wówczas metodologii i interpretacji – wyznaczała poziom cen węgla krajowego, konkurencyjny wobec hipotetycznego importu. Stanowiła też pewien punkt odniesienia dla cen węgla w umowach zawieranych pomiędzy górnictwem i energetyką. Było to więc niejako usankcjonowane urzędowo powiązanie cen krajowych i międzynarodowych. Ostatni raz oficjalnie wartość parytetu wyznaczono na rok 2001.

Przez kolejne kilkanaście lat obie branże – tj. krajowe górnictwo węgla kamiennego oraz energetyka oparta na tym surowcu – w różny sposób reagowały na zmieniającą się sytuację na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego. Zależało to zarówno od tendencji panujących na tych rynkach, jak i od aktualnego stanu zrównoważenia podaży i popytu na węgiel w kraju.

W tym czasie dokonały się duże zmiany w górnictwie węglowym w Polsce. Zapoczątkowane w latach dziewięćdziesiątych głębokie reformy doprowadziły do zmian organizacyjnych w branży, znacznego zmniejszenia wydobycia oraz liczby funkcjonujących kopalń. Jednak główny cel programów restrukturyzacji, czyli uzyskanie rentowności kopalń, nie został w pełni osiągnięty. Zmiany nastąpiły także po stronie głównego użytkownika węgla w Polsce – czyli sektora energetyki zawodowej. W mniejszym stopniu dotyczyły one (i dotyczą jak dotąd) samego poziomu zużycia węgla, które kształtuje się w granicach 32–35 mln ton rocznie, a bardziej przemian własnościowych. Energetyka bowiem została już dużym stopniu sprywatyzowana, podczas gdy górnictwo węgla kamiennego pozostaje w przeważającej większości w rękach państwa.

Na świecie produkcja węgla kamiennego energetycznego rośnie nieprzerwanie od wielu lat. Zmieniała się jednak geografia zapotrzebowania na węgiel: jego zużycie maleje w krajach rozwiniętych, a rośnie w krajach rozwijających się. Gospodarki rozwinięte, których społeczeństwa są uświadomione na ochronę środowiska przyrodniczego (ograniczanie zanieczyszczenia powietrza i wód oraz troska o zmiany klimatu na Ziemi, powodowane

działalnością człowieka), częściowo odchodzą od użytkowania paliw kopalnych w energetyce. W zamian coraz większa część energii finalnej (elektryczności i ciepła) jest wytwarzana z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii.

Dla większości krajów rozwijających się, w których zapotrzebowanie na energię dynamicznie rośnie, węgiel pozostaje najtańszym paliwem, pozwalającym na zaspokojenie tych potrzeb.

Ilość węgla energetycznego, który znajduje się w obrocie międzynarodowym, stanowi mniej niż jedną piątą część jego światowej produkcji. Mimo tego relatywnie niewielkiego udziału, ceny węgla uzyskiwane w handlu światowym stanowią istotny punkt odniesienia zarówno dla producentów, jak i użytkowników węgla. Nawet jeśli bowiem nie uczestniczą oni bezpośrednio w handlu międzynarodowym, to ceny z rynków światowych wyznaczają umowny poziom konkurencyjności potencjalnego eksportu lub importu węgla.

Polska należy do nielicznych krajów rozwiniętych, gdzie węgiel odgrywa tak istotną rolę w energetyce. Do niedawna zapotrzebowanie krajowe było prawie w całości zaspokajane przez rodzimy surowiec, a Polska była znaczącym eksporterem węgla. Z czasem na rynku krajowym zaczęło się pojawiać coraz więcej węgla z importu, zapęłniającego te nisze, gdzie krajowe górnictwo nie potrafiło dostarczyć surowca w odpowiedniej ilości, jakości czy po konkurencyjnej cenie. Od 2008 roku Polska stała się importerem węgla netto.

Rosnąca szybciej od zapotrzebowania produkcja węgla na świecie przyczyniła się do nadpodaży węgla na rynkach i spadku cen tego surowca. Dzięki niskim cenom zużycie węgla w 2013 roku wzrosło. Jednak w przyszłości tempo wzrostu zużycia węgla na głównych rynkach: w Europie Zachodniej, w Ameryce Północnej, a nawet w Azji, będzie się sukcesywnie zmniejszać. Dla producentów węgla oznacza to konieczność ograniczenia wydobycia. Nadpodaż węgla na rynkach światowych może się utrzymywać przez około dwa lata. Będzie to stanowić barierę dla wzrostu cen węgla. Z problemem nadpodaży i niskich cen boryka się obecnie większość producentów węgla na świecie – w tym także polskie kopalnie.

Obecność węgla z importu wzmaga zainteresowanie poziomem cen węgla na rynkach międzynarodowych oraz oceną konkurencyjności surowca importowanego w porównaniu z ofertą krajowych producentów. Zagadnienia poruszone w monografii naświetlają ten problem przynajmniej w ogólnym zarysie.

Większość analiz opiera się na danych z lat 2000–2013. W przypadku rynku krajowego sięgnięto jeszcze do ostatniej dekady XX w. Tam, gdzie było to możliwe, uwzględniono dostępne dane za pierwsze półrocze 2014 roku.

Praca składa się z pięciu rozdziałów, z których dwa pierwsze odnoszą się bezpośrednio do rynków międzynarodowych. Przedstawiono w nich sytuację pod względem podaży i popytu oraz cen na głównych rynkach, a także zasad panujących w handlu międzynarodowym ze szczególnym uwzględnieniem roli indeksów węgla energetycznego, czyli cen odniesionych do zdefiniowanych standardów jakościowych. Zaprezentowano też wyniki badań relacji pomiędzy cenami na różnych rynkach węgla i frachtów morskich oraz wpływem kursów walutowych na ceny w eksporcie i imporcie. Przedstawiono możliwość wykorzystania wyznaczonych relacji w prognozowaniu cen.

Rozdział trzeci poświęcony jest krajowemu rynkowi węgla energetycznego i jego głównym uczestnikom: producentom, użytkownikom, importerom, przewoźnikom i pośrednikom handlowym.

W rozdziale czwartym przedstawiono różne metody powiązania cen węgla krajowego z cenami z rynków międzynarodowych: od historycznego ujęcia parytetu importowego z lat dziewięćdziesiątych po obecną – bardziej zindywidualizowaną interpretację tego pojęcia. Wskazano możliwości wykorzystania wyznaczonych indywidualnych parytetów importowych w konstrukcji umów na dostawy węgla pomiędzy producentami i odbiorcami, a także związane z tym ryzyko.

Ostatni rozdział omawia koncepcje indeksu węglowego dla rynku krajowego. Najnowszym osiągnięciem jest tu stworzenie takich indeksów dla dwóch ważnych segmentów handlu węglem energetycznym w Polsce. Indeksy te są wspólnym przedsięwzięciem Agencji Rozwoju Przemysłu SA oraz Towarowej Giełdy Energii SA. Obie te instytucje są właścicielami indeksów (chronionych zastrzeżonym znakiem towarowym), a metodologia obliczania indeksów powstała we współpracy z Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN.

1. Rynek węgla energetycznego na świecie

Od początku nowego stulecia obserwujemy silny wzrost zapotrzebowania na węgiel energetyczny oraz pozostałe paliwa kopalne. W 2013 roku światowe zużycie węgla (razem: węgiel kamienny i brunatny) było większe o około 63% w porównaniu z rokiem 2000, natomiast w przypadku węgla kamiennego energetycznego ten wzrost wyniósł aż 83% (Coal Information 2014). Zużycie ropy naftowej w tym czasie wzrosło o prawie 17%, a gazu ziemnego o 39% (BP 2014).

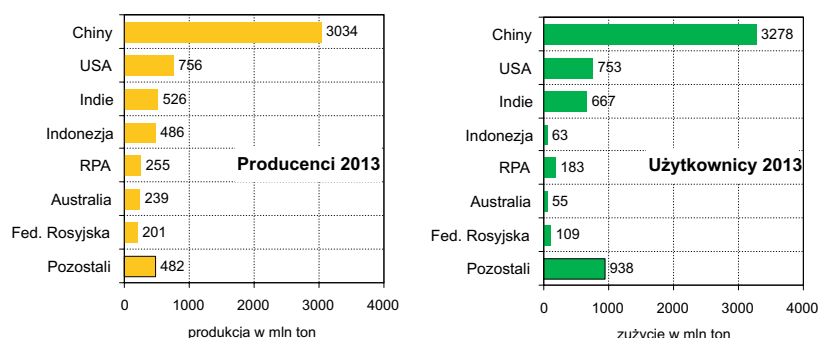
Węgiel na świecie jest produkowany, zużywany, eksportowany lub importowany przez dziesiątki krajów. Od wielu lat czołówkę największych światowych producentów węgla kamiennego energetycznego stanowią: Chiny, Stany Zjednoczone, Indie, Indonezja, Republika Południowej Afryki, Australia oraz Federacja Rosyjska. Liczącymi się producentami są też Kolumbia oraz Polska (mimo wyraźnego spadku produkcji węgla w ostatnich latach w naszym kraju).

Większość z wymienionych krajów należy równocześnie do grona największych użytkowników węgla, część stanowi czołówkę światowych eksporterów, a niektóre (jak Chiny i Indie) zaliczają się do wiodących importerów węgla.

Wykresy na rysunku 1.1–1.2 ilustrują „rozkład sił” w produkcji i zużyciu węgla energetycznego oraz handlu tym surowcem na świecie na przykładzie danych za rok 2013. Dla porównania – w Polsce w tym samym roku produkcja węgla energetycznego wyniosła 64,4 mln ton, a zużycie około 65,6 mln ton; wyeksportowano 8,4 mln ton węgla energetycznego, a import wyniósł 6,7 mln ton.

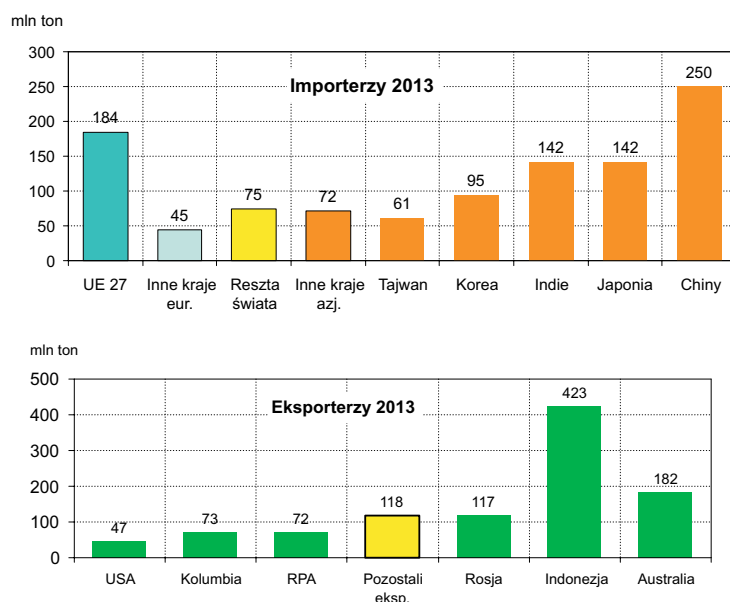
Choć aż 81% światowej produkcji węgla energetycznego pochodzi z krajów rozwijających się, to występują tu duże rozbieżności w możliwości zaspokojenia zapotrzebowania przez krajową produkcję. Największy dysproporcje mają miejsce w przypadku Chin i Indii – te kraje są obecnie największymi importerami węgla energetycznego na świecie, choć równocześnie od lat zajmują (odpowiednio) pierwsze i trzecie miejsce w rankingu światowych producentów tego surowca (Coal Information 2014; Lorenz i in. 2013).

W 2013 roku produkcja węgla energetycznego na świecie osiągnęła prawie 6 mld ton i zwiększyła się o około 60 mln ton w porównaniu z rokiem poprzednim. Był to 14. z kolei rok wzrostu produkcji tego surowca, aczkolwiek tempo tego wzrostu wyraźnie osłabło: zaledwie 1% w 2013 r. w porównaniu do 2,7% w roku 2012 i 6% w 2011, oraz do 4% średniorocznego wzrostu w ostatnich 10 latach.



Rys. 1.1. Główni producenci i użytkownicy węgla energetycznego na świecie, dane 2013 [mln ton]
Źródło: opracowanie własne (dane: Coal Information 2014)

Fig. 1.1. Main producers and consumers of steam coal, 2013 data, in million tons

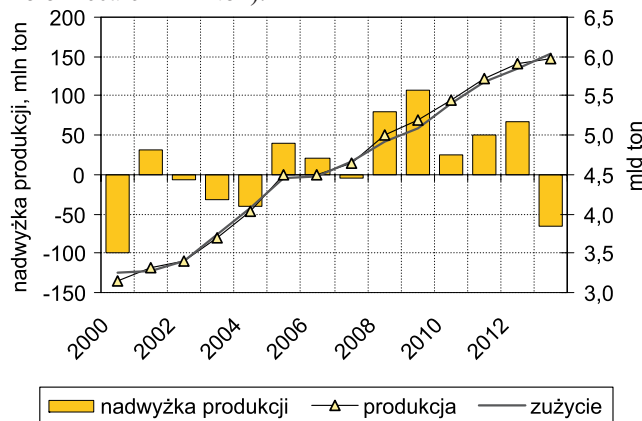


Rys. 1.2. Główni importerzy i eksporterzy węgla energetycznego na świecie, dane 2013, mln ton
Źródło: opracowanie własne (dane: Coal Information 2014, BREE 2014)

Fig. 1.2. Main importers and exporters of steam coal, 2013 data, in million tons

Znacznie bardziej niż produkcja zwiększyło się zużycie węgla energetycznego: w skali świata przekroczyło 6 mld ton i wzrosło aż o 193 mln ton. Pierwszy też raz od 2007 roku roczna światowa produkcja węgla energetycznego była mniejsza od jego zużycia. Ten fakt przyczynił się do pewnego zmniejszenia nadpodaży na światowych rynkach, lecz nie na tyle, aby to zaważyło na cenach węgla w obrocie międzynarodowym, a rok 2013 był trzecim z kolei rokiem spadku cen węgla na świecie (Lorenz 2014.).

Problem narastającej w ostatnich latach nadpodaży węgla energetycznego (nadwyżki produkcji nad zużyciem) ilustruje rysunek 1.3. Dane o produkcji i zużyciu węgla, zwłaszcza wyrażone w miliardach ton na rok, wydają się zbliżone. Tym niemniej ich różnice w niektórych latach wynoszą nawet kilkadziesiąt milionów ton, a w latach 2005–2012 nadwyżka produkcji nad zużyciem prawie zawsze była dodatnia – z wyjątkiem 2007 r. (wtedy zużycie było większe tylko o niecałe 4 mln ton).



Rys. 1.3. Produkcja i zużycie węgla energetycznego na świecie w latach 2000–2013
Źródło: opracowanie własne na podstawie Coal Information 2014

Fig. 1.3. Steam coal production and consumption in the world, 2000–2013

Węgiel był najszybciej rozwijającym się paliwem kopalnym w 2013 roku: jego zużycie wzrosło o 3,3% (rok do roku), gdy w tym czasie wzrost zużycia gazu ziemnego wyniósł 1,4% – znacznie poniżej średniego tempa z ostatniej dekady, wynoszącego 2,6% (BP 2014).

W strukturze zużycia energii pierwotnej na świecie węgiel zajmuje drugie (po ropie naftowej) miejsce z udziałem około 30% (tab. 1.1). Znacznie mniejsza jest ranga tego nośnika energii w krajach rozwiniętych (klasyfikowanych w statystykach do grupy państw członkowskich OECD – *Organization for Economic Co-operation and Development*), niż w krajach rozwijających się (non-OECD). W tabeli 1.1 kraje w obrębie tych dwóch grup uszeregowano rosnąco według udziału węgla w 2013 roku (dane BP 2014). Dobór krajów wynikał z ważnej ich roli jako producentów, konsumentów, eksporterów bądź importerów węgla energetycznego.

Zużycie energii pierwotnej na świecie pozostaje w pewnej relacji do tempa zmian globalnego wzrostu gospodarczego (PKB). Natomiast w przypadku poszczególnych surowców energetycznych, zmiany ich zużycia przebiegają często z inną dynamiką, zależną m.in. od sytuacji cenowej, konkurencyjności różnych surowców w bilansach energetycznych poszczególnych krajów, ale też od szeregu czynników geopolitycznych (np. niepokoje w regionach pozyskania surowców), decyzji politycznych (np. polityka klimatyczna, wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii), czy chociażby pogody wpływającej na poziom zapotrzebowania na energię.

Tabela 1.1

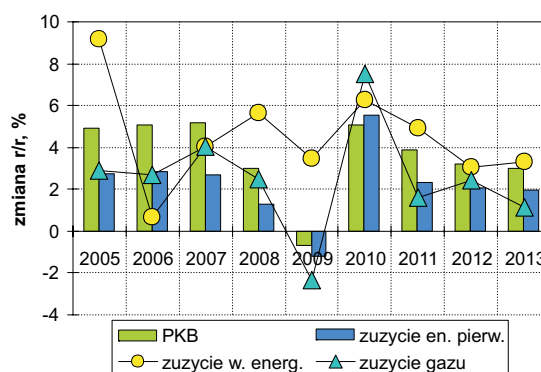
Struktura zużycia energii pierwotnej według paliw w wybranych krajach
i obszarach gospodarczych w 2013 r. [%]

Table 1.1

The structure of primary energy consumption by fuel in selected countries and economic areas, 2013 [%]

Wyszczególnienie		Węgiel	Ropa	Gaz	En. jądrowa	En. wodna	OZE
Świat		30,1	32,9	23,7	4,4	6,7	2,2
OECD		19,3	37,2	26,1	8,1	5,8	3,5
W tym	UE	17,0	36,2	23,5	11,8	4,9	6,6
	USA	20,1	36,7	29,6	8,3	2,7	2,6
	Japonia	27,1	44,1	22,2	0,7	3,9	2,0
	Australia	38,8	40,4	13,9	–	3,9	3,0
	Polska	56,1	24,1	15,0	–	0,6	4,2
non-OECD		38,3	29,5	21,9	1,6	7,5	1,2
W tym	Kolumbia	11,3	36,5	25,4	–	26,4	0,4
	Fed. Rosyjska	13,4	21,9	53,2	5,6	5,9	
	Indonezja	32,2	43,8	20,5	–	2,1	1,4
	Indie	54,5	29,4	7,8	1,3	5,0	2,0
	Chiny	67,5	17,8	5,1	0,9	7,2	1,5
	RPA	72,0	22,2	2,9	2,6	0,2	0,1

Źródło: opracowanie własne na podstawie BP 2014



Rys. 1.4. Zmiany zużycia energii pierwotnej, węgla energetycznego i gazu ziemnego
na tle zmian światowego PKB [% r/r]

Źródło: Lorenz 2014 (opracowanie własne na podstawie IMF Data and Statistics, BP 2014,
Coal Information 2014)

Fig. 1.4. Changes of primary energy consumption, steam coal,
and natural gas consumption against global GDP changes [% y/y]

Rysunek 1.4 przedstawia roczne procentowe zmiany światowego PKB w porównaniu ze zmianami zużycia energii pierwotnej oraz zużycia węgla energetycznego i gazu ziemnego na świecie w latach 2005–2013. Średnie wartości dla świata są oczywiście wypadkową sytuacji w poszczególnych regionach i krajach – często bardzo zróżnicowanej (przypadek Polski omówiono np. w pracy Maciejewski 2013). Od wielu już lat gospodarki krajów rozwijających się osiągają zdecydowanie wyższe wskaźniki wzrostu gospodarczego. Zużywają też coraz więcej surowców energetycznych – od 2008 roku ponad połowa światowego zużycia gazu ziemnego przypada na te kraje, w przypadku ropy naftowej ta przewaga została osiągnięta w 2013 roku, natomiast jeśli chodzi o węgiel – kraje rozwijające się zużywają więcej tego surowca (niż kraje rozwinięte) już od ponad 25 lat, a w 2013 roku odpowiadały za prawie 80% światowego zużycia węgla.

Wydobycie węgla i jego użytkowanie oraz handel międzynarodowy przebiegają w szeroko pojętym otoczeniu gospodarczym. Na opłacalność produkcji, wykorzystania, eksportu i importu istotny wpływ ma szereg czynników jak: wzrost gospodarczy (w ujęciu globalnym i regionalnym, opisywany za pomocą różnych wskaźników makroekonomicznych), poziom zapotrzebowania na surowce i energię, konkurencja cenowa węgla na różnych rynkach, jak też konkurencyjność węgla wobec innych surowców, zagadnienia transportu (w tym morskiego) i jego kosztów, czy kursy walut, w których rozliczane są transakcje.

1.1. Międzynarodowy handel węglem

W porównaniu do wielkości światowego wydobycia, ilość węgla energetycznego w obrocie międzynarodowym jest relatywnie niewielka, bo wynosi zazwyczaj około 15–17%. Zdecydowana większość węgla jest bowiem zużywana w krajach, które ten węgiel wydobywają. Natomiast ceny węgla, osiąmane w handlu światowym, są istotnym punktem odniesienia dla większości producentów (nawet jeśli nie są eksporterami) oraz użytkowników (nawet jeśli nie importują węgla).

W 2013 roku w obrocie międzynarodowym znalazło się ponad miliard ton węgla energetycznego. Orientacyjne wielkości przypadające na największych importerów i eksporterów na świecie (por. rys. 1.2) jednoznacznie wskazują na wyraźną dominację krajów azjatyckich po stronie importu (w sumie około 73%). Również większość eksportowanego węgla pochodzi z tamtej części świata. Na kraje Unii Europejskiej przypada około 16% światowego importu, a na Japonię – około 13% (Lorenz 2014).

W analizach i statystykach międzynarodowych rynków węgla kamiennego przyjmuje się zazwyczaj podział geograficzny i rodzajowy: dla dwóch wyodrębnionych geograficznie regionów, nazywanych rynkiem Atlantyku i rynkiem Pacyfiku, rozważa się oddzielnie przepływy węgla energetycznego i koksowego. Stosuje się też rozróżnienie ze względu na transport, realizowany drogą morską i lądową. W międzynarodowym handlu węglem dominują przewozy drogą morską, które od wielu lat stanowią około 90% obrotów węglem na świecie (Lorenz, Grudziński 2009; Lorenz 2010a).

Rynek węgla energetycznego w regionie Atlantyku obejmuje – po stronie popytowej: kraje Unii Europejskiej, Europy Wschodniej oraz kraje basenu Morza Śródziemnego, a po stronie podaży: kraje Ameryki Północnej i Południowej, a także Rosję i Polskę. Popyt na rynku Pacyfiku kreuje zapotrzebowanie ze strony krajów azjatyckich (Japonia, Korea Południowa oraz Chiny z Hong Kongiem, Tajwan, a także Indie). Zapotrzebowanie to jest zaspokajane przede wszystkim dostawami węgla z Australii i Indonezji, uzupełnianymi eksportem z Rosji, Wietnamu, a ostatnio także z RPA.

Dla zbilansowania potrzeb poszczególnych uczestników rynku, pewna część dostaw z rynku atlantyckiego trafia na rynek Pacyfiku i odwrotnie. Rynek Pacyfiku jest jednak znacząco większy (Lorenz, Grudziński 2009; Grudziński 2012).

Obecnie połowa światowej produkcji i zużycia węgla energetycznego ma miejsce w Chinach. Pod względem wielkości importu Chiny wyprzedziły Japonię w 2011 r., a w 2012 – także Unię Europejską (uwzględniając sumaryczny import krajów członkowskich).

1.2. Ogólne tendencje cenowe na światowych rynkach węgla energetycznego i frachtów morskich

Pod względem cen węgiel kamienny uważany jest za najbardziej stabilny surowiec energetyczny, co można stwierdzić porównując wieloletnie dane o cenach węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego nawet na poziomie średnich rocznych i uśrednione dla różnych rynków (rys. 1.5).

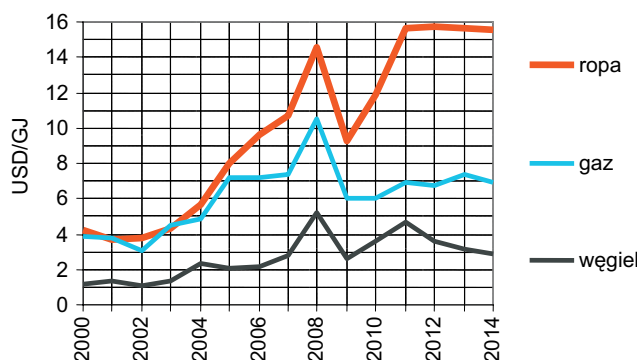
Wśród istotnych czynników kształtujących ceny węgla rynkach międzynarodowych należy wymienić (Lorenz 2006; Lorenz, Grudziński 2009):

- poziom zapotrzebowania i tendencje jego zmian,
- koszty pozyskania węgla, ilość zasobów i ich rozmieszczenie geograficzne,
- koszty transportu (głównie frachtów morskich),
- konkurencyjność kosztowo-cenową innych surowców (nośników) energii,
- uwarunkowania ekologiczne (regulacje zarówno po stronie wydobywania, jak i użytkowania węgla).

Doraźnie na ceny węgla oddziałują dodatkowo czynniki takie jak:

- pogoda (wpływająca zarówno na warunki eksploatacji w odkrywkach, jak i na zapotrzebowanie na energię u końcowych użytkowników; ma to pośredni wpływ na rynek węgla poprzez sektor wytwarzania energii),
- zdarzenia losowe określane mianem siły wyższej (klęski żywiołowe, katastrofy, ale też długotrwałe strajki w dużych kopalniach eksportujących węgiel),
- ograniczenia transportowe – zarówno w transporcie lądowym, jak i morskim itp.

Stałym elementem oddziaływania na poziom zapotrzebowania na węgiel – a przez to i na ceny – są też procesy liberalizujące rynki energii elektrycznej, wymuszające redukcję kosztów wytwarzania, wśród których koszty paliwa stanowią jedną z największych pozycji (Lorenz 2006; Grudziński 2012).



Rys. 1.5. Porównanie średnich cen węgla energetycznego, ropy naftowej i gazu ziemnego na świecie [USD/GJ]
Źródło: opracowanie własne (różne źródła)

Fig. 1.5. Comparison of average prices of steam coal, crude oil, and natural gas in the world [USD/GJ]

Na stopień zbilansowania rynku wpływa nie tylko poziom podaży i popytu w skali globalnej, ale też rozkład chwilowego zapotrzebowania na konkretnym rynku oraz możliwości dostarczenia węgla na ten rynek ze względu na dostępność surowca oraz możliwości transportowych.

Na współczesnych rynkach węglowych od szeregu już lat obserwowana jest skłonność do zastępowania kontraktów terminowych zakupami w transakcjach *spot* (ta tendencja dotyczy zresztą nie tylko rynków węgla). Rynek *spot* to rynek transakcji natychmiastowych, gdzie rozliczenie transakcji odbywa się w terminie do dwóch dni roboczych. W międzynarodowym handlu węglem, gdzie większość dostaw odbywa się drogą morską, przyjmuje się najczęściej 90-dniowy termin realizacji dostawy (na tyle szacuje się czas potrzebny na dokonanie niezbędnych czynności od zawarcia transakcji do dostarczenia towaru do kupującego). Przy mniej odległych rynkach ten czas może być krótszy (Lorenz i in. 2013).

Transakcje *spot* zawierane są jednorazowo, z określeniem ilości, ceny i warunków dostawy. Takie transakcje nie są już właściwie zawierane w tradycyjny sposób przez producentów (lub sprzedawców) i użytkowników. Na rynku węgla energetycznego taką funkcję pełni teraz wyspecjalizowane platformy handlowe, rynki towarowe i pracujący dla nich brokerzy.

Rynek *spot* stanowi źródło uzupełniających zakupów dla większości dużych użytkowników węgla energetycznego na świecie. Jakkolwiek brak jest wiarygodnych danych na temat rzeczywistego udziału transakcji *spot* w całkowitej puli zakupów węgla, to szacunkowo przyjmuje się, że jest to średnio około 20% (w skali globalnej; w poszczególnych krajach te proporcje są oczywiście różne).

Zaletą transakcji *spot*, podkreślaną przez ich zwolenników jest to, iż ceny *spot* reagują natychmiast na bieżącą sytuację rynkową: rosną, gdy podaż jest zbyt mała i spadają, gdy pojawia się więcej dostaw. Jednak w przypadku konieczności podejmowania decyzji o rozpoczęciu inwestycji w wydobywanie, ta charakterystyczna dla rynku *spot* płynność (zmiennosc) cen jest niekorzystna. Jest to zresztą prawidłowość ekonomiczna, że wysoka płynność cen redukuje fizyczne inwestycje, co i w potocznym rozumieniu tego zjawiska jest logiczne,

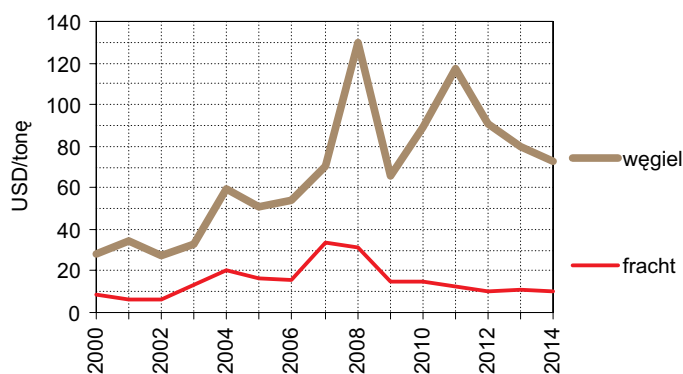
bowiem odnosi się do właściwej człowiekowi niechęci do wystawiania się na nadmierne ryzyko (Banks 2005).

Dostępne informacje o stanie zasobów węgla na świecie (np. BP 2014) są dość optymistyczne: przy obecnym poziomie wydobycia węgla powinno wystarczyć na około 113 lat. Dla ropy naftowej ta wystarczalność jest szacowana na około 53 lata, a dla gazu ziemnego – na 55 lat.

Pomimo relatywnie równomiernego rozproszenia zasobów węgla na kuli ziemskiej, występują na świecie dysproporcje pomiędzy położeniem regionów o dużych zasobach i dużym rzeczywistym bądź potencjalnym wydobyciu, a regionami o wyższym niż podaż zapotrzebowaniu. Dlatego tak istotną rolę na rynkach węglowych odgrywa transport, w skali globalnej realizowany przede wszystkim drogą morską.

W przewozach węgla dominują jednostki duże – masowce typu *panamax* (o nośności 60–80 tys. DWT) i *capesize* (powyżej 100 tys. DWT). Jednostkowe stawki frachtowe uzależnione są m.in. od wielkości statku (są wyższe dla mniejszych jednostek) oraz od odległości transportowej. W największym stopniu jednak zależą od ogólnej sytuacji rynkowej w przewozach morskich: zapotrzebowania na przewozy i możliwości zbilansowania tego zapotrzebowania (Lorenz, Grudziński 2009, Lorenz 2010b, Lorenz i in. 2013).

Rysunek 1.6 ilustruje ogólne tendencje cenowe na rynkach węgla energetycznego i frachtów morskich w ostatnich kilkunastu latach.



Rys. 1.6. Ogólne tendencje cenowe na światowych rynkach węgla energetycznego i frachtów morskich
Źródło: opracowanie własne (różne źródła)

Fig. 1.6. General price tendencies in the international markets of steam coal, and maritime freights

Pod koniec lat dziewięćdziesiątych XX w. i na początku nowego stulecia ceny węgla kształtowały się na niskim poziomie. Bez wątpienia przyczyniła się do tego nadpodaż, związana z dynamicznym rozwojem eksportu, zwłaszcza w regionie Pacyfiku (Chiny, Australia, Indonezja). Wkrótce jednak (w drugiej połowie 2003 i w 2004 roku) – w związku z wysokim wzrostem gospodarczym w Chinach, generującym zwiększone zapotrzebowanie na surowce i energię, nastąpił wysoki wzrost cen węgla na światowych rynkach. Równocześnie wystąpiło także zwiększone zapotrzebowanie na przewozy morskie w skali przewyższającej możliwości

transportowe światowej floty masowców. Wystąpił więc skumulowany efekt wzrostu cen węgla u eksporterów (przy popycie przekraczającym podaż węgla) oraz wysokiego wzrostu stawek frachtowych, skutkujący wysokim poziomem cen węgla na rynkach importerów.

Sytuacja cenowo-podażowa ustabilizowała się w okolicach roku 2005, lecz nie na długo. Już bowiem w 2006 roku na rynkach ponownie zaczęło brakować węgla energetycznego. W Europie wpływ miały na to m.in.: niski stan zapasów, mroźna zima i gorące suche lato (skutkujące zwiększonym zapotrzebowaniem na węgiel) oraz niedostateczna podaż węgla z krajów głównych dostawców (RPA i Kolumbii – przerwy w wydobywaniu z powodu ulewnych deszczy oraz strajków górników; spadek eksportu z Polski). Dodatkowo ponownie wzrosły stawki frachtów morskich, które osiągnęły szczytowe wartości pod koniec 2007 roku.

Jednakże najbardziej spektakularne zmiany cen w historii rynków węglowych miały jednak miejsce w roku 2008. Międzynarodowe rynki węgla energetycznego doświadczyły wówczas największego wzrostu i największego spadku cen. Wielkich spadków doznały też światowe ceny ropy naftowej i ceny gazu w USA (spadki nie dotyczyły tylko cen gazu w Europie, które uzależnione są od polityki Rosji i sposobu ich powiązania z produktami ropopochodnymi). Sytuacja ta wiązała się z ogólnym załamaniem światowej gospodarki. Kryzys finansowy szybko objął giełdy i rynki finansowe, powodując perturbacje we wszystkich dziedzinach gospodarki na całym świecie.

Na rynkach węgla i frachtów morskich ponownie istotną rolę odegrały wówczas Chiny, gdzie po Igrzyskach Olimpijskich (Pekin 2008 r.) nastąpiło wyraźne zmniejszenie zapotrzebowania na surowce z importu (węgiel, ruda żelaza), co w szybkim czasie przełożyło się także na spadki stawek frachtowych (brak zapotrzebowania na surowce odbił się brakiem zapotrzebowania na przewozy).

Ceny węgla energetycznego zaczęły się powoli odbudowywać w 2009 roku. Wyraźne wzrosty na przełomie 2010 i 2011 roku wiązały się z różnymi anomaliami pogodowymi, np.: wyjątkowo mroźną zimą w Europie i katastrofalnymi powodzią w Indonezji, a przede wszystkim w Australii.

Wśród istotnych zdarzeń wpływających w tamtym czasie destabilizująco na rynki surowców energetycznych, należy też wymienić zamieszki polityczne w krajach Afryki Północnej i w regionie Środkowego Wschodu (nazywane niekiedy Arabską Wiosną Ludów) oraz tragiczne w skutkach trzęsienie ziemi w Japonii (marzec 2011 r.). Zniszczeniu uległa wtedy nie tylko elektrownia jądrowa Fukushima, ale także liczne elektrownie węglowe, porty importujące węgiel oraz rafinerie. Ponieważ Japonia importuje w zasadzie wszystkie surowce energetyczne, jest niezwykle ważnym rynkiem dla eksporterów zarówno węgla, jak i ropy oraz gazu ziemnego (zwłaszcza w postaci skroplonej – LNG) (Lorenz i in. 2012).

Wysokie ceny węgla energetycznego utrzymywały się do kwietnia 2011 r., a od tego czasu pozostają w tendencji spadkowej.

Warto zwrócić uwagę, że przed 2008 rokiem wpływ bieżących zmian sytuacji podaży-popytu (tzw. fundamentów rynku) na ceny węgla był bardziej przewidywalny. Gdy następowało jakieś zdarzenie, skutkiem którego mogły być na przykład przerwy w dostawach węgla w eksporcie, rynki *spot* reagowały w spodziewanym kierunku (ceny rosły).

W kryzysowym roku 2008 i w latach następnych zmiany cen węgla w coraz większym stopniu reagowały również na inne sygnały rynkowe (jak np. zmiany cen ropy i gazu). Nie do pominięcia jest też znaczenie spekulacji giełdowych na rynkach surowców (głównie ropy naftowej), w wyniku czego podstawy fundamentalne (popyt-podaż) często traciły na znaczeniu (Grudziński 2012; Lorenz i in. 2013).

1.3. Indeksy cen węgla energetycznego stosowane w handlu międzynarodowym

Od ponad 10 lat w międzynarodowym handlu węglem energetycznym powszechnie stosuje się tzw. wskaźniki (indeksy) cen.

Wskaźniki cen wyrażają ceny rynkowe odniesione do standaryzowanej jakości. Dla węgla energetycznego za taki wzorzec jakościowy uważa się najczęściej węgiel o kaloryczności około 25 MJ/kg (6000 kcal/kg) i zawartości siarki poniżej 1%. Należy jednakże odnotować, że w ostatnich 2–3 latach nastąpił dynamiczny rozwój indeksów dla węgla o niższej wartości opałowej (funkcjonują one na rynku azjatyckim).

Ceny producentów/eksporterów, podawane są na warunkach FOB (*Free-On-Board*, na statku w porcie załadowania), natomiast ceny na rynku odbiorców/importerów podawane są na warunkach CIF (*Cost-Insurance-Freight*) lub CFR (*Cost-and-FReight*) w porcie dostarczenia ładunku.

1.3.1. Reguły (formuły) handlu międzynarodowego

FOB, CIF czy CFR należą do grupy reguł (formuł) handlowych, stosowanych w handlu międzynarodowym. Konsekwencją zastosowania określonej formuły handlowej jest podział odpowiedzialności i kosztów pomiędzy sprzedającym i kupującym. Szczegóły precyzują reguły handlu międzynarodowego Incoterms.

Formuły Incoterms (*International Commercial Terms*) publikowane są przez Międzynarodową Izbę Handlową (ICC) w Paryżu od 1936 roku. Ostatnia wersja (Incoterms®2010) jest ósmą z kolei (poprzednia obowiązywała od 2000 roku) i zawiera 11 podstawowych formuł (poprzednio 13) zgrupowanych w dwóch kategoriach (poprzednio 4). Podział opiera się na rodzaju transportu wykorzystywanego do przemieszczania towarów od sprzedającego do kupującego. Pierwsza kategoria zawiera 4 formuły odnoszące się tylko do transportu wodnego (morskiego i śródlądowego), a druga – 7 formuł, które mogą być stosowane przy każdym rodzaju transportu (również w transporcie kombinowanym).

Formuły handlowe Incoterms bywają też określane jako: warunki dostawy, baza ceny, baza dostawy. Ułatwiają one zawieranie kontraktów i pozwalają unikać nieporozumień powstających w wyniku odmiennej interpretacji tych samych określeń.

Formuły regulują związki między sprzedającym i kupującym, nie określają natomiast stosunków stron umowy z przewoźnikami, spedytorami i operatorami przewozów mieszanych. Znajomość formuły transportowej jest jednak przewoźnikowi (czy spedytorowi)

niezbędna do właściwej organizacji transportu, zabezpieczenia ewentualnych roszczeń, określenia wartości celnej towaru, jego odprawy itp.

INCOTERMS®2010 zostały uznane przez Komisję ONZ Międzynarodowego Prawa Handlowego (UNCITRAL) za globalny standard interpretacji reguł handlu zagranicznego.

W tabeli 1.2 zamieszczono porównanie formuł Incoterms 2000 i 2010.

Tabela 1.2

Porównanie formuł INCOTERMS 2000 i 2010

Table 1.2

Comparison of commercial terms in INCOTERMS 2000, and 2010

INCOTERMS 2000		INCOTERMS®2010			
Lp.		Lp.	transport wodny (morski i śródlądowy)	wszystkie rodzaje transportu	zmiany, uwagi
1	2	3	4	5	6
1	EXW	1		EXW = EX Works (z zakładu – wymienione z nazwy miejsce wydania towaru)	
2	FCA	2		FCA = Free Carrier (dostarczony do przewoźnika w wymienionym z nazwy miejscu dostawy)	koszty odprawy celnej w eksporcie ponosi sprzedający
3	FAS	3	FAS = Free Alongside Ship (dostarczony wzdłuż burty statku w wymienionym z nazwy porcie załadunku)		
4	FOB	4	FOB = Free On Board (dostarczony na statek w wymienionym z nazwy porcie załadunku)		
5	CFR	5	CFR = Cost and Freight (koszt i fracht, w wymienionym z nazwy porcie przeznaczenia)		
6	CIF	6	CIF = Cost, Insurance and Freight (koszt, ubezpieczenie i fracht, w wymienionym z nazwy porcie przeznaczenia)		
7	CPT	7		CPT = Carriage Paid to (przewóz opłacony do wymienionego z nazwy miejscu przeznaczenia)	ryzyko związane z ładunkiem przechodzi już w momencie przekazania towaru przewoźnikowi

Tabela 1.2. cd.

Table 1.2. cont.

1	2	3	4	5	6
8	CIP	8		CIP = Carriage and Insurance Paid to (przewóz i ubezpieczenie opłacone do wymienionego z nazwy miejsca przeznaczenia)	
9	<i>DEQ = Delivered Ex Quay</i>	9		<i>DAT</i> = Delivered at Terminal (dostarczony do wymienionego z nazwy terminalu – w porcie lub miejscu przeznaczenia)	nowa formuła (zastępuje DEQ) – sprzedający ma obowiązek dostarczenia ładunku do określonego terminalu (w tym miejscu ryzyko i koszty przechodzą na kupującego)
10	<i>DES = Delivered Ex Ship</i>	10		DAP = Delivered at Place (dostarczony do wymienionego z nazwy miejsce przeznaczenia)	nowa formuła (zastępuje DES, DAF i DDU) – sprzedający dostarcza towar do określonego miejsca (w tym miejscu ryzyko i koszty – w tym także rozładunku – przechodzą na kupującego)
11	<i>DDU = Delivered Duty Unpaid</i>				
12	<i>DAF = Delivered at Frontier</i>				
13	DDP	11		DDP = Delivered Duty Paid (dostarczone – do wymienionego z nazwy miejsca przeznaczenia, cło opłacone)	

Źródło: opracowanie własne na podstawie (www.transimpex.com.pl, www.terramar.pl)

Każda formuła oznaczona jest trzyliterowym skrótem (od pierwszych liter ich nazw angielskich). Formuły w każdej grupie uszeregowane są według kryterium zwiększających się obowiązków i ryzyka sprzedającego (od EXW do DDP i od FAS do CIF). W stosowanym wcześniej podziale (np. Incoterms 2000) wyróżniano cztery grupy, w których nazwy formuł zaczynały się od tej samej litery, lecz równocześnie podział ten wskazywał umowny etap drogi towaru od sprzedającego do kupującego oraz poziom pokrycia kosztów dostawy. I tak:

- Grupa E – przygotowanie do wysyłki (tylko jedna formuła EXW – jest to jedyna formuła typu *loco*; pozostałe to formuły typu *franco*),

- Grupa F – zasadnicze koszty przewozu nieopłacone,
- Grupa C – zasadnicze koszty przewozu opłacone,
- Grupa D – przybycie (towar u odbiorcy).

Stosowanie formuł Incoterms – choć jest szeroko przyjęte na całym świecie – nie jest obowiązkowe. Nie są to przepisy prawa (jak np. konwencje międzynarodowe czy ustawy), a jedynie sformalizowane reguły „zwyczaju handlowego”. Zastosowanie określonej formuły zależy od woli stron i powinno być zaznaczone w kontrakcie (przez wskazanie, do której wersji Incoterms odwołują się zapisy; reguły Incoterms®2010 nie są stosowane przez domniemanie). Pierwszeństwo – nad postanowieniami formuł – mają warunki określone w umowie. Jedną z istotnych zmian, wprowadzonych przez Incoterms®2010, jest możliwość stosowania formuł w handlu wewnętrznym (krajowym lub unijnym), nie tylko zagranicznym (międzynarodowym).

W odniesieniu do indeksów cen węgla, podanie formuły – czyli bazy ceny – ma przede wszystkim charakter informacyjny, mówiący o tym, czy jest to cena eksportera (FOB), czy importera (CIF, CFR, DAP).

1.3.2. Wiodący dostawcy indeksów

Za pierwszy określany regularnie wskaźnik cenowy można uznać indeks CIF ARA, wyznaczany od 1991 roku. Przedstawia on średnią cenę węgla energetycznego, importowanego drogą morską do krajów Europy Zachodniej i Północnej, dostarczanego do portów ARA (Amsterdam – Rotterdam – Antwerpia). Cena ta odnosi się do węgla o kaloryczności 6000 kcal/kg i zawartości siarki poniżej 1% i wyrażana jest w dolarach amerykańskich za tonę (węgla o podanej jakości).

Szybki wzrost liczby wskaźników cenowych rozpoczął się na początku XXI wieku, kiedy upowszechniły się narzędzia pozwalające na szybkie i bezpieczne zawieranie transakcji kupna/sprzedaży drogą elektroniczną.

Do wiodących dostawców indeksów cen węgla należy zaliczyć cztery firmy: IHS McCloskey, Argus Media Group, Platts oraz globalCOAL (Lorenz 2012).

Trzy pierwsze firmy specjalizują się w dostarczaniu informacji o światowych rynkach surowców oraz ich cenach. Oprócz węgla energetycznego zajmują się m.in. rynkami ropy naftowej, gazu ziemnego (także w postaci skroplonej – LNG), koksu naftowego, a ostatnio również węgla koksowego. Ponieważ w międzynarodowym handlu surowcami istotną rolę odgrywa transport, firmy te analizują także rynki przewozów morskich i dostarczają informacji o stawkach frachtowych na ważniejszych trasach. W obszarze ich zainteresowań znajdują się też rynki energii elektrycznej oraz rynki handlu pozwoleniami na emisję CO₂.

Ekspersi tych firm, zajmujący się rynkami węgla energetycznego, pozyskują informacje o zawartych transakcjach oraz składanych ofertach kupna i sprzedaży bezpośrednio od uczestników rynku (sprzedających, kupujących, pośredników, przewoźników, brokerów). Analizując i opracowując dane, stosują własne metodologie oraz różnorakie procedury weryfikacyjne, aby obliczane wskaźniki cenowe oddawały stan rynków w sposób możliwie najbardziej rzetelny.

Inny profil działalności ma globalCOAL. Jest to bowiem internetowa platforma handlu węglem energetycznym – pierwsza w świecie, która na dużą skalę podjęła taką działalność. GlobalCOAL określa swoje indeksy tylko na podstawie ofert oraz transakcji zawartych za pośrednictwem tej platformy, wykorzystując własną metodologię.

Poniżej zamieszczono krótkie informacje o wymienionych firmach.

IHS McCloskey

Firmę McCloskey Coal Informations Services (MCIS) można uważać za prekursora w tworzeniu wskaźników (indeksów) cen dla węgla energetycznego. Pierwszy wskaźnik, opracowany dla rynku północnej i zachodniej Europy, funkcjonujący pod nazwą „MCIS Steam Coal Marker Price”, publikowany był od stycznia 1991 do grudnia 2000 roku przez *Financial Times Energy* w czasopiśmie *International Coal Report* (ICR). Od stycznia 2001 roku – w związku z przejściem ICR przez wydawnictwo *Platts – The McGraw Hill Companies* – indeks firmowany przez MCIS publikowany jest we własnych wydawnictwach.

W 2007 roku firma MCIS została przejęta przez IHS (*Information Handling Services*) i od tego czasu funkcjonuje jako część tej grupy pod nazwą IHS McCloskey. IHS to obecnie jedna z największych firm globalnych, specjalizujących się w dostarczaniu informacji i analiz dla różnych gałęzi przemysłu oraz rządów (w tym także dla wojska) na całym świecie. IHS zaczynał w 1959 r. jako dostawca baz danych (katalogi produktów na mikrofilmach) z dziedziny inżynierii lotniczej, stając się z czasem największym na świecie producentem informacji handlowych na mikrofilmach. W ciągu ponad 50 lat działalności IHS zbudował swój potencjał i pozycję rynkową, dokonując szeregu akwizycji różnych firm specjalizujących się w bazach danych, technologiach gromadzenia informacji i usługach informatycznych, doradztwie gospodarczym, analizach makroekonomicznych, prognozowaniu itp. Od 2005 r. IHS jest spółką notowaną na giełdzie nowojorskiej (NYSE: IHS).

Argus Media Group

Argus jest niezależną prywatną organizacją medialną, założoną w 1970 roku i zarejestrowaną w Wielkiej Brytanii. Jej główna siedziba znajduje się w Londynie, lecz firma ma również około 20 biur w każdym z głównych światowych centrów energetycznych, zatrudniając około 500 pełnoetatowych pracowników.

Argus jest jednym z wiodących dostawców danych dotyczących cen, a także informacji, komentarzy rynkowych i analiz oraz usług doradztwa dla światowych przemysłów: ropy, produktów naftowych, gazu ziemnego, energii elektrycznej, węgla, emisji, energii odnawialnej, nawozów, petrochemii oraz sektora transportowego. Dane te są wykorzystywane przez firmy, rządy i instytucje międzynarodowe w ich pracach analitycznych i planowaniu; są także stosowane jako punkt odniesienia w fizycznym handlu surowcami i towarami.

Platts

Historia Plattsa sięga roku 1909 w USA – utworzona wówczas firma miała na celu dostarczanie rzetelnych informacji o cenach i rynku ropy naftowej. Z czasem zakres dzia-

łałości informacyjnej rozszerzył się na produkty petrochemiczne, metale, spedycję i szeroko pojętą branżę energetyczną (gaz ziemny, energię elektryczną, węgiel, LNG, energię jądrową, biopaliwa i odnawialne źródła energii). Platts zyskał również znaczącą pozycję w dziedzinie informacji o rynku stali oraz cukru.

Od 2000 roku Platts należy do grupy *The McGraw Hill Companies* (od maja 2013 r. grupa nosi nazwę *McGraw Hill Financial*) – lidera w dziedzinie ratingów kredytowych, cen wskaźnikowych (*benchmarks*) i analiz dla globalnych rynków kapitałowych i towarowych. Należy wspomnieć, że do tej samej grupy należą również takie marki, jak indeksy: Standard & Poors, S&P Capital IQ, czy Dow Jones.

Firma posiada około 15 biur na całym świecie, a główna siedziba znajduje się w Nowym Jorku. Oprócz regularnej działalności informacyjnej (jak codzienne komentarze, dane i analizy rynkowe, a także biuletyny, raporty, mapy, konferencje, program telewizyjny w USA i on line) Platts sporządza co roku światowy ranking firm energetycznych (Top 250), a także przyznaje nagrody „Platts Global Energy Awards”, uważane za „oscary” branży energetycznej.

globalCOAL

globalCOAL jest platformą internetową – miejscem handlu elektronicznego, gdzie uczestnicy mogą kupować i/lub sprzedawać produkty węglowe oraz instrumenty finansowe, związane z tym surowcem.

Jest to najmłodsza z omawianych firm – została powołana w kwietniu 2001 roku przez grupę założycieli reprezentujących branżę zaangażowane w światowy handel węglem. Firma globalCOAL ma siedzibę w Londynie i obecnie liczy 8 udziałowców:

- z branży górniczej: Anglo American (UK), BHP Billiton (Australia – UK) i Rio Tinto (UK),
- z branży energetycznej: E.ON Kraftwerke (Niemcy) i J Power EPDC (Japonia),
- z branży handlowej i transportowej: Enel FTL (Włochy), Glencore International AG (Szwajcaria) i SSY Simpson Spence & Young (broker frachtowy).

Na platformie handluje się przede wszystkim produktami węglowymi o parametrach zgodnych ze standardowym systemem jakości. Możliwy jednak jest również handel węglem niestandardowym – według indywidualnych wymagań klienta.

Transakcje odbywają się drogą elektroniczną (*on-screen*) z wykorzystaniem własnego unikalnego narzędzia (tzw. *Tender/RFP System*; RFP – *Request-For-Proposal*). System *Tender/RFP* został zaprojektowany specjalnie dla przemysłu węglowego i jest indywidualnie dostosowywany do specyficznych potrzeb każdego klienta. Umożliwia on konsumentom – użytkownikom węgla – przeprowadzenie przetargu w czasie rzeczywistym i z dostosowaniem jakości – w formie aukcji odwrotnej (tzw. aukcja holenderska). System może również pracować w konfiguracji klasycznej aukcji angielskiej – dla producentów chcących sprzedawać węgiel.

Firmy, które chcą kupić i/lub sprzedać węgiel poprzez globalCOAL, muszą zostać Członkami Rynku (*Market Member*) poprzez podpisanie stosownej umowy z globalCOAL.

Pod koniec 2001 r. liczba członków platformy globalCOAL wynosiła 25, a liczba zarejestrowanych klientów, uczestniczących w handlu *on-screen* – ponad 100. W 2013 r. liczba członków wzrosła do prawie 150, a lista zarejestrowanych klientów przekroczyła 2000.

Od 2008 roku globalCOAL współpracuje z IntercontinentalExchange (ICE) – wiodącym operatorem globalnych giełd i rynków instrumentów pochodnych OTC. ICE prowadzi kontrakty terminowe *futures* na bazie fizycznych indeksów globalCOAL (Phys NEWC i DES ARA).

1.3.3. Główne indeksy cenowe węgla energetycznego

Przedstawione wcześniej (rys. 1.2) informacje statystyczne o głównych graczach wśród eksporterów i importerów węgla energetycznego wyjaśniają, dlaczego w handlu węglem na rynkach międzynarodowych rozwinęły się takie a nie inne wskaźniki cen.

Indeksy odnoszą się do podstawowych rynków węglowych w ujęciu geograficznym: w podziale na eksporterów (indeksy na bazie cen FOB) i importerów (indeksy na bazie cen CIF lub CFR).

W tabeli 1.3 zestawiono najważniejsze indeksy, które obecnie są wyznaczane przez trzy wiodące firmy, dla których dostarczanie specyficznych informacji rynkowych stanowi

Tabela 1.3

Główne indeksy cen węgla energetycznego

Table 1.3

Main steam coal price indexes

Wyszczególnienie	Argus	IHS McCloskey	Platts	globalCOAL
CIF ARA	dzienny	dzienny	dzienny	dzienny
FOB Richards Bay	dzienny	dzienny	dzienny	dzienny
FOB Newcastle	tyg.	tyg.	tyg.	tyg.
FOB Newcastle (5500 kcal/kg, tj. około 23 MJ/kg)	tyg.	tyg.	dzienny (dostawa w ciągu 5–45 dni)	–
FOB Puerto Bolivar (Kolumbia)	tyg.	tyg.	tyg.	tyg.
FOB Rosja Bałtyk	tyg.	2-tyg.	tyg.	–
FOB Rosja Pacyfik (gł. port: Vostochny)	tyg.	2-tyg.	tyg.	–
FOB Qinhuaodao, Chiny (5800 kcal/kg, tj. około 24,3 MJ/kg)	tyg.	2-tyg.	tyg.	–
FOB Indonezja (5000 kcal/kg, tj. około 21 MJ/kg)	tyg.	tyg.	tyg.	–
CIF Japonia (6080 kcal/kg, tj. około 25,5 MJ/kg)	tyg.	mies.	mies.	–

Źródło: Lorenz 2012 (opracowanie własne na podstawie metodologii firm: Argus, globalCOAL, IHS McCloskey, Platts)

podstawę działalności. Takich indeksów jest już 10. Czwarta firma – globalCOAL – wyznacza takie same indeksy dla czterech głównych rynków: ARA (Europa Zachodnia) oraz Newcastle (Australia), Richards Bay (RPA) i Puerto Bolivar (Kolumbia). Większość indeksów odnosi się do standardowej kaloryczności 6000 kcal/kg (tj. około 25 MJ/kg) w stanie roboczym oraz 90-dniowego terminu dostawy (inne przypadki zaznaczono w tabeli).

Oprócz tych wskaźników wymienione firmy określają jeszcze szereg innych indeksów, dedykowanych węższym rynkom – zarówno pod względem geograficznego położenia, jak i konkretnych gatunków węgla. Zebrano je w tabeli 1.4 ze wskazaniem kaloryczności, do jakiej się odnoszą (w kcal/kg i MJ/kg, w przeliczeniu na stan roboczy).

Tabela 1.4

Inne ważniejsze indeksy cen węgla energetycznego

Table 1.4

Other important indexes of steam coal prices

Argus (indeksy tygodniowe)	IHS McCloskey	Platts	globalCOAL (indeksy tygodniowe)
– CIF Korea (6080) – CIF Marmara (6000) – węgiel rosyjski w dost. do Turcji – CIF Iskenderun (6000) – węgiel w imporcie do Turcji	– Indeks miesięczny Asian Steam Coal marker (6080) – Indeks tygodniowy ARA FOB barge (6000)	– Indeks miesięczny CIF Korea West (6080)	– Indeksy dla węgla indonezyjskiego – na bazie FOB (6000, 5500 i 4900), – Indeksy dla węgla z RPA – FOB RB (5500 i 6000 lecz dla wyższej od standardowej zawartości popiołu)
- Indeksy dla rynku chińskiego: - FOB Qinhuangdao – domestic (5500) - CRF South China (6000 i 5500)	- Indeksy tygodniowe dla rynku chińskiego: - FOB Qinhuangdao (6000, 5500 i 5000), - CRF South China (6000, 5500 i 5000).	- Indeksy tygodniowe: - FOB Gladstone, Australia (6300), - FOB Bolivar, Kolumbia (6200) - FOB Kalimantan, Indonezja (5900), - FOB Bałtyk, Polska (6000). - Indeksy dzienne dla rynku indyjskiego: - CFR India East (6000, 5700 i 4800), - CFR India West (6000, 5700 i 4800).	
- Indeksy dla węgla indonezyjskiego – na bazie FOB (6300, 5500, 4000 i 3300)	- Indeks tygodniowy dla rynku indyjskiego: – CFR East India Coast (5500)		
- Indeks dla rynku indyjskiego: - CFR East India (5500)			

Źródło: jak w tabeli 1.2

Uwaga: w nawiasach podano kaloryczność węgla w kcal/kg (w stanie roboczym)

Rozwój indeksów cenowych dla węgla o niższych wartościach opałowych nastąpił stosunkowo niedawno (po 2010 roku). Określane są one dla węgla australijskich i indonezyjskich w eksporcie, jak też dla rynków importowych (Chiny, Indie). Pojawienie się takich wskaźników cenowych w ofercie firm dostarczających indeksy było odpowiedzią na potrzeby rynku. W Azji handel międzynarodowy węglami o niższej wartości opałowej oraz wyższej zawartości popiołu – w porównaniu do wartości „standardowych” – odbywał się praktycznie zawsze, zwłaszcza pomiędzy sąsiadującymi krajami. Ostatnio stał się on bardziej powszechny nawet przy większych odległościach transportowych (przede wszystkim za sprawą niskich stawek frachtu morskiego).

Indeksy API

Dużą renomą na rynku cieszą się indeksy cen znane pod nazwą API, określane wspólnie przez firmy Argus i IHS McCloskey i publikowane na zasadach wyłączności w *Argus/McCloskey's Coal Price Index Report*. Obecnie wyznaczanych jest już osiem indeksów API (tab. 1.5).

Tabela 1.5

Indeksy API

Table 1.5

API Indexes

Oznaczenie	Baza ceny	Kaloryczność	Częstotliwość wyznaczania		
		kcal/kg	dzien.	tyg.	mies.
API 2	CIF ARA	6 000	x	x	x
API 3	FOB RB	5 500		x	x
API 4	FOB RB	6 000	x	x	x
API 5	FOB Newcastle	5 500		x	x
API 6	FOB Newcastle	6 000		x	x
API 8	CFR South China	5 500		x	x
API 10	FOB Kolumbia	6 000		x	x
API 12	CFR East India	5500		x	x

Źródło: <http://www.argusmedia.com/Coal/Argus-McCloskeys-Coal-Price-Index-Report>

Uwaga: 1 kcal/kg = 4,1868 kJ

Bez wątpienia najbardziej popularne są indeksy: API 2 (odpowiadający cenie na warunkach CIF ARA) oraz API 4 (odpowiadający cenie FOB RB). Indeksy te – oba bazujące na kaloryczności 6000 kcal/kg (około 25 MJ/kg) – wyznaczane są jako średnia arytmetyczna z odpowiednich wskaźników (CIF ARA i FOB RB), określanych przez firmy Argus i IHS McCloskey. Te indeksy są najważniejszymi wskaźnikami stosowanymi jako cena refe-

rencyjna (tzw. *benchmark*) w transakcjach zawieranych zarówno na rynku fizycznym, jak i finansowym, tzw. papierowym (jako instrument bazowy w kontraktach OTC – *over-the-counter* – w handlu pozagiełdowym). Szacuje się, że już około 90% transakcji węglowych na rynku instrumentów pochodnych bazuje na tych indeksach.

Indeksy API 5 i API 8 to jakby indeksy „bliźniacze” odnoszące się do takiego samego standardu jakościowego: jeden po stronie eksportera, drugi – obrazujący rynek importera. Kaloryczność na poziomie 5500 kcal/kg (około 23 MJ/kg) zdecydowanie bardziej odpowiada warunkom rzeczywistym energetyki chińskiej, niż standardowa w handlu międzynarodowym wartość opałowa 6000 kcal/kg. Eksporterzy – chcąc konkurować z chińskim węglem krajowym – muszą się dostosować do warunków cenowych tamtejszego rynku.

Australijczycy są drugim – po Indonezji – dostawcą węgla do Chin. Indeks FOB Newcastle (5500 kcal/kg) wyznacza poziom cen konkurencyjnych dostaw eksporterów z Australii, którzy muszą brać także pod uwagę stawki frachtowe z wskaźnikowego portu Newcastle do portów w południowych Chinach, gdzie zlokalizowani są główni użytkownicy węgla (krajowego i/lub importowanego). Natomiast indeks CFR South China (dla węgla tej samej klasy) wyznacza konkurencyjny poziom cen dostawców w imporcie z różnych kierunków.

Rynek indonezyjski

Sposób określania cen węgla w Indonezji jest przykładem bezpośredniego wykorzystywania indeksów cen z międzynarodowych rynków *spot*.

Indonezja jest największym w świecie eksporterem węgla energetycznego, a większość firm wydobywczych to koncerny międzynarodowe. Rząd indonezyjski prowadzi politykę chroniącą rynek krajowy: producenci węgla mają obowiązek zapewnić 30% swoich dostaw dla krajowej energetyki. W ramach tej polityki (tzw. DMO – *Domestic Market Obligation*) podstawą określania cen sprzedaży węgla jest miesięczna cena referencyjna (ICPR – *International Coal Price Reference*). Cena ta – wyznaczana przez rząd – jest średnią arytmetyczną z czterech indeksów cen węgla, publikowanych w źródłach zagranicznych: dwa indeksy odnoszą się do węgla indonezyjskiego (ceny według Plattsa i Argusa), a dwa – do węgla australijskiego FOB Newcastle (jeden indeks z globalCOAL, a drugi wyznaczany przez niezależną firmę australijską).

Na podstawie tej ceny referencyjnej określa się najpierw ceny dla ośmiu wskaźnikowych gatunków węgla (produkowanych przez wybrane kopalnie), a następnie – ceny dla pozostałych kilkudziesięciu producentów. W obliczeniach wykorzystuje się wzory korygujące cenę w zależności od jakości węgla z poszczególnych kopalń (www.djmbp.esdm.go.id; Lorenz 2012).

1.3.4. Elementy podobne w metodologiach

Indeksy cen węgla charakteryzują się kilkoma cechami, które powtarzają się w metodologiach wszystkich firm. Najważniejszą z nich jest standaryzacja jakości. Za podstawowe

parametry jakościowe uważa się wartość opałową (lub ciepło spalania) oraz zawartość siarki. Kaloryczność węgla najczęściej oscyluje wokół wartości 6000 kcal/kg (czyli około 25 MJ/kg) w stanie roboczym, a zawartość siarki nie przekracza 1%. Zawartość popiołu – choć również zdefiniowana (najczęściej w zakresie 11–15%) – traktowana jest jako parametr drugorzędny.

Co do specyfikacji jakościowej – regułą jest, że w metodologii obliczania indeksów przyjmuje się pewne typowe wartości parametrów oraz dopuszczalny zakres ich zmienności. Specjaliści danej firmy, analizujący zawarte transakcje i wiążące oferty, biorą pod uwagę te, które mieszczą się w przyjętej specyfikacji. W obrocie międzynarodowym węgiel energetyczny jest materiałem o uziarnieniu 0–50 mm.

Indeksy przypisane są konkretnym rynkom – głównym węzłom handlu węglem na świecie. Za takie uważa się przede wszystkim porty ARA, do których trafia większość węgla importowanego do Europy. Po stronie eksporterów głównymi węzłami handlowymi, poprzez które ekspediuje się węgiel na rynki międzynarodowe, są porty: Newcastle w Australii oraz Richards Bay (RB) w RPA.

Z czasem zaczęto również określać indeksy dla innych rynków eksportu i importu węgla. Pojawiły się indeksy cen węgla z Kolumbii, Rosji czy Indonezji, a dla regionów importu – indeksy dla rynku japońskiego, południowokoreańskiego, indyjskiego czy tureckiego. Potężny rynek chiński ma indeksy cen zarówno dla eksportu, jak i importu.

Umieszczenie indeksu w danym węźle handlowym (porcie eksportera lub importera) niejako automatycznie definiuje tzw. bazę ceny, odpowiadającą formułom handlu międzynarodowego Incoterms. W porcie załadunku węgla będzie to cena na warunkach FOB, czyli cena węgla załadowanego na statek, natomiast w porcie przeznaczenia – cena na warunkach CIF (lub CFR) reprezentująca cenę węgla dostarczonego do portu importera.

Kolejnym elementem wspólnym dla indeksów jest przyjmowany termin realizacji dostawy. W handlu międzynarodowym, gdzie większość dostaw odbywa się drogą morską, zwyczajowo zakłada się, że czas potrzebny na dokonanie niezbędnych czynności od zawarcia transakcji do dostarczenia towaru do kupującego wynosi około 90 dni. Jednak dla niektórych stworzonych ostatnio indeksów przyjęto krótszy czas dostawy (np. 20 dni dla węgla rosyjskiego dostarczanego do Turcji przez Morze Czarne, czy 60 dni – dla dostaw do portów południowo-chińskich).

Kolejną kwestią, na którą należy zwrócić uwagę, jest częstotliwość obliczania (i publikacji) indeksów. Co prawda analitycy badają sytuację na rynkach codziennie, lecz największa liczba indeksów jest obliczana raz w tygodniu (publikowana w piątki). Dla niektórych wskaźników określone są tylko wartości miesięczne, a dla niektórych – zarówno tygodniowe, jak i miesięczne. Tylko dwa główne indeksy – CIF ARA i FOB RB – są przez wszystkie firmy wyznaczane codziennie (mają one też swoje odpowiedniki w postaci odpowiednio uśrednionych indeksów tygodniowych i miesięcznych).

1.3.5. Ważniejsze różnice w metodologiach

Różnice pomiędzy wartościami indeksów (dla danego rynku), wyznaczanymi przez poszczególne firmy, nie są duże: rzadko kiedy przekraczają 1,5 USD/Mg, czasem jest to tylko kilka, kilkanaście centów. W relacji do bieżącego poziomu cen rynkowych odchylenia te najczęściej nie są większe niż 1%. Bardziej znaczące różnice obserwowane są w okresach zawirowań rynkowych, gdy występują gwałtowne wzrosty czy spadki cen (taka sytuacja miała miejsce np. w czasie światowego kryzysu gospodarczego).

Obserwowane różnice wynikają zarówno z dostępnych dla analityków źródeł informacji, jak i z niuansów metodologii. Wśród różnic metodologicznych należałoby wskazać kilka – z pozoru tylko drobnych. Jedną z nich jest tzw. *timing* – czyli ustalona godzina dnia, o której kończy się zbieranie informacji z rynków oraz data, według której określa się przyjęty trzymiesięczny okres dostaw *spot*. Na przykład Platts kończy zbieranie danych z rynku europejskiego i atlantyckiego o godz. 17:00 czasu londyńskiego, a IHS McCloskey – o 17:30 (odpowiednio inne godziny są określone dla rynków azjatyckich). Jak chodzi o daty – Platts zalicza transakcje zawarte przed ósmym dniem miesiąca – do danego miesiąca, a późniejsze – do następnego. W związku z tym jeśli transakcja miała miejsce np. 7 kwietnia, to trzymiesięczny okres obejmuje kwiecień, maj i czerwiec. Jeśli natomiast miałaby ona miejsce 8 kwietnia – to taką transakcję zalicza się do średniej obliczanej z miesięcy: maj, czerwiec i lipiec. W metodologii IHS McCloskey uwzględnia się transakcje z pierwszej połowy miesiąca, lecz procedura jest bardziej skomplikowana, gdyż dodatkowo zależy od daty ostatniego dnia roboczego w pierwszej połowie miesiąca.

Kolejne różnice wiążą się z ustaleniem minimalnego tonażu danej transakcji, aby brać ją pod uwagę w obliczaniu indeksu. Dla ważniejszych rynków uwzględnia się tylko duże transakcje, odpowiadające dostawie statkami wielkości *panamax* lub *capesize* (zakres 50–150 tys. ton). Dla niektórych rynków (np. region Bałtyku) przyjmuje się transakcje zawarte na mniejsze partie węgla (45–75 tys. ton, głównie z uwagi na uwarunkowania portów). Dla niektórych indeksów dla rynku chińskiego przyjmuje się tonaż 20–50 tys. ton (np. Argus), a dla rynku indyjskiego – 25 tys. ton (Platts).

Jak wcześniej wspomniano, globalCOAL oblicza swoje indeksy tylko na podstawie transakcji zawartych za pośrednictwem własnej platformy handlu elektronicznego oraz wiążących ofert kupna i sprzedaży tam złożonych. Pozostałe firmy pozyskują informacje z rynku *spot*, wykorzystując możliwie szerokie kontakty we wszystkich najważniejszych węzłach handlu węglem energetycznym na świecie.

Priorytet – w doborze danych do wyznaczania indeksów – mają zawarte, potwierdzone transakcje, a wartość wskaźników jest obliczana jako średnia ważona (cen i wielkości dostaw). Przy braku transakcji (lub ich zbyt małej liczby) – brane są pod uwagę wiążące oferty kupna/sprzedaży. W okresach słabej aktywności rynków (małej liczby transakcji lub ich braku) wycena poziomu indeksu zależy od decyzji grupy specjalistów w danej firmie (to dotyczy przede wszystkim indeksów dziennych). Subiektywizm oceny ekspertów może być powodem rozbieżności wartości indeksów różnych firm.

Dostawcy indeksów starają się wejść na dany rynek, dostarczając produkt najbardziej dostosowany do potrzeb klienta, stanowi to bowiem o ich dochodach (ze sprzedaży praw do korzystania z indeksu) oraz kreuje pozycję rynkową. Z informacji przedstawionych w tabeli 1.4 można wnioskować o wyłaniającej się specjalizacji firm lub też o próbie zdobycia dominującej pozycji na danym rynku: Argus określa więcej niż konkurenci indeksów dla rynku indonezyjskiego, McCloskey – dla chińskiego, a Platts – dla indyjskiego. Platforma globalCOAL natomiast wyznacza więcej indeksów dla węgla południowoafrykańskich. Poszczególne firmy mają też w swej ofercie specyficzne indeksy, których nie wyznaczają inne (np. CIF Marmara – Argus, czy FOB Bałtyk dla polskiego węgla – Platts).

1.4. Porównanie metodologii wyznaczania indeksów dla rynku ARA

Opisane w rozdziale 1.3 metodologie wyznaczania indeksów cen węgla energetycznego dały pewien ogólny obraz tego zagadnienia. Wymienione podobieństwa i różnice są lepiej widoczne, gdy rozpatruje się je na przykładzie indeksu wyznaczanego przez poszczególne firmy, a odnoszącego się do tego samego rynku (pod względem geograficznym i specyfikacji jakościowej). Takiego porównania dokonano w tabeli 1.6 dla indeksu CIF ARA w dostawach o 90-dniowym okresie realizacji.

Tabela 1.6

Porównanie metodologii indeksu CIF (DES) ARA w dostawach 90-dniowych

Table 1.6

Comparison of CIF ARA Index Methodologies for delivery within 90 days

Wyszczególnienie	Argus	IHS McCloskey	Platts	globalCOAL
1	2	3	4	5
Nazwa indeksu	Argus Coal Daily International CIF ARA price	McCloskey NW Europe Steam Coal Marker	CIF ARA	globalCOAL® DES ARA Index™
Specyfikacja jakościowa: Q / S / A	6000 kcal/kg NAR S – max 1%		6000 kcal/kg NAR S – max 1% A – max 16%	6000 kcal/kg NAR S – max 1% A – max 15%
Wolumen (minimalna wielkość ładunku)	50 tys. ton		25 tys. ton	według wzoru: waga 150 tys. ton dla ofert i rzeczywisty tonaż dla transakcji
Godziny transakcji (pon. – piątek; dni robocze)	8:30–17:30 czasu londyńskiego		do 17:00 czasu londyńskiego	8:00–17:00 czasu londyńskiego

Tabela 1.6. cd.

Table 1.6. cont.

1	2	3	4	5
Timing (przedział czasowy – okno 90 dni)	trzeci miesiąc liczony jest od 15. dnia każdego miesiąca	w zależności od układu dat w kalendarzu – jeśli tydzień roboczy kończy się w pierwszej połowie miesiąca, to transakcje zalicza się do danego miesiąca	od 8 dnia każdego miesiąca transakcje zalicza się do następnego miesiąca	miesiąc kończy się w ostatni piątek każdego miesiąca kalendarzowego; następny miesiąc zaczyna się w pierwszym dniu roboczym po tym piątku
Rodzaje danych				
Zawarte transakcje	50% udziału w oszacowaniu ceny mają zawarte transakcje (lub wiążące oferty kupan/sprzedaży)	priorytet; obliczane średnie ważone (wolumenem)	priorytet; obliczane średnie ważone (wolumenem)	transakcje zawarte on-line na platformie
Badanie (ankietowanie) uczestników rynku	50% udziału w oszacowaniu ceny mają wyniki ankietowania aktywnych uczestników rynku	z wyników badania wyklucza się wartości minimalne i maksymalne, z pozostałych oblicza się średnią arytmetyczną	tylko takie oferty, które mieszczą się w realnych zakresach cen przy danych warunkach rynkowych	wiążące oferty wystawione na platformie – widoczne on-screen przez minimum 15 minut
Inne uwarunkowania	Jeśli nie ma lub jest niewiele odnotowanych reprezentatywnych transakcji, w ocenie wskaźnika będą dominować wyniki badania rynku transakcje na bazie DES ARA są traktowane jako równoważne CIF ARA		przy braku transakcji i ofert – Platts może wykorzystywać inne wskaźniki rynkowe (np. dostawy na inne rynki europejskie itp.)	obliczenia według wzoru baza: DES ARA
Dostępność informacji (miejsce publikacji)	własne publikacje – dostępne dla zarejestrowanych użytkowników (w ramach płatnej subskrypcji)			www.globalcoal.com (z opóźnieniem około 2 tygodni)
Jednostka ceny	USD/tonę, z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku			

Źródło: opracowanie własne

Uwaga: 1 kcal/kg = 4,1868 kJ; NAR (Net As Received) – stan roboczy

Najwięcej cech wspólnych mają metodologie Argusa i IHS McCloskey – co wydaje się dość oczywiste w świetle faktu, że na podstawie wartości cen CIF ARA w oszacowaniu tych firm obliczany jest ich wspólny indeks – API 2.

Największą „kreatywność” w tworzeniu metodologii poszczególne firmy wykazywały przy określaniu przedziału czasowego, z którego transakcje są uwzględniane w tzw. oknie dostaw 90-dniowych.

Za wyjątkiem globalCOAL – pozostałe firmy w oszacowaniu wartości CIF ARA biorą pod uwagę zawarte transakcje oraz wiążące oferty kupna/sprzedaży, a dodatkowo przeprowadzają codzienne badania ankietowe wśród aktywnych uczestników rynku (telefonicznie i/lub poprzez e-maile), weryfikując w ten sposób uzyskane informacje. Jeśli w ciągu dnia nie przeprowadzono żadnej transakcji i brak było ofert kupna i sprzedaży – cena jest szacowana tylko na podstawie badania rynku i oceny eksperckiej. Firmy zastrzegają sobie również prawo do wyłączenia z procesu metodologicznego takich transakcji lub ocen, które – w ich opinii – nie mieszczą się w granicach rozsądnej interpretacji warunków rynkowych.

Najbardziej klarowna jest metodologia globalCOAL, opisana algorytmami i wzorami, a ponadto bazująca tylko na rzeczywistości zawartych transakcjach i ofertach złożonych na tej platformie. Pozbawiona jest zatem pierwiastka subiektywizmu oceny ekspertów.

Celem przytoczonego w tabeli 1.6 porównania metodologii nie było ponowne analizowanie ich podobieństw i różnic, lecz zwrócenie uwagi na to, jakie elementy są uwzględniane w konstruowaniu indeksów cen węgla przez wiodących dostawców tych indeksów. Te analizy zostały częściowo wykorzystane w pracach nad stworzeniem metodologii wyznaczania indeksów cen węgla dla rynku krajowego. Takie indeksy są od października 2014 r. publikowane na platformach informacyjnych Agencji Rozwoju Przemysłu SA (ARP) oraz Towarowej Giełdy Energii SA (TGE). Opisano je w rozdziale 5.

1.5. Parametry jakościowe w specyfikacjach indeksów cen węgla energetycznego

Wskaźniki (indeksy) cen przedstawiają handlową wartość węgla sprzedawanego/kupowanego na rynku *spot*, wyrażoną przez jednostkową cenę węgla o określonej jakości i o sprecyzowanych warunkach dostawy.

Specyfikacja jakościowa węgla energetycznego obejmuje zazwyczaj trzy podstawowe parametry: wartość opałową (lub ciepło spalania) – Q, zawartość siarki S i popiołu A.

Zgodnie z definicją wartość opałowa (ang. *Net Calorific Value*, NCV) jest to ilość ciepła, odprowadzona z komory spalania po pełnym i całkowitym spalaniu jednostkowej ilości paliwa. Zakłada się przy tym, że spalanie odbywa się pod stałym ciśnieniem, a spaliny schładzane są do temperatury początkowej substratów bez skroplenia zawartej w nich pary wodnej. Wartości opałowej nie da się bezpośrednio zmierzyć, ponieważ w praktyce para wodna (i inne związki – tzw. gazy kwaśne) są uwalniane do atmosfery bez kondensacji. W standardowych badaniach laboratoryjnych określa się więc tzw. górną wartość opałową (ang. *Gross Calorific Value*, GCV), która w terminologii polskiej nosi nazwę ciepła spalania i przedstawia sobą całkowitą ilość energii otrzymaną z węgla, włączając ciepło kondensacji pary wodnej wytworzonej w procesie. Wartość opałową oblicza się na podstawie ciepła spalania wyznaczonego laboratoryjnie.

W krajach Ameryki Północnej, w Australii oraz w niektórych krajach azjatyckich stosuje się raczej parametr ciepło spalania, natomiast w Europie zwyczajowo stosowana jest wartość opałowa.

Wartość opałową (ciepło spalania) wyraża się w jednostkach energii na jednostkę masy. Istotną cechą tego parametru jest addytywność, co jest ważne przy określaniu wartości opałowej mieszanek węglowych. Ponadto wartość opałową (ciepło spalania) podaje się często dla różnych stanów paliwa, zależnych od obecności substancji „balastowych” (balast – to wilgoć i pozostałe składniki niepalne, których miarą jest zawartość popiołu) (Lorenz 2010; Lorenz i in. 2013).

Stan roboczy to stan paliwa z taką zawartością wilgoci i popiołu, jaką ma paliwo wydobyte, załadowane (na jakiś środek transportu) lub użytkowane (np. dostarczone do paleniska). W literaturze anglojęzycznej stosuje się oznaczenie AR – *As Received*.

Stan analityczny określa paliwo pozbawione wilgoci zewnętrznej, z taką zawartością wilgoci i popiołu, jaką ma próbka analityczna doprowadzona do stanu równowagi z otaczającą atmosferą. W literaturze anglojęzycznej odpowiednikiem tego stanu jest *Air-Dried* (AD) – tzw. stan powietrzno-suchy. Stan suchy (*dry*) oznacza paliwo pozbawione wilgoci całkowitej.

Stosowane oznaczenia stanów paliwa oraz szacunkowe zależności pomiędzy nimi zestawiono poniżej:

AR	As Received	– stan roboczy
AD	Air Dried	– stan powietrzno-suchy
DB	Dry Basis	– stan suchy
DAF	Dry Ash Free	– stan suchy bezpopiołowy
NAR	Net As Received	– netto w stanie roboczym
GAR	Gross As Received	– brutto w stanie roboczym
GAD	Gross Air Dried	– brutto w stanie powietrzno-suchym
GCV (Gross Calorific Value)		– ciepło spalania
NCV (Net Calorific Value)		– wartość opałowa
$GAR/1,04 = NAR$	$GAD/1,09 = NAR$	$GAR/1,05 = GAD$

Źródło: Fakty – Węgiel – Energetyka w Polsce

1.6. Największe firmy handlujące węglem na rynkach fizycznych

Chociaż użytkownicy końcowi wciąż kupują większość węgla w kontraktach terminowych, to od kilku lat obserwuje się wyraźny boom w handlu spotowym. Ceny na rynku *spot* stały się też istotnym odnośnikiem dla cen w kontraktach.

W światowym handlu węglem uczestniczy bardzo wiele firm. Jest jednak grupa największych graczy, których decyzje biznesowe nie pozostają bez wpływu na ceny *spot*. Ze względu na charakter działalności firmy te można podzielić na trzy grupy: firmy handlujące surowcami w skali globalnej, firmy powiązane z producentami energii oraz banki.

Do 2007 roku większość transakcji *spot* była zawierana bilateralnie. Obraz zmienił się, gdy na rynek masowo weszli pośrednicy (wielkie firmy handlujące surowcami), a także banki, fundusze i brokerzy. Należy pamiętać, że był to okres wyraźnie wzrostowy na wszystkich rynkach (przed kryzysem), a handel surowcami był niezwykle intratny. Nowi gracze poszukiwali w ten sposób także fizycznych ładunków do zabezpieczania i rozliczania transakcji na rynkach finansowych. Wprowadzili oni do tradycyjnego handlu węglem narzędzia i metody, stosowane od dawna na szeroką skalę np. w handlu ropą naftową.

Znaczący wzrost liczby uczestników w łańcuchu transakcji handlu węglem na fizycznym rynku *spot* wyraźnie zwiększył płynność tego rynku. Do wzrostu płynności przyczynił się też oczywiście rozwój i powszechna dostępność narzędzi umożliwiających handel drogą elektroniczną. Pionierską rolę odegrała tu platforma handlu elektronicznego globalCOAL, gdzie odbywa się handel zarówno fizyczny, jak i instrumentami finansowymi, opartymi na indeksach węglowych. Jak wspomniano, obecnie platforma globalCOAL liczy około 150 zarejestrowanych pełnoprawnych członków, aczkolwiek uważa się, że tylko 25–30 firm aktywnie uczestniczy w handlu fizycznym na większą skalę.

Do najważniejszych graczy zaliczają się globalne firmy handlujące surowcami (głównie ropą). Część z nich posiada własne kopalnie lub udziały w spółkach produkujących węgiel. Dla niektórych węgiel jest tylko jednym z wielu towarów w obrocie. Spora część operuje także na rynkach transportowych (statki, barki, rurociągi, koleje). Można tu wymienić m.in.:

- Glencore – koncern będący zarówno producentem węgla, jak i jego dostawcą w skali globalnej. W 2013 roku sfinalizowana została jedna z największych fuzji w tej branży połączenie Glencore z Xstratą (obie firmy były już wcześniej powiązane kapitałowo). Utworzona w wyniku tej fuzji firma Glencore Xstrata stała się największym na świecie eksporterem węgla energetycznego (o potencjale ocenianym na 70–80 mln ton/rok) i piątym eksporterem węgla koksowego (rzędu 14 mln ton/rok). Jej wartość rynkową ocenia się na około 90 mld dolarów,
- Vitol Group, Trafigura, Mercuria – światowi giganci w dostawach surowców i produktów energetycznych (szczególnie ropy i paliw), z oddziałami w kilkudziesięciu krajach świata. Agresywnie wchodzą na rynki węglowe – również poprzez akwizycję kopalń. Posiadają własne statki i terminale portowe na prawie wszystkich kontynentach. Zaangażowani na wszystkich etapach pozyskania surowców energetycznych: od poszukiwania i wydobywania, po przetwarzanie, transport i handel, a nawet usługi finansowe,
- Bulk Trading SA – zajmuje się m.in. handlem węglem (energetycznym i koksowym), koksem, antracytem, koksem naftowym i biomasą, łącznie z ich fizycznymi dostawami,
- Amerykańska Peabody Energy – największa na świecie prywatna spółka węglowa.

Ważnymi uczestnikami rynków węglowych są firmy handlowe powiązane z producentami energii. Do największych należą:

- EDF Trading – handlowe ramię francuskiego koncernu Electricite de France (z siedzibą w Londynie) – jest jedną z największych na świecie firm handlujących węglem energetycznym na rynku fizycznym, jak też powiązanymi produktami finansowymi (swapami węglowymi). EDF była pierwszą europejską firmą energetyczną, która rozwinęła handel węglem na tak wielką skalę,
- E.ON Trading (z siedzibą w Dusseldorfie) – spółka zależna E.ON, największej prywatnej grupy energetycznej w Europie i jednej z największych w świecie. Zajmuje się zaopatrzeniem w paliwa jednostek wytwórczych grupy, a także handlem węglem na rynku *spot* i na rynkach finansowych.

Wśród banków do aktywnych uczestników handlu węglem (także na rynku fizycznym) zaliczają się: Morgan Stanley, Merrill Lynch, Macquarie Bank, Goldman Sachs, czy Deutsche Bank (The world's top...; Lorenz i in. 2013).

1.7. Podsumowanie – rola wskaźników cen w handlu węglem

Wskaźniki cen znajdują coraz szersze zastosowanie we współczesnym handlu węglem energetycznym. Powszechną praktyką stosowaną w handlu międzynarodowym stało się wiązanie ceny w transakcji zakupu węgla z poziomem wybranego indeksu. Dotyczy to zarówno zakupów na rynkach *spot*, jak i kontraktów terminowych, realizowanych w określonych partiach, dostarczanych np. co miesiąc, czy kwartał.

Największą renomę zyskał sobie indeks API 2. Jego poziom stanowi cenę bazową (tzw. *benchmark*) na rynku finansowych instrumentów pochodnych (*forward* i *swap* na rynku OTC, *futures* na giełdzie). Te rodzaje transakcji mają coraz większe znaczenie, angażują się w nie bowiem zarówno producenci węgla, jego użytkownicy, pośrednicy handlowi, banki i inne instytucje finansowe. Jest to oczywiście wskaźnik charakterystyczny dla rynku europejskiego (reprezentuje cenę CIF ARA).

Ważną rolą wskaźników cen węgla energetycznego jest ich funkcja informacyjna: przedstawiają zobiektywizowany obraz rynków węglowych, zarówno od strony producentów/eksporterów (indeksy na bazie cen FOB), jak i użytkowników/importerów (indeksy na bazie cen CIF). W indeksach CIF ponadto odzwierciedlają się ceny frachtów. Nawet jeśli producenci węgla (lub jego użytkownicy) nie są eksporterami (lub importerami) to na podstawie poziomu wskaźników cen rynkowych mogą analizować tendencje cenowe na rynkach międzynarodowych.

Notowania licznych wskaźników cen są również niezwykle cennym źródłem informacji dla analityków rynków węglowych, albowiem dostarczają niemal na bieżąco informacji o zmianach cen *spot* na wielu rynkach we wszystkich liczących się w międzynarodowym handlu węglem krajach. Takie analizy są również pomocne w pracach badawczych nad rynkami węgla.

2. Badanie relacji pomiędzy cenami węgla oraz frachtów morskich na międzynarodowych rynkach *spot*

Ceny węgla energetycznego w handlu międzynarodowym na różnych rynkach geograficznych zachowują się co do tendencji podobnie. Powszechną praktyką od kilkunastu już lat jest posługiwanie się tzw. wskaźnikami (indeksami) cen, które wyrażają te ceny w odniesieniu do węgla o standaryzowanej jakości. Na rynkach importerów wartości wskaźników podawane są na bazie cen CIF w porcie importera, a ceny eksporterów – na bazie FOB w porcie eksportera.

W rozdziale 1 przedstawiono szeroki wykaz indeksów cen węgla wykorzystywanych w handlu międzynarodowym. Dla rynku europejskiego najważniejszym indeksem rynkowym cen węgla energetycznego pozostaje indeks CIF ARA, który odzwierciedla średnie warunki importu węgla do krajów Europy Zachodniej i Północnej, dostarczanego do portów Amsterdam–Rotterdam–Antwerpia. Wartości indeksu na bazie *spot* CIF ARA podają wszyscy liczący się dostawcy indeksów (Platts, Argus, IHS McCloskey czy globalCOAL). Podawane przez te źródła wartości liczbowe nie różnią się w sposób wyraźny. Każde z nich ma jednak ambicje stać się źródłem światowym. W kontraktach handlowych często odnosi się ceny – ich poziom bądź zmienność – do konkretnych notowań w sprecyzowanym źródle. Wydawcy (dostawcy indeksów) dążą więc do tego, aby strony zawierające międzynarodowy kontrakt kupna/sprzedaży węgla powoływały się na ich źródło informacji.

W pracach badawczych i analitycznych natomiast dąży się do wykorzystywania danych pochodzących z możliwie wielu źródeł dla potwierdzenia wiarygodności danych i ich ewentualnej weryfikacji.

Oprócz wymienionych dostawców indeksów źródłem informacji o cenach węgla energetycznego w handlu międzynarodowym są także (m.in.): roczniki Coal Information (wyd. IEA), coroczne raporty BP (pt. *Statistical review of world energy*), Bank Światowy czy Międzynarodowy Fundusz Walutowy (IMF – International Monetary Fund). Dwa pierwsze źródła podają ceny na wybranych rynkach uśrednione do wartości rocznych, natomiast dwie pozostałe instytucje publikują wybrane dane o cenach na swych stronach internetowych (World Bank Commodities Price Data; IMF Data and Statistics) – także jako średnie miesięczne.

W przeprowadzonych poniżej analizach cen węgla wykorzystywano informacje w wymienionych źródłach (za wyjątkiem IHS McCloskey), uśredniając odpowiednie wartości (tam, gdzie było to możliwe ze względu na dostępność badanych danych w tych źródłach). Celem

tych analiz było bowiem badanie pewnych zależności, relacji i tendencji, a nie sporządzanie zestawów danych o cenach.

Nieco bardziej skomplikowana jest kwestia dostępu do informacji o cenach frachtów morskich. Takie dane publikowane są w nielicznych źródłach, szczególnie gdy chodzi o długie szeregi czasowe. Tutaj korzystano z uśrednionych danych Platts CTI i Argus CDI.

2.1. Badanie zmienności cen węgla

Do analizy wybrano ceny węgla na bazie FOB z krajów eksporterów: RPA, Kolumbii, Rosji i Australii oraz rynek europejski jako przedstawiciela rynku importowego (na bazie cen CIF ARA).

Badano średnie ceny miesięczne w dwóch szeregach czasowych:

— od stycznia 2000 r. do czerwca 2014 r. (174 miesiące),

— od stycznia 2005 r. do czerwca 2014 r. (114 miesięcy),

a także średnie roczne (lata 2000–2014, przy czym średnią dla roku 2014 obliczono z 6 miesięcy).

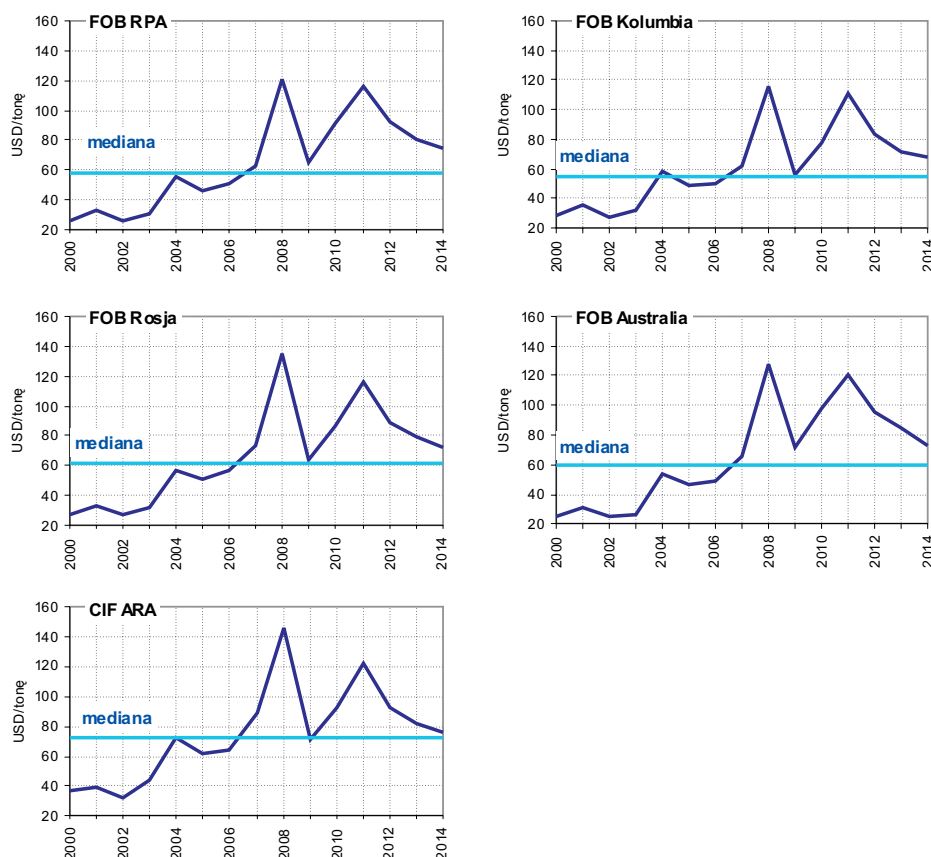
Ponieważ ceny FOB obliczano jako średnie z kilku źródeł, dlatego nie podawano nazwy portu eksportera (co byłoby prawidłowe z punktu widzenia definicji formuły FOB według Incoterms). Dla potrzeb analizy użycie określenia FOB wskazuje jedynie, że jest to cena eksportera.

Zmienność wymienionych cen – na poziomie średnich rocznych – ilustrują poszczególne wykresy na rysunku 2.1. Dodatkowo na każdym z wykresów zaznaczono wartość mediany (czyli wartości środkowej badanego uporządkowanego szeregu cenowego, którą wyznaczono na podstawie analizy średnich miesięcznych).

Na podstawie obserwacji wykresów widać wyraźnie dużą zbieżność tendencji zmian badanych cen – na wszystkich rynkach maksima i minima wystąpiły w tych samych latach, aczkolwiek poziomy cen nieco się różni. Wartości mediany dla cen eksporterów (FOB) oscylowały w pobliżu 60 USD/tonę, natomiast wartości średnich arytmetycznych były wyższe o około 10%. W przypadku ceny CIF ARA średnia arytmetyczna (ze 174 miesięcy) wyniosła około 74,5 USD/tonę, a mediana była o około 4% niższa.

W kolejnym etapie zbadano częstość występowania cen węgla w zadanych przedziałach. Tę analizę wykonano na szeregach danych miesięcznych (w USD/tonę) w dwóch opisanych powyżej okresach. Wyniki przedstawiono graficznie (rys. 2.2), gdzie częstość występowania cen w danym przedziale wyrażono w procentach, oraz w tabeli 2.1, gdzie tę częstość wyrażono liczbą miesięcy, w czasie których ceny uzyskiwały poziom wyznaczony granicami danego przedziału.

Ponieważ przed 2005 rokiem (wykresy w lewej kolumnie rys. 2.2) ceny na wszystkich rynkach były niższe niż obecnie, większość cen mieściła się w pierwszym przedziale do 60 USD/tonę. Podczas jednak gdy w przypadku eksporterów było to około 50% przypadków, to na rynku CIF ARA tylko 30%. W drugim (krótszym) okresie ceny rozkładały się bardziej



Rys. 2.1. Zmienność cen węgla energetycznego na różnych rynkach, średnie roczne i mediana
Źródło: opracowanie własne

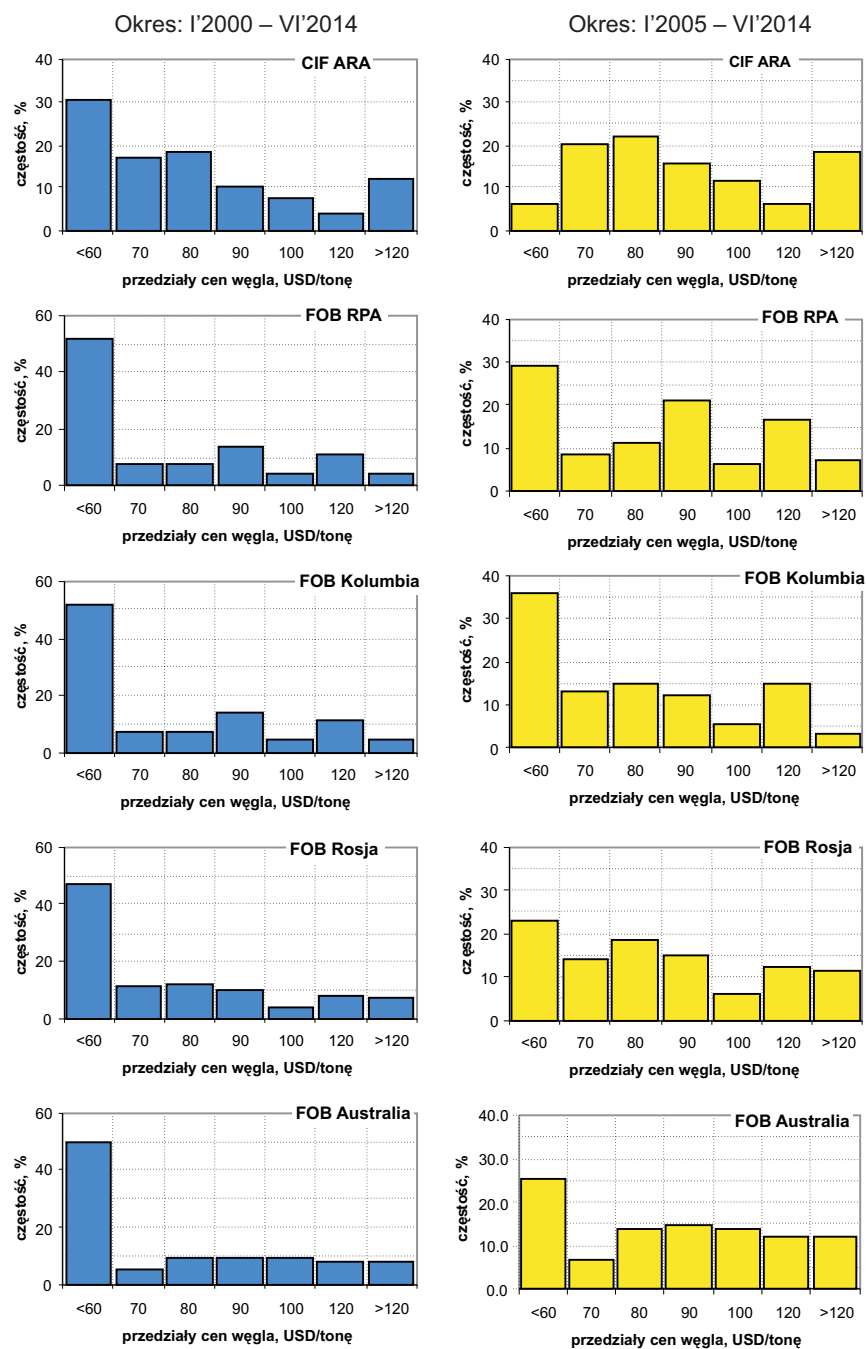
Fig. 2.1. Variability of steam coal prices in different coal markets, annual averages and median

równomiernie w przedziałach. Widać także zdecydowane zróżnicowanie tych rozkładów na poszczególnych rynkach. Przed rokiem 2005 ceny nigdy nie przekraczały 90 USD/tonę.

2.2. Badanie zmienności cen frachtów morskich

Analizę przeprowadzono dla stawek frachtowych na wybranych trasach przewozu węgla drogą morską – istotnych dla handlu węglem w Europie.

Trasa z południowoafrykańskiego portu Richards Bay do zachodnioeuropejskich portów ARA jest uważana za najważniejszą trasę transportu węgla do Europy (mimo iż dostawy z tego kierunku zdecydowanie straciły na znaczeniu w ostatnich latach). Na rynkach frachtowych określa się ją jako trasę nr 4 (*route 4*). Kolejną ważną drogą morskich dostaw węgla do Europy jest trasa z Kolumbii do ARA, nazywana *route 7*.



Rys. 2.2. Rozkład częstości występowania cen węgla w zadanych przedziałach cen w USD/tonę; częstość, %
Źródło: opracowanie własne

Fig. 2.2. Frequency distribution of coal prices at given price intervals in USD/tonne; frequency in %

Tabela 2.1

Rozkład częstości występowania cen węgla w zadanych przedziałach cen w USD/tonę; częstość w miesiącach

Table 2.1Frequency distribution of coal prices at given price intervals in USD/tonne;
frequency in the number of months

Przedziały cen węgla USD/tonę	CIF ARA	FOB RPA	FOB Kolumbia	FOB Rosja	FOB Australia
	Liczba miesięcy w przedziale				
	Dane z zakresu: I'2000 – VI'2014 (174 miesiące)				
≤60,00	53	90	94	82	87
60,01–70,00	30	13	21	20	10
70,01–80,00	32	13	18	21	16
80,01–90,00	18	24	14	17	17
90,01–100,00	13	7	6	7	16
1100,01–120,00	7	19	17	14	14
>120	21	8	4	13	14
	Dane z zakresu: I'2005 – VI'2014 (114 miesiące)				
≤60	7	33	41	26	29
60,01–70,00	23	10	15	16	8
70,01–80,00	25	13	17	21	16
80,01–90,00	18	24	14	17	17
90,01–100,00	13	7	6	7	16
100,01–120,00	7	19	17	14	14
>120	21	8	4	13	14

Źródło: opracowanie własne

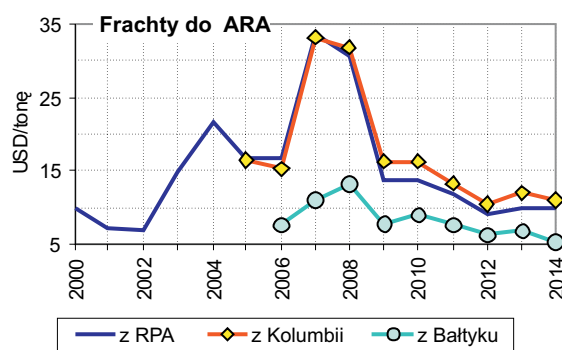
Dla tych dwóch tras w literaturze branżowej (Platts, Argus) notowane są stawki frachtowe dla dwóch najpopularniejszych wielkości statków: *panamax* i *capecize*. W prowadzonych tu analizach i obliczeniach przyjęto, że większość dostaw realizowana jest większymi statkami (*capecize*). Ich udział określono na 75% i dla takich proporcji obliczono wartości średnich stawek frachtowych na tych trasach. Na rysunku 2.3 zilustrowano zmienność cen frachtów na poziomie średnich rocznych w latach 2000–2014 (I półrocze). Ze względu na dostępność danych oszacowanie frachtu z Kolumbii możliwe było od 2005 roku.

Eksport morski węgla rosyjskiego do Europy Zachodniej odbywa się poprzez położony w północnej Rosji port Murmańsk oraz porty w rejonie Bałtyku. Są to zarówno porty leżące na terytorium Rosji, jak również w krajach ościennych (głównie Łotwa i Estonia). Polityka władz Rosji zmierza do tego, aby jak najbardziej ograniczyć uzależnienie eksportu węgla od

portów innych krajów, należących w przeszłości do strefy wpływów radzieckich. Stąd też rozwój eksportu realizowany jest przede wszystkim przez własne porty, z coraz mniejszym udziałem terminali węglowych w portach dawnych republik Związku Radzieckiego.

Węgiel w rejonie Bałtyku w dużej części przewożony jest małymi statkami (typu handy, o nośności rzędu 10–30 tys. ton). Z tego też zapewne powodu brak jest regularnie dostępnych źródeł informacji o cenach tych frachtów. Jedynym portem rosyjskim, dla którego (w wymienionych źródłach) notuje się stawki frachtowe dla węgla w Europie jest Murmańsk (dla jednostek *panamax*). W rejonie Bałtyku przez pewien czas podawano stawki na trasie Gdańsk – ARA (dla panamaksów). Notowania te jednak zakończono jesienią 2013 roku.

W oszacowaniu stawek frachtowych z rejonu Bałtyku do ARA wykorzystano dostępne wcześniej (od 2006 r.) notowania frachtów z Gdańska, a dla kilku ostatnich miesięcy przyjęto pewne założone wartości.



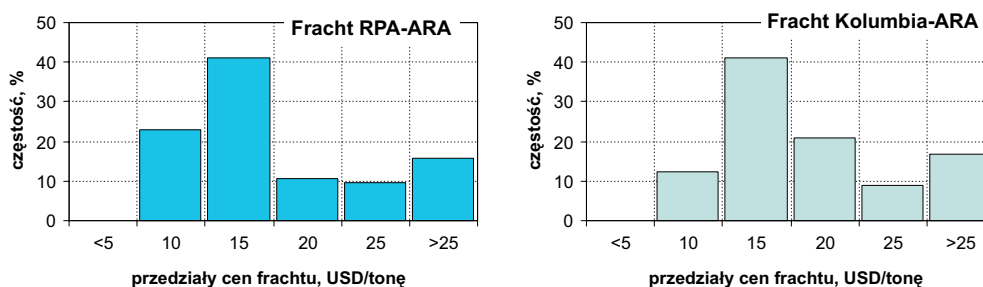
Rys. 2.3. Zmienność cen frachtów morskich na wybranych trasach przewozu węgla do Europy Zachodniej, średnie roczne w USD/tonę

Źródło: opracowanie własne (dane Platts CTI, ICR; Argus CDI)

Fig. 2.3. Variability of maritime freight prices at selected routes of coal transportation to Western Europe, annual averages in USD/tonne

Zbadano częstość występowania stawek frachtowych w zadanych przedziałach, podobnie jak dla cen węgla. Tę analizę również wykonano na szeregach danych miesięcznych (w USD/tonę), przy czym dla dłuższego okresu dostępne były jedynie dane o frachtach z RPA. Prezentację graficzną wyników (rys. 2.4) ograniczono do drugiego – krótszego – okresu, a w tabeli 2.2 podano rozkłady częstości występowania stawek w danym przedziale dla obu okresów (w przypadku frachtu z RPA).

W żadnym okresie oszacowane w podany sposób stawki frachtowe z RPA i Kolumbii do ARA nie osiągały wartości mniejszych od 5 USD/tonę, a najczęściej kształtowały się w zakresie od 10 do 15 USD/tonę. Należy wszakże odnotować, że przez 29 miesięcy (w drugim krótszym okresie) stawki średnie wynosiły ponad 20 USD/tonę.



Rys. 2.4. Rozkład częstości występowania stawek frachtowych w zadanych przedziałach cen w USD/tonę; częstość, %, dane: styczeń 2005–czerwiec 2014

Fig. 2.4. Frequency distribution of freight rates at given price intervals in USD/tonne; frequency in %, data from Jan. 2005–June 2014

Tabela 2.2

Rozkład częstości występowania cen frachtów w zadanych przedziałach cen w USD/tonę; częstość w miesiącach

Table 2.2

Frequency distribution of freight rates at given price intervals in USD/tonne; frequency in the number of months

Przedziały cen frachtów USD/tonę	Fracht do Europy na trasie		
	z RPA		z Kolumbii
	Liczba miesięcy w przedziale		
	dane: I'2000–VI'2014	dane: I'2005–VI'2014	
≤5	0	0	0
5,01–10,00	55	26	14
10,01–15,00	64	47	47
15,01–20,00	17	12	24
20,01–25,00	15	11	10
>25	23	18	19
Razem liczba miesięcy	174	114	114

2.3. Badanie relacji cen frachtów do cen węgla FOB

Badaniu poddano relacje cen frachtów do cen FOB węgla wymienionych wyżej eksporterów węgla energetycznego do Europy. Rozważono więc tylko warunki europejskie – czyli stawki na trasach z portów tych eksporterów do portów ARA. Ze względu na dostępność

danych o cenach frachtów wyniki podano tylko okresu od 2005 roku (dla węgla rosyjskiego – od 2006 r.).

Już informacje podane we wcześniejszych rozdziałach wskazywały na dużą zmienność stawek frachtowych w czasie (podobnie jak cen węgla). Poziom stawek frachtowych stanowi od kilku do kilkudziesięciu procent ceny FOB. Najwyższe nominalne wartości (w USD/tonę) stawki osiągały w drugiej połowie 2007 i w pierwszej połowie 2008 roku – czyli w okresie narastania światowego kryzysu gospodarczego. W tym też czasie najwyższe wartości przyjmował stosunek cen frachtu do cen węgla (rzędu 64–69%), mimo iż ceny węgla także osiągały wówczas historyczne maksima.

Taka sytuacja nie wystąpiła już w następnym okresie silnych wzrostów cen węgla – czyli na przełomie lat 2010 i 2011. Wówczas udział stawek frachtowych w cenie węgla wynosił około 10–15%.

Na badanych trasach przewozu węgla z RPA i Kolumbii do ARA stawki frachtowe stanowią przeciętnie około 25% ceny węgla FOB, natomiast na znacznie krótszej trasie z Bałtyku do ARA – około 10%.

Podsumowanie analizy zmienności cen węgla i frachtów, wykonanej na próbach średnich miesięcznych (w USD/tonę) zestawiono w tabeli 2.3.

2.4. Zmienność przeliczników walutowych i ich wpływ na ceny węgla

Oficjalną walutą w transakcjach na międzynarodowych rynkach węgla jest dolar amerykański – w USD podaje się wszystkie wskaźniki cen *spot*, jak też dane statystyczne o cenach węgla na świecie. Kursy walut krajów eksportujących czy importujących węgiel wobec waluty amerykańskiej mają więc istotny wpływ na opłacalność eksportu i/lub importu.

Wykresy na rysunku 2.5 przedstawiają zmienność miesięcznych średnich wartości przeliczników walutowych wybranych eksporterów węgla energetycznego: południowoafrykańskiego randa (ZAR), kolumbijskiego peso (COP), rosyjskiego rubla (RUB) i dolara australijskiego (AUD). Dodatkowo pokazano zmienność kursu euro (jako reprezentanta waluty dużego rynku importowego) oraz polskiego złotego (PLN).

Wzrost przelicznika wskazuje na osłabienie danej waluty wobec USD. Równocześnie jednak poprawia opłacalność eksportu (w przeliczeniu na walutę krajową), a pogarsza opłacalność importu.

Wartości poszczególnych przeliczników walutowych są bardzo zróżnicowane: od poniżej 1 dla EUR (i okresowo dla AUD) do około 2000 dla COP. Stąd trudno jest wizualnie porównać skalę ich zmian. Widoczne są jednak pewne prawidłowości: w prawie wszystkich przypadkach wyraźne maksimum wystąpiło na początku 2009 roku, gdy w związku ze światowym kryzysem gwałtownie spadały ceny węgla (i innych surowców). W ostatnim okresie spadkowych cen na rynkach węgla (od kwietnia 2011 r.) wyraźne wzrosty przeliczników walutowych w RPA czy Rosji ograniczają straty eksporterów. Taka tendencja widoczna jest także w przypadku Australii i Kolumbii.

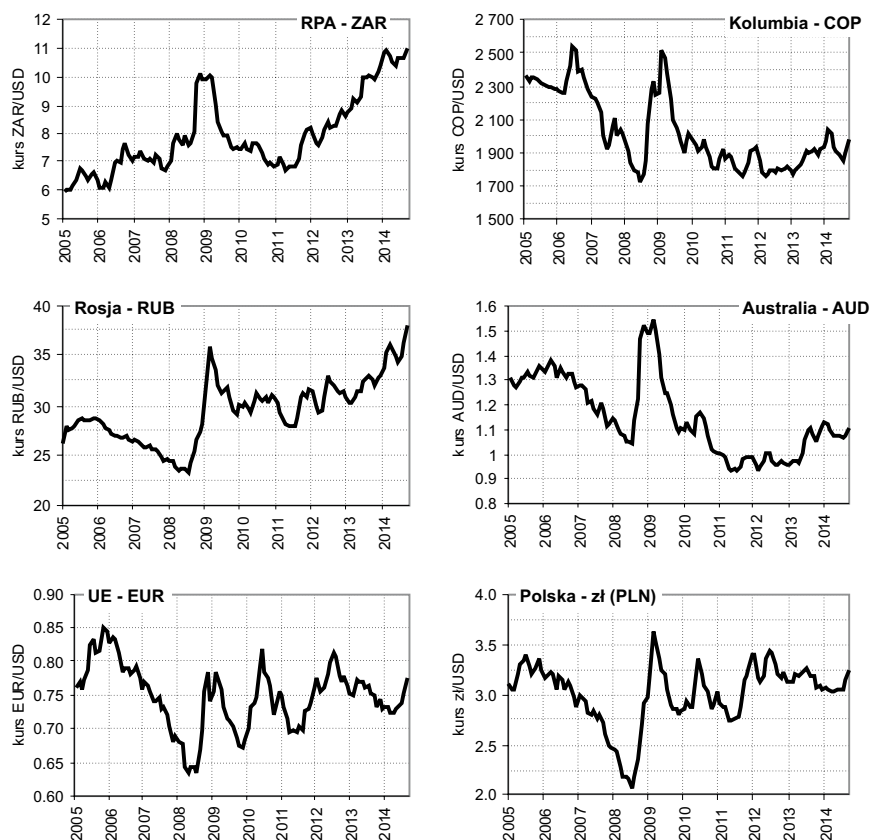
Tabela 2.3

Wyniki analizy zmienności cen węgla i frachtów na wybranych rynkach. Dane średnie miesięczne z okresów:
styczeń 2000–czerwiec 2014 oraz styczeń 2005–czerwiec 2014 [USD/tonę]

Table 2.3

Results of price volatility analysis of coal and freight in selected markets. The monthly average of the periods:
January 2000–June 2014, and January 2005–June 2014 [USD per tonne]

Wartości w USD/tonę						
Wyszczególnienie	Min.	Maks.	Różnica max-min	Średnia arytm.	Mediana	Odchylenie standardowe
Dane miesięczne z okresu: I'2000–VI'2014						
Ceny węgla	USD/tonę					
CIF ARA	25,98	210,31	184,33	74,49	71,74	33,89
FOB RPA	20,76	167,63	146,87	64,37	58,28	31,99
FOB Kolumbia	22,60	159,59	136,99	61,98	55,01	28,41
FOB Rosja	23,58	190,50	166,93	66,41	61,41	33,25
FOB Australia	22,10	183,09	160,99	66,29	59,88	34,95
Frachty	USD/tonę					
RPA – ARA	5,14	50,29	45,15	15,25	11,87	9,50
Dane miesięczne z okresu: I'2005–VI'2014						
Ceny węgla	USD/tonę					
CIF ARA	52,06	210,31	158,25	90,25	82,26	30,06
FOB RPA	38,19	167,63	129,44	80,36	81,67	27,30
FOB Kolumbia	40,38	159,59	119,21	75,19	70,99	25,31
FOB Rosja	42,13	190,50	148,37	83,02	77,98	28,57
FOB Australia	37,69	183,09	145,40	84,15	81,99	29,46
Frachty	USD/tonę					
RPA – ARA	6,70	50,29	43,58	16,91	13,18	10,37
Kolumbia – ARA	5,89	56,50	50,61	17,92	14,65	10,30
Bałtyk – ARA	4,06	16,00	11,94	8,41	7,61	2,55
Relacja cen frachtu do ceny węgla FOB [%]						
Z RPA	7,6	68,9		23,5	16,9	
Z Kolumbii	7,0	64,7		25,6	22,6	
Z Rosji	5,8	19,3		10,3	9,8	



Rys. 2.5. Zmienność kursów walut krajowych wybranych eksporterów i importerów węgla wobec dolara amerykańskiego

Źródło: opracowanie własne (dane: x-rates.com, NBP)

Fig. 2.5. Volatility of national currencies of selected exporters and importers of coal against the US dollar

W tabeli 2.4 zamieszczono wyniki obliczeń procentowych zmian cen węgla na analizowanych rynkach w przypadkach, gdy te ceny wyrażone są w USD i w walutach krajowych. Dla rynku CIF ARA zmiany obliczono dla cen w USD oraz euro i polskich złotych.

Ze względu na różnice kursowe niekiedy eksporterzy nie osiągaliby za swój węgiel aż tak korzystnych cen w przeliczeniu na walutę krajową, jak sugerowałyby wysokie ceny rynkowe, wyrażane w USD – widoczne jest to zwłaszcza w 2008 roku, aczkolwiek w przypadku RPA wzrost cen FOB w randach (ZAR) był jeszcze większy niż w dolarach.

Niekiedy przeliczenia walutowe dają obraz sytuacji odwrotnej do obserwowanej na rynkach – jak na przykład w RPA w dwóch ostatnich latach, czy w Rosji w 2014 r. (w I półroczu).

Przedstawione w tabeli 2.4 liczby odnoszą się do zmian średnich rocznych (rok do roku poprzedniego). W niektórych przypadkach zmiany w krótszych okresach bywały jeszcze bardziej spektakularne.

Przy ogólnej tendencji spadkowej cen w ostatnich trzech latach, dla większości eksporterów spadki cen węgla w przeliczeniu na waluty krajowe były mniej dotkliwe.

Tabela 2.4

Wpływ zmian kursów walut krajowych wobec USD na ceny węgla; zmiany roczne [%]

Table 2.4

Effect of changes in exchange rates of national currencies against the US dollar on the price of coal;
annual changes in % y/y

Rok	Procentowe zmiany roczne (r/r) cen węgla wyrażonych w walutach										
	CIF ARA			FOB RPA		FOB Kolumbia		FOB Rosja		FOB Australia	
	USD	zł	EUR	USD	ZAR	USD	COP	USD	RUB	USD	AUD
2006	5,0	0,9	4,3	10,1	17,1	1,7	3,3	12,4	8,5	3,4	4,8
2007	37,9	21,4	25,4	23,7	28,3	21,9	6,7	29,4	21,3	33,5	19,2
2008	66,1	42,6	54,7	92,6	123,5	89,3	77,7	83,8	78,2	95,2	92,0
2009	-52,1	-36,5	-49,0	-46,5	-44,4	-51,5	-45,8	-53,0	-39,5	-44,0	-38,7
2010	30,7	26,9	37,4	41,8	22,6	36,6	19,3	36,3	30,5	37,2	16,8
2011	32,2	29,4	25,7	27,1	25,8	43,0	39,3	34,1	29,4	23,3	9,9
2012	-23,9	-16,2	-17,7	-20,1	-9,7	-24,0	-26,0	-23,4	-19,1	-21,2	-21,6
2013	-11,7	-14,3	-14,5	-13,5	1,8	-13,8	-10,5	-11,4	-9,1	-11,5	-5,2
2014	-6,3	-9,6	-9,2	-4,6	6,0	-5,5	-0,7	-7,7	1,5	-10,9	-5,6

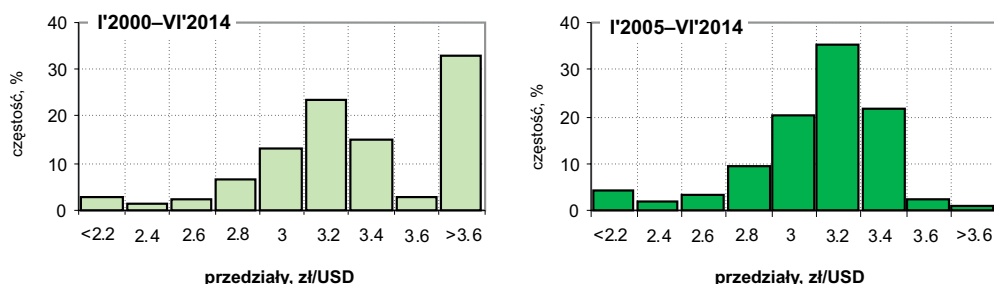
Źródło: opracowanie własne

2.4.1. Zmienność kursu zł/USD

Bardziej szczegółowej analizie poddano zmienność kursu polskiej waluty (wobec USD) i jej oddziaływanie na ceny węgla.

Analizę przeprowadzono na danych średnich miesięcznych w takich samych okresach, jak dla cen węgla i frachtów. Na rysunku 2.6 zilustrowano rozkład częstości występowania przeliczników walutowych złoty–dolar w zadanych przedziałach.

Już z wcześniej zamieszczonego wykresu kursu zł/USD (rys. 2.5) wynika, w jakich granicach się on zmieniał od 2005 roku. Najczęściej – bo przez 88 z analizowanych 114 miesięcy – zawierał się w przedziale od 3 do 3,6 zł. We wcześniejszych latach (2000–2004) kurs często przyjmował znacznie wyższe wartości, nawet ponad 4,6 złotego za USD.



Rys. 2.6. Rozkład częstości występowania kursu zł/USD w zadanych przedziałach; częstość, %

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych NBP

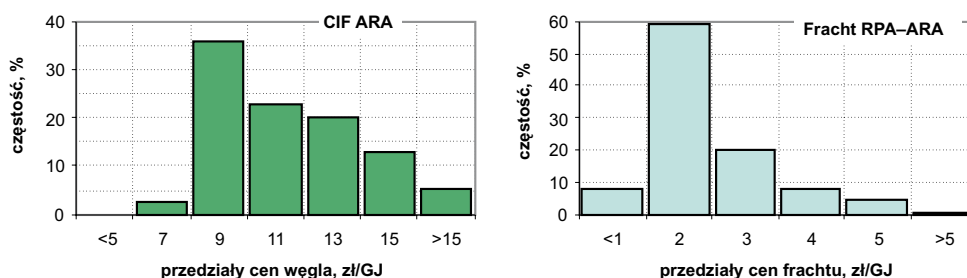
Fig. 2.6. Frequency distribution of PLN/USD exchange rates at given intervals; frequency in %

2.4.2. Ceny węgla i frachtów w przeliczeniu na złote

Dla cen węgla z rynków międzynarodowych oraz frachtów morskich – po ich przeliczeniu na złote – wykonano taki sam zestaw analiz, jak wcześniej dla cen w USD/tonę. Ze względu na lepszą porównywalność z cenami krajowymi, prezentowane wyniki przedstawiono w zł/GJ, przyjmując średnią kaloryczność węgla w obrocie międzynarodowym na poziomie 6000 kcal/kg (około 25 MJ/kg).

Ze względu na dostępność danych o frachtach tę część wyników podano dla krótszego okresu (I'2005–VI'2014, tj. 114 miesięcy). Na rysunku 2.7 przedstawiono rozkład częstości występowania cen węgla oraz frachtów morskich w zadanych przedziałach w zł/GJ – na przykładzie ceny węgla CIF ARA oraz frachtu z RPA do ARA. Pozostałe rozkłady częstości zamieszczono w tabeli 2.5.

Z przedstawionej analizy wynika, że od początku 2005 roku ceny węgla z rynków międzynarodowych nigdy nie obniżyły się poniżej 5 zł/GJ (w przeliczeniu). Ceny węgla



Rys. 2.7. Rozkład częstości występowania cen węgla CIF ARA i frachtu na trasie RPA – ARA w zł/GJ w zadanych przedziałach; częstość [%]

Fig. 2.7. Frequency distribution of CIF ARA coal prices and freight rates on the route from South Africa to ARA ports in PLN/GJ at given intervals; frequency in %

w imporcie do Europy (CIF ARA) najczęściej zawierały się w przedziale od 7 do 13 zł/GJ, natomiast ceny FOB węgla z RPA i Kolumbii często przyjmowały też niższe wartości – pomiędzy 5 a 7 zł/GJ. Dla węgla z Rosji rozkład był bardziej zrównoważony pod względem liczby miesięcy w poszczególnych przedziałach.

W przypadku cen frachtów z RPA i Kolumbii dominowały stawki pomiędzy 1 a 3 zł/GJ.

Tabela 2.5

Rozkład częstości występowania cen węgla i frachtów w zadanych przedziałach cen, zł/GJ;
częstość w miesiącach (badany okres: styczeń 2005–czerwiec 2014)

Table 2.5

Frequency distribution of coal prices, and freight rates, at given price intervals in Polish zlotys per GJ;
frequency in the number of months (analysed period: Jan. 2005–June 2014)

Węgiel					Frachty		
przedziały cen [zł/GJ]	CIF ARA	FOB RPA	FOB Kolumbia	FOB Rosja	przedziały cen [zł/GJ]	z RPA	z Kolumbii
	liczba miesięcy w przedziale					liczba miesięcy w przedziale	
≤5	0	0	0	0			
5,01–7,00	3	32	41	17	<1	9	3
7,01–9,00	41	14	20	34	1–2	67	65
9,01–11,00	26	34	30	30	2–3	23	28
11,01–13,00	23	17	13	15	3–4	9	11
13,01–15,00	15	17	10	15	4–5	5	7
>15	6	0	0	3	>5	1	0

Źródło: opracowanie własne

Podsumowanie wyników analizy zmienności cen węgla i frachtów, wyrażonych w zł/GJ, zamieszczono w tabeli 2.6. Podano również analogiczne parametry zmienności dla kursów zł/USD, a także dla obliczonych wartości cen CFR ARA (poprzez zsumowanie odpowiednich cen węgla FOB oraz stosownych stawek frachtowych); te wielkości zawarto w trzech ostatnich wierszach tabeli 2.6.

Wieloletnie analizy cen węgla w eksporcie na warunkach FOB w portach głównych eksporterów oraz cen frachtów morskich pomiędzy tymi portami a regionami importu węgla wskazują, że zazwyczaj eksporterzy konkurują ze sobą na poziomie cen CIF w portach importerów. W teorii sumaryczna cena FOB węgla w eksporcie powiększona o cenę transportu morskiego do portu odbiorcy powinna odzwierciedlać warunki handlu węglem oraz przewozów morskich. W praktyce jednak poziom cen węgla w imporcie (CIF) rzadko kiedy odpowiada prostej sumie cen FOB węgla oraz stawek frachtowych (w przeważającej liczbie

Tabela 2.6

Wyniki analizy zmienności cen węgla i frachtów na wybranych rynkach. Dane średnie miesięczne z okresów: styczeń 2000–czerwiec 2014 oraz styczeń 2005–czerwiec 2014 [zł/GJ]

Table 2.6

Results of price volatility analysis of coals and freights in selected markets. The monthly average of the periods: January 2000–June 2014, and January 2005–June 2014, in Polish zlotys per GJ

Wartości w zł/GJ						
Wyszczególnienie	Min.	Maks.	Różnica maks.–min.	Średnia arytm.	Mediana	Odchylenie standardowe
Dane z okresu: I'2000–VI'2014						
Kurs PLN/USD	2,07	4,64	2,57	3,35	3,21	0,56
Ceny węgla	zł/GJ					
CIF ARA	4,32	17,31	12,99	9,32	8,82	2,90
FOB RPA	3,45	14,49	11,03	8,03	7,36	3,10
FOB Kolumbia	3,76	13,94	10,18	7,78	6,86	2,63
FOB Rosja	3,92	15,88	11,96	8,25	7,65	3,04
FOB Australia	3,47	15,68	12,21	8,23	7,75	3,43
Frachty	zł/GJ					
RPA – ARA	0,79	5,21	4,42	1,92	1,66	0,93
Dane z okresu: I'2005–VI'2014						
Kurs PLN/USD	2,07	3,63	1,56	3,01	3,06	0,30
Ceny węgla	zł/GJ					
CIF ARA	6,76	17,31	10,55	10,54	10,04	2,52
FOB RPA	5,12	14,49	9,37	9,45	9,59	2,75
FOB Kolumbia	5,38	13,94	8,55	8,83	8,65	2,45
FOB Rosja	5,54	15,88	10,34	9,71	9,61	2,60
FOB Australia	4,97	15,68	10,71	9,88	10,01	2,96
Frachty	zł/GJ					
RPA – ARA	0,79	5,21	4,42	1,93	1,63	0,94
Kolumbia – ARA	0,70	4,93	4,23	2,05	1,78	0,91
Bałtyk – ARA	0,49	1,48	0,99	0,98	0,93	0,22
Obliczona cena CFR ARA (suma cen węgla FOB i frachtu), zł/GJ						
Z RPA	7,01	17,30	10,30	11,38	11,29	2,61
Z Kolumbii	7,05	17,18	10,13	10,88	10,50	2,45
Z Rosji	6,61	17,20	10,59	11,07	11,05	2,52

przypadków obliczona cena CFR jest wyższa). Średnia cena w imporcie jest bowiem wypadkową różnych dostaw (nie tylko od wybranego eksportera czy grupy wybranych dostawców). Ponadto poziom cen CIF (czy CFR) na rynku danego importera zależy od wielu innych czynników, leżących zarówno po stronie użytkowników/odbiorców danego surowca czy towaru, jak i jego dostawców (producentów, pośredników i przewoźników).

Uzyskane tutaj wyniki potwierdziły te obserwacje: obliczone ceny CRF ARA były wyższe od cen CIF ARA, zarówno pod względem zakresu (minimum–maksimum) jak i wartości średnich.

2.5. Wyniki analizy regresji

Jako uzupełnienie opisanych analiz przeprowadzono również badanie korelacji pomiędzy cenami węgla na różnych rynkach, cenami frachtów oraz obliczonych cen CFR. W obliczeniach bazowano na średnich cenach miesięcznych (z okresu: styczeń 2000–czerwiec 2014) oraz średnich rocznych (a także na kilku innych szeregach czasowych z wybranych krótszych okresów).

Badanie wykonano metodą regresji liniowej, a głównym parametrem oceny był współczynnik determinacji R^2 . Wartość tego współczynnika mówi o dopasowaniu zależności (równania liniowego) do danego modelu danych: im wyższa jest ta wartość, tym więcej zmienności zostało wytłumaczonych przez równanie regresji.

Zgodnie z oczekiwaniami – chociażby na podstawie obserwacji wykresów na rysunku 2.1 – stwierdzono bardzo wysokie korelacje pomiędzy cenami węgla na poszczególnych rynkach *spot*.

W tabeli 2.7 zestawiono wartości współczynnika determinacji R^2 uzyskane w wyniku badania zależności pomiędzy cenami węgla na różnych rynkach *spot* metodą regresji liniowej. Prezentowane w tabeli wyniki odnoszą się do średnich rocznych cen z lat 2000–2014 (I półrocze) oraz średnich cen miesięcznych z tego okresu, wyrażonych w USD/tonę. Podano także jako przykład wyniki analogicznej analizy przeprowadzonej na tych samych cenach, lecz w przeliczeniu na waluty krajowe eksporterów, a w przypadku cen CIF ARA – w przeliczeniu na euro.

Wyniki przeprowadzonych obliczeń można podsumować następująco:

- najwyższe wartości współczynnika determinacji (R^2) uzyskano dla serii średnich cen rocznych, w USD/tonę,
- dla średnich miesięcznych z całego badanego okresu (174 miesiące) zależności były nieco gorsze, lecz również wysokie,
- odrzucenie skrajnych wartości (eliminacja przypadków odstających) nie poprawiało korelacji,
- dla krótszego badanego okresu (od stycznia 2005 r.) uzyskiwane wartości współczynnika determinacji były niższe niż dla pełnej puli danych; podobnie – dla wydzielonego wcześniejszego okresu I’2000–XII’2004,

Tabela 2.7

Wyniki analizy regresji – współczynniki determinacji R-kwadrat dla zależności pomiędzy cenami spot węgla na różnych rynkach

Table 2.7

The results of the regression analysis – coefficients of determination R-square for the relationship between spot prices of coal in different markets

Dane roczne 2000–2014 (I półrocze) – ceny w USD/tonę					
	CIF ARA	FOB RPA	FOB Kolumbia	FOB Rosja	FOB Australia
CIF ARA	x	0,93	0,96	0,98	0,92
FOB RPA	0,93	x	0,98	0,97	0,99
FOB Kolumbia	0,96	0,98	x	0,98	0,97
FOB Rosja	0,98	0,97	0,98	x	0,97
FOB Australia	0,92	0,99	0,97	0,97	x
Dane miesięczne: I'2000–VI'2014 – ceny w USD/tonę					
	CIF ARA	FOB RPA	FOB Kolumbia	FOB Rosja	FOB Australia
CIF ARA	x	0,91	0,94	0,97	0,90
FOB RPA	0,91	x	0,97	0,96	0,98
FOB Kolumbia	0,94	0,97	x	0,97	0,94
FOB Rosja	0,97	0,96	0,97	x	0,95
FOB Australia	0,90	0,98	0,94	0,95	x
Dane miesięczne I'2005–VI'2014 – ceny w walutach krajowych za tonę					
	CIF ARA	FOB RPA	FOB Kolumbia	FOB Rosja	FOB Australia
CIF ARA	x	0,63	0,88	0,80	0,78
FOB RPA	0,63	x	0,65	0,89	0,73
FOB Kolumbia	0,88	0,65	x	0,79	0,82
FOB Rosja	0,80	0,89	0,79	x	0,77
FOB Australia	0,78	0,73	0,82	0,77	x

- korelacja poprawiała się w niektórych wybranych krótszych okresach (np. I'2009–VI'2014),
- dla badanych cen w przeliczeniu na waluty krajowe eksporterów (oraz euro – dla CIF ARA) wartości współczynnika R^2 były znacząco niższe,
- kursy walut badanych krajów nie wykazują żadnej istotnej korelacji (najwyższy współczynnik determinacji na poziomie 0,58 uzyskano dla pary zł – EUR; dla pozostałych par – poniżej 0,1).

Przeprowadzone podobne analizy dla wzajemnych relacji cen frachtów na różnych trasach, a także relacji par: cena węgla FOB oraz cena frachtu z portów tego eksportera do ARA, dały następujące wyniki:

- stawki frachtowe na trasie z RPA do ARA i z Kolumbii do ARA są ze sobą wysoko skorelowane (R^2 na poziomie 0,96); korelacja tych stawek z cenami frachtu z portów bałtyckich do ARA była zdecydowanie niższa (rzędu 58%),
- ceny węgla FOB nie wykazują korelacji z cenami frachtu,
- obliczone ceny CRF są wysoko skorelowane zarówno między sobą, jak też z cenami CIF ARA.

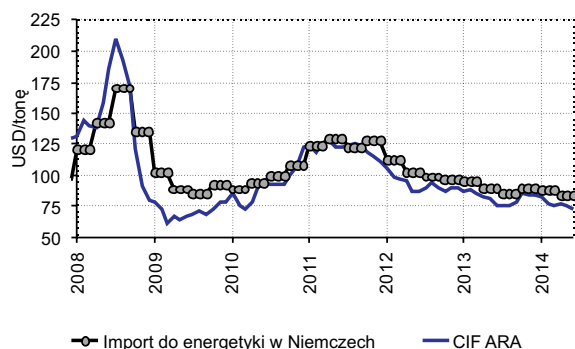
2.6. Związki cen na rynkach *spot* z cenami w kontraktach

Ceny na rynku *spot* wykazują się dużą wrażliwością na bieżące sygnały rynkowe. Rynek *spot* jest dla większości użytkowników węgla źródłem dostaw uzupełniających zapotrzebowanie w stosunku do ilości węgla, jakie ci użytkownicy zapewniają sobie w kontraktach terminowych (najczęściej w umowach rocznych z dostawcami). Jak wspomniano w rozdziale 1, brak jest jednak wiarygodnych źródeł informacji na temat udziału zakupów węgla w transakcjach *spot* (np. w przetargach) w całkowitej puli węgla w handlu międzynarodowym. Przed 2002 rokiem takim źródłem były np. statystyki Komisji Europejskiej, dotyczące monitorowania importu węgla do krajów Wspólnoty. Na początku lat dziewięćdziesiątych XX w. elektrownie w UE kupowały 60–70% węgla w kontraktach trwających ponad 1 rok, podczas gdy w 2000 roku już tylko 25% (Blaschke W., red., 2003 i 2004).

Ceny *spot* bez wątpienia oddziałują na ceny w kontraktach terminowych, jednakże ceny w takich umowach są chronione tajemnicą handlową i nie są upubliczniane. Praktycznie jedynym wyjątkiem są tu ceny w rocznych kontraktach na dostawy węgla z Australii do Japonii, gdzie od lat stosuje się praktykę ustalania – przez negocjatorów, reprezentujących obie strony – jednej ceny, która przez kolejne 12 miesięcy obowiązuje w danej grupie kontraktów. Import z Australii pokrywa około 70% zapotrzebowania energetyki Japonii. Ponad połowa węgla ma cenę ustaloną w kontraktach na tzw. japoński rok fiskalny (JFY), trwający od początku kwietnia do końca marca następnego roku.

Dla rynku europejskiego za swego rodzaju wskaźnik poziomu cen kontraktowych można przyjąć ceny w imporcie do energetyki w Niemczech, raportowane kwartalnie przez Bafa (niemieckie federalne biuro zajmujące się monitorowaniem importu). Węgiel importowany stanowi w Niemczech ponad 80% zużycia.

Na rysunku 2.8 porównano średnie kwortalne ceny węgla importowanego do elektrowni w Niemczech z miesięcznymi cenami *spot* CIF ARA. Obie ceny odnoszą się do węgla standardowego o kaloryczności około 25 MJ/kg (6000 kcal/kg), w USD/tonę. Ceny raportowane przez Bafa podano w przeliczeniu, gdyż oryginalnie podawane są w euro za tonę paliwa umownego – tzw. ekwiwalentu węgla (EUR/tce; przedstawiają one średnie ceny na granicy, nie uwzględniają więc wewnętrznych kosztów transportu do użytkownika).



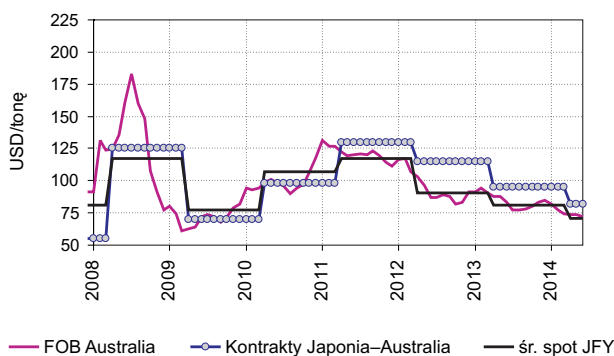
Rys. 2.8. Porównanie średnich kwartalnych cen węgla importowanego do elektrowni w Niemczech z miesięcznymi cenami spot (CIF ARA) [USD/tonę]

Źródło: opracowanie własne (dane: BAFA; Platts ICR, CTI; Argus CDI; globalCOAL)

Fig. 2.8. Comparison of average quarterly prices of imported coal to power plants in Germany with monthly spot prices (CIF ARA) [USD/tonne]

Do porównania wybrano okres od 2008 roku aby pokazać, że nawet w okresie spektakularnych zmian cen na rynkach *spot* węgla energetycznego związki tych cen z średnimi cenami w imporcie do Niemiec są bardzo wyraźne (choć z pewnością znaczna część importowanego węgla kupowana jest w ramach umów terminowych z dostawcami).

Podobne porównanie sporządzono dla węgla australijskiego w eksporcie (rys. 2.9). Rynek *spot* reprezentowany jest tu przez uśrednioną cenę FOB, a cena kontraktowa (również na bazie FOB) odpowiada głównej grupie kontraktów rocznych na japoński rok fiskalny. Trzecia krzywa przedstawia średnie ceny *spot* obliczone dla 12-miesięcznych okresów, odpowiadających czasowi obowiązywania danej ceny kontraktowej. Również i tu podobieństwa tendencji (co do kierunku zmian i poziomu cen) są widoczne.



Rys. 2.9. Porównanie średnich rocznych cen węgla energetycznego w kontaktach Australia – Japonia z miesięcznymi cenami spot (FOB) [USD/tonę]

Źródło: opracowanie własne (dane: BREE; Platts ICR, CTI; Argus CDI; globalCOAL)

Fig. 2.9. Comparison of annual contract prices of steam coal exports from Australia to Japan with monthly spot prices (FOB basis) [USD/tonne]

2.7. Możliwość wykorzystania wyznaczonych relacji cen w prognozowaniu

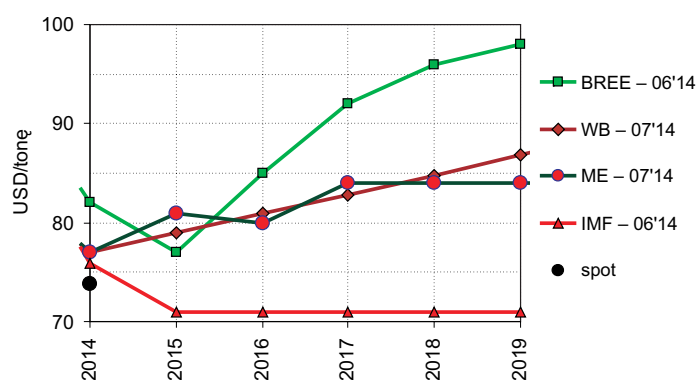
Wysokie wartości współczynników determinacji (R^2), charakteryzujące związki pomiędzy cenami węgla na różnych rynkach *spot*, wskazują na możliwość wykorzystania obserwowanych relacji w prognozowaniu cen.

Ze względu na wielkość i znaczenie regionu Pacyfiku w światowej produkcji, zużyciu i międzynarodowym handlu węglem energetycznym, od wielu już lat instytucje zajmujące się prognozowaniem rozwoju rynków węglowych oraz cen tego surowca, odnoszą ceny węgla w prognozach do cen węgla australijskiego w eksporcie (najczęściej na bazie cen FOB w porcie Newcastle). Na rysunku 2.10 przedstawiono porównanie kilku ostatnich prognoz dostępnych w połowie 2014 roku. Były to (Lorenz 2014):

- prognoza BREE – australijskiego rządowego biura ds. gospodarki zasobami i energią. Ta prognoza odnosi się do węgla australijskiego w dostawach kontraktowych do Japonii – dane o cenach za wcześniejsze lata (JFY) pokazuje rysunek 2.9,
- prognoza Banku Światowego (WB – *World Bank*),
- prognoza Metal Export Consulting (ME) – firmy doradczej, sporządzającej (m.in.) analizy cen i rynków węgla oraz oceny prognoz cen węgla energetycznego, jakie okresowo sporządzają i publikują firmy analityczne i banki inwestycyjne,
- prognoza Międzynarodowego Funduszu Walutowego (IMF – *International Monetary Fund*).

Czarny punkt na osi odciętych odpowiada w przybliżeniu średniej cenie *spot* węgla australijskiego w I półroczu 2014 r.

Przedstawione prognozy dowodzą, w jak różny sposób specjalistyczne przecież gremia oceniają możliwości zmian cen węgla – im dalszy okres prognozy, tym większe rozbieżności w ocenie poziomu cen. Te oceny siłą rzeczy ewoluują w zależności od bieżącej sytuacji



Rys. 2.10. Porównanie ostatnich prognoz cen węgla australijskiego w eksporcie (wartości nominalne roczne, USD/tonę)

Źródło: Lorenz 2014 (opracowanie własne na podstawie: WB Commodity Prices and Price Forecast, IMF Commodity Price Forecast, BREE, ME)

Fig. 2.10. Comparison of recent price forecasts of Australian coal exports (annual nominal values, USD/tonne)

rynkowej (wszystkie wcześniejsze prognozy tych instytucji przewidywały ceny na znacznie wyższym poziomie).

Z obserwacji wieloletnich tendencji na międzynarodowych rynkach węgla wynika, że ceny węgla, nawet na odległych geograficznie rynkach, są ze sobą dość wyraźnie skorelowane. Na tej podstawie sformułowano pewien zestaw założeń, tworzących metodologię prognozowania cen węgla energetycznego, rozwijaną w Instytucie GSMiE PAN.

Prognozowanie – według przyjętej autorskiej metodologii – składa się z trzech głównych etapów:

1. Sporządzenie własnej prognozy cen węgla na bazie FOB Newcastle – na podstawie analizy najbardziej aktualnych dostępnych prognoz różnych instytucji oraz eksperckiej oceny stanu rynków międzynarodowych.
2. Prognoza cen na bazie CIF ARA.
3. Prognoza cen dla rynku krajowego.

Procedury dla każdego z etapów mogą być wykonywane według różnych wariantów, w zależności od horyzontu prognozy, doboru danych wyjściowych i okresów bazowych oraz wyznaczonych dla nich relacji itp.

W prognozowaniu cen na bazie CIF ARA wykorzystuje się wyznaczone (každorazowo aktualizowane i weryfikowane) relacje z rynków spot, zakładając, że również w przyszłości ceny węgla w imporcie na rynek europejski (CIF ARA) będą się zachowywać podobnie jak ceny węgla australijskiego w eksporcie.

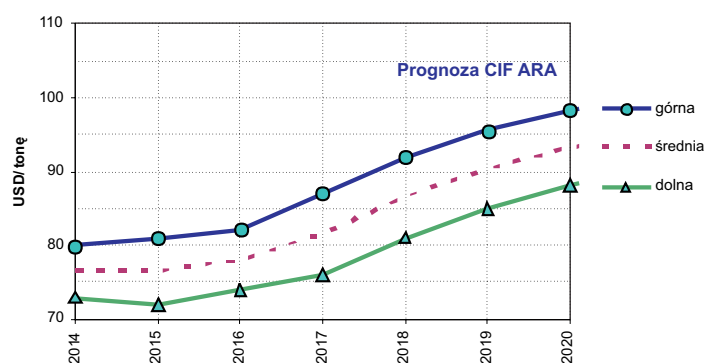
W ocenie wiarygodności prognoz zawsze należy mieć na uwadze, że wszelkie prognozy odzwierciedlają obraz przyszłości widziany z perspektywy sytuacji i czasu, w którym są sporządzane. Dla warunków adekwatnych dla rynków węglowych w połowie 2014 roku i przewidywanych w tym czasie kierunków ich rozwoju, autorską prognozę cen węgla energetycznego w imporcie na rynek europejski przedstawia rysunek 2.11.

Za najbardziej prawdopodobne można uznać wartości wyznaczone dla krótkiej perspektywy (2–3 lata), choć i tutaj istnieje cały szereg czynników, które mogą zaburzyć obraz sytuacji, przyjęty w prognozowaniu. Wiele niepewności rodzi sytuacja geopolityczna (Bliski Wschód, konflikt rosyjsko-ukraiński) – co do możliwości eskalacji konfliktów, skali sankcji polityczno-gospodarczych i ewentualnego ich wpływu na wskaźniki wzrostu gospodarczego i ceny surowców energetycznych.

W prognozowaniu cen węgla energetycznego dla rynku krajowego założono, że ceny te będą się kształtować w pewnej relacji do cen z rynków międzynarodowych (CIF ARA). Ponieważ w imporcie węgla energetycznego do Polski dominują dostawy z Rosji, można przyjąć także, że odniesieniem do cen krajowych będą ceny węgla rosyjskiego. Z analiz cen na międzynarodowych rynkach *spot* wynika, że ceny CIF ARA i FOB Rosja (Bałtyk) są ze sobą wysoko skorelowane (por. tab. 2.6).

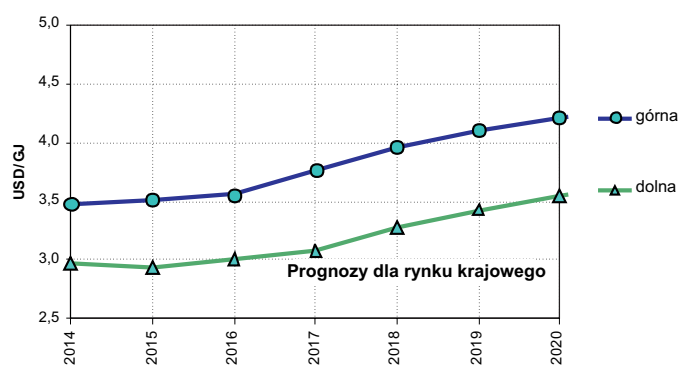
Innym podejściem – zastosowanym m.in. w pracy (Gawlik, red., 2013) – jest oparcie się na relacjach cen obserwowanych w imporcie do Niemiec (w porównaniu do CIF ARA).

Wynik takiej przykładowej (zaktualizowanej) prognozy cen dla mialów energetycznych na rynku krajowym prezentuje rysunek 2.12.



Rys. 2.11. Autorska prognoza cen węgla w imporcie na rynek europejski, wartości nominalne [USD/tonę]

Fig. 2.11. Original price forecast of coal imports into the European market, nominal values in USD/tonne



Rys. 2.12. Autorska prognoza cen mialów węgla energetycznego na rynku krajowym, wartości nominalne [USD/GJ]

Fig. 2.12. Original price forecast of steam coal fines in domestic market, nominal values in USD/GJ

3. Krajowy rynek węgla energetycznego

Polska zalicza się do grona większych producentów węgla kamiennego na świecie (wciąż mieści się w pierwszej dziesiątce), chociaż produkcja krajowa w 2013 roku (ok. 77 mln ton) była aż o 100 mln ton mniejsza od poziomu wydobycia z końca lat osiemdziesiątych (XX w.) i o około 125 mln ton mniejsza od szczytowych wartości osiąganych w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku. Mimo tak wyraźnego spadku Polska pozostaje największym producentem węgla kamiennego w Unii Europejskiej oraz największym użytkownikiem węgla energetycznego.

Oprócz producentów istotnymi uczestnikami krajowego rynku węgla są jego użytkownicy, importerzy, przewoźnicy oraz pośrednicy handlowi

3.1. Krajowi producenci węgla energetycznego

W 2013 roku w krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego (GWK) funkcjonowali producenci, wymienieni w tabeli 3.1; podano liczbę kopalń w poszczególnych spółkach, typ produkowanego węgla (w podziale na energetyczny WE i koksowy WK) oraz status właścicielski.

W produkcji węgla kamiennego w Polsce przeważa węgiel energetyczny, który jest produkowany przez wszystkie wymienione spółki (węgiel koksowy – tylko w dwóch). W tabeli 3.2 wymieniono nazwy kopalń wchodzących w skład spółek (liczących więcej niż jedną kopalnię), a na rysunku 3.1 zilustrowano strukturę produkcji węgla kamiennego oraz strukturę sprzedaży węgla energetycznego w 2013 r. – według spółek. Wyraźna jest dominacja Kompanii Węglowej – największego producenta węgla kamiennego w Europie. W Spółce Węglowej SA (JSW), będącej przede wszystkim producentem węgla koksowego, produkcja węgla sprzedawanego do celów energetycznych jest relatywnie niewielka (rzędu 4 mln ton rocznie) i pochodzi głównie z dwóch kopalń: Budryk i Krupiński.

Katowicką Grupę Kapitałową tworzy pięć kopalń działających w strukturach Katowickiego Holdingu Węglowego SA oraz kopalnia Kazimierz-Juliusz Sp. z o.o.

Wszystkie kopalnie – poza jedną – znajdują się w głównym zagłębiu węgla kamiennego: Górnosląskim Zagłębiu Węglowym (GZW). Tym wyjątkiem jest Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA, która działa na terenie Lubelskiego Zagłębia Węglowego (LZW).

Tabela 3.1

Producenci węgla kamiennego w Polsce w 2013 r.

Table 3.1

Hard coal producers in Poland, 2013

Spółka	Skrót	Liczba kopalń	Węgiel	Status
Kompania Węglowa SA	KW	15	WE – 90% WK – 10%	spółka akcyjna, własność Skarbu Państwa
Katowicka Grupa Kapitałowa SA	KGK	5	WE	spółka akcyjna, własność Skarbu Państwa
Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA	LWB	1	WE	spółka giełdowa w pełni sprywatyzowana
Jastrzębska Spółka Węglowa SA	JSW	6	WE – 30% WK – 70%	spółka giełdowa, Skarb Państwa – 55,2% akcji
Tauron Wydobycie SA (dawniej: Południowy Koncern Węglowy SA)	TW	2	WE	100% Tauron Polska Energia SA
ZG „SILTECH” Sp. z o.o.		1	WE	spółka prywatna
PG „SILESIA” Sp. z o.o.		1	WE	91,4% – czeski EPH
„EKO-PLUS” Sp. z o.o.		1	WE	spółka prywatna

Źródło: Gawlik (red.) 2013

Tabela 3.2

Kopalnie węgla kamiennego w strukturach spółek węglowych

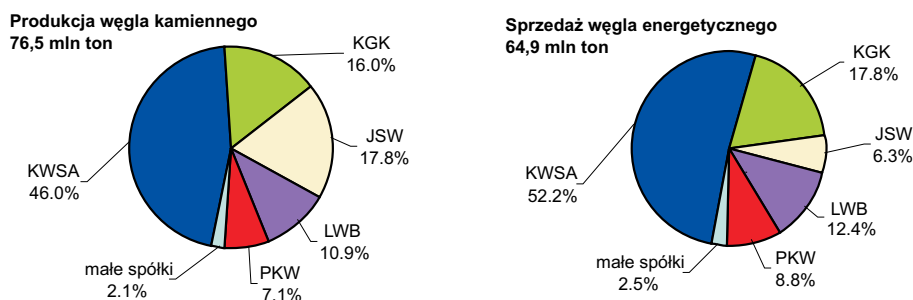
Table 3.2

Coal mines in the structures of coal companies

Lp.	Kompania Węglowa SA	Lp.	Katowicka Grupa Kapitałowa SA
1	Bielszowice	1	Murcki
2	Bobrek-Centrum	2	Mysłowice-Wesoła
3	Bolesław Śmiały	3	Staszic
4	Brzeszcze	4	Wieczorek
5	Chwałowice	5	Wujek
6	Halemba-Wirek	6	Kazimierz-Juliusz Sp. z o.o. **
7	Jankowice	Lp.	Jastrzębska Spółka Węglowa SA
8	Knurów-Szczygłowice*	1	Borynia-Zofiówka
9	Marcel	2	Budryk
10	Piast	3	Jas-Mos
11	Piekary	4	Krupiński
12	Pokój	5	Pniówek
13	Rydułtowy-Anna	Lp.	Tauron Wydobycie SA
14	Sośnica-Makoszowy	1	ZG Janina
15	Ziemowit	2	ZG Sobieski

* Kopalnia Knurów-Szczygłowice od 31 lipca 2014 roku jest własnością Jastrzębskiej Spółki Węglowej

** Planowane zakończenie eksploatacji ze względu na trwałą utratę rentowności



Rys. 3.1. Struktura produkcji węgla kamiennego oraz sprzedaży węgla energetycznego w Polsce w 2013 r.
Źródło: opracowanie własne, dane MG b, ARP- Podstawowe...

Fig. 3.1. Hard coal production, and steam coal sales in Poland – by coal producers, 2013

3.2. Obecny stan sektora górnictwa węgla kamiennego na tle przemian ostatniego 25-lecia

W czasach poprzedniego systemu polityczno-gospodarczego (PRL) skala produkcji węgla znacząco przekraczała krajowe potrzeby, gdyż wynikała z polityki realizowanej w ramach dawnego obozu socjalistycznego. Polska, na podstawie odpowiednich ustaleń w komisjach RWPG (Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej), była zobowiązana do zaoopatrywania w węgiel pozostałych krajów bloku. Zmiany polityczne, a następnie gospodarcze spowodowały, że Polska utraciła większość rynków zbytu węgla w krajach RWPG. Eksport na rynki międzynarodowe wymagał węgla o zdecydowanie wyższej jakości (zwłaszcza jak chodzi o węgiel energetyczny). Takiej jakości nie potrafiła jednak osiągnąć zdecydowana większość polskich kopalń, gdyż nie były one wyposażone w zakłady wzbogacania miałow energetycznych.

Zagadnienia górnictwa węgla kamiennego uzyskały znaczącą rangę już w obradach Okrągłego Stołu (początek 1989 r.). Niewiele później – w ślad za zmianami politycznymi i gospodarczymi w kraju – rozpoczęły się zmiany organizacyjne w górnictwie. Pierwszym krokiem było zlikwidowanie (w grudniu 1989 r.) dotychczasowych jednostek nadrzędnych (pięciu Przedsiębiorstw Eksploatacji Węgla, tzw. PEW oraz Wspólnoty Węgla Kamiennego). Istniejące kopalnie, których było wtedy 70, od stycznia 1990 roku rozpoczęły działalność jako samodzielne przedsiębiorstwa państwowe.

W kolejnych latach powstał szereg rządowych programów naprawczych górnictwa węgla kamiennego. Jeszcze przed przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej (maj 2004 r.) takich programów było dziewięć (ostatni przyjęto po koniec kwietnia 2004 r.), do trzech programów wprowadzono korekty, uchwalono też trzy ustawy umożliwiające finansowanie tych programów (w sierpniu 1997, w listopadzie 1998 i w listopadzie 2003 r.).

Kolejny program rządowy „Strategia działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015” Rada Ministrów przyjęła w lipcu 2007 roku, a dwa lata później –

korektę do tego programu. Do połowy 2014 r. były to ostatnie dokumenty rządowe odnoszące się do restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego.

Konsekwencją realizowanych programów reform były zmiany w strukturze organizacyjnej górnictwa. W 1993 roku powołano do życia 7 spółek węglowych (Nadwiślańska, Bytomska, Rudzka, Gliwicka, Rybnicka, Jastrzębska i Katowicki Holding Węglowy). Poza strukturami spółek pozostały dwie niezależne kopalnie (KWK Bogdanka i KWK Budryk). Taka struktura przetrwała do końca 2002 r. W styczniu 2003 roku z pięciu spółek utworzono Kompanię Węglową SA. Poza Kompanią pozostały: Katowicka Grupa Kapitałowa SA (KGK), Jastrzębska Spółka Węglowa SA (JSW), KWK Budryk SA, Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA i prywatny Zakład Górniczy „Siltech” sp. z o.o.

Dalsze procesy reorganizacyjne odbywały się głównie w ramach Kompanii Węglowej (łączenie kopalń, utworzenie 4 centrów wydobywczych). W 2005 r. powstał Południowy Koncern Węglowy (PKW) – w wyniku połączenia dwóch należących do Grupy Kapitałowej PKE Zakładów Górniczo-Energetycznych: Sobieski – Jaworzno III i Janina (od lutego 2014 r. spółka nosi nazwę Tauron Wydobycie SA). Kopalnia Budryk została włączona w struktury JSW SA w 2008 r.

W czerwcu 2009 r. spółka Lubelski Węgiel Bogdanka SA zadebiutowała na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie (proces prywatyzacji zakończono w marcu 2010 r.). W lipcu 2011 r. miał miejsce debiut giełdowy spółki JSW SA.

Zagadnieniom reform i procesom restrukturyzacji górnictwa węglowego w Polsce poświęcono dziesiątki (jeśli nie setki) publikacji naukowych i popularnych. Ich analizę i ocenę można znaleźć w licznych artykułach oraz większych pracach monograficznych (np. Szlązak 2004; Gawlik 2008). Istotną część historycznych materiałów źródłowych na ten temat przytoczono np. w pracy (Olkuski 2012).

Bardziej szczegółowa analiza tych zagadnień wykracza poza zakres niniejszej pracy. W tabeli 3.3 zamieszczono więc tylko wykaz wspomnianych programów restrukturyzacji górnictwa, a dodatkowe informacje zawarte w tej tabeli (w postaci kalendarium wybranych, istotnych dla branży zdarzeń) nakreślają pewne tło dla otoczenia, w jakim przebiegały reformy w górnictwie węgla kamiennego.

Można jedynie nadmienić, iż wspólną cechą tych programów był cel stawiany restrukturyzacji: doprowadzenie do ekonomicznej efektywności podmiotów górnictwa oraz zachowanie konkurencyjności polskiego węgla wobec węgla oferowanego na rynkach międzynarodowych.

Były to procesy trudne pod względem skali i skutków (także – a może głównie – społecznych), przebiegające w zróżnicowanych warunkach zmieniającego się w czasie otoczenia gospodarczego i politycznego. W pierwszych latach transformacji towarzyszyła im hiperinflacja (rys. 3.2). Częste zmiany rządów nie sprzyjały konsekwencji w realizacji programów, a niemal każda nowa ekipa przedstawiała własny program (Lorenz 2011).

Tabela 3.3

Programy restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego na tle wybranych (istotnych dla sektora) zdarzeń krajowych i międzynarodowych

Table 3.3

Coal mining restructuring programs on the background of selected facts, and national and international events (important for the sector)

Data	Nazwa programu	Rządy	Kontekst krajowy	Kontekst międzynarodowy
	Lata 1990–1993			
IX'91	Program reform i harmonogramy restrukturyzacji w sektorze energetycznym	T. Mazowiecki (VIII'89–I'91)	I'90 – likwidacja dotychczasowych struktur organizacyjnych w górnictwie (70 samodzielnych kopalni)	XII'91 – Traktat z Maastricht (wszedł w życie w XI'93) – przekształcenie EWG w UE12
V'92	Propozycje w sprawie programów restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego i brunatnego, gazownictwa i elektroenergetyki, ciepłownictwa i przemysłu paliw ciekłych. Harmonogram działań w zakresie restrukturyzacji w przemyśle węgla kamiennego	J.K. Bielecki (I–XII'91) J. Olszewski (XII'91–VI'92)	II'90 – wprowadzenie limitów emisji ze spalania węgla w energetyce	Decyzje 3632/93/ECSC i 341/94/ECSC, regulujące zasady udzielania pomocy publicznej dla przemysłu węglowego
III'93	Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w Polsce – realizacja pierwszego etapu w ramach możliwości finansowych państwa	W. Pawlak (VI'92–VII'92) H. Suchocka (VII'92–X'93)	V'90 – wprowadzenie nowego systemu cen na węgiel	(i monitorowania importu węgla do UE)
VII'93	Program powstrzymania upadłości górnictwa węgla kamiennego w Polsce w okresie 15.07–31.12.1993 roku		1993 – utworzenie 7 spółek węglowych (plus 2 samodzielne kopalnie)	
	Lata 1994–2003			
II'94	Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego – program dla realizacji drugiego etapu w okresie 1994 – 1995	W. Pawlak (X'93–III'95)	1995 – denominacja złotego	1995 – rozszerzenie UE12 do UE15
IV'96	Górnictwo węgla kamiennego, polityka państwa i sektora na lata 1996–2000. Program dostosowania górnictwa węgla kamiennego do warunków gospodarki rynkowej i międzynarodowej konkurencyjności	J. Oleksy (III'95–II'96) W. Cimoszewicz (II'96–X'97)	akcesyjne przed przystąpieniem Polski do UE od 2000 r. – prywatyzacja w sektorze energetyki, tworzenie grup energetycznych	1997 – protokół Kioto X'01 – Dyrektywa LCP, VII'02 – wygaśnięcie traktatu o EWWiS – KE wydaje rozporządzenia, umożliwiające kontynuację pomocy publicznej do końca 2010
I'97	<i>Korekta Programu z kwietnia 1996</i>			
VI'98	Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998 – 2002. Program Rządowy przyjęty przez Radę Ministrów RP 30.06.1998 r.	J. Buzek (X'97–X'01) L. Miller (X'01–V'04)	2002 – rozpoczęcie działalności prywatnej kopalni ZG Siltech	
XII'99	<i>Korekta programu Reforma ... z czerwca 1998</i>		I'03 – utworzenie Kompanii Węglowej	

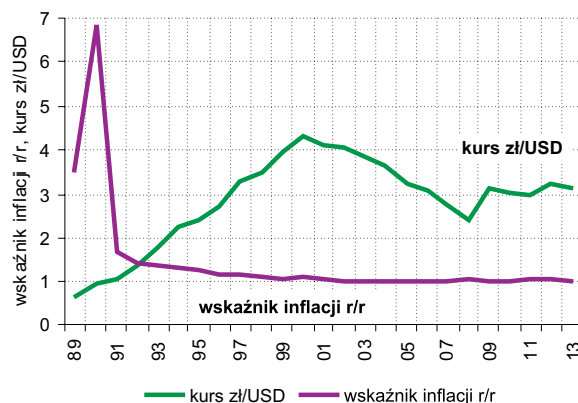
Tabela 3.3 cd.
Table 3.3 cont.

Data	Nazwa programu	Rządy	Kontekst krajowy	Kontekst międzynarodowy
XI'02	Program restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2003–2006 z wykorzystaniem ustaw antykrzysowych i zainicjowaniem prywatyzacji niektórych kopalń. Przyjęty przez Radę Ministrów 20.11.2002 r.			
I'03	<i>Korekta programu rządowego z listopada 2002 wynikająca z porozumienia strony rządowej ze stroną związkową z 11.12.2002 oraz ze stanu prawnego sektora na dzień 10.01.2003 r.</i>			
	Lata 2004–2014 (I połowa)			
IV'04	Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w latach 2004 – 2006 oraz strategia na lata 2007–2010. (Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 27.04.2004 r.)	M. Belka (V'04–X'05) K. Marcinkiewicz (X'05–VII'06) J. Kaczyński (VII'07–XI'07)	V'04 – Polska przystępuje do UE 2005 – utworzenie spółki Południowy Koncern Węglowy SA 2008 – włączenie KWK Budryk do JSW SA 2008 – Polska staje się importem węgla netto	V'04 – rozszerzenie UE15 do UE25 2005 – stworzenie europejskiego systemu handlu emisjami CO ₂ (EU ETS) I'07 – rozszerzenie UE25 do UE27 2008–2009 – światowy kryzys gospodarczy
VII'07	Strategia działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015 przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 31 lipca 2007 r.	D. Tusk (od XI'07)	2009–2010 – prywatyzacja LWB Bogdanka (VI'09 – debiut giełdowy; III'10 – realizacja sprzedaży kolejnych 46,7% akcji) XII'10 – rozpoczęcie działalności prywatnej kopalni PG Silesia I'11 – rozpoczęcie wydobywania w ZG Eko-PLUS Sp. z o.o.	I'08 – Dyrektywa IPCC XI'08 – Dyrektywa w sprawie odpadów XII'08 – przyjęcie pakietu klimatyczno-energetycznego (3×20) XI'10 – Dyrektywa IED I poł. '10 – kryzys gospodarczy w Grecji
VII'09	<i>Korekta programu rządowego z lipca 2007. (Dokument przyjęty przez RM 29 lipca 2009 r.)</i>		VII'11 – debiut giełdowy spółki JSW	

Tabela 3.3 cd.
Table 3.3 cont.

Data	Nazwa programu	Rządy	Kontekst krajowy	Kontekst międzynarodowy
			2011 – największy wolumen importu węgla do Polski I*12 – wprowadzenie podatku akcyzowego dla wyrobów węglowych III*12 – Węglokoks SA większościowym (70%) udziałowcem spółki CZW Węglózbýt (przeniesienie większościowego pakietu akcji z KW SA na spółkę Węglokoks) II*14 – spółka Południowy Koncern Węglowy SA zmienia nazwę na Tauron Wydobycie SA III*14 – spółka ZWW Julian zmienia nazwę na Węglokoks Kraj Sp. z o.o. V*14 – powołanie „Międzyresortowego Zespołu do spraw Funkcjonowania Górnictwa Węgla Kamiennego w Polsce” VII*14 – sprzedaż kopalni Knurów-Szczygłowice z KW SA do JSW SA	XII*10 – początek Arabskiej Wiosny Ludów I*13 – nasilenie kryzysu gospodarczego w Hiszpanii VII*13 rozszerzenie UE27 do UE28 XII*13 projekt Dyrektywy MCP

Źródło: Lorenz 2011, uzupełnienia własne

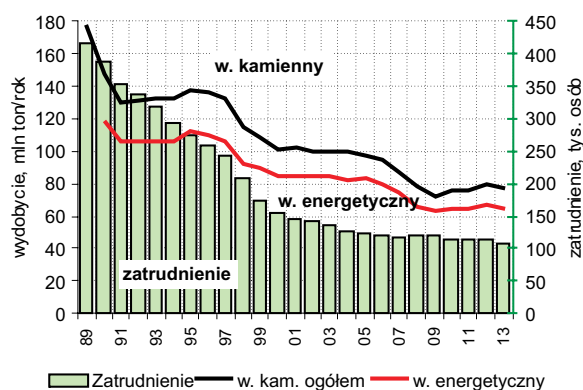


Rys. 3.2. Wskaźnik inflacji (rok do roku, rok poprzedni = 1) oraz średni roczny kurs zł/USD w latach 1989–2013

Źródło: opracowanie własne, dane GUS, NBP

Fig. 3.2. Inflation rate (year-on-year, previous year = 1), and the average annual rate PLN/USD in the years 1989–2013

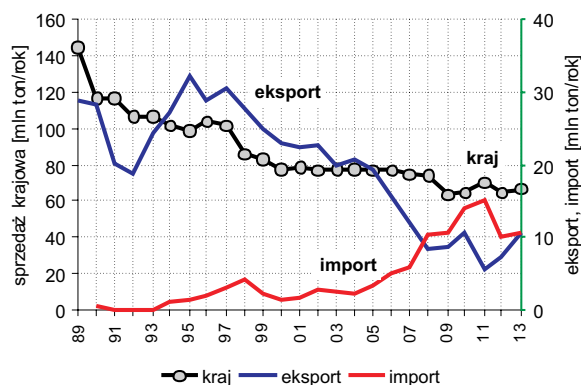
Pomiędzy rokiem 1989 a 2013 wydobywanie węgla kamiennego zmniejszyło się o prawie 57%, a zatrudnienie o 74% (rys. 3.3). Nastąpił spadek sprzedaży węgla w kraju o 54%, a eksportu o 64% (rys. 3.4). Wzrósł natomiast w tym czasie import: od nieznaczających, niemal symbolicznych ilości na początku lat dziewięćdziesiątych XX w. do prawie 15 mln ton w szczytowym 2011 roku (i około 11 mln ton w 2013 r.). Od 2008 roku Polska stała się importem netto węgla kamiennego, a węgiel z importu stał się stałym elementem polskiego rynku węgla.



Rys. 3.3. Wydobywanie węgla (kamiennego ogółem i energetycznego) oraz zatrudnienie w górnictwie w latach 1989–2013

Źródło: opracowanie własne, dane Szlązak 2004; Lorenz 2011; dane rozproszone ARP i MG

Fig. 3.3. Coal production (hard coal total, and steam coal), and employment in the mining industry in the years 1989–2013

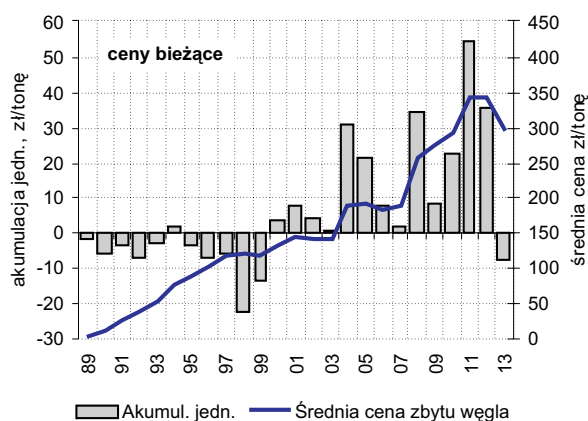


Rys. 3.4. Sprzedaż krajowa na tle eksportu i importu (węgiel kamienny ogółem) w latach 1989–2013
Źródło: opracowanie własne (dane jak rys. 3.3)

Fig. 3.4. Domestic sales, export, and import of hard coal in the years 1989–2013

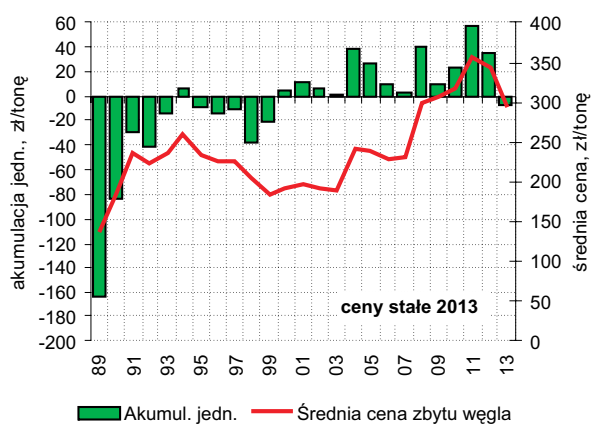
Do Polski sprowadzany jest przede wszystkim węgiel energetyczny, stanowiący przeciętnie 75% importu. Węgiel ten pochodzi przede wszystkim z Rosji (ponad 60%) oraz z Czech (około 18%).

Rysunki 3.5 i 3.6 przedstawiają kształtowanie się średnich cen zbytu węgla kamiennego ogółem na tle wyniku górnictwa ze sprzedaży węgla, wyrażonego poprzez tzw. akumulację jednostkową (stanowiącą różnicę pomiędzy jednostkową ceną sprzedaży a jednostkowym kosztem produkcji sprzedanego węgla). Ceny na rysunku 3.5 są cenami bieżącymi (nominalnymi), a na rysunku 3.6 podano je w przeliczeniu na warunki stałe, odpowiadające poziomowi cen roku 2013.



Rys. 3.5. Średnia cena zbytu węgla ogółem oraz akumulacja jednostkowa w latach 1989–2013 (ceny bieżące)
Źródło: opracowanie własne (dane jak rys. 3.3 i 3.4)

Fig. 3.5. The average sales price of hard coal, and the unit accumulation in the years 1989–2013 (current prices)

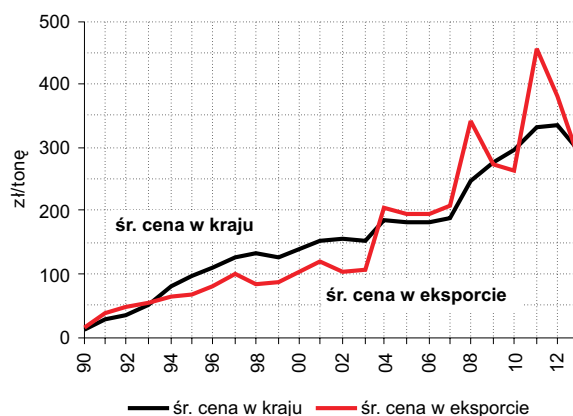


Rys. 3.6. Średnia cena zbytu węgla ogółem oraz akumulacja jednostkowa w latach 1989–2013 (ceny stałe 2013)
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.6. The average sales price of hard coal, and the unit accumulation in the years 1989–2013 (constant prices 2013)

W pierwszych latach transformacji nastąpiła likwidacja dużej części energochłonnego przemysłu ciężkiego. Skutkiem tego, a także w związku ze zdecydowanym spowolnieniem wzrostu gospodarczego, nastąpił spadek zapotrzebowania na energię, a w konsekwencji – na węgiel w energetyce. Produkcja węgla natomiast (po początkowych spadkach do 1991 r.) nie malała (por. rys. 3.3). Rynek węglowy zmienił się z rynku producenta w rynek odbiorcy, a producenci mieli wielkie kłopoty ze sprzedażą węgla.

Nadmiar węgla, który nie znajdował nabywców w kraju, lokowano na rynkach zagranicznych. Jednakże panujące ówczesnie na tych rynkach warunki (relatywnie niskie ceny, nadpodaż węgla) powodowały, iż uzyskiwane w eksporcie ceny były niższe od krajowych. Rysunek 3.7 przedstawia porównanie cen krajowych i eksportowych polskiego węgla



Rys. 3.7. Porównanie cen węgla kamiennego w sprzedaży krajowej i w eksporcie
Źródło: opracowanie własne, dane Szlązak 2004; Lorenz 2011; dane rozproszone ARP i MG

Fig. 3.7. Comparison of coal prices in domestic sales, and exports

w latach 1990–2013. Choć odnoszą się one do węgla kamiennego ogółem, to – biorąc pod uwagę, że węgiel energetyczny stanowi około 80% sprzedaży – można bez większego błędu przyjąć, że podobne relacje cen występowały w sprzedaży węgla energetycznego.

Dodatnia – choć bardzo niewielka – akumulacja w górnictwie pojawiła się w 2000 roku (por. rys. 3.5 i 3.6). Natomiast ceny eksportowe pozostawały niższe od krajowych aż do połowy 2003 r., kiedy to nastąpił zdecydowany wzrost cen węgla na rynkach międzynarodowych (o czym pisano już w poprzednich rozdziałach). Eksport węgla stał się wysoce opłacalny również dla polskich producentów.

Warto też przypomnieć, że w 1998 r. rozpoczęły się negocjacje akcesyjne (zakończone w grudniu 2002 r.) i szeroko zakrojone działania przygotowawcze (głównie w sferze legislacyjnej), związane z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej. Sprawy górnictwa nie były w tych pracach szczególnie nagłaśniane. Zakładano (prawdopodobnie), że gdy akcesja stanie się faktem, górnictwo będzie w stanie funkcjonować w ramach unijnych zasad. W lipcu 2002 roku wygasł Traktat o Europejskiej Wspólnocie Węgla i Stali, a wraz z nim prawną moc straciły przepisy regulujące zasady świadczenia pomocy publicznej na rzecz sektora górnictwa węgla kamiennego. Wprowadzono nowe zasady, które miały obowiązywać do końca 2010 roku. Szczegółowo tę problematykę opisano m. in. w pracach (Blaschke, red., 2003 i 2004).

Kondycja sektora (mierzona wartością jednostkowego wyniku ze sprzedaży, tzw. akumulacji) poprawiła się w latach 2004–2005 (por. rys. 3.5 i 3.6), nie na tyle jednak, aby uzyskane środki wystarczyły na przygotowanie kolejnych frontów wydobywczych. Lepsze wyniki zawsze powodowały presję na wzrost płac. Dwa następne lata to znów niewielka akumulacja i pogarszające się warunki geologiczno-górnictwa zwiększające koszty.

W 2006 roku o ponad 2 mln ton wzrosło zużycie węgla w energetyce zawodowej, a w następnym – o kolejne kilkaset tysięcy. Sektor energetyki niedoszacował jednak swych potrzeb i nie zawarł odpowiednich kontraktów z górnictwem na dostawy w 2007 r. W sytuacji większego zapotrzebowania i spadku wydobycia na rynku pojawiło się zagrożenie braku węgla energetycznego. Aby zapewnić dostawy do krajowej energetyki zrezygnowano wówczas z części kontraktów eksportowych (por. rys. 3.7).

To doświadczenie miało dwie konsekwencje:

- energetyka – niepewna zaspokojenia swych potrzeb przez krajowych producentów – rozpoczęła poszukiwania dostawców zagranicą. Skutkiem tego import w następnym roku (2008) przekroczył 10 mln ton (z czego dwie trzecie to węgiel energetyczny), a Polska po raz pierwszy w historii stała się importerem węgla netto. Ta sytuacja utrzymuje się do dziś, choć od rekordowego pod tym względem 2011 roku import węgla maleje (w 2013 roku wyniósł około 9,4 mln ton, w tym 7,2 mln ton węgla energetycznego),
- producenci węgla natomiast zyskali wówczas mocniejszą pozycję negocjacyjną: w 2008 r. udało się im wyraźnie podwyższyć ceny węgla w kontraktach na 2009 rok.

Akumulacja w 2008 r. osiągnęła wysoki wynik, czemu dopomógł też eksport, ponieważ ceny na rynkach międzynarodowych również były rekordowe.

Dodatnia akumulacja utrzymywała się do 2012 r. W 2013 roku dekonunktura na rynkach węgla energetycznego i koksowego i spadek cen wpłynęły na pogorszenie sytuacji producentów węgla kamiennego w kraju. Pogłębiły się trudności z utrzymaniem kosztów produkcji węgla kamiennego na poziomie pozwalającym osiągać przez spółki węglowe efektywności ekonomicznej. Nastąpiło pogorszenie płynności finansowej i wzrost zobowiązań. W efekcie wynik finansowy netto górnictwa węgla kamiennego w 2013 roku był ujemny, głównie wskutek zmniejszenia wyniku ze sprzedaży węgla.

W porównaniu do 2012 r. nastąpił co prawda wzrost sprzedaży węgla, lecz wskutek spadku średniej ceny zbytu (o ponad 13%) przychody ze sprzedaży węgla zmniejszyły się o 7,8% przy wzroście kosztów sprzedanego węgla o 3,5% (dane MG i ARP za 2013 r.).

Sytuacja nie poprawiła się także w 2014 roku, a kryzys w branży pogłębił się. Po sześciu miesiącach wynik finansowy netto był ujemny (–722,3 mln zł). Górnictwo węgla kamiennego poniosło stratę na wyniku ze sprzedaży węgla w wysokości przekraczającej 1 mld zł, wobec uzyskanego w pierwszej połowie 2013 r. zysku w wysokości 63,9 mln zł. Dalszy spadek średnich cen zbytu węgla oraz mniejsza sprzedaż doprowadziły do poważnego zmniejszenia przychodów ze sprzedaży węgla (o prawie 19%). Koszty produkcji węgla były niższe od poniesionych w analogicznym okresie 2013 r. o 7,1%, jednak większa dynamika spadku cen w porównaniu z dynamiką obniżenia kosztów produkcji przyczyniła się do znacznego pogorszenia wyników finansowych sektora (dane MG i ARP za I połowę 2014 r.).

Z trwającym kryzysem w branży najgorzej radziły sobie spółki węglowe kontrolowane przez Skarb Państwa. W najtrudniejszej sytuacji znajduje się największy krajowy producent węgla – Kompania Węglowa SA. W 2013 r. spółka odnotowała prawie 700 mln zł straty netto, natomiast na sprzedaży węgla – stratę 1,2 mld zł. Również po I półroczu 2014 r. wyniki spółki były ujemne. Na 14 kopalń wchodzących obecnie w skład spółki jedynie 3 są rentowne, a pozostałe są nierentowne w różnym stopniu.

Straty odnotowały także KHW SA oraz spółka giełdowa JSW SA. W tym czasie prywatna kopalnia LW Bogdanka miała ponad 91 mln zł zysku netto, przy przychodach sięgających 945 mln zł.

3.3. Ewolucja podejścia do cen węgla w Polsce po 1989 roku

Przed przemianami polityczno-gospodarczymi, w gospodarce centralnie sterowanej, ceny węgla były cenami urzędowymi, ustalonymi na poziomie ministerialnym i publikowanymi w oficjalnych cennikach. Cenniki, zatwierdzane przez Państwową Komisję Cen, obejmowały wszystkie sortymenty i klasy węgla oraz brykietów według klasyfikacji ustalonej przez Komisję Klasyfikacji Węgla przy Ministrze Górnictwa i Energetyki (zgodnej z Polskimi Normami jakości węgla).

Cenniki zmieniano co kilka lat, a pod koniec lat osiemdziesiątych – corocznie. Aż do 1989 roku cenniki podawały ceny zbytu, ustalone „na warunkach dostaw franco wagon

stacja przeznaczenia”. Zawierały więc w sobie pewien uśredniony koszt transportu. Poziom cen urzędowych nie był powiązany z kosztami pozyskania węgla, które w poprzednim systemie funkcjonowania gospodarki były w praktyce sprawą drugorzędną liczyła się przede wszystkim produkcja tonażowa (Blaschke 1999–2000).

Informacje zamieszczone w tabeli 3.3 podzielono na trzy umowne okresy: 1990–1993, 1994–2003 oraz po roku 2004. Ten podział ma swe uzasadnienie w zróżnicowanym w tych latach podejściu do określania cen węgla energetycznego w Polsce.

W pierwszych programach restrukturyzacji przyjmowano, iż uzyskanie perspektywicznej rentowności kopalń węgla kamiennego jest możliwe pod warunkiem ukształtowania cen zbytu węgla na poziomie cen węgla importowanego. W latach 1993–1998 odnoszono się już wprost do pojęcia „parytet importowy”. Parytet określany był na podstawie cen węgla głównych światowych eksporterów w hipotetycznym imporcie (drogą morską) do Polski i – zgodnie z przyjętą definicją – wyznaczał maksymalną cenę, jaką może osiągnąć polski węgiel dla energetyki, aby móc konkurować z węglem importowanym.

Parytet węgla energetycznego odnosił się do parametrów jakościowych tzw. węgla normatywnego. Pojęcie węgla normatywnego wprowadzono w 1993 roku w elektroenergetyce. Przyjęto, że będzie to węgiel klasy 21/22/09 (Q/A/S), która odpowiadała średnim parametrom węgla zużytego w energetyce zawodowej w 1992 roku.

W sektorze energetyki poziom cen węgla normatywnego był istotny ze względu na stosowany w tamtych latach sposób rozliczeń za energię, sprzedawaną przez wytwórców do Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE SA). Dla górnictwa natomiast cena węgla normatywnego była pewną wzorcową ceną w sprzedaży (miałówek) na rynku krajowym, której uzyskanie było pożądane dla realizacji celów restrukturyzacji.

Dla węgla o takich parametrach ustalano poziom cen w negocjacjach pomiędzy górnictwem i energetyką. W tamtych czasach bowiem takie ustalenia odbywały się na poziomie sektorów. Przy wyznaczaniu bazowej ceny węgla normatywnego opierano się na parytecie importowym węgla energetycznego (np. Lorenz 2000).

Lata 1990–1993

W 1990 roku po raz pierwszy do praktyki handlu węglem wprowadzono formuły cenowe – wzory matematyczne, służące do wyliczania cen węgla na podstawie parametrów jakościowych. Osobne formuły opracowano dla węgla energetycznego i węgla do koksowania. Formuły te nie będą tu przytaczane (stosowne wzory, ich interpretację oraz omówienie zastosowań można znaleźć w licznych publikacjach (np.: Blaschke i in. 1993; Blaschke 1999–2000; Blaschke 2000)).

Nowy system cen został opracowany w Centrum Podstawowych Problemów Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie (obecnie Instytut GSMiE PAN) przez zespół pod kierunkiem prof. Wiesława Blaschke. System cen dla węgla energetycznego miał dwa zasadnicze cele: spowodować poprawę jakości węgla i zapewnić opłacalność budowy zakładów wzbogacania miałówek energetycznych. Trzeba bowiem przypomnieć, że pod koniec lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku węgiel kamienny dostarczany do energetyki

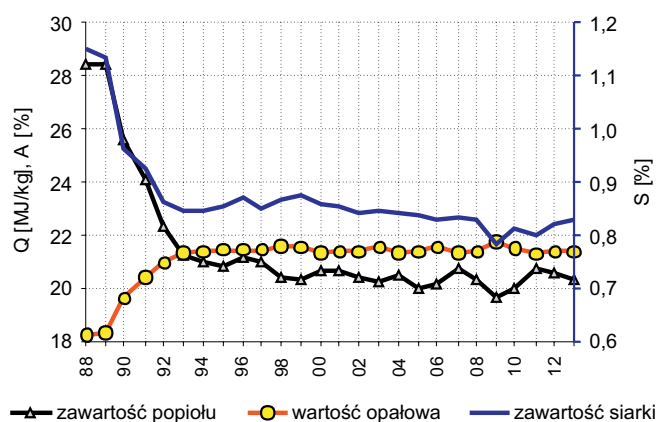
zawodowej był bardzo zły jakości (zawartość popiołu nierzadko przekraczała 35%). Naciski polityczne na zwiększanie wielkości wydobycia w górnictwie odsuwały na daleki plan dbałość o jakość węgla, ale zła jakość była przede wszystkim konsekwencją braku zakładów wzbogacania miałów węgla energetycznego.

W systemie cen węgla energetycznego po raz pierwszy w Polsce za cenotwórczy parametr węgla uznano zawartość siarki (pozostałe cenotwórcze parametry to: wartość opałowa i zawartość popiołu, podawane w stanie roboczym, a więc z uwzględnieniem zawartości wilgoci całkowitej).

Formuła cenowa dla węgla energetycznego – nazywana popularnie formułą Blaschkego – została wprowadzona do obowiązkowego stosowania w handlu węglem energetycznym w maju 1990 roku (na mocy decyzji Ministra Finansów). Choć niewiele później (w lipcu 1992 r.) uwolniono w Polsce ceny na węgiel i używanie formuły przestało być obligatoryjne, to zwyczajowo była ona stosowana w rozliczeniach za dostawy węgla pomiędzy górnictwem a energetyką zawodową.

Trzeba również przypomnieć, że w 1990 roku wprowadzono w Polsce limity emisji ze spalania paliw w energetyce. Ten fakt powodował zainteresowanie tego sektora poprawą jakości węgla, albowiem towarzyszył mu system opłat za emisję zanieczyszczeń do powietrza wraz z karami za przekroczenia wartości emisji dopuszczalnych.

Zastosowane rozwiązania systemowe doprowadziły w latach 1990–1993 do wyraźnej poprawy jakości węgla kierowanego do energetyki zawodowej, co pokazuje rysunek 3.8.



Rys. 3.8. Parametry jakościowe węgla kamiennego zużywanego w energetyce zawodowej
Źródło: Lorenz 2011, ARE – Emitor, opracowanie własne

Fig. 3.8. Quality parameters of hard steam coal used in public thermal plants

Lata 1994–2003

Formuła cenowa z maja 1990 r. – poprzez odpowiednio określone relacje matematyczne – dawała wyraźną preferencję cenową węglom o lepszej jakości. Jednakże przy bardzo wysokiej (ponad 30-procentowej) w tamtym okresie inflacji (por. rys. 3.2), przyrost cen

węgla dobrej jakości szybko stał się zbyt wysoki dla sektora wytwarzania energii, gdyż przekraczał korzyści z użytkowania takich węgla.

Pod koniec 1993 roku zaproponowano więc pewną modyfikację tej formuły. Modyfikacja ta – w największym uproszczeniu mówiąc – polegała na wprowadzeniu stałych relacji pomiędzy zmianą parametrów jakościowych a ceną (w poprzedniej formule silniej stymulowano wzrost cen w pewnych przedziałach parametrów).

Ta zmodyfikowana formuła została zaproponowana jako wzorzec do negocjacji cen węgla na 1994 rok, jednakże w praktyce była stosowana przez kilka następnych lat w większości zawieranych umów. W branży nazywano ją popularnie „formułą bytomską”.

W 2003 roku została utworzona Kompania Węglowa. Spółki węglowe zaczęły wprowadzać własne sposoby określania cen dla swoich produktów handlowych, aczkolwiek część producentów jeszcze przez jakiś czas stosowała „formułę bytomską” w rozliczeniach krajowych (za odstępstwa od parametrów w dostawie w porównaniu do parametrów określonych w umowie).

Lata 2004 do dziś

Te lata obejmują już okres członkostwa Polski w Unii Europejskiej, a więc i stosowania wszystkich unijnych regulacji prawnych. Znacznie zmniejszona (w wyniku restrukturyzacji) produkcja węgla oraz większy eksport spowodowały, że rynek węgla stał się ponownie (choć przejściowo) rynkiem producenta.

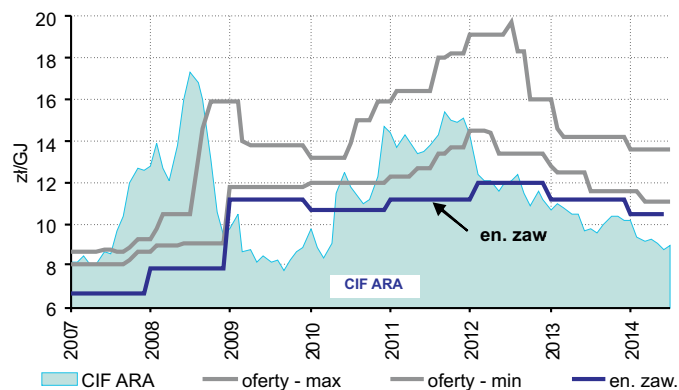
Od 2004 roku poszczególni producenci (spółki węglowe) zaczęli stosować bardziej zindywidualizowane podejście do zasad ustalania cen. We wcześniejszych latach dużą część sprzedaży węgla energetycznego w kraju prowadzono poprzez pośredników. W 2004 r. zrezygnowano z tej formy sprzedaży, a przynajmniej znacząco zredukowano liczbę pośredników. Duże kontrakty (dostawy do dużych odbiorców, w tym do energetyki zawodowej) realizowane są w zasadzie wyłącznie bezpośrednio przez spółki.

Wśród producentów z czasem ugruntowała się świadomość, że energetyka – mówiąc kolokwialnie – nie kupuje ton węgla, ale energię chemiczną zawartą w paliwie. Coraz powszechniejszą praktyką stało się ustalanie cen węgla energetycznego w odniesieniu do jednostki energii (w złotych za gigadżul, a nie za tonę). Wszystkie spółki zaczęły też publikować oferty cenowe na swoich stronach internetowych.

Obecnie sprzedaż węgla do energetyki, koksowni i dużych zakładów przemysłowych odbywa się na podstawie bezpośrednich kontraktów – informacje o cenach w takich kontraktach objęte są tajemnicą handlową. Dla mniejszych odbiorców sprzedaż realizowana jest przez sieć autoryzowanych pośredników, którzy posiadają składy węgla w całym kraju.

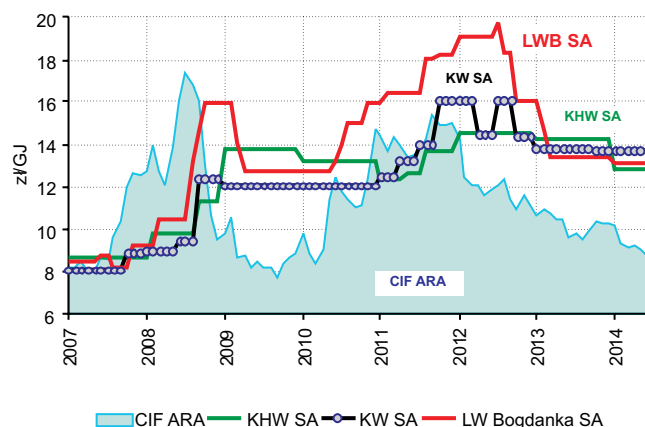
Spółki węglowe w swoich cennikach dla odbiorców pozaumownych (publikowanych na stronach internetowych) podają ceny orientacyjne, gdyż w zależności od okresu oraz ilości odbieranego węgla stosowane są indywidualne opusty cenowe (w granicach kilku procent).

Na rysunkach 3.9 i 3.10 zilustrowano, jak zmieniały się ceny miałow w internetowych cennikach producentów krajowych na tle średnich miesięcznych cen spot CIF ARA. Wszystkie ceny wyrażono w zł/GJ. Pokazano okres od stycznia 2007 do czerwca 2014 r.



Rys. 3.9. Porównanie cen spot CIF ARA z ofertą spot krajowych producentów oraz średnimi cenami węgla w sprzedaży do energetyki zawodowej [zł/GJ]
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.9. Comparison of CIF ARA spot prices to steam coal fines spot prices of domestic producers, and average prices of coal sold to power plants [zł/GJ]



Rys. 3.10. Porównanie cen spot CIF ARA z cenami miałow w cennikach internetowych trzech spółek węglowych [zł/GJ]
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.10. Comparison of CIF ARA spot prices to steam coal fines online price lists of three coal companies [zł/GJ]

Z ofert krajowych producentów do porównania wybrano ceny miałow o wartości opałowej 22 MJ/kg i zawartości siarki powyżej 0,8% (ponieważ węgiel takiej klasy oferowały wszystkie spółki). Te cenniki, jak wspomniano, przeznaczone są dla mniejszych odbiorców, z którymi spółki nie zawierają kontraktów na dostawy (można je umownie traktować jako ofertę *spot* producenta).

Na rysunku 3.9 przedstawiono zakres cenowy ofert (w cennikach internetowych). Krzywa „oferty – max” przedstawia najwyższe ceny ofertowe w danym miesiącu wybrane z puli ofert wszystkich producentów; podobnie skonstruowano krzywą „oferty – min”. Dodatkowo – dla porównania – zaznaczono poziom średnich rocznych cen węgla energetycznego w sprzedaży do sektora energetyki zawodowej.

Rysunek 3.10 prezentuje wartości cen (z cenników internetowych) trzech największych krajowych spółek produkujących węgiel energetyczny.

Obserwacje danych przedstawionych na wykresach prowadzą do następujących spostrzeżeń:

- porównanie poziomów cen węgla na rynku krajowym i międzynarodowym w dwóch pierwszych latach potwierdza opisaną sytuację, że dopiero w obliczu niedoboru węgla krajowego oraz wysokiego wzrostu cen węgla na świecie w 2008 r., krajowym producentom udało się wynegocjować z energetyką wyższe ceny w kontraktach na 2009 rok (co widać również w cennikach internetowych dla odbiorców pozaumownych). Gdy jednak to nastąpiło – sytuacja na rynkach międzynarodowych zmieniła się: ceny drastycznie spadły, a w kontraktach krajowych pozostały wysokie. To z kolei zintensyfikowało zainteresowanie importem przez krajowych użytkowników węgla energetycznego,
- rzeczywiste ceny sprzedaży węgla do odbiorców z sektora energetyki zawodowej pozostają niższe od minimalnych ofert dla odbiorców pozaumownych,
- od 2012 roku średnie ceny węgla krajowego – zarówno w sprzedaży do energetyki zawodowej, jak i oferowanego odbiorcom z innych sektorów – są wyższe od cen CIF ARA (w przeliczeniu na zł/GJ),
- oferta cenowa producentów ze Śląska (KW SA, KHW SA) jest zbliżona, natomiast oferta LW Bogdanka – zazwyczaj znacząco wyższa. Ten producent sprzedaje niewielkie ilości węgla w tym segmencie rynku (dominują zakontraktowane dostawy do dużych odbiorców). Korzysta natomiast z renty geograficznej: mniejsi odbiorcy w regionie, gdyby nie decydowali się na taką propozycję cenową, mają do wyboru węgiel z kopalń śląskich, obarczony wyższymi kosztami transportu lub węgiel importowany zza wschodniej granicy,
- reakcja cen w ofertach *spot* producentów krajowych na sygnały płynące z rynków międzynarodowych jest widoczna – szczególnie w ostatnich latach – aczkolwiek następuje z pewnym opóźnieniem. Jest to racjonalne, gdyż producenci wyczekują, aby się upewnić, czy zmiana danej tendencji ma trwalszy charakter.

3.4. Rynek odbiorców węgla energetycznego w Polsce

Głównymi odbiorcami węgla energetycznego w Polsce są elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, do których trafia około 65% sprzedaży krajowej tego surowca. Kolejną bardzo istotną grupą są odbiorcy klasyfikowani w statystyce jako „pozostali odbiorcy

krajowi”, do których zaliczani są drobni odbiorcy indywidualni oraz gospodarstwa domowe. Do tej grupy odbiorców trafiają przede wszystkim grubsze sortymenty węgla, podczas gdy odbiorcy z sektorów energetycznych kupują głównie miały. Tabela 3.4 przedstawia procentową strukturę sprzedaży krajowej węgla energetycznego według grup odbiorców. Rysunek 3.11 ilustruje tę sprzedaż w ujęciu ilościowym w podziale na zagregowane grupy odbiorców.

Tabela 3.4

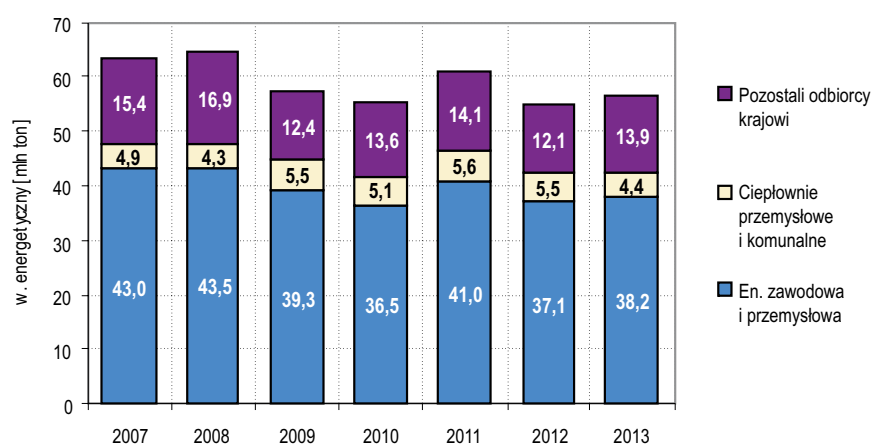
Struktura sprzedaży krajowej węgla energetycznego według grup odbiorców

Table 3.4

Structure of domestic sales of steam coal by group of users

Wyszczególnienie	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Sprzedaż krajowa węgla energetycznego							
w mln ton	63,4	64,7	57,3	55,2	60,8	54,8	56,6
Struktura sprzedaży według grup odbiorców, %							
Energetyka zawodowa	65,8	65,1	65,9	63,2	65,0	65,0	67,8
Energetyka przemysłowa	2,1	2,1	2,8	3,0	2,4	2,7	
Ciepłownie przemysłowe i komunalne	7,7	6,7	9,6	9,3	9,3	10,1	7,8
Inni odbiorcy przemysłowi	1,3	1,2	0,5	1,0	0,8	0,8	0,9
Pozostali odbiorcy krajowi	23,1	24,9	21,2	23,6	22,5	21,4	23,7

Źródło: opracowanie własne (dane rozproszone MG i ARP)



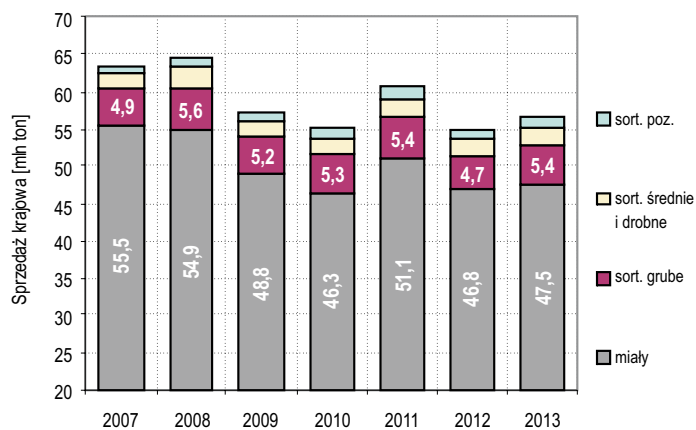
Rys. 3.11. Sprzedaż węgla energetycznego w kraju według zagregowanych grup odbiorców

Źródło: opracowanie własne (dane rozproszone MG i ARP)

Fig. 3.11. Domestic sales of steam coal according to group of users

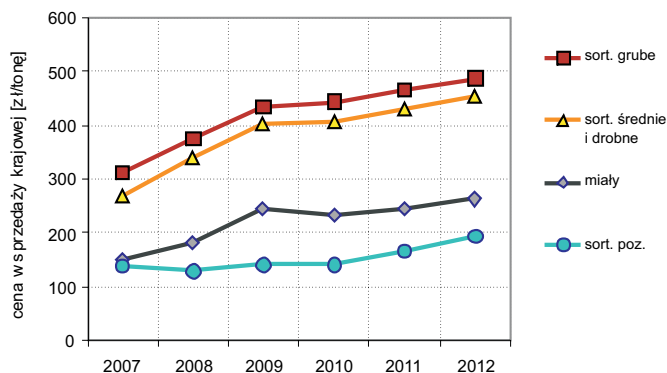
Pod względem sortymentów – największą grupę w produkcji i sprzedaży węgla energetycznego stanowią miały (około 85%), natomiast ich udział pod względem uzyskiwanych przychodów ze sprzedaży jest znacznie mniejszy (rzędu 76–78%). Rysunek 3.12 przedstawia wielkość sprzedaży węgla energetycznego według sortymentów. Sortymenty grube – stanowiące pod względem wolumenu sprzedaży około 9% – dostarczają około 15% wpływów, a w przypadku niektórych producentów (jak np. Katowicka Grupa Kapitałowa) ten udział może wynosić nawet 20–25% (Gawlik, red., 2013). Poglądowe porównanie cen węgla energetycznego według sortymentów ilustruje rysunek 3.13.

Na koniec 2013 roku moc zainstalowana w wszystkich elektrowni w kraju wynosiła około 38,6 GW, z tego 52% stanowiły moce na węglu kamiennym, 24,4% na węglu brunatnym, 7,2% OZE, a 2,3% – na gazie ziemnym (ARE – Statystyka... 2013). Pozostała część to



Rys. 3.12. Sprzedaż węgla energetycznego w kraju według sortymentów
Źródło: opracowanie własne (dane rozproszone MG i ARP)

Fig. 3.12. Domestic sales of steam coal according to coal size grades



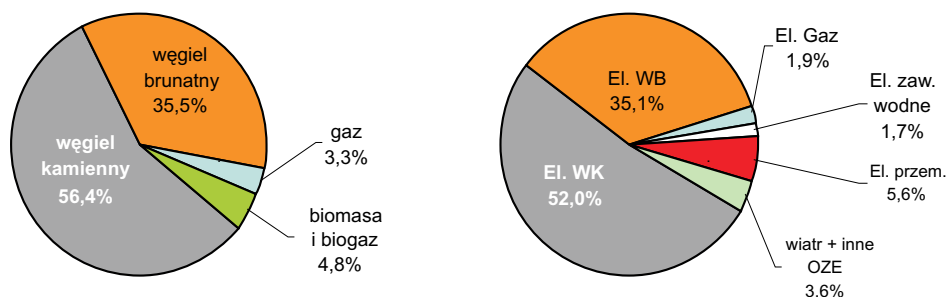
Rys. 3.13. Ceny węgla energetycznego według sortymentów
Źródło: opracowanie własne (dane rozproszone MG, ARP)

Fig. 3.13. Steam coal prices according to coal size grades

energetyka wodna i inne paliwa. Moc ogółem w porównaniu do poprzedniego roku zwiększyła się nieznacznie (o około 1%), a w stosunku do 2007 roku wzrosła o prawie 8%. W przypadku elektrowni na węglu kamiennym od paru lat moc utrzymuje się praktycznie na tym samym poziomie, a nawet nieco spada. W tym czasie nastąpił przyrost mocy na węglu brunatnym (dzięki oddaniu do użytku elektrowni Pątnów II i Bełchatów II). Największy przyrost mocy następuje w źródłach odnawialnych, od 2007 roku prawie sześciokrotny.

W krajowym sektorze wytwarzania energii funkcjonuje 21 dużych elektrowni (w tym 15 na węglu kamiennym i 6 na węglu brunatnym) oraz 36 elektrociepłowni. Ponadto wytwarzanie prowadzi kilkudziesięciu producentów niezależnych. Dla zdecydowanej większości elektrociepłowni i wytwórców niezależnych paliwem podstawowym jest węgiel kamienny.

Również w sektorze energetyki zawodowej węgiel stanowi podstawowe paliwo – z udziałem ponad 56% w przeliczeniu na energię chemiczną paliw. W strukturze produkcji energii elektrycznej energia wytworzona w elektrowniach na węglu kamiennym stanowiła w 2013 roku 52% (rys. 3.14).



Rys. 3.14. Pozycja węgla kamiennego w strukturze zużycia paliw w energetyce zawodowej i w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w 2013 r. [%]

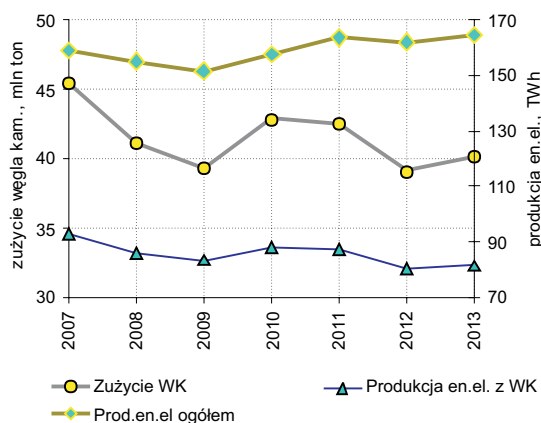
Źródło: opracowanie własne (dane: ARE – Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna..., URE – Biuletyn 2/2014)

Fig. 3.14. Position of hard coal in power sector's fuel consumption, and in electricity production in 2013 [%]

Z węgla kamiennego wytwarza się ostatnio około 84 TWh energii elektrycznej, tj. o około 10% mniej niż w latach 2006–2007. Zmniejszył się też udział energii produkowanej z węgla kamiennego w całkowitej ilości wytworzonej energii elektrycznej: z około 57 do 52%.

Na ten stan składa się wiele przyczyn: od braku rozwoju źródeł wytwórczych na węglu kamiennym i niskich rynkowych cen energii elektrycznej (które ograniczają wykorzystanie węgla kamiennego jako paliwa droższego od węgla brunatnego) po rosnący udział energii ze źródeł odnawialnych korzystających ze wsparcia w postaci tzw. kolorowych certyfikatów, jak również pogarszające się saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą (malejący eksport i rosnący import). Ten ostatni fakt wiąże się z integracją rynków energii w UE i rosnącą w związku z tym możliwością wymiany energii z zagranicą.

Rysunek 3.15 przedstawia zmiany w ilości zużytego węgla kamiennego w energetyce zawodowej na tle ilości energii wytworzonej z tego paliwa oraz całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2007–2013.



Rys. 3.15. Zużycie węgla kamiennego w energetyce zawodowej na tle produkcji energii elektrycznej
Źródło: opracowanie własne (dane ARE – Sytuacja w Elektroenergetyce...)

Fig. 3.15. Hard coal consumption in the power industry against the electricity production

Przed 2007 rokiem elektrownie funkcjonowały jako osobne przedsiębiorstwa. W 2007 r. utworzono cztery grupy energetyczne: Polska Grupa Energetyczna SA (PGE), Tauron Polska Energia SA, ENEA SA i ENERGA SA. Wszystkie grupy są już spółkami giełdowymi, notowanymi na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie (najpóźniej – bo w grudniu 2013 r. – debiutowała Energa). W tabeli 3.5 przedstawiono głównych wytwórców energii elektrycznej w Polsce wraz z ich udziałami w produkcji energii w 2013 r. Podano także – według stanu na koniec 2013 roku – jaki procent udziału ma jeszcze Skarb Państwa w głównych grupach energetycznych.

Tauron PE jest jedyną grupą energetyczną, która posiada w swym składzie kopalnie węgla kamiennego (ZG Janina i ZG Sobieski). Kopalnie i elektrownie na węglu brunatnych znajdują się w strukturze PGE SA (Bełchatów i Turów) oraz PAK SA.

3.5. Pozycja węgla energetycznego z importu na rynku krajowym

W rozdziale 3.2 (rys. 3.4) przedstawiono porównanie importu i eksportu węgla kamiennego z produkcją krajową tego surowca w ostatnim 25-leciu. W tym rozdziale skupiono się na porównaniach dotyczących tylko węgla energetycznego. Od roku 2007 import węgla energetycznego przybrał na dynamice (główne powody nakreślono w rozdz. 3.2). Pomiędzy rokiem 2007 a 2011, kiedy to zakupiono z zagranicy najwięcej tego paliwa, import ten zwiększał się o 2–3 mln ton rocznie (rys. 3.16). W następnych dwóch latach nastąpił wyraźny spadek importu, ponieważ zarówno u użytkowników, jak i u producentów zaczęły narastać zapasy węgla zgromadzonego na składowiskach (po części przyczyniły się do tego relatywnie ciepłe zimy). Nawet spadek węgla na rynkach międzynarodowych nie stanowił

Tabela 3.5

Główni producenci energii elektrycznej w Polsce

Table 3.5

Main producers of electricity in Poland

Nazwa	Produkcja energii elektrycznej		Udziały Skarbu Państwa
	TWh	%	%
PGE SA	63,9	39,3	61,9
Tauron PE SA	22,1	13,6	30,1
ENEA SA	13,2	8,1	51,5
ENERGA SA	5,2	3,2	50,0
Razem Grupy Energetyczne	104,3	64,2	
EDF	15,8	9,7	
PAK SA	11,9	7,3	
GDF SUEZ	8,3	5,1	
PGNiG Termika	4,2	2,6	
DALKIA	2,6	1,6	
CEZ	2,6	1,6	
Fortum	0,7	0,4	
RWE	0,5	0,3	
Pozostali wytwórcy	11,7	7,2	
Razem	162,5	100	

Źródło: opracowanie własne (dane: URE – Biuletyn 2/2014, GPW)

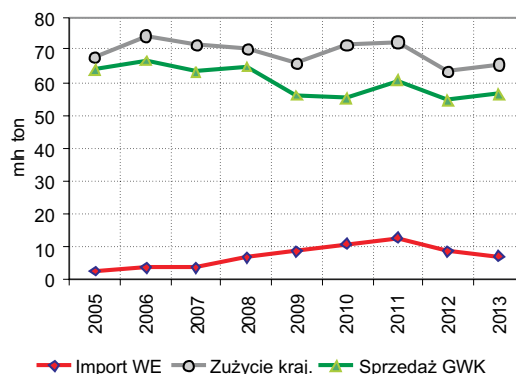
wystarczającej zachęty, gdyż krajowi producenci – znajdujący się pod presją nadpodaży – oferowali ceny bardziej atrakcyjne niż w imporcie (rys. 3.17).

Na spadku zapotrzebowania na węgiel zaważyły też czynniki makroekonomiczne (spadek PKB), jak też spadek zużycia energii elektrycznej w kraju (rys. 3.18).

Porównując i interpretując dane o cenach sprzedaży krajowej górnictwa (miały dla energetyki zawodowej) ze średnimi cenami węgla zużywanego w elektrowniach na węgiel kamienny oraz z cenami węgla w imporcie (rys. 3.17) należy brać pod uwagę pewne szczególne metodologiczne opracowywania tych danych oraz ich sens fizyczny (bazę ceny).

Ceny sprzedaży górnictwa są cenami *loco* kopalnia, a ceny węgla zużywanego w energetyce – uśrednionymi cenami paliwa sprowadzonego do elektrowni (ze źródeł krajowych i z importu), zawierającymi więc w sobie element kosztów transportu. Z kolei ceny węgla importowanego są cenami na granicy.

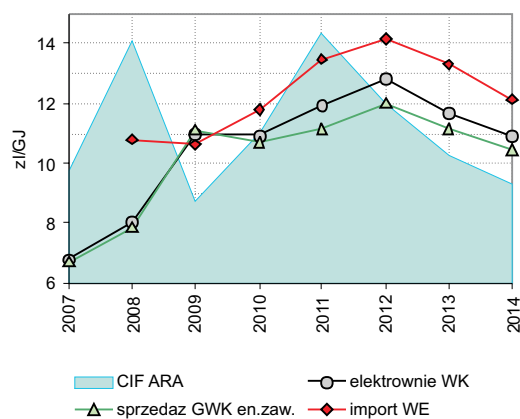
Energetyka zawodowa – będąca największym klientem krajowego górnictwa węgla kamiennego – nie jest głównym odbiorcą importowanego węgla energetycznego. Ten węgiel



Rys. 3.16. Import węgla energetycznego na tle krajowej sprzedaży tego węgla (GWK) oraz jego zużycia w kraju [mln ton]

Źródło: opracowanie własne (rozproszone dane MG, ARE, ARP)

Fig. 3.16. Steam coal imports against domestic sales of this coal, and its domestic consumption, in million tonnes

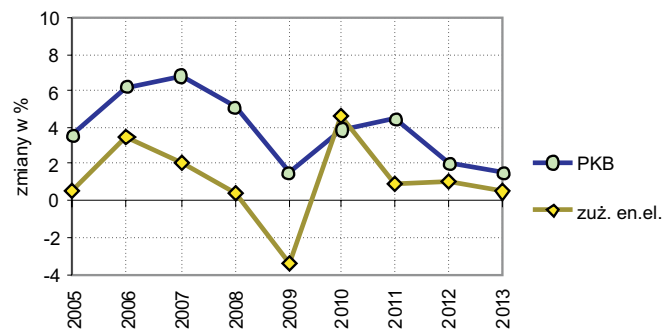


Rys. 3.17. Porównanie cen węgla energetycznego z importu z cenami sprzedaży węgla krajowego do energetyki zawodowej, cenami węgla zużywanego w elektrowniach na węgiel kamienny oraz cenami CIF ARA [zł/GJ]

Fig. 3.17. Comparison of CIF ARA spot prices to steam coal fines spot prices of domestic producers, and average prices of coal sold to power plants

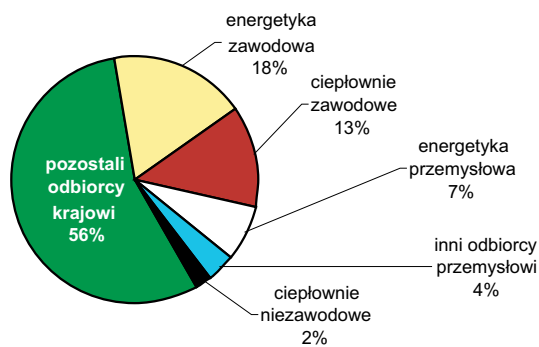
trafia przede wszystkim na rynek tzw. drobnych odbiorców (rys. 3.19), szczególnie zlokalizowanych w północno-wschodniej części kraju, dla których odległości transportowe z granicy (gdzie zlokalizowane są terminale importerów) oraz wynikające stąd koszty transportu są dużo mniejsze, niż ze Śląska (Stala-Szlugaj 2012a, 2013, 2014; Stala-Szlugaj, Klim 2012).

Ponadto sprowadzany przez importerów węgiel to często tzw. niesort (czyli węgiel o szerokich granicach granulacji). Importerzy rozsortowują ten węgiel na miały i wyższe sortymenty. Za węgle grube uzyskuje się na rynku wyższe ceny, co pozwala importerom na znaczne obniżenie ceny oferowanego miału przy zachowaniu spodziewanych przychodów z łącznej sprzedaży (Paszcza i in. 2013).



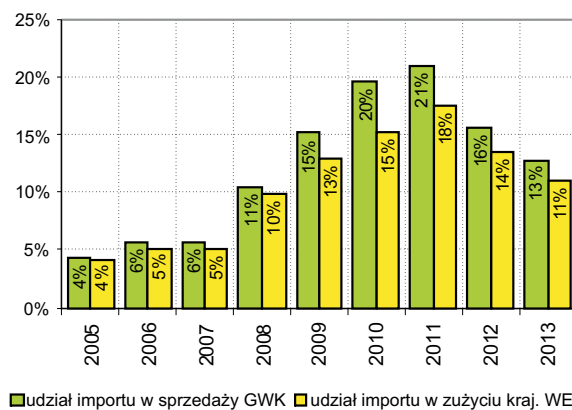
Rys. 3.18. Roczne zmiany zużycia energii elektrycznej oraz PKB [%]
Źródło: opracowanie własne (dane GUS, ARE – Statystyka...)

Fig. 3.18. Annual changes in electricity consumption, and GDP [%]



Rys. 3.19. Odbiorcy węgla energetycznego z importu
Źródło: opracowanie własne (dane ARP – Import...)

Fig. 3.19. Users of imported steam coal



Rys. 3.20. Udział importu w krajowej sprzedaży węgla energetycznego i w jego zużyciu [%]

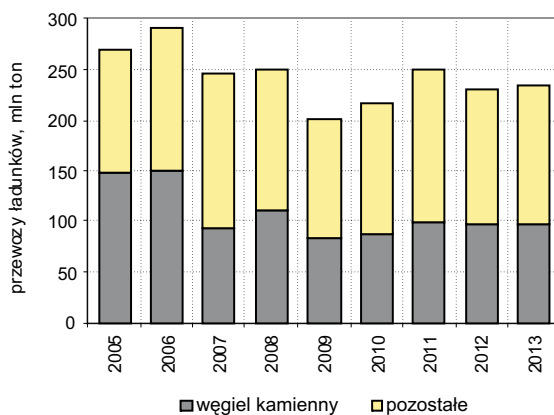
Fig. 3.20. Share of import in domestic sales of steam coal, and in its consumption [%]

Bez względu jednak na przyczyny wysokiego w ostatnich latach importu węgla do Polski, faktem jest znaczący udział węgla importowanego na polskim rynku. Ilustruje to rysunek 3.20, podający relację ilości węgla energetycznego sprowadzonego do Polski do ilości węgla zużytego w kraju oraz do ilości węgla sprzedanego przez krajowych producentów do sektora energetyki zawodowej. Najwyższe wartości te relacje osiągały w latach 2010–2011, lecz nawet ostatnio (2013 rok) import stanowił 11% ilości węgla energetycznego zużytego w kraju i aż 13% w stosunku do sprzedaży GWK do energetyki.

3.6. Transport

W łańcuchu dostaw węgla od producenta do użytkownika niezwykle ważną rolę odgrywa transport. W handlu międzynarodowym jest to przede wszystkim transport morski. W warunkach krajowych dominującą pozycję ma transport kolejowy. Znaczenie transportu ma wymiar nie tylko fizyczny (związany z fizycznym przemieszczaniem towaru) lecz także finansowy, gdyż koszty transportu mają zazwyczaj znaczący udział w sumarycznym koszcie dostawy węgla do odbiorcy.

Również dla przewoźników kolejowych węgiel odgrywa istotną rolę, gdyż jest najważniejszym ładunkiem przewożonym koleją w Polsce, stanowiąc 40–45% wszystkich ładunków przewożonych tym środkiem transportu (rys. 3.21).

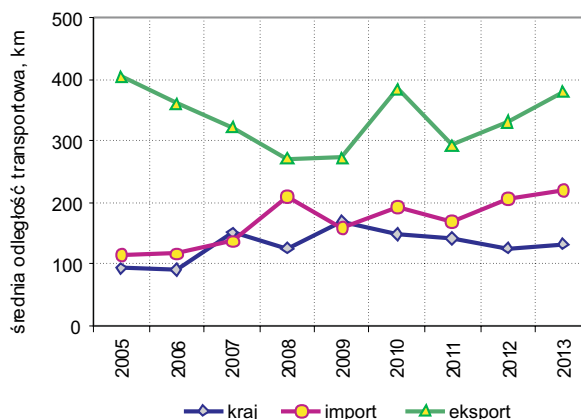


Rys. 3.21. Przewozy węgla kamiennego transportem kolejowym w latach 2005–2013
Źródło: GUS, UTK

Fig. 3.21. Railway transport of hard coal in the years 2005–2013

Transport kolejowy węgla w Polsce ma znaczenie zarówno w eksporcie (tą drogą realizowana jest ponad połowa eksportu), jak i w imporcie (ponad 70%). Ze względu jednak na skalę przewozów, największe znaczenie ma ten rodzaj transportu dla dostaw węgla z krajowych kopalń do przedsiębiorstw wytwórczych energetyki.

W latach 2005–2013 średnia odległość na jaką przewożono 1 tonę węgla w przewozach krajowych wynosiła przeciętnie 132 km, w relacji eksportowej 335 km, a węgiel z importu transportowano na dystansie 170 km (rys. 3.22).



Rys. 3.22. Odległości w przewozach węgla kamiennego transportem kolejowym [km]
Źródło: GUS

Fig. 3.22. Railway transport of hard coal – average distance [km]

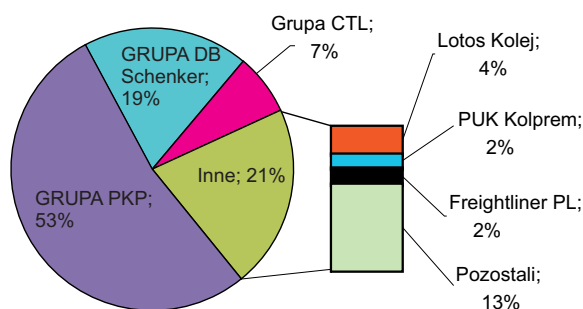
Polska posiada ponad 20 tys. km sieci kolejowej (dane 2012 r.), z czego 11,5 tys. km stanowią linie o znaczeniu państwowym. W łącznej długości linii kolejowych eksploatowanych (zarówno normalnotorowych, jak i szerokotorowych) linie zelektryfikowane stanowiły 60% (GUS).

Na krajowym rynku towarowych przewozów kolejowych funkcjonują zarówno przewoźnicy z sektora państwowego, jak i prywatnego. Od wielu lat czołowe pozycje w przewozach towarowych zajmują spółki dwóch przewoźników: państwowa Grupa PKP oraz prywatny DB Schenker Rail Polska. Kolejne miejsca – z kilkuprocentowym udziałem w rynku – zajmują: Grupa CTL i Lotos Kolej. Na rysunku 3.23 podano udziały w rynku poszczególnych przewoźników pod względem przewiezionej masy ładunków w 2013 r.

W ramach grupy PKP przewozy węgla realizowane są przez dwie spółki – córki: PKP Cargo SA oraz PKP LHS Sp. z o.o.

Główny strumień transportu węgla odbywa się po liniach normalnotorowych (1435 mm), które obsługuje spółka PKP Cargo. Transport po linii szerokotorowej (1520 mm) realizowany jest przede wszystkim przez spółkę PKP LHS Sp. z o.o. Pozostałe przewozy węgla realizowane są przez prywatnych przewoźników. Należy jednak podkreślić, że na wielkość przewozów węgla w wymierny sposób wpływa uprzywilejowana pozycja państwowego przewoźnika (Stala-Szlugaj 2012a).

Do października 2013 r. właścicielem PKP Cargo SA była spółka Skarbu Państwa – Polskie Koleje Państwowe SA (PKP SA). Po debiucie PKP Cargo na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie udział spółki PKP SA spadł do 52%.



Rys. 3.23. Główni przewoźnicy kolejowi węgla kamiennego
Źródło: UTK

Fig. 3.22. Major rail carriers of coal

Wśród obecnie występujących przewoźników na rynku kolejowych przewozów towarowych panuje zasada, że praktycznie taryfa każdego przewoźnika ustalana jest indywidualnie pod klienta. Stawki są przeważnie negocjowane, zaś ich wysokość uzależniona jest m.in. od:

- rodzaju towaru i masy przesyłki,
- łącznego wolumenu oraz częstości przewozów,
- rodzaju wagonów,
- szczególnych wymagań wobec taboru (np. czy trakcja jest elektryczna czy też spalinowa).

PKP Cargo jako najważniejszy przewoźnik kolejowy od wielu lat publikuje Taryfę Towarową, w której podaje obowiązujące w danym roku stawki przewozowe. Nie czynią tego pozostali przewoźnicy, aczkolwiek stawki PKP stanowią dla nich jakiś punkt odniesienia w ich indywidualnych ofertach dla klientów.

W Taryfie Towarowej PKP Cargo odległość transportowa, służąca do obliczania przewoźnego, ustalana jest na podstawie Wykazu Odległości Taryfowych (WOT). Minimalna odległość, którą przyjmuje się w tych obliczeniach, wynosi 30 km. Przy obliczaniu stawki przewozowej odległości zaokrągla się w górę do pełnych kilometrów, przy czym:

- od 30 do 400 km odległości zaokrąglane są do pełnych dziesiątek (10 km),
- od 401 do 800 km – co 20 km,
- od 801 do 1200 km – co 50 km.

Zazwyczaj w corocznych zmianach stawek w taryfach stosowano zmiany proporcjonalne (o stały procent dla wszystkich odległości). Wyjątkiem był 2010 rok, kiedy bardziej wzrosły stawki dla mniejszych odległości transportowych. W pracy (Grudziński 2012) autor opracował pewne zależności funkcyjne (w postaci równań liniowych), które w wystarczająco dokładny sposób odwzorowują zmiany w taryfach PKP Cargo dla lat 2005–2012. Takie zależności mogą być przydatne np. w badaniu historycznych związków pomiędzy kosztami dostaw węgla do odbiorców i kosztami transportu – bez konieczności sięgania do dawnych taryf PKP Cargo.

W tabeli 3.6 zamieszczono wartości stawek transportowych dla wybranych odległości w taryfach obowiązujących w latach 2006–2014 (na rok 2014 utrzymano bez zmian stawki z 2013 r.). W cennikach PKP Cargo stawki taryfowe podawane są dla wagonów dwuosioowych, 25-tonowych. W tabeli podano je w przeliczeniu na 1 tonę węgla.

Jak można zauważyć, przy dużych odległościach transportowych jednostkowa stawka za przewóz węgla zbliża się do poziomu cen węgla. PKP Cargo – dla swych stałych i dużych klientów – stosuje system rabatów związanych m.in. z rodzajem ładunku (np. dla węgla – rabat 25%), wielkością wagonów (np. 30 ton zamiast 25 ton), czy tonażem (tzw. przesyłka całopociągowa). Sumarycznie wielkość zniżek w opłatach może sięgać nawet 60–80%.

Tabela 3.6

Taryfy Towarowe PKP Cargo dla wybranych odległości transportowych,
2010–2014 [zł/tonę]

Table 3.6

Railway tariffs of PKP Cargo for selected distances, 2010–2014 [PLN/tonne]

Rok	Odległość [km]					
	50	100	200	300	400	500
Jednostkowe stawki taryfowe [zł/tonę]						
2006	21,96	30,04	46,68	63,28	80,72	97,48
2007	24,16	33,04	51,36	69,60	88,80	107,24
2007	28,92	39,56	61,48	83,32	106,28	128,36
2008	30,64	41,92	65,16	88,32	112,64	136,08
2008	35,24	48,20	74,92	101,56	129,12	156,48
2009	35,24	48,20	74,92	101,56	129,12	156,48
2010	41,92	52,04	77,16	104,60	133,40	161,16
2011	44,84	55,68	82,56	111,92	142,72	172,44
2012	47,96	59,56	88,32	119,76	152,72	184,52
2013 i 2014	50,36	62,52	92,72	125,76	160,36	193,76

Źródło: PKP Cargo

3.7. Pośrednicy w handlu węglem

Jak już wspomniano, większość sprzedaży węgla w kraju prowadzona jest samodzielnie przez producentów. Obejmuje ona grupy największych odbiorców, jak: energetyka zawodowa i przemysłowa, ciepłownie przemysłowe i komunalne, innych odbiorców przemysłowych (oraz koksownie – w przypadku węgla koksowego).

Niemala część węgla – bo około 19–20%, czyli około 11–13 mln ton rocznie (w zasadzie wyłącznie energetycznego) – trafia na rynek pozostałych odbiorców krajowych, takich jak: drobny przemysł, gospodarstwa rolnicze i ogrodnicze, odbiorcy indywidualni, administracja państwowa, lecznictwo oraz szereg innych odbiorców nieokreślonych.

Większość sprzedaży do tej grupy odbiorców (ponad 70%) jest obsługiwana przez sieć autoryzowanych sprzedawców poszczególnych producentów węgla (Korzeniowski, Kurczabiński 2014; Stala-Szlugaj 2014). Lista autoryzowanych sprzedawców węgla (tzw. AS-ów) liczy około 330 podmiotów w całym kraju. Zajmują się oni przede wszystkim dystrybucją węgla o wyższym uziarnieniu (sortymenty grube i średnie – ponad 70% sprzedaży).

W eksporcie ponad 80% węgla jest sprzedawana za pośrednictwem spółki Węglokoks SA (w tym ponad 90% stanowi węgiel energetyczny, głównie miały).

Spółka Węglokoks powstała w 1951 roku i była w tamtych czasach jedyną firmą prowadzącą eksport polskiego węgla. W głównych portach polskich posiadała swe biura, które zajmowały się logistyką dostaw węgla, jego składowaniem i obsługą wysyłki (od 2003 r. te działania – jako reprezentant Węglokoksu – prowadzi spółka INTER BALT, utworzona na bazie dawnych Biur Morskich).

Podobną rolę na rynku krajowym pełniło inne państwowe przedsiębiorstwo – Centrala Zbytu Węgla (CZW) Węglózbyt. Węglózbyt posiada i eksploatuje duże przemysłowe składowisko węgla w Ostrowie Wielkopolskim, którego zadaniem jest sprzedaż węgla pochodzącego z konkretnych kopalń lub tworzenie mieszanek węglowych o parametrach jakościowych zgodnych z indywidualnymi wymaganiami odbiorców.

W 2004 roku Skarb Państwa, będący właścicielem CZW Węglózbyt SA, przekazał 70% akcji spółki do Kompanii Węglowej SA, która z kolei w 2012 roku zbyła te akcje na rzecz Węglokoksu SA.

W skład grupy kapitałowej Węglokoks SA w 2012 r. weszła także spółka Zakład Wzbogacania Węgla Julian, której podstawową działalnością jest wzbogacanie oraz handel miałem węglowym pochodzącym z KWK Piekary. Na bazie ZWW Julian utworzono w marcu 2014 r. spółkę Węglokoks Kraj, która ma zostać również zasilona aktywami CZW Węglózbyt.

W ten sposób grupa Węglokoks SA stała się także uczestnikiem handlu węglem na rynku krajowym. Celem strategicznym spółki Węglokoks Kraj, która ma stać się znaczącym dystrybutorem węgla na rynku krajowym, jest osiągnięcie sprzedaży na poziomie 5 mln ton węgla rocznie do wybranych segmentów rynku (małej energetyki i przemysłu). W planach spółki, poza obrotem tradycyjnymi sortymentami węgla (jak miał czy groszek węglowy) jest również produkcja i sprzedaż nowych produktów (peletu węglowego oraz paliwa produkowanego z miału).

W 2012 roku, w znowelizowanej ustawie o podatku akcyzowym, podatkiem tym objęto handel węglem i koksem – jeżeli wyroby te są przeznaczone do celów opałowych. Równocześnie jednak wprowadzono obszerny wykaz przypadków zwolnień od akcyzy „węglowej”. Wszystkie podmioty prowadzące obrót węglem – aby móc korzystać z tego

zwolnienia – muszą uzyskać status tzw. pośredniczącego podmiotu węglowego. Aktualną Listę Pośredniczących Podmiotów Węglowych publikuje Ministerstwo Finansów w swym Biuletynie Informacji Publicznej.

W połowie 2012 roku lista ta obejmowała ponad 1700 różnego rodzaju podmiotów gospodarczych, które w pozycji „rodzaj prowadzonej działalności” zadeklarowały „import wyrobów węglowych”. Na podstawie tej listy, w artykule (Stala-Szlugaj, Klim 2012) wyodrębniono następujące grupy spółek (analizując je pod kątem importu węgla energetycznego):

- polscy producenci węgla,
- duży przemysł energetyczny, ciepłowniczy i chemiczny,
- spółki handlowe reprezentujące producentów węgla z krajów WNP,
- polskie spółki zajmujące się handlem międzynarodowym,
- duzi importerzy sprowadzający rocznie powyżej 1,0 mln ton węgla,
- średni i drobni importerzy sprowadzający węgiel w skali do 0,5 mln ton/rok.

Podobny podział stosuje w swych analizach Agencja Restrukturyzacji Przemysłu (ARP – Import i przywóz...) – z uzupełnieniem odbiorców z „dużego przemysłu” o przemysł stalowy.

Z analiz ARP wynika, że w imporcie węgla energetycznego w ostatnich latach aktywni byli następujący importerzy:

- w grupie: duży przemysł energetyczny i ciepłowniczy – PGNiG Termika SA, EDF Trading Sp. z o.o.,
- w grupie: spółki handlowe reprezentujące producentów węgla z krajów WNP – SUEK Polska Sp. z o.o. (będąca przedstawicielem największego producenta węgla w Rosji spółki OAO SUEK), KTK Polska Sp. z o.o. (reprezentująca spółkę OAO KTK) oraz EDW Polska Sp. z o.o. (reprezentująca kopalnię Shubarkol Komir JSC z Kazachstanu),
- w grupie: polskie spółki zajmujące się handlem międzynarodowym – Węgllokoks SA,
- w grupie: duzi importerzy sprowadzający rocznie powyżej 1,0 mln ton węgla – Barter SA, Krex Sp. z o.o., Energo Sp. z o.o., Proximus sp. z o.o.,
- w grupie: średni i drobni importerzy sprowadzający węgiel w skali do 0,5 mln ton/rok – K-Investmet Sp. z o.o., Polchar Sp. z o.o., Węglopol Sp. z o.o.

3.8. Podsumowanie

Spora część przedsiębiorstw w sektorze energetyki jest już prywatna, a duże grupy energetyczne to spółki giełdowe. Niektóre elektrownie należą do międzynarodowych koncernów energetycznych, które prowadzą politykę zakupów węgla według własnych zasad. Przy podejmowaniu decyzji o źródle zakupu węgla nie kierują się sentymentem do węgla polskiego lecz rachunkiem ekonomicznym, wybierając to źródło dostaw, które – w dostawie do elektrowni – da mu bardziej atrakcyjną, konkurencyjną cenę.

Górnictwo węgla kamiennego w zdecydowanej większości pozostaje nadal w rękach państwa. Przez ostatnie dwadzieścia kilka lat jedną z istotnych barier, które uniemożliwiały osiągnięcie odpowiedniego – z punktu widzenia górnictwa – poziomu cen węgla energetycznego, były ograniczenia natury społeczno-politycznej, niedopuszczające do wzrostu cen energii elektrycznej ponad poziom uznany przez władze za akceptowalny społecznie.

Rzeczywistym rynkowym weryfikatorem dla cen węgla krajowego stał się import węgla. Stawia on przed krajowymi producentami nowe wyzwania. Z drugiej strony możliwość importu powiększa pole wolności wyboru dla użytkowników węgla. Sam import wynika jednak nie tylko z potrzeby poszerzania konkurencyjności na rynku węgla, ale też z konieczności zapewnienia dostaw o wymaganej przez rynek skali, jakości i akceptowalnej cenie.

Przy prognozowanych na najbliższe 2–3 lata cenach węgla na poziomie 72–82 USD/tonę CIF ARA, co przekładałoby się na ceny 2,9–3,6 USD/GJ w kraju (por. rys. 2.10 – 2.12) oraz przy prawdopodobnym kursie dolara w zakresie 3,20–3,30 zł/USD, ceny węgla energetycznego na rynku krajowym kształtowałyby się na bardzo niskim poziomie. Nawet gdyby ceny na rynkach międzynarodowych ukształtowały się na górnej granicy przedstawionej w rozdziale 2 autorskiej prognozy, to ceny krajowe miałyby (konkurencyjne wobec importu) oscylowałyby w granicach 11–12 zł/GJ. Taki poziom cen prawdopodobnie nie pokrywa kosztów większości krajowych producentów węgla energetycznego.

Mimo trudnej sytuacji w sektorze górnictwa węgla kamiennego, spotęgowanej przez niskie ceny surowca i jego nadpodaż na rynku, nie brakuje chętnych do uruchamiania nowych kopalń w Polsce.

Jedną z krajowych firm, planujących budowę kopalń, jest Grupa Kopex produkująca maszyny i urządzenia górnicze. Kopalnia ma powstać w Przeciszowie obok Oświęcimia, gdzie złoża zalegają pod terenami rolniczymi na niewielkiej głębokości. Budowa ma się rozpocząć w 2015 roku – jeśli Kopex zdobędzie stosowne pozwolenia środowiskowe i znajdzie partnerów, którzy mogliby zaangażować się finansowo w przedsięwzięcie.

Poza Kopeksem, plany budowy kopalń mają również: niemiecki koncern HMS Bergbau AG oraz australijska grupa Balamara Resources Ltd., jak też Spółka PD Co.

Spółka PD Co, należąca do australijskiej Prairie Downs Metals Limited, planuje budowę kopalni w Lubelskim Zagłębiu Węglowym. PD Co (polska spółka powołana do realizacji projektu inwestycyjnego) w 2012 r. otrzymała cztery koncesje na rozpoznanie złóż węgla na Lubelszczyźnie. Wydobywanie w nowej kopalni ma ruszyć około 2020 roku i może osiągnąć poziom około 6–7 mln ton węgla kamiennego rocznie.

4. Idea parytetu importowego

Od ponad 20 lat problem znalezienia sposobu powiązania cen węgla energetycznego na rynku krajowym z warunkami panującymi na rynkach międzynarodowych przewija się zarówno w dyskusjach wewnątrz branży, jak i w licznych publikacjach naukowych i popularnych.

Od początku przemian polityczno-gospodarczych w Polsce jedną ze spraw kluczowych stała się reforma górnictwa węgla kamiennego i możliwości uzyskania rentowności kopalń. Jednym z elementów oceny tej rentowności była (i wciąż jest) cena węgla. Na różnych etapach reformowania (restrukturyzacji) górnictwa odwoływano się w porównaniach do cen z rynków międzynarodowych.

W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, a szczególnie w drugiej połowie tamtej dekady, praktyką były negocjacje cenowe odbywające się na szczeblu sektorów górnictwa węgla kamiennego i energetyki zawodowej, w wyniku których uzgadniano na najbliższy rok średnią cenę tzw. węgla normatywnego. Termin „węgiel normatywny” odnosił się do węgla energetycznego w sortymencie miałowym o następująco ustalonych parametrach jakościowych (w stanie roboczym): wartość opałowa 21 MJ/kg, zawartość popiołu 22% i zawartość siarki 0,9%.

Przy wyznaczaniu bazowej ceny węgla normatywnego opierano się na parytecie importowym węgla energetycznego. Parytet importowy wyznaczał w umowny sposób graniczną cenę węgla krajowego przeznaczonego dla energetyki zawodowej, a znajomość jego poziomu była pomocna w negocjacjach cenowych przy zawieraniu umów na dostawy węgla pomiędzy producentami (spółkami węglowymi, kopalniami) a głównymi odbiorcami (elektrowniami).

4.1. Parytet importowy – historycznie

W pracach nad parytetem importowym węgla energetycznego, prowadzonych w Instytucie GSMiE PAN w latach 1996–2001, zaproponowano definicję tego pojęcia oraz opracowano metodologię wyznaczania parytetu, zaakceptowaną w tamtym czasie zarówno przez stronę górnictwą, jak i energetyczną.

W brzmieniu tej definicji „parytet importowy węgla kamiennego energetycznego” jest to średnia cena węgla hipotetycznie sprowadzonego do Polski drogą morską z krajów bę-

dających głównymi eksporterami tego węgla. Cenę tę określano jako cenę *franco* wagon w porcie polskim (bez precyzowania, który to port) i przeliczano na parametry jakościowe węgla normatywnego, czyli węgla klasy 21/22/09 (Q/A/S).

Wyznaczano jeden parytet dla całej branży (górnictwo węgla kamiennego – energetyka zawodowa). W celu wyznaczenia wartości liczbowej parytetu importowego na dany okres (rok lub kwartał) konieczne było przyjęcie pewnych założeń i ustaleń. Dotyczyły one w pierwszym rzędzie określenia składników kalkulacji kosztów hipotetycznego importu węgla oraz wyboru potencjalnych dostawców, a także okresu bazowego, na podstawie którego wyznacza się parytet oraz na jakich danych źródłowych (o cenach) opierać się mają obliczenia. Na koniec wreszcie należało wybrać metodę przeliczenia ceny węgla importowanego na cenę węgla o średnich parametrach, właściwych dla warunków krajowej energetyki.

W kalkulacji kosztów importu uwzględniano następujące elementy:

- koszty węgla (cena eksportera),
- koszty transportu węgla drogą morską (cena frachtu z portu eksportera do portu w Polsce) oraz ubezpieczenie ładunku,
- cło (zgodnie z obowiązującą wówczas stawką celną; cło na węgiel zniesiono w związku z przystąpieniem Polski do UE; do 1996 roku obowiązywał również podatek graniczny na import węgla),
- dodatkowe koszty związane z rozładunkiem, składowaniem węgla w porcie i załadunkiem go na wagony oraz marżę pośrednika w imporcie.

Suma wymienionych składników kalkulacji kosztów importu węgla dawała cenę *franco* wagon w porcie polskim. W nawiązaniu do reguł handlu międzynarodowego do określenia bazy tej ceny używano nazwy formuły DDP (*Delivered Duty Paid* – por. tab. 1.2).

W obliczeniach parytetu bazowano na danych o cenach węgla i frachtów, publikowanych w tygodniku *Coal Week International* (wyd. McGraw Hill Inc., USA; po wielu przekształceniach własnościowych jego obecnym sukcesorem jest Platts). Za potencjalnych dostawców węgla z zagranicy początkowo uważano USA, RPA, Kolumbię i Australię. Od 1998 roku wykluczono Australię, a wariantowo uwzględniano Rosję. W parytecie określanym w latach 2001 i 2002 uwzględniano: USA, Kolumbię i RPA. Przy określaniu udziału danego dostawcy w hipotetycznym (wówczas) imporcie do Polski wykorzystywano informacje o strukturze dostaw do krajów Unii Europejskiej, jakie wtedy publikowała Komisja Europejska.

Istotny był też wybór tzw. okresu bazowego. Obliczenia parytetu importowego wykonywano na podstawie odpowiednio uśrednionych cen z czterech kolejno po sobie następujących kwartałów. Początkowo były to: III i IV kwartał roku poprzedniego oraz I i II kwartał roku bieżącego, w którym wyznaczano parytet na rok następny. Z czasem przesunięto okres bazowy o jeden kwartał do przodu, czyli obliczenia opierano na danych za okres: IV kwartał roku poprzedniego oraz I, II i III kwartał roku bieżącego – aby możliwie najbardziej urealnić ceny, a więc zbliżyć ceny okresu bazowego do poziomu tego roku, na jaki wyznacza się parytet.

Nowością zastosowaną do przeliczenia cen węgla hipotetycznie sprowadzanych do Polski na parametry węgla normatywnego, była tzw. metoda PAN/GJ (opracowana w 1996 r. w Instytucie GSMiE PAN), oparta na wartości jednostki ciepła (1 GJ energii chemicznej) w węglu importowanym. Metoda pozwalała na korygowanie ceny węgla importowanego ze względu na zawartość popiołu i siarki, odmienną w węglu normatywnym i importowanym (opis metodologii można znaleźć w pracy: Lorenz 2000). Oficjalnie wartość parytetu wyznaczono ostatni raz na 2001 rok.

Od tamtego czasu wiele się zmieniło zarówno w praktyce ustalania cen węgla w umowach pomiędzy producentami i użytkownikami, jak i w podejściu do parytetu importowego. W ostatnich latach swoistym weryfikatorem dla cen węgla krajowego stał się import. Nie jest to już – jak kiedyś – sytuacja hipotetyczna, ale rzeczywistość, będąca udziałem niemałej liczby uczestników rynku węglowego w Polsce.

4.2. Parytet importowy dziś

Po 2000 r. zasadniczym zmianom uległa struktura właścicielska i organizacyjna firm w sektorze energetyki. Podczas gdy górnictwo w dalszym ciągu pozostaje w zdecydowanej większości w rękach państwa (por. tab. 3.4), to przedsiębiorstwa wchodzące w skład sektora energetyki zawodowej są już w sporej części prywatne (tab. 3.5). Cztery duże grupy energetyczne to spółki giełdowe. Niektóre elektrownie należą do międzynarodowych koncernów energetycznych i prowadzą politykę zakupów według zasad stosowanych przez te firmy. Nie ma znaczenia, czy kupowany węgiel pochodzi z kopalń polskich, czy z importu – istotna jest jego cena. Odbiorca (użytkownik węgla) wybiera to źródło surowca, które – w dostawie do elektrowni – da mu bardziej atrakcyjną, konkurencyjną cenę.

W świetle zmian, jakie zaszły w ostatnich kilkunastu latach w międzynarodowym handlu węglem energetycznym – przede wszystkim zaś standaryzacji jakości węgla w ofertach rynkowych – stosowanie metody PAN/GJ nie ma zbytniego sensu. Zawartość siarki we wszystkich notowanych węglach nie przekracza 1%, można zatem przyjąć, że nie wpływa ona na cenę węgla w imporcie. Większość indeksów – wskaźników cen – odnosi się do standardowej kaloryczności około 25 MJ/kg, tak więc i cena węgla w przeliczeniu na jednostkę energii jest znana (łatwa dla obliczenia).

Ze względu na istotną pozycję węgla importowanego na krajowym rynku (np. rys. 3.20) prowadzenie analiz kosztów importu węgla do Polski jest zasadne z punktu widzenia badania konkurencyjności węgla krajowego i importowanego – nawet jeśli te analizy opierają się na obliczeniach teoretycznych (z wykorzystaniem bieżących informacji z rynków *spot* węgla i frachtów morskich).

Wątpliwości nie budzi dziś stwierdzenie, że zmiany cen węgla kamiennego energetycznego na rynku krajowym powinny pozostawać w jakimś związku z tendencjami obserwowanymi na rynkach międzynarodowych. Przedmiotem dyskusji pozostają sposoby określania tych związków.

Potrzebne jest zatem inne spojrzenie na parytet importowy – przy zachowaniu ogólnej interpretacji, że parytet importowy w umowny sposób określa graniczną cenę węgla krajowych producentów w sprzedaży do jego krajowych użytkowników, pozwalającą zachować konkurencyjność w stosunku do węgla importowanego.

Dla użytkownika węgla koszty pozyskania paliwa (sprowadzenia go do zakładu) zależą nie tylko od oferty cenowej producenta krajowego czy dostawcy węgla z importu, ale też od odległości od źródła dostaw: kopalni czy punktu granicznego (granicy morskiej bądź lądowej). Odległość ta bowiem determinuje koszty transportu. Parytet importowy nie będzie więc miał jednej uniwersalnej wartości, takiej samej dla całego rynku, ale będzie to szereg zróżnicowanych wartości dla poszczególnych użytkowników, a w konsekwencji – także dla producentów węgla.

Tak więc za parytet importowy powinno się uważać cenę węgla energetycznego, sprowadzonego z zagranicy przez konkretnego użytkownika – w przeliczeniu na jednostkę energii chemicznej.

Należy zatem określić, skąd pochodzić będzie ten węgiel i w jaki sposób zostanie dostarczony do granicy Polski (drogą morską lub lądową); następnie należy ten węgiel dowieźć z granicy do użytkownika – tu należałoby przyjąć, że będzie to transport kolejowy.

Z taką ścieżką postępowania wiążą się poszczególne elementy kosztowe, dające w sumie wartość indywidualnego parytetu importowego danego użytkownika węgla. Wartość tego parytetu determinuje poziom ceny maksymalnej producenta węgla w dostawie do tego odbiorcy. Rysunek 4.1 przedstawia schematycznie algorytm wyznaczania parytetów importowych.

$$\text{Parytet importowy} = \frac{CW_i}{Q_i} + \frac{T_i}{Q_i} - \frac{T_k}{Q_k}$$

[zł/GJ]

cena węgla importowanego na granicy (morskiej lub lądowej)	koszt transportu z granicy do użytkownika	koszt transportu z kopalni do użytkownika
--	---	---

PI_O – parytet ogólny

PI_U – parytet indywidualny (użytkownika)

PI_P – cena maksymalna producenta

Rys. 4.1. Algorytm wyznaczania parytetów importowych

Źródło: opracowanie własne

Oznaczenia: CW_i – średnia cena węgla importowanego, określana na granicy kraju [zł/tonę], Q_i – wartość opałowa węgla importowanego (ok. 25 MJ/kg), T_i – koszt transportu węgla importowanego z granicy (morskiej lub lądowej) do użytkownika (elektrowni) – według stawek PKP Cargo (ewentualnie z uzgodnionym rabatem) [zł/tonę], T_k – koszt transportu kolejowego z kopalni (producenta krajowego) do elektrowni – według stawek PKP Cargo (ewentualnie z uzgodnionym rabatem) [zł/tonę], Q_k – wartość opałowa węgla z kopalni krajowej [MJ/kg]

Fig. 4.1. Algorithm for coal import parity

W algorytmie wydzielono trzy odrębne człony, odpowiadająco kolejnym etapom obliczeń.

W etapie pierwszym określa się parytet na poziomie ogólnym (PI_O), który wyraża cenę węgla sprowadzonego z rynków międzynarodowych na granicę kraju (morską lub lądową) – ten człon ma taką samą wartość dla każdego odbiorcy.

Dwa kolejne człony odpowiadają za koszty transportu kolejowego na terenie Polski. Konieczność wydzielenia tutaj dwóch członów wynika z faktu, że węgiel będący przedmiotem handlu na rynkach międzynarodowych ma inną (wyższą) kaloryczność jak miały energetyczne z kopalń krajowych, użytkowane przez energetykę. Dla kosztów transportu odnoszonych do jednostek masy ten parametr nie ma oczywiście żadnego znaczenia, natomiast gdy wyznacza się je w odniesieniu do jednostki energii – znaczenie jest zasadnicze.

4.2.1. Parytet na poziomie ogólnym

Jak wspomniano, od dawna nie wyznacza się już parytetu importowego na poziomie branży czy kraju. Tamten parytet – wyrażany ceną węgla normatywnego – pełnił rolę pewnej ceny referencyjnej dla krajowego rynku węgla energetycznego, a przynajmniej dla jego części obejmującej energetykę zawodową (najważniejszego odbiorcę).

Z dzisiejszego punktu widzenia znaczenie parytetu importowego na poziomie ogólnym (krajowym, branżowym) nie jest już tak istotne, jak w latach poprzedzających wstąpienie Polski do Unii Europejskiej. Wówczas takie analizy wydawały się konieczne ze względu na unijne przepisy dotyczące pomocy państwa dla górnictwa węgla kamiennego.

Ten rodzaj parytetu importowego (na poziomie ogólnym, na granicy) mógłby odgrywać większą rolę, gdyby Polska – jako kraj członkowski UE – występowała o zgodę do władz unijnych na świadczenie określonych form pomocy publicznej dla górnictwa. W niektórych przypadkach (sprecyzowanych obszarach działalności górnictwa) wysokość świadczonej pomocy uzależniona była bowiem od poziomu cen przeważającego (w danym okresie) na rynkach międzynarodowych. O takie rodzaje pomocy Polska się jednak nie zwracała, albowiem budżet państwa nie dysponował środkami na tę pomoc (choćby słowo „pomoc” mogłoby w tym kontekście sugerować, że wsparcie finansowe pochodzi ze środków wspólnotowych, to w rzeczywistości kraje członkowskie muszą same znaleźć środki na tę pomoc; władze UE wyrażają jedynie zgodę na jej udzielenie po stwierdzeniu, że taka pomoc jest zgodna z unijnymi zasadami pomocy publicznej).

Tutaj, zgodnie z przedstawionym algorytmem (rys. 4.1), wyznaczenie tzw. parytetu ogólnego jest pierwszym etapem w obliczeniach właściwego parytetu importowego – czy to na poziomie indywidualnego użytkownika, czy też u producenta węgla.

Zawsze w pierwszym rzędzie należy określić cenę węgla importowanego CWi, dowiedzonego do granicy kraju.

Elementy kalkulacji kosztu importu węgla (CWi)

W kalkulacji kosztów importu węgla w sposób naturalny narzucają się trzy podstawowe grupy kosztów:

- koszty samego węgla,
- koszty jego transportu do granicy (morskiej lub lądowej),
- pozostałe koszty, związane z przeładunkami, opłatami granicznymi czy portowymi, marżami itp.

Wybór kierunku importu (źródła pochodzenia węgla) determinuje cenę węgla oraz koszty jego frachtu z portu eksportera (w przypadku transportu morskiego).

Koszty węgla

Rozważając problem, w jaki sposób przenieść na polski rynek węgla energetycznego sygnały płynące z rynków światowych, racjonalne jest bazowanie na tendencjach cenowych występujących na rynkach węglowych w Europie. Na rynku europejskim do głównych dostawców węgla energetycznego należą: Rosja, Kolumbia i RPA, a najważniejszym odbiorcą są kraje Unii Europejskiej.

Do wyboru kierunku importu (a w konsekwencji – cen węgla „bazowych” w obliczeniach parytetu) można podejść na kilka sposobów:

- przyjąć ceny FOB wybranych głównych eksporterów (ustalając ich udziały w imporcie); w takim przypadku do tych cen należy doliczyć odpowiednie stawki frachtu morskiego z portów eksporterów do ARA (głównego węzła handlu węglem w Europie), a następnie z ARA do polskiego portu,
- można opierać się tylko na najpopularniejszym indeksie CIF ARA (z doliczeniem odpowiedniej stawki frachtowej),
- można też bazować na indeksie FOB węgla rosyjskiego w portach bałtyckich, gdyż Rosja jest największym eksporterem węgla do Polski – tutaj z kolei należałoby rozważyć, czy węgiel ten ma być dostarczany drogą morską czy lądową (przez któreś z kolejowych przejść granicznych); drogą lądową dociera do Polski ponad 90% węgla importowanego z Rosji,
- można również zastosować jakiś „mix” wymienionych indeksów (w połączeniu z odpowiednio dobranymi stawkami transportu do granicy Polski).

W obliczeniach można wykorzystać wskaźniki (indeksy) cen węgla, opisane wcześniej w rozdziałach 1 i 2. W przypadku innych składników kalkulacji kosztów importu często konieczne jest przyjmowanie pewnych założeń, gdyż nie wszystkie dane, potrzebne do obliczeń, są dostępne.

Koszty transportu węgla (do granicy morskiej lub lądowej)

Fizyczne odległości pomiędzy regionami produkcji i zbytu węgla w dużym stopniu warunkują kierunek dostaw na dany rynek. Dokonanie wyboru węgla „bazowych” determinuje drogę dostawy i koszty transportu.

Do importu węgla z portów ARA do Polski można podejść na dwa sposoby:

- sprowadza się węgiel, który dostępny jest na barkach lub składowiskach w portach ARA – wtedy do ceny *spot* CIF ARA należy doliczyć przynajmniej fracht z ARA do

polskiego portu (o problemach w dostępie do takich informacji wspomniano w rozdziale 2.2),

- kupuje się – na bazie cen CIF ARA – węgiel, płynący do Europy z dowolnego kierunku, ale bez przeładowania w ARA (czyli płaci się tylko za wydłużony fracht do Polski).

W tym drugim przypadku należy założyć, ile będzie kosztować ten wydłużony fracht (przyjęto tu szacunkową stałą wartość 2 USD/tonę).

Również w rozważanym przypadku importu węgla rosyjskiego drogą morską (z portów bałtyckich) konieczne było przyjęcie pewnych założeń co do stawki frachtowej (ze względu na brak publikowanych danych). W przedstawionych w dalszej części tego rozdziału obliczeniach przyjęto tę stawkę w stałej wysokości 7 USD/tonę. Choć wartość ta może wydawać się wysoka w relacji do stawek na znacznie dłuższych trasach (por. rys. 2.3), to należy tu mieć na uwadze, iż w obrębie Bałtyku zazwyczaj przewozi się mniejsze ładunki, wykorzystując mniejsze statki (o ładowności rzędu 10–30 tys.), dla których jednostkowy koszt frachtu jest wyższy.

Jak wspomniano – węgiel z Rosji może być dostarczany do Polski także drogą lądową. Taki rodzaj transportu dominuje w rzeczywistym imporcie węgla z tego kraju. Dla uproszczenia można potraktować cenę FOB – porty bałtyckie w ofercie eksporterów rosyjskich jako cenę na granicy lądowej. Nie popełnia się tu znaczącego błędu, gdyż odległości transportowe (w transporcie kolejowym) z największego rosyjskiego zagłębia – Kuzbas, w obwodzie kemerowskim – do kolejowych przejść granicznych na wschodniej granicy Polski są porównywalne z odległościami do portów bałtyckich, przez które realizowany jest eksport tego węgla (są to nie tylko porty rosyjskie, jak Ust-Ługa, Wysock czy St. Petersburg, ale też łotewskie: Ventspils i Ryga oraz Tallin w Estonii) (Stala-Szlugaj 2012b).

Gdyby zdecydować się na wyznaczanie parytetu na podstawie cen węgla importowanych z innych kierunków (niż ARA lub Rosja) – procedura obliczeniowa byłaby taka sama jak w przypadku ARA.

Pozostałe koszty

Ta grupa kosztów obejmuje wszelkie inne koszty, związane z importem węgla (przeładunek ze statku na wagony, ewentualne opłaty graniczne czy portowe, marże pośredników itp.). Koszty te nie były w zasadzie nigdy zbyt precyzyjnie określone. Często określano je mianem „koszty portowe”, gdyż dawniej – w obliczeniach parytetu – zakładano tylko import drogą morską. W 1999 roku, podczas prac nad parytetem importowym, dokonano wyceny kosztów przeładunkowych w wysokości 3 USD/tonę. W grupie pozostałych kosztów doliczano jeszcze dodatkowe 1–2 dolary/tonę jako marżę pośrednika w imporcie.

W następnych latach, w pracach prowadzonych w Instytucie GSMiE PAN nad rynkami węgla w kraju i na świecie oraz nad różnymi wariantami parytetów importowych, przyjmowano dla „pozostałych kosztów” kwotę 5 USD/tonę węgla. W 2010 r. dokonano próby weryfikacji tej wartości. W wyniku przeprowadzonych konsultacji uznano, że przyjmowana dotąd kwota jest realna, a jej korygowanie (bez odpowiednio udokumentowanych argumentów, których nie udało się pozyskać) może wiązać się z popełnieniem większego błędu niż pozostawienie jej w dotychczasowej wysokości.

Taką samą kwotę (5 USD/tonę) przyjmuje się również dla kosztów przeładunkowych na lądowym kolejowym przejściu granicznym (przy lądowym imporcie węgla z Rosji).

W świetle przedstawionych wyżej informacji, cenę węgla importowanego CWi (na granicy) można zatem wyrazić prostymi wzorami:

— dla importu drogą morską:

$$CWi = (cw_e + F + P) \cdot K \quad [\text{zł/tonę}]$$

— dla importu drogą lądową (węgiel rosyjski):

$$CWi = (\text{FOB Rosja} + P) \cdot K \quad [\text{zł/tonę}]$$

gdzie: cw_e – cena węgla eksportera [USD/tonę],

F – cena frachtu [USD/tonę],

P – koszty „przeładunkowe” [USD/tonę],

K – wartość odpowiedniego przelicznika (kursu) [zł/USD].

Kalkulacje takie przeprowadza się najczęściej w odniesieniu do jednostki masy węgla (1 tony). Dalsze przeliczenia – na jednostkę energii (1 GJ) – ułatwia fakt, iż ceny węgla w handlu międzynarodowym odnoszą się do węgla o standaryzowanej jakości (najczęściej jest to wartość opałowa około 25 MJ/kg). Ponieważ ceny te wyrażane są w dolarach amerykańskich – konieczne będzie przeliczenie ich na złote (za pomocą odpowiednich kursów zł/USD – według NBP). Wynik takich obliczeń – w założonych zakresach zmienności cen węgla CWi oraz kursów złoty – dolar zawiera tabela 4.1. W istocie są to prawdopodobne wartości parytetu na poziomie ogólnym (PI_O) – bez względu na to, jaki wariant doboru dostawców weźmie się pod uwagę. Ramką zaznaczono obszar wyznaczony na podstawie analiz zmienności cen węgla i kursów dolara.

Tabela 4.2 zawiera zestaw podobnie przeliczonych „pozostałych kosztów” importu węgla. Głównym celem było pokazanie siły wpływu kosztów „przeładunkowych” P, które oszacowano na 5 USD/tonę węgla. Równocześnie jednak – ze względu na zakres danych w tabeli – można łatwo ocenić skalę wpływu na koszty importu innych założonych wielkości (frachtu z Rosji, przyjętego w wysokości 7 USD/tonę), czy przedłużonego frachtu z ARA (2 USD/tonę).

4.2.2. Parytety indywidualne

Potencjalny importer (użytkownik krajowy) po sprowadzeniu węgla drogą morską (i poniesieniu związanych z tym kosztów) musi dowieźć ten węgiel koleją do swojego zakładu. Koszty tego transportu wynikają z taryfy przewoźnika (oraz ewentualnego rabatu określonego w umowie). Przede wszystkim zależą jednak od odległości transportowej. Informacje o transporcie kolejowym i taryfach PKP Cargo przedstawiono w rozdziale 3, gdzie w tabeli 3.6

Tabela 4.1

Wartość parytetu ogólnego PI_O w zł/GJ w zależności od ceny węgla z importu CWi w USD/tonę oraz kursu dolara

Table 4.1

Values of general coal import parity PI_O in zloty per GJ, depending on the price of imported coal CWi in USD/tonne and PLN/USD exchange rate

CWi [USD/tonę]	Kurs dolara [zł/USD]										
	2,8	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0
	Wartość parytetu ogólnego PI_O [zł/GJ]										
55	6,13	6,57	6,79	7,01	7,23	7,44	7,66	7,88	8,10	8,32	8,76
60	6,69	7,17	7,40	7,64	7,88	8,12	8,36	8,60	8,84	9,08	9,55
65	7,25	7,76	8,02	8,28	8,54	8,80	9,06	9,32	9,57	9,83	10,35
70	7,80	8,36	8,64	8,92	9,20	9,47	9,75	10,03	10,31	10,59	11,15
75	8,36	8,96	9,26	9,55	9,85	10,15	10,45	10,75	11,05	11,35	11,94
80	8,92	9,55	9,87	10,19	10,51	10,83	11,15	11,46	11,78	12,10	12,74
85	9,47	10,15	10,49	10,83	11,17	11,50	11,84	12,18	12,52	12,86	13,54
90	10,03	10,75	11,11	11,46	11,82	12,18	12,54	12,90	13,26	13,61	14,33
95	10,59	11,35	11,72	12,10	12,48	12,86	13,24	13,61	13,99	14,37	15,13
100	11,15	11,94	12,34	12,74	13,14	13,54	13,93	14,33	14,73	15,13	15,92
105	11,70	12,54	12,96	13,38	13,79	14,21	14,63	15,05	15,47	15,88	16,72
110	12,26	13,14	13,57	14,01	14,45	14,89	15,33	15,76	16,20	16,64	17,52
115	12,82	13,73	14,19	14,65	15,11	15,57	16,02	16,48	16,94	17,40	18,31
120	13,38	14,33	14,81	15,29	15,76	16,24	16,72	17,20	17,68	18,15	19,11

podano wielkości stawek dla kilku wybranych odległości transportowych w przeliczeniu na 1 tonę węgla. Ponieważ – zgodnie z przedstawionym algorytmem (rys. 4.1) – parytety wyznaczone są w zł/GJ, istotne znaczenie ma także kaloryczność transportowanego węgla. Wynik przeliczenia stawek z tabeli 3.6 dla dwóch przykładowych wartości opałowych (w latach 2010–2014) zawiera tabela 4.3. Wartość opałowa 25 MJ/kg odpowiada warunkom handlu międzynarodowego, a 22 MJ/kg jest zbliżona do przeciętnej kaloryczności węgla krajowego.

Wartość parytetu ogólnego (PI_O), powiększona o koszt transportu do danego odbiorcy – użytkownika krajowego, wyznacza jego indywidualny parytet importowy PI_U.

Dla producentów węgla, dostarczających paliwo do tych odbiorców, te indywidualnie wyznaczone parytety importowe użytkowników będą z kolei określać maksymalne ceny w dostawie (PI_P). W związku z tym nawet taki sam (jakościowo) węgiel z kopalni może mieć inną cenę maksymalną dla poszczególnych użytkowników, określaną *loco* kopalnia. Różnice te będą wynikać z różnych kosztów transportu na terenie kraju, które są funkcją odległości: od granicy Polski (morskiej lub lądowej) do danego użytkownika oraz od tego użytkownika do zasilającej go kopalni.

Tabela 4.2

Wartości pozostałych kosztów importu węgla w zł/GJ w zależności od ich poziomu w USD/tonę oraz kursu dolara

Table 4.2

Values of other coal import costs in zloty per GJ, depending on their level in USD/tonne and PLN/USD exchange rate

Koszty <i>P</i> [USD/tonę]	Kurs dolara [zł/USD]										
	2,8	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	4,0
	Wartość pozostałych kosztów [zł/GJ]										
2,0	0,22	0,24	0,25	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,29	0,30	0,32
3,0	0,33	0,36	0,37	0,38	0,39	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,48
4,0	0,45	0,48	0,49	0,51	0,53	0,54	0,56	0,57	0,59	0,61	0,64
5,0	0,56	0,60	0,62	0,64	0,66	0,68	0,70	0,72	0,74	0,76	0,80
6,0	0,67	0,72	0,74	0,76	0,79	0,81	0,84	0,86	0,88	0,91	0,96
7,0	0,78	0,84	0,86	0,89	0,92	0,95	0,98	1,00	1,03	1,06	1,11
8,0	0,89	0,96	0,99	1,02	1,05	1,08	1,11	1,15	1,18	1,21	1,27
9,0	1,00	1,07	1,11	1,15	1,18	1,22	1,25	1,29	1,33	1,36	1,43
10,0	1,11	1,19	1,23	1,27	1,31	1,35	1,39	1,43	1,47	1,51	1,59

Tabela 4.3

Taryfy Towarowe PKP Cargo dla wybranych odległości transportowych w latach 2010–2014, w przeliczeniu na zł/GJ

Table 4.3

PKP Cargo rail tariffs for selected transport distances in 2010–2014; unit rates expressed in PLN/GJ

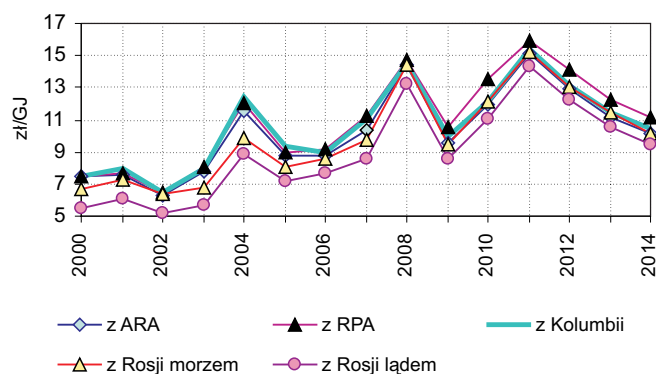
Odległość [km]	Jednostkowe stawki przewozowe w zł/GJ w latach							
	2010		2011		2012		2013 i 2014	
	dla Q = 25 MJ/kg	dla Q = 22 MJ/kg	dla Q = 25 MJ/kg	dla Q = 22 MJ/kg	dla Q = 25 MJ/kg	dla Q = 22 MJ/kg	dla Q = 25 MJ/kg	dla Q = 22 MJ/kg
50	1,68	1,91	1,79	2,04	1,92	2,18	2,01	2,29
100	2,08	2,37	2,23	2,53	2,38	2,71	2,50	2,84
200	3,09	3,51	3,30	3,75	3,53	4,01	3,71	4,21
300	4,18	4,75	4,48	5,09	4,79	5,44	5,03	5,72
400	5,34	6,06	5,71	6,49	6,11	6,94	6,41	7,29
500	6,45	7,33	6,90	7,84	7,38	8,39	7,75	8,81

4.3. Wyniki obliczeń parytetu PI_O (cena węgla importowanego na granicy kraju)

Chociaż parytet importowy określany na poziomie ogólnym nie ma dziś takiego znaczenia kilkanaście lat temu, to jednak – w proponowanej w tej pracy interpretacji tego pojęcia – stanowi niezbędny element w wyznaczaniu parytetów indywidualnych.

Parytet na poziomie ogólnym – czyli cenę węgla importowanego sprowadzonego na granicę kraju (morska lub lądową) – można wyznaczyć na wiele sposobów, w zależności od założonych kierunków importu oraz przyjęcia różnorodnych elementów kosztowych. Przedstawione w tym rozdziale wyniki należy traktować jako przykładowe – jedno z wielu możliwych.

Na początek przedstawiono porównanie wyznaczonych cen w imporcie z kilku kierunków. Wykres na rysunku 4.2 przedstawia te wyniki na poziomie średnich rocznych z lat 2000–2014 (pierwsze półrocze). Ceny te obliczono w sposób opisany w rozdziale 4.2.1, przy czym cenę w imporcie z ARA określono w wariantcie z przedłużonym frachtem.



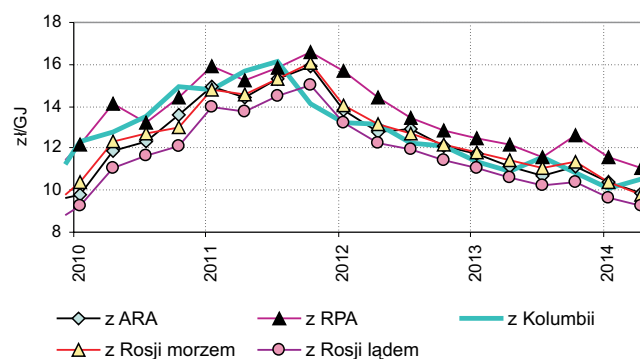
Rys. 4.2. Koszty importu węgla w różnych kierunków do granicy kraju; średnie roczne [zł/GJ]

Fig. 4.2. Cost of coal imports from different directions to the border of the country. Annual averages [PLN/GJ]

Tendencje poszczególnych cen są całkowicie zgodne (wynikają z warunków panujących na międzynarodowych rynkach w tych latach). Wartości maksymalne (średnie roczne) były wyższe od minimalnych średnio o około 2 zł/GJ. W obliczeniach opartych na bardziej szczegółowych danych (średnie miesięczne czy kwartalne) zróżnicowanie jest bardziej widoczne – co pokazuje rysunek 4.3 na przykładzie średnich kwartalnych – lecz ogólna tendencja zostaje zachowana.

Do przykładowych obliczeń parytetów indywidualnych przyjęto, że parytet importowy na poziomie ogólnym będzie średnią z wszystkich wyznaczonych wartości, zilustrowanych na rysunkach 4.2 i 4.3. Średnie roczne wartości parytetów importowych na poziomie ogólnym zestawiono w tabeli 4.4. Podano także cenę w USD/tonę – odpowiadającą w danym roku wartości parytetu PI_O w zł/GJ – a także relacje cen w imporcie z poszczególnych krajów (z rys. 4.2) do tej średniej.

Na rysunku 4.4 porównano wyznaczoną wartość PI_O z średnią ceną sprzedaży miałów energetycznych do energetyki zawodowej.



Rys. 4.3. Koszty importu węgla w różnych kierunków do granicy kraju; średnie kwartalne [zł/GJ]

Fig. 4.3. Cost of coal imports from different directions to the border of the country. Quarterly averages [PLN/GJ]

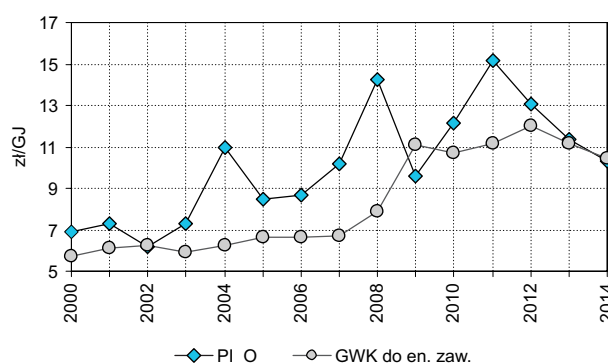
Tabela 4.4

Parytet ogólny PI_O wyznaczony w oparciu o średnie warunki rynkowe w latach 2000–2014

Table 4.4

Values of general coal import parity PI_O based on the average market conditions in the years 2000–2014

Rok	Średnia ze wszystkich USD/tonę	Relacja cen CWi z poszczególnych kierunków do średniej (PI_O)					
		zł/GJ	z ARA	z RPA	z Kolumbii	z Rosji morzem	z Rosji lądem
		PI_O					
2000	39,91	6,92	1,08	1,08	1,08	0,97	0,79
2001	44,83	7,31	1,04	1,05	1,09	0,99	0,83
2002	37,90	6,15	1,01	1,05	1,05	1,03	0,85
2003	46,99	7,28	1,07	1,11	1,09	0,93	0,78
2004	75,53	10,95	1,05	1,10	1,14	0,90	0,81
2005	65,89	8,47	1,03	1,06	1,11	0,95	0,85
2006	69,98	8,64	1,02	1,06	1,04	0,99	0,89
2007	93,79	10,21	1,02	1,10	1,09	0,96	0,84
2008	152,40	14,27	1,01	1,04	1,02	1,01	0,92
2009	77,55	9,61	1,00	1,10	1,03	0,99	0,89
2010	100,92	12,13	0,98	1,11	1,00	1,00	0,91
2011	128,97	15,18	1,00	1,05	1,01	1,00	0,94
2012	100,93	13,08	0,99	1,08	1,01	0,99	0,93
2013	90,40	11,37	0,98	1,07	1,01	1,00	0,93



Rys. 4.4. Wartość parytetu ogólnego PI_O na tle średniej ceny sprzedaży węgla do energetyki zawodowej [zł/GJ]

Fig. 4.4. Values of general coal import parity PI_O against average coal price sold to power sector [PLN/GJ]

4.4. Parytety indywidualne dla teoretycznych par: odbiorca węgla – dostawca krajowy

Aby wyznaczyć parytety indywidualne dla użytkowników lub producentów węgla – należy znać ich położenie geograficzne. To położenie determinuje odległości transportowe, a co za tym idzie także koszty transportu: z granicy do użytkownika oraz z kopalni do użytkownika.

Rozważono trzy teoretyczne przypadki dla par: producent węgla (kopalnia) – użytkownik (elektrownia). Elektrownie położone są w zadanych odległościach od granicy i od dostawcy krajowego (Lorenz 2010b):

Kopalnia	Elektrownia	Odległość w km	
		elektrownia – kopalnia	elektrownia – granica
K_1	E_1	100	400
K_2	E_2	300	300
K_3	E_3	400	100

Każda z tych teoretycznych elektrowni może kupić węgiel z importu bądź z kopalni krajowej. Przyjęto, że węgiel importowany ma kaloryczność 25 MJ/kg (taka wartość dominuje w handlu międzynarodowy), a węgiel krajowy – 22 MJ/kg (wartość zbliżona do jakości węgla zużywanego obecnie w krajowej energetyce). W związku z tym, aby nabyć równoważną ilość energii chemicznej w paliwie, użytkownik musi kupić odpowiednio więcej węgla krajowego, na przykład zamiast 100 tys. ton węgla z importu – ponad 113,6 tys. ton węgla krajowego (co wynika z proporcji wartości opałowych: 25/22).

Aby uniknąć kolejnego założenia co do ilości ton węgla, obliczenia w przytoczonych poniżej przykładach prowadzono w przeliczeniu na jednostkę energii (GJ).

Obliczenia wykonano na średnich rocznych z lat 2000–2014 (I półrocze).

Założono, że w każdym z lat średnia cena węgla z importu na granicy jest taka sama dla każdego z potencjalnych użytkowników i odpowiada wyznaczonym wcześniej wartościom parytetu ogólnego PI_O (tab. 4.4).

Do określenia kosztów transportu kolejowego na terenie kraju zastosowano stawki przewozowe z taryfy PKP Cargo, obowiązujące w okresie analizy. Obliczenia wykonano w dwóch wariantach: przy pełnych stawkach oraz z rabatem 60%.

Poniżej na trzech prostych przykładach pokazano, w jaki sposób można wykorzystać odniesienie do cen węgla na rynkach międzynarodowych, aby zbadać ich konkurencyjność z węglem krajowym.

Przykład 1 – parytety indywidualne użytkowników

Zgodnie z przyjętym założeniem, każda z elektrowni kupuje węgiel importowany po cenach na granicy (PI_O). W związku z różnymi odległościami transportowymi (elektrownia–granica) koszty sprowadzenia węgla do każdego z użytkowników będą inne – będą to ich indywidualne parytety importowe. Wyliczone – przy przyjętych założeniach – wartości parytetów w zł/GJ przedstawia tabela 4.5. Ponieważ są to wyniki orientacyjnego oszacowania, liczby podano w zaokrągleniu do jednego miejsca po przecinku.

Tabela 4.5

Indywidualne parytety importowe użytkowników PI_U
(koszty sprowadzenia węgla importowanego do użytkownika) [zł/GJ]

Table 4.5

Individual import parities PI_U of coal users (cost of coal imports to the user) [PLN/GJ]

Rok	Parytety indywidualne użytkowników					
	PI_U E1	PI_U E2	PI_U E3	PI_U E1	PI_U E2	PI_U E3
	przy pełnych stawkach PKP			przy stawkach z rabatem 60%		
2000	8,6	8,2	7,6	7,6	7,5	7,2
2001	9,2	8,7	8,0	8,1	7,9	7,6
2002	8,1	7,7	6,9	6,9	6,8	6,4
2003	9,3	8,9	8,0	8,1	7,9	7,6
2004	14,0	13,3	12,1	12,2	11,9	11,4
2005	11,6	10,9	9,6	9,7	9,5	8,9
2006	11,9	11,2	9,8	9,9	9,7	9,1
2007	14,5	13,5	11,8	11,9	11,5	10,8
2008	18,8	17,8	16,0	16,1	15,7	14,9
2009	14,8	13,7	11,5	11,7	11,2	10,4
2010	17,5	16,3	14,2	14,3	13,8	13,0
2011	20,9	19,7	17,4	17,5	17,0	16,1
2012	19,2	17,9	15,5	15,5	15,0	14,0
2013	17,8	16,4	13,9	13,9	13,4	12,4
2014	16,7	15,3	12,8	12,9	12,3	11,3

Przy takiej samej cenie węgla na granicy – najwyższy koszt importu poniesie oczywiście użytkownik E_1, najbardziej od tej granicy oddalony.

Przykład ten pokazuje, że w takich samych „zewnętrznych” warunkach rynkowych (ceny węgla i frachtów, kursy walut), indywidualne parytety importowe przyjmują różne wartości. Te różnice są konsekwencją różnych kosztów transportu krajowego. Im większa odległość odbiorcy od granicy – tym wyższa wartość jego indywidualnego parytetu.

Warto też zwrócić uwagę, że w przypadku zastosowania rabatu na przewozy kolejowe wyznaczone wartości parytetów indywidualnych poszczególnych użytkowników ulegają wyraźnemu „spłaszczeniu” – w porównaniu z wynikami uzyskanymi dla pełnych stawek z taryfy towarowej PKP Cargo.

Przykład 2 – parytety indywidualne producentów

Parytety indywidualne użytkowników wyznaczają poziom maksymalnych cen węgla krajowego: aby zachować konkurencyjność w dostawie do danego odbiorcy, producent (dostawca) węgla nie może zaoferować mu ceny wyższej niż „cena parytetowa” (czyli indywidualny parytet importowy tego odbiorcy).

Dla przyjętych założeń obliczone ceny maksymalne kopalń K_1, K_2 i K_3 w dostawie do rozpatrywanych elektrowni zestawiono w tabeli 4.6 (zgodnie z algorytmem rys. 4.1 – od cen z tabeli 4.5 odjęto odpowiednie koszty jednostkowe transportu kopalnia – elektrownia).

Tabela 4.6

Indywidualne parytety importowe producentów węgla PI_P
(ceny maksymalne w dostawie do danego odbiorcy) [zł/GJ]

Table 4.6

Individual import parities PI_P of coal producers (maximal price in delivery to particular user) [PLN/GJ]

Rok	Parytety indywidualne producentów – w dostawie do danego odbiorcy					
	K_1 – E_1	K_2 – E_2	K_3 – E_3	K_1 – E_1	K_2 – E_2	K_3 – E_3
	przy pełnych stawkach PKP			przy stawkach z rabatem 60%		
1	2	3	4	5	6	7
2000	7,9	6,7	5,6	7,3	6,9	6,4
2001	8,4	7,1	5,9	7,7	7,2	6,8
2002	7,3	6,0	4,7	6,6	6,1	5,6
2003	8,4	7,1	5,8	7,7	7,2	6,7
2004	12,7	10,6	8,7	11,6	10,8	10,0
2005	10,3	8,1	6,1	9,2	8,3	7,5
2006	10,5	8,3	6,2	9,4	8,5	7,7
2007	12,7	9,8	7,0	11,2	10,0	8,9
2008	16,9	13,8	10,8	15,3	14,1	12,9
2009	12,6	9,1	5,7	10,8	9,4	8,0
2010	15,1	11,6	8,2	13,3	11,9	10,5
2011	18,4	14,6	10,9	16,5	14,9	13,5

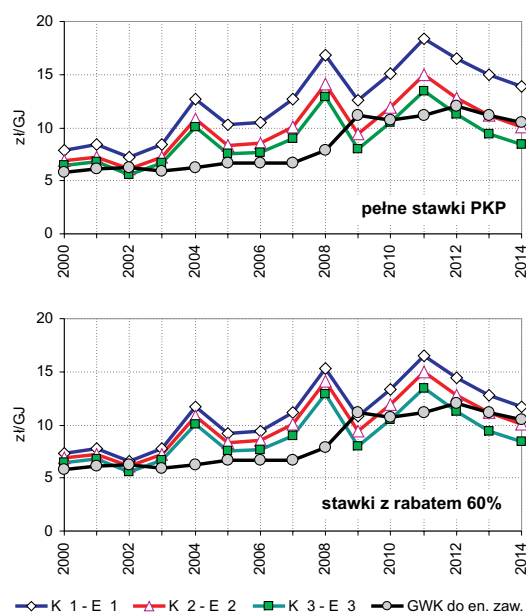
Tabela 4.6 cd.

Table 4.6 cont.

1	2	3	4	5	6	7
2012	16,5	12,4	8,5	14,4	12,8	11,3
2013	14,9	10,7	6,6	12,8	11,1	9,5
2014	13,9	9,6	5,5	11,7	10,0	8,4

Interpretując te wyliczenia, można również przyjąć, że dostawcami nie są trzy kopalnie, ale jedna. Wtedy wynik dowodzi, że dany producent może uzyskiwać różne ceny za ten sam węgiel w dostawach do różnych odbiorców – jeśli ceny w kontraktach miałyby być oparte na indywidualnych parytetach importowych. Parytety indywidualne producentów osiągają wyższe wartości, gdy odległość z kopalni do elektrowni jest mniejsza niż z elektrowni do granicy. Warto jednak zwrócić uwagę na nietypową sytuację w 2009 roku, kiedy to uwzględnienie 60-procentowego rabatu na stawki transportu kolejowego spowodowało podwyższenie ceny maksymalnej kopalni K_2 w dostawie do elektrowni E_2 oraz K_3 do E_3. Jest to wynik bardzo dużego spadku wartości parytetu ogólnego w tym roku, co – przy pewnym wzroście stawek kolejowych – w ten właśnie sposób odzwierciedliło się w cenie.

Wyznaczone w tabeli 4.6 ceny maksymalne są cenami *loco* kopalnia. Na rysunku 4.5 porównano je z średnimi cenami krajowego węgla w sprzedaży do energetyki zawodowej.



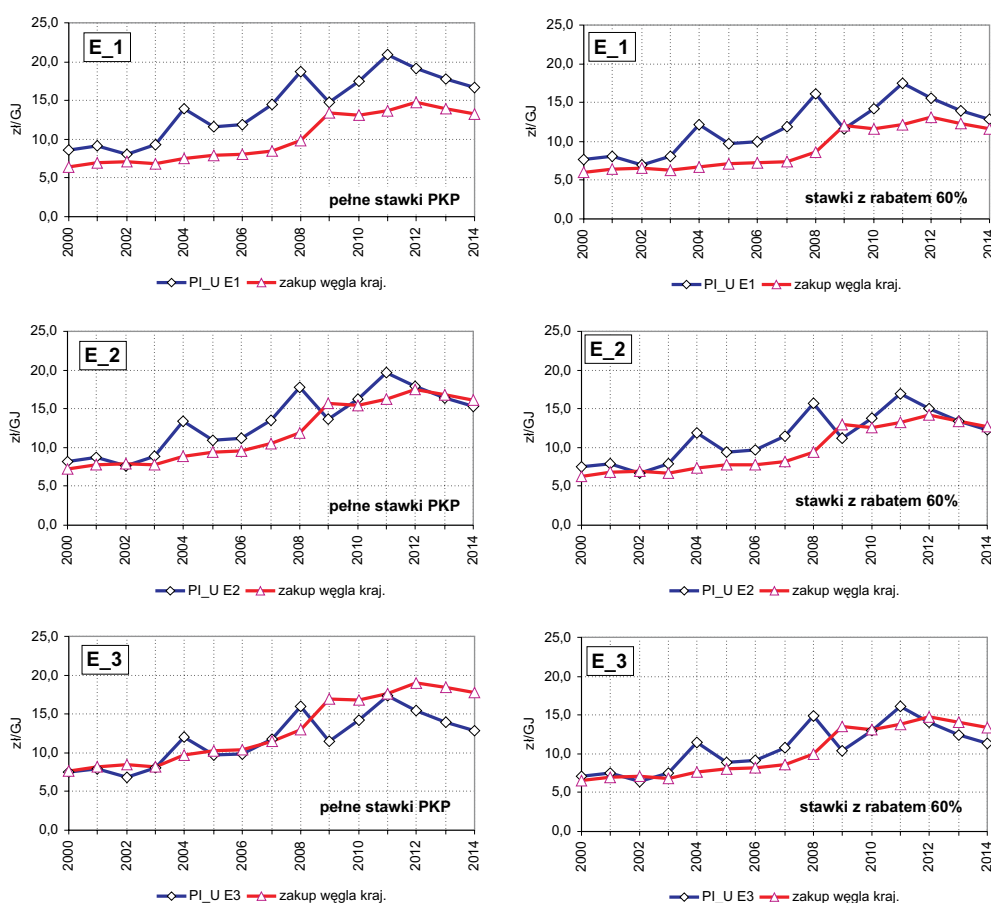
Rys. 4.5. Parytety importowe producentów w zależności od poziomu stawek transportu kolejowego na tle średniej ceny sprzedaży węgla do energetyki zawodowej [zł/GJ]

Fig. 4.5. Values of import parity of coal producers in dependence of railway tariffs against average coal price sold to power sector [PLN/GJ]

Przykład 3 – konkurencyjność węgla z importu i węgla krajowego

W przykładzie 3 założono, że każdy z użytkowników ma do wyboru zakup węgla z importu (po cenach PI_O) albo też zakup węgla krajowego – po takich cenach, jakie w tamtych latach osiągał węgiel energetyczny w sprzedaży do energetyki zawodowej (porównanie obu tych cen przedstawia rys. 4.4).

Wynik przedstawia rysunek 4.6. Dla każdej rozważanej teoretycznie elektrowni pokazano jej parytet indywidualny (PI_U) – obrazujący poziom kosztów sprowadzenia do tej elektrowni węgla z importu – oraz koszt zakupu węgla krajowego (czyli dowiezienia go ze wskazanej w przykładzie kopalni). Wszystkie obliczenia wykonano dla pełnych stawek transportu kolejowego oraz z rabatem (60%).



Rys. 4.6. Porównanie cen węgla krajowego i importowanego – u odbiorcy [zł/GJ]

Fig. 4.6. Price comparison of coal imports, and domestic coal at user's location [PLN/GJ]

Dla elektrowni E_1, położonej w najmniejszej odległości od kopalni, zakup węgla krajowego zawsze byłby korzystniejszy. Dla elektrowni E_2 – położonej w takiej samej odległości od granicy jak i od krajowego dostawcy – w zależności od warunków rynkowych (ceny na rynkach międzynarodowych i oferty krajowego producenta), niekiedy bardziej opłacalny byłby import. Dla elektrowni E_3, zlokalizowanej relatywnie blisko granicy, import byłby korzystniejszy w większości przypadków (rozważanych lat) – ale tylko w przypadku braku rabatu na przewozy kolejowe. Przy uwzględnieniu tego rabatu konkurencyjność węgla krajowego wyraźnie się poprawia.

4.5. Możliwości zastosowania parytetu importowego w określaniu cen w umowach na dostawę węgla energetycznego

Należy zwrócić uwagę, że pojęcie „parytet importowy” nie jest kategorią obiektywną. Sposób jego wyznaczania i interpretacji zależy od celu, jakiemu taka – wyznaczona w umowny sposób – wartość miałaby służyć.

Jeśli parytet miałby być wykorzystywany dla własnych analiz przedsiębiorstwa (np. do określania jego pozycji rynkowej), metodologia jego wyznaczania zależy wyłącznie od jednostki, która będzie się nim posługiwać (to zastosowanie nie będzie tu analizowane). Dla producentów węgla poziom parytetu może stanowić odniesienie do cen oferowanych poszczególnym odbiorcom na rynku krajowym, czy też w umowach eksportowych. Dla użytkowników – takie analizy wskazują okresową (lub trwałą) opłacalność importu (czy jej brak). Parytet indywidualny użytkownika wyznacza też maksymalną cenę w ofercie producenta (*loco* kopalnia).

Gdyby parytet importowy miał być podstawą do ustalania poziomu cen w umowach bilateralnych na dostawę węgla – wtedy oczywiście metodologia jego wyznaczania musi być ustalona pomiędzy zainteresowanymi stronami. Jeśli zaś parytet miałby służyć do weryfikacji poziomu cen zawartych w umowach na dostawę węgla, to w uzgodnieniach pomiędzy producentami i odbiorcami węgla należałoby przyjąć także sposób i harmonogram weryfikacji parytetu (przy zmieniających się warunkach rynkowych).

Umowy na dostawę węgla, zawierane pomiędzy producentami i dużymi odbiorcami, to najczęściej kontrakty wieloletnie. Trudno wyobrazić sobie sytuację, że – przy dynamicznie zmieniającym się otoczeniu gospodarczym – raz ustalona cena miałaby obowiązywać przez cały czas trwania takiej wieloletniej umowy. Do problemu wyznaczania cen węgla na kolejne lata trwania umowy wieloletniej pomiędzy określonymi stronami (dostawcą i odbiorcą) można więc podejść przynajmniej na dwa sposoby:

- dla każdego kolejnego roku wyznacza się nową cenę na podstawie zaistniałych zmian w warunkach rynkowych (np. zmiany cen węgla na rynkach międzynarodowych i wyliczony na ich podstawie parytet importowy),
- cenę na rok następny ustala się na podstawie ceny bazowej z poprzedniego roku powiększonej (lub pomniejszonej) o jakiś wskaźnik, wynikający ze zmienności cen węgla w handlu międzynarodowym i/lub na podstawie wybranych wskaźników makroekonomicznych.

Abstrahując od dzisiejszej kondycji polskiego górnictwa (i nie wnikając w jej powody), w teorii, w każdej z tych sytuacji powinien być spełniony warunek, że ustalona cena nie będzie niższa od jednostkowego kosztu pozyskania węgla u producenta (w rzeczywistości producenci sprzedają węgiel nie tylko dużym odbiorcom z sektora energetyki, lecz uzyskane sumaryczne wpływy z różnych rodzajów działalności powinny pokryć ponoszone koszty).

Podobny warunek może sformułować także odbiorca węgla – producent energii, określając graniczny dla niego poziom cen paliwa, pozwalający mu efektywnie funkcjonować na konkurencyjnym rynku energii.

4.5.1. Parytet jako wyznacznik poziomu cen węgla w umowie

W ogólnej interpretacji parytetu importowego przyjmuje się, że wyznacza on graniczną (maksymalną) cenę węgla krajowego w dostawie do konkretnego (krajowego) użytkownika. Cena ta pozwala zachować konkurencyjność krajowego dostawcy w stosunku do węgla importowanego (u tego odbiorcy).

Należy zatem po pierwsze wybrać sposób wyznaczania parytetu importowego (zdecydować, na podstawie jakich cen z rynku międzynarodowego będzie się obliczać parytet). Metodologia musi być oczywiście zaakceptowana przez obie strony kontraktu. Inne istotne kwestie do rozstrzygnięcia – mieszczące się wszelako pod pojęciem metodologii – to sprecyzowanie: z jakich danych źródłowych będzie się korzystać i na podstawie jakich średnich (miesięcznych, kwartalnych, rocznych) będzie się wyznaczać parytet. Okresy bazowe są też istotne z punktu widzenia przeliczników walutowych (średnich kursów zł/USD). Należy także ustalić, czy w transporcie kolejowym korzysta się z rabatów (i w jakiej wysokości), czy w obliczeniach przyjmuje się pełne stawki taryfowe. Oczywiście jest, że musi być również określona jakość węgla w dostawie (w obliczeniach parytetu istotna jest wartość opałowa).

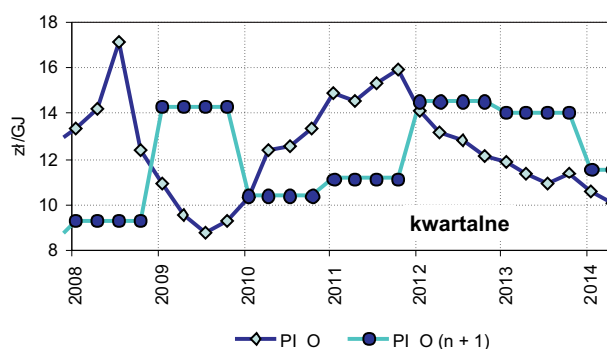
W praktyce, w umowach wieloletnich, najczęściej określa się wolumen dostaw i jakość węgla (oraz inne warunki), natomiast ceny ustala się w okresach rocznych (choć mogą to być również krótsze okresy). Przy zmiennych warunkach rynkowych przyjęcie stałej ceny na okres dłuższy niż rok wydaje się nie do zaakceptowania dla obu stron kontraktu. Podobne w tym względzie zasady są stosowane na rynkach światowych.

W kolejnych latach trwania umowy cena może być każdorazowo wyznaczana na podstawie zaktualizowanej wartości parytetu. Podobny – co do idei – sposób postępowania jest na przykład stosowany w corocznych negocjacjach cenowych pomiędzy australijskimi eksporterami węgla a japońskimi elektrowniami. Stąd ceny w kontraktach rocznych – ze względu na zmieniające się warunki w handlu międzynarodowym – różnią się tam czasem bardzo wyraźnie (por. rys. 2.9).

Gdyby więc strony rozważanego tu teoretycznie kontraktu zdecydowały się, że cena na dany rok będzie ustalana na podstawie parytetu importowego (np. wyliczonego z danych rynkowych z roku poprzedniego), to również musiałyby się liczyć z możliwością bardzo dużej zmienności (por. rys. 4.4). W latach dziewięćdziesiątych XX w. obliczenia parytetu

rocznego wykonywano na podstawie danych z różnie dobranych okresów bazowych (tj. czterech następujących po sobie kwartałów). Przykład doboru kwartałów przedstawia poniższy schemat. Dla takich kwartałów bazowych wyznaczono średnie roczne wartości parytetu PI_O , zilustrowane na rysunku 4.7. Możliwość zastosowania tego rodzaju procedury do wyznaczania poziomu cen w umowach wydaje się mało prawdopodobna, gdyż tak duża zmienność byłaby niebezpieczna dla funkcjonowania obu firm (kopalni i elektrowni).

kwartały				Rok	
			IV kw.	(n – 1)	
I kw.	II kw.	III kw.		(n)	rok (n) w którym wyznacza się cenę na rok (n + 1)
I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	(n + 1)	okres obowiązywania ceny wyznaczonej w roku (n)



Rys. 4.7. Wartości parytetów kwartalnych PI_O i ich średnie roczne [zł/GJ]

Fig. 4.7. Quarterly values of coal import parity PI_O , and their annual averages [PLN/GJ]

Parytet importowy – zgodnie z przedstawioną metodologią – opiera się na danych z międzynarodowych rynków *spot*. Dążenie do ściślejszego powiązania cen w kontraktach z warunkami rynków *spot* pojawia się zawsze w okresach dużych wahań cen w handlu międzynarodowym. Kupujący chciałby tego w okresach wyraźnych spadków cen, gdyż potencjalnie mógłby kupić wówczas tańszy węgiel importowany z rynków *spot*. Z kolei sprzedający chciałby skonsumować (w umowie ze stałym odbiorcą) okres silnych wzrostów cen rynkowych, gdyż potencjalnie mógłby znaleźć inny, bardziej atrakcyjny rynek dla swego węgla.

4.5.2. Weryfikacja cen węgla w umowie na podstawie zmienności cen na międzynarodowych rynkach węgla

Inną wersją wykorzystania sygnałów płynących z rynków międzynarodowych jest indeksowanie ustalonej ceny bazowej za pomocą wskaźnika wyrażającego np. zmienności wybranego indeksu cen węgla lub wyznaczonej wartości parytetu importowego.

Należy także mieć na uwadze – o czym kilkakrotnie wspomniano już wcześniej – że inne wartości przyrostów (dodatnich lub ujemnych) uzyskamy dla cen wyrażonych w dolarach, a inne – w przeliczeniu na złote. Wynik przykładowych obliczeń zmienności cen węgla w latach 2001–2014 (I półrocze) przedstawia tabela 4.7. Jak widać, zmienność indeksu *spot* CIF ARA drastycznie różni się, gdy zmiany te określa się w stosunku do cen w USD/tonę i w stosunku do tych cen przeliczonych na złote. Zmiany indeksu PI_O kształtują się „pomiędzy”, albowiem indeks ten (w zł/GJ) zawiera już w sobie zmiany cen węgla z międzynarodowych rynków *spot* oraz zmiany kursu dolara.

Tabela 4.7

Zmiany wartości indeksu CIF ARA (obliczone dla cen w USD i w zł) na tle zmian parytetu PI_O [% r/r]

Table 4.7

Changes in the value of CIF ARA index (calculated on the price in USD and zł)
against changes in parity PI_O [% y/y]

Rok	Zmiany indeksu CIF ARA		Zmiany PI_O
	według cen w USD	według cen w zł	
	zmiany w %, rok do roku poprzedniego		
2001	9,5	-5,8	5,6
2002	-20,3	-0,4	-15,9
2003	38,3	-4,7	18,4
2004	66,1	-6,0	50,4
2005	-15,4	-11,5	-22,6
2006	5,0	-4,0	2,0
2007	37,9	-10,8	18,2
2008	66,1	-13,0	39,8
2009	-52,1	29,5	-32,7
2010	30,7	-3,3	26,2
2011	32,2	-1,7	25,1
2012	-23,9	9,9	-13,8
2013	-11,7	-2,9	-13,1
2014	-6,8	-2,5	-9,4

Rysunek 4.8 ilustruje następującą (teoretyczną) sytuację: użytkownik węgla zawarł z krajowym dostawcą wieloletnią umowę, w myśl której ustalono by w pierwszym roku pewną cenę bazową, a w następnych latach umowy, tę cenę indeksowano by za pomocą wskaźnika zmian indeksu *spot* CIF ARA. W przykładzie przyjęto, że rokiem bazowym był 2000 rok, a ustalona wówczas cena (*loco* kopalnia) wynosiła 6 zł/GJ. Gdyby zatem indek-

sować ustaloną w roku bazowym cenę za pomocą zmienności cen w dolarach i w złotych, to w każdym z kolejnych lat uzyskiwano by zupełnie różne wartości. Dla porównania na wykresie pokazano także rzeczywisty poziom cen sprzedaży węgla do energetyki zawodowej w tych latach.

Oczywiście wybór innego roku i innej ceny bazowej dawałby jeszcze inne wyniki indeksacji. Zestawienie poniżej przedstawia wynik indeksowania ceny bazowej, ustalonej na 13 zł/GJ w 2009 roku. Nawet w tamtych warunkach rynkowych byłaby to wysoka cena (por. rys. 3.9 i 4.8), jakiej nie osiągnął nigdy krajowy węgiel w sprzedaży do energetyki (na poziomie średniej rocznej). W kolejnych latach jednak nastąpiły takie zmiany warunków zewnętrznych, że indeksowana cena nie zbliżyła się nawet do ceny bazowej.

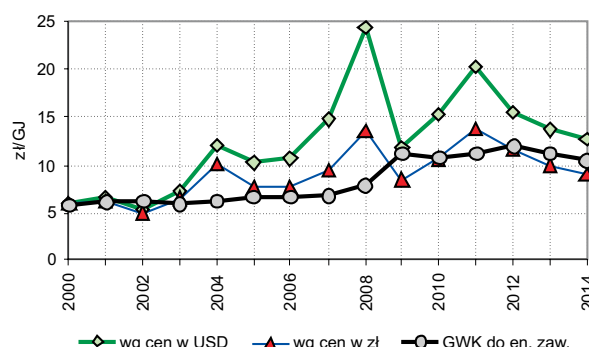
Indeksacja według zmian:	Cen bazowa	Ceny obliczone według współczynników zmienności [zł/GJ]				
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
CIF ARA w USD	13	9,01	6,11	7,58	8,46	9,04
CIF ARA w zł	13	9,58	6,72	7,82	8,94	9,75
PI_O	13	9,59	7,18	8,17	9,24	10,11

Obecnie można oceniać te skutki *ex-post* wiedząc, jak spektakularne zmiany miały miejsce w przeszłości (np. w latach 2008 i 2009). Nie można jednak z góry wykluczyć, że takie sytuacje na rynkach międzynarodowych już się nie powtórzą. Podejmując decyzję o sposobie wyznaczania ceny (i/lub jej indeksacji) w przyszłych okresach, trudno jest definitywnie stwierdzić, jaka metoda będzie najkorzystniejsza, bo taka ocena – z punktu widzenia każdej ze stron umowy – będzie inna.

Mimo wskazanych w powyższej analizie niebezpieczeństw, wynikających z wiązania cen węgla w kontraktach z indeksami z rynków *spot*, duża część (a może i większość) europejskich koncernów energetycznych kupuje węgiel po cenach powiązanych z indeksami (ustala się wolumen i harmonogram dostaw oraz inne warunki, a cena wynika ze stanu rynków *spot* w czasie realizacji dostawy). Dzięki temu mogą lepiej zarządzać ryzykiem, wykorzystując tzw. instrumenty pochodne (derywatywy) w zabezpieczaniu się przed nadmierną zmiennością cen poprzez transakcje na rynkach finansowych. Uważa się równocześnie, iż stosowanie „płynnych” cen bez jednoczesnego zabezpieczania transakcji jest bardziej ryzykowne, niż utrzymanie zasady ustalania ceny na okresy roczne.

Jak na razie nie są znane przypadki, aby całość dostaw w kontraktach danego użytkownika posiadała ceny w pełni indeksowane. Zazwyczaj jest to część kontraktów na mniejsze partie dostaw. Stosowana procedura jest najczęściej taka, że cena ustalona dla roku, w którym podpisuje się kontrakt, jest ceną bazową, a dla następnych lat stosuje się pewne własne formuły – zawarte w poufnych umowach bilateralnych – wiążące zmiany cen ze zmianami wybranego indeksu cen dla rynku *spot* (lub średniej z kilku indeksów).

Ilość dostaw w umowach indeksowanych w ten sposób na poziomie do 30% jest jeszcze uznawana za rozsądną i wykonalną. Natomiast jeśli tego typu kontrakty miałyby stanowić



Rys. 4.8. Zmienność ceny bazowej w wyniku indeksowania za pomocą wskaźnika zmian cen węgla na rynkach międzynarodowych [zł/GJ]

Fig. 4.8. Base price variation resulting from indexing by rates of coal prices changes in the international markets [PLN/GJ]

połowę w portfolio posiadanych umów, to taka sytuacja może być już niebezpieczna dla działania firmy, gdyż trudno byłoby ocenić potencjalne zyski czy straty w planach na kolejny rok finansowy.

Te praktyki dotyczą handlu międzynarodowego. W warunkach krajowych również – w związku z utrwaloną obecnością węgla importowanego – istnieje potrzeba badania i analizowania sytuacji na rynkach międzynarodowych, a narzędziem pomocnym w tych badaniach może być parytet importowy.

Przykład indeksowania części ceny w umowie za pomocą współczynnika zmian cen na rynkach międzynarodowych

Jak wykazano, gdyby ceny węgla w kolejnych latach trwania umowy wieloletniej miały podlegać takim samym zmianom, jak ceny na rynkach *spot*, to skutki takiej indeksacji mogłyby być niebezpieczne dla funkcjonowania zarówno dostawcy węgla, jak i jego użytkownika. Można jednak przyjąć, że nie cała cena będzie podlegała takim zmianom, ale tylko jej część. Jest to równoznaczne z przyjęciem założenia, że producent węgla dostarcza np. 80% dostaw po stałej cenie z poprzedniego roku, a 20% – po cenie powiązanej z rynkami *spot*.

W przykładzie przyjęto, że zmianę cen na rynku *spot* będzie reprezentować zmiana ogólnego parytetu importowego PI_O (z tabeli 4.6).

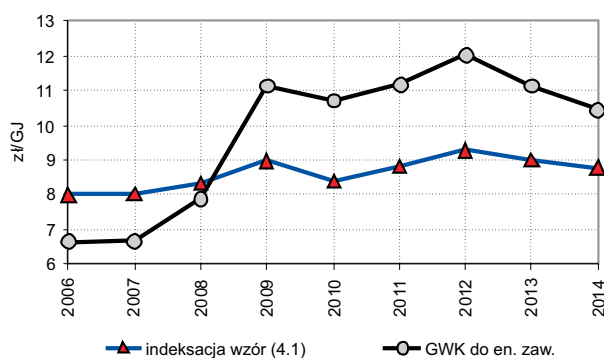
Jako rok bazowy (n) przyjęto rok 2006, dla którego ustalono cenę C_n w wysokości 8 zł/GJ (teoretyczna wartość, odpowiadająca obliczonej średniej z parytetów indywidualnych producentów z tabeli 4.4 oraz średniej ceny sprzedaży mialów do energetyki w tym roku).

Cenę indeksowaną w kolejnych latach umowy określa wzór (4.1):

$$C_{(n+1)} = C_n \cdot [1 + W \cdot A_{(n)}] \quad (4.1)$$

gdzie: $C_{(n+1)}$ – obliczana cena węgla w roku następnym [zł/GJ],
 C_n – cena indeksowana, ustalona dla roku (n) [zł/GJ],
 W – umowny współczynnik, określający jaką część ceny jest indeksowana zmianami z rynków międzynarodowych (liczba bezwymiarowa z przedziału od 0 do 1),
 $A_{(n)}$ – wskaźnik zmian cen na rynkach międzynarodowych w roku (n) w stosunku do roku poprzedniego (n – 1); za miarę tych zmian przyjęto zmianę wartości parytetu importowego PI_O; liczba bezwymiarowa.

Wynik przedstawia rysunek 4.9. W rezultacie takiej indeksacji przyrost cen byłby znikomy (mimo wysokiej ceny bazowej) – poniżej 10%, podczas gdy rzeczywiste ceny węgla dla energetyki w sprzedaży górnictwa węgla kamiennego (GWK) wzrosły w tym czasie o ponad 56%.



Rys. 4.9. Wynik indeksacji cen za pomocą wzoru (4.1) [zł/GJ]

Fig. 4.9. The result of price indexation using the formula (4.1) [PLN/GJ]

4.6. Indeksowanie cen za pomocą wybranych wskaźników makroekonomicznych

Sposób waloryzacji (indeksacji) cen powinien opierać się na miarodajnych czynnikach (wskaźnikach) rynkowych. Za takie można uznać wybrane wskaźniki makroekonomiczne (np. inflacja) i/lub reprezentatywne wskaźniki cen węgla na rynkach międzynarodowych (albo parytet importowy, wyznaczony zgodnie z zaakceptowaną przez strony umowy metodologią).

W pierwszym przypadku (inflacji) cena niemal zawsze będzie wyższa od ceny z poprzedniego roku, natomiast odnoszenie ceny do warunków handlu międzynarodowego może dać efekt wzrostu, bądź spadku ceny (o czym była mowa w poprzednim rozdziale).

Wskaźniki makroekonomiczne opisują podstawowe tendencje rozwoju społeczno-gospodarczego kraju. Za najważniejsze uważa się wskaźniki (www.stat.gov.pl; www.nbportal.pl):

- cen towarów i usług konsumpcyjnych (tzw. wskaźnik inflacji cen konsumentów; CPI),
- produkcji sprzedanej przemysłu (nazywany wskaźnikiem inflacji cen producentów; PPI),
- tzw. deflator PKB,
- inflacji bazowej.

Pierwsze trzy wskaźniki są regularnie opracowywane i publikowane przez Główny Urząd Statystyczny, natomiast wskaźniki czwartej grupy są obliczane przez Narodowy Bank Polski kilka dni po podaniu do wiadomości danych o inflacji cen konsumentów. Wszystkie te wskaźniki są miarami inflacji.

Najpowszechniej używaną miarą inflacji jest wskaźnik CPI. Nieco mniej popularny jest indeks PPI, choć dla niektórych analiz bardzo przydatny.

Wskaźnik CPI (*Consumer Price Index*) nazywany jest potocznie inflacją. CPI mierzy zmiany cen w odniesieniu tylko do niektórych produktów lub usług wchodzących w skład tzw. koszyka konsumpcyjnego, który jest rokrocznie aktualizowany.

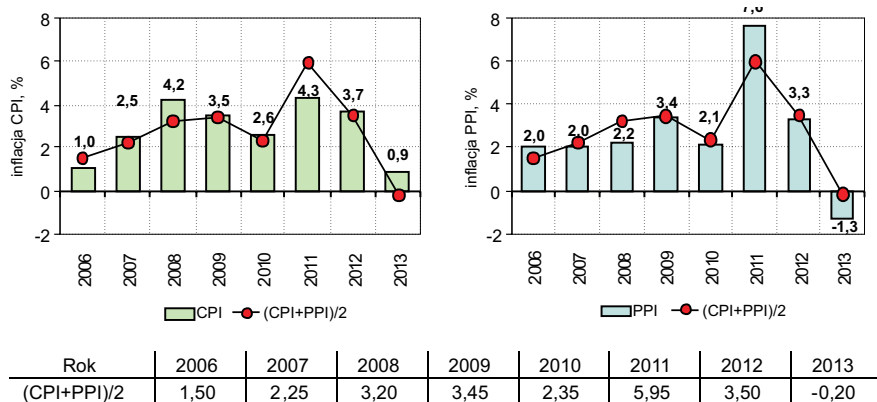
Wskaźnik PPI (*Producer Price Index*) obrazuje zmiany cen bazowych w przemyśle. Wskaźnik cen produkcji sprzedanej przemysłu określa się dla czterech działów (sekcji) gospodarki (w tym – górnictwo i wydobywanie), zakwalifikowanych zgodnie z Polską Klasyfikacją Działalności 2007 (PKD 2007). O wskaźniku PPI mówi się też jako o mierniku inflacji cen producentów.

W odróżnieniu od inflacji cen konsumentów (CPI), wskaźnik PPI nie bierze pod uwagę zmian cen usług oraz dotyczy wyłącznie cen towarów w obrocie hurtowym, które zostały wyprodukowane i sprzedane przez producentów z wymienionych działów (klasyfikacji działalności). PPI mierzy ceny netto, a więc z wyłączeniem podatku VAT i akcyzy. Uwzględnia natomiast różnego rodzaju dotacje przedmiotowe przyznawane dla poszczególnych wyrobów (www.stat.gov.pl). Spójne metodologicznie dane o inflacji PPI są dostępne w GUS od 2006 roku.

Spotykanym sposobem indeksacji cen w umowach wieloletnich jest wykorzystywanie średniej arytmetycznej z dwóch wskaźników: CPI i PPI. Na rysunku 4.10 zilustrowano kształtowanie się tych wskaźników w latach 2006–2013. Podano także obliczoną średnią wskaźników (pod wykresem).

Zazwyczaj oba wskaźniki makroekonomiczne (CPI i PPI) przyjmują wartości dodatnie (szczególnie w ujęciu rocznym). Może się jednak zdarzyć taka sytuacja – jak w roku 2013 – że przynajmniej jeden z indeksów będzie ujemny, a suma obu indeksów (w liczniku ułamka) będzie miała wartość ujemną. Wówczas efekty działania takiej formuły indeksacyjnej byłyby odwrotne do założonych (oczekiwanych). W takim wypadku można np. założyć, że w indeksacji wykorzystuje się tylko ten wskaźnik inflacji, który ma wartość dodatnią, albo że w danym roku wcale nie indeksuje się ceny czynnikiem inflacyjnym.

W warunkach wysokiej zmienności cen na rynkach międzynarodowych bezpieczniejszym rozwiązaniem wydaje się zastosowanie indeksacji „mieszanej” – łączącej w sobie zarówno elementy rynków międzynarodowych, jak i wskaźniki makroekonomiczne (inflacja).



Rys. 4.10. Roczne wskaźniki inflacji oraz ich średnie

Fig. 4.10. Annual inflation rates and their averages

Przykład zastosowania indeksacji mieszanej

Zapis takiej formuły indeksacyjnej przedstawia wzór (4.2):

$$C_{(n+1)} = C_n \cdot [1 + W \cdot A_{(n)} + (1 - W) \cdot B_{(n)}] \quad (4.2)$$

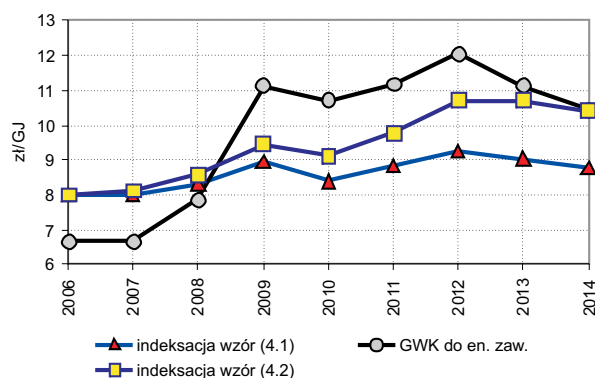
gdzie: $B_{(n)}$ – wskaźnik inflacji za rok (n) , czyli: rok (n) do roku poprzedniego $(n - 1)$; może on być wyrażony jako średnia arytmetyczna z odpowiednich indeksów CPI i PPI, albo też można uwzględniać tylko jeden ze wskaźników inflacji, pozostałe oznaczenia jak we wzorze (4.1).

W monografii „Opracowanie metodyki tworzenia systemu cen węgla brunatnego” (Praca zbiorowa... 2008) można znaleźć szereg innych wariantów formuł indeksacyjnych (odnoszących się co prawda cen węgla brunatnego, lecz dotyczących przecież paliwa zużywanego w energetyce).

Wykonując stosowne obliczenia ceny węgla indeksowanej według wzoru (4.2) i przy wcześniejszych założeniach co do ceny w roku bazowym oraz współczynnika $W = 0,2$, uzyskano wynik przedstawiony na rysunku 4.11.

Na podstawie zmienności PI_O (tabela 4.4) oraz średniej inflacji (CPI i PPI, rys. 4.10) wyznaczono wartości współczynników indeksacyjnych – czyli wartości liczbowe w nawiasach kwadratowych wzorów (4.1) i (4.2). Wyniki zestawiono w tabeli 4.8 – dla trzech przyjętych przykładowych wartości współczynnika podziału W (0,1; 0,2 i 0,3).

$W = 0,1$ oznacza, że 90% ceny (z poprzedniego roku) we wzorze (4.2) indeksuje się za pomocą inflacji, a 10% ceny poddaje się indeksacji za pomocą czynników rynkowych; we wzorze (4.1) indeksuje się tylko 10% ceny czynnikami rynkowymi.



Rys. 4.11. Wynik indeksacji cen za pomocą wzoru (4.2) [zł/GJ]

Fig. 4.11. The result of price indexation using the formula (4.2) [PLN/GJ]

Tabela 4.8

Wartości „współczynników indeksacyjnych” (wartości w nawiasach kwadratowych wzorów 4.1 i 4.2) dla danych z lat 2006–2014 dla przykładowych trzech wartości współczynnika W

Table 4.8

The values of “indexation factors” (values in square brackets in formulas 4.1 and 4.2) for the data from the years 2006 to 2014 for example of the three values of coefficient W

Wsp. A (zmiana PI_O)	Wsp. B (zmiana inflacji)	Cena na rok	W = 0,1		W = 0,2		W = 0,3	
			wzór 4.1	wzór 4.2	wzór 4.1	wzór 4.2	wzór 4.1	wzór 4.2
0,020	0,015	2006	1	1	1	1	1	1
0,182	0,023	2007	1,002	1,016	1,004	1,016	1,006	1,017
0,398	0,032	2008	1,020	1,055	1,041	1,071	1,061	1,088
−0,327	0,035	2009	1,061	1,127	1,123	1,184	1,187	1,242
0,262	0,024	2010	1,026	1,125	1,050	1,139	1,071	1,150
0,251	0,060	2011	1,053	1,178	1,105	1,220	1,155	1,260
−0,138	0,035	2012	1,080	1,271	1,161	1,340	1,243	1,407
−0,131	−0,002	2013	1,065	1,293	1,128	1,340	1,191	1,383
		2014	1,051	1,274	1,099	1,303	1,144	1,327

Zapisy wzorów (4.1) i (4.2) pozwalają na określenie pewnych skutków ogólnych. Dla przyjętych teoretycznie szeregów zmienności inflacji oraz cen węgla na rynkach międzynarodowych można wyliczyć wartości „współczynników indeksacyjnych” (wartości w nawiasach kwadratowych tych wzorów).

W tabeli 4.9 zestawiono wyniki wyliczeń „współczynników indeksacyjnych” we wzorze (4.1). Podano tutaj pełny zakres zmienności współczynnika W – od 1 do 0, przy czym „zero” oznacza, że cena w tej formule nie podlega indeksacji, a „jeden” oznaczałoby, że cała cena jest indeksowana zmianami rynkowymi cen węgla na rynkach międzynarodowych (czyli – całość zmian rynkowych przenosi się na cenę węgla w kontrakcie).

Tabela 4.9

Współczynniki indeksacyjne we wzorze (4.1) dla różnych wartości współczynnika W
oraz zakresu zmienności cen węgla

Table 4.9

The values of “indexation factors” in the formula (4.1) for different values of the coefficient W ,
and the extent of coal price variation

Zakres zmienności cen rynkowych węgla	Zakres zmienności współczynnika W										
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
30%	1,000	1,030	1,060	1,090	1,120	1,150	1,180	1,210	1,240	1,270	1,300
25%	1,000	1,025	1,050	1,075	1,100	1,125	1,150	1,175	1,200	1,225	1,250
20%	1,000	1,020	1,040	1,060	1,080	1,100	1,120	1,140	1,160	1,180	1,200
15%	1,000	1,015	1,030	1,045	1,060	1,075	1,090	1,105	1,120	1,135	1,150
10%	1,000	1,010	1,020	1,030	1,040	1,050	1,060	1,070	1,080	1,090	1,100
5%	1,000	1,005	1,010	1,015	1,020	1,025	1,030	1,035	1,040	1,045	1,050
0%	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
-5%	1,000	0,995	0,990	0,985	0,980	0,975	0,970	0,965	0,960	0,955	0,950
-10%	1,000	0,990	0,980	0,970	0,960	0,950	0,940	0,930	0,920	0,910	0,900
-15%	1,000	0,985	0,970	0,955	0,940	0,925	0,910	0,895	0,880	0,865	0,850
-20%	1,000	0,980	0,960	0,940	0,920	0,900	0,880	0,860	0,840	0,820	0,800
-25%	1,000	0,975	0,950	0,925	0,900	0,875	0,850	0,825	0,800	0,775	0,750
-30%	1,000	0,970	0,940	0,910	0,880	0,850	0,820	0,790	0,760	0,730	0,700

Tabela 4.10 zawiera takie przykładowe wyliczenia dla wzoru (4.2) oraz współczynnika podziału $W = 0,2$. Na podstawie tych wyliczeń można łatwo określić, że np. przy inflacji na poziomie 3% oraz przy wzroście cen rynkowych (rok do roku) rzędu 5% – indeksowana cena węgla wzrośnie o 3,4%.

Wielkości współczynników dla przypadku inflacji 0% odpowiadają oczywiście odpowiednim wartościom z tabeli 4.9 – dla $W = 0,2$.

Tabela 4.10

Współczynniki indeksacyjne we wzorze (4.2) dla różnych poziomów inflacji
oraz zakresu zmienności cen węgla, dla $W = 0,2$

Table 4.10

The values of "indexation factors" in the formula (4.2) for different inflation rates,
and the extent of coal price variation; for coefficient $W = 0.2$

Zakres zmienności cen rynkowych węgla	Zakres zmienności inflacji										
	-1,0%	-0,5%	0,0%	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%
30%	1,052	1,056	1,060	1,064	1,068	1,072	1,076	1,080	1,084	1,088	1,092
25%	1,042	1,046	1,050	1,054	1,058	1,062	1,066	1,070	1,074	1,078	1,082
20%	1,032	1,036	1,040	1,044	1,048	1,052	1,056	1,060	1,064	1,068	1,072
15%	1,022	1,026	1,030	1,034	1,038	1,042	1,046	1,050	1,054	1,058	1,062
10%	1,012	1,016	1,020	1,024	1,028	1,032	1,036	1,040	1,044	1,048	1,052
5%	1,002	1,006	1,010	1,014	1,018	1,022	1,026	1,030	1,034	1,038	1,042
0%	0,992	0,996	1,000	1,004	1,008	1,012	1,016	1,020	1,024	1,028	1,032
-5%	0,982	0,986	0,990	0,994	0,998	1,002	1,006	1,010	1,014	1,018	1,022
-10%	0,972	0,976	0,980	0,984	0,988	0,992	0,996	1,000	1,004	1,008	1,012
-15%	0,962	0,966	0,970	0,974	0,978	0,982	0,986	0,990	0,994	0,998	1,002
-20%	0,952	0,956	0,960	0,964	0,968	0,972	0,976	0,980	0,984	0,988	0,992
-25%	0,942	0,946	0,950	0,954	0,958	0,962	0,966	0,970	0,974	0,978	0,982
-30%	0,932	0,936	0,940	0,944	0,948	0,952	0,956	0,960	0,964	0,968	0,972

4.7. Podsumowanie

Podjmując decyzję o sposobie wyznaczania ceny węgla w umowie wieloletniej, czy też o kształcie formuły indeksacyjnej, trzeba mieć świadomość, iż zmiany sytuacji rynkowej w przyszłości będą działać bardziej korzystnie dla jednej bądź drugiej strony kontraktu. W przypadku dłuższego występowania tendencji niekorzystnej dla jednej ze stron, należy przewidzieć warunki wcześniejszego odstąpienia od umowy oraz sposób określania ceny w okresie wypowiedzenia umowy wieloletniej.

Wyznaczenie indywidualnego parytetu importowego dla danego użytkownika daje możliwość porównania opłacalności zakupu węgla z importu w stosunku do węgla krajowego.

Dysponując bardziej szczegółowymi informacjami, można w obliczeniach uwzględnić np. możliwe do uzyskania rabaty na przewozy kolejowe. Można też wyznaczyć obszar parametrów granicznych, które będą determinować opłacalność zakupu czy sprzedaży węgla w określonych warunkach rynkowych (jak kurs dolara, ceny węgla w imporcie, konkurencyjne ceny węgla różnych krajowych producentów itp.).

Granice cen węgla wyznaczane są przez:

- koszty po stronie górnictwa (jako branży oraz dla poszczególnych producentów); cena sprzedaży węgla musi pokryć koszty wytwarzania,
- koszty po stronie energetyki – wytwórca, wiedząc, po ile może sprzedać energię i znając swoje koszty, potrafi oszacować maksymalne koszty zakupu węgla,
- koszty sprowadzenia węgla z importu – jako odniesienie do kosztów węgla krajowego,
- parytet indywidualny pozwala użytkownikowi ocenić, ile wynosi dla niego koszt zakupu węgla z importu w danych warunkach rynkowych; na tej podstawie może określić, ile maksymalnie może zapłacić za węgiel konkretnemu dostawcy krajowemu.

5. Idea indeksu węglowego dla rynku krajowego

W handlu węglem na rynkach międzynarodowych funkcjonuje cały szereg indeksów cen węgla o standaryzowanej jakości. Niektóre z nich pełnią rolę obiektywnych wskaźników dla poszczególnych rynków geograficznych.

Dla rynku europejskiego takim wskaźnikiem jest indeks cen CIF ARA. Przy czym należy podkreślić, że nie jest to jeden uniwersalny indeks. Własne indeksy publikuje kilka grup eksperckich, pracujących dla dużych wydawnictw branżowych, jak: Argus Media Group, McCloskey Coal Services, Platts – Mc Graw&Hill, czy platformy internetowej globalCOAL.

Bez wątpienia największą renomę zdobył sobie indeks znany pod nazwą API 2 – odpowiadający cenie spot na warunkach CIF ARA. Obecnie indeks ten, na prawach wyłączności, publikowany jest w jednym źródle (Argus McCloskey' Coal Price Index Report), aczkolwiek wartości indeksów CIF ARA, podawane przez inne źródła, nie odbiegają od wartości API 2.

Dla rynku azjatyckiego rolę ceny referencyjnej pełni cena węgla australijskiego (na bazie FOB Newcastle) uzgadniana w rocznych kontraktach pomiędzy przedstawicielami australijskich eksporterów z dużymi firmami energetycznymi z Japonii, jak również indeksy rynku *spot*, określane najczęściej na bazie FOB w portach australijskich, ale też w portach innych eksporterów (np. indonezyjskich).

Dla polskiego rynku węgla energetycznego przez wiele lat brak było takiej obiektywnej ceny. Kiedyś podobną funkcję spełniała wspomniana wcześniej cena węgla normatywnego.

Ceny węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych, a zwłaszcza w imporcie do krajów zachodnioeuropejskich, są też obserwowane i analizowane przez krajowych producentów i użytkowników węgla, szczególnie pod kątem tendencji i skali zmian. Okresy wzrostów cen węgla – w portach ARA, czy też w portach najbliższego geograficznie eksportera, czyli Rosji – budzą u krajowych producentów pokusę silniejszego powiązania cen w umowach z krajowymi odbiorcami z cenami z rynków międzynarodowych. W okresach spadków cen z kolei podobne wymagania formułują odbiorcy węgla.

Przedstawione w poprzednim rozdziale przykłady pokazują, że bezpośrednie i pełne powiązanie cen węgla krajowego (w umowach wieloletnich pomiędzy producentami i użytkownikami) z cenami z międzynarodowych rynków *spot*, niesie za sobą ryzyko nieprzewidywalnych wzrostów bądź spadków cen.

W zabezpieczeniu się przed takim ryzykiem przydatna byłaby jakaś obiektywna cena referencyjna węgla na rynku krajowym. Dawałaby uczestnikom rynku pogląd na aktualny

poziom cen, ale też stwarzałyby możliwości rozwoju handlu nowoczesnymi instrumentami finansowymi.

Jednakże – choć brak miarodajnej ceny referencyjnej dla krajowego rynku węgla energetycznego był sygnalizowany od jakiegoś czasu – to odbywało się to raczej w mniej formalnych gremiach (np. przy okazji specjalistycznych branżowych konferencji naukowo-technicznych). Z pewnością brak ten zaczął być bardziej odczuwalny po stronie użytkowników węgla – dużych firm energetycznych – z chwilą, gdy upowszechnił się handel energią elektryczną na giełdzie TGE (Towarowa Giełda Energii SA) w związku z wprowadzeniem tzw. obligi giełdowego (Grudziński 2011, 2012). Udział TGE w obrotach na całym rynku energii przekracza już 80% łącznego zużycia, a giełdowa cena energii elektrycznej stała się ceną referencyjną tego produktu.

5.1. Problem „referencyjnej” ceny węgla energetycznego na rynku krajowym

Aby cenę jakiegoś produktu czy towaru móc uznać za referencyjną, musi być ona oczywiście reprezentatywna dla danego segmentu rynku. Ta reprezentatywność powinna zaś wynikać z klarowności metodologii, wiarygodności danych bazowych (źródłowych), na których podstawie taka cena jest wyznaczana, oraz możliwie szerokiego dostępu do informacji o tych cenach.

Właśnie ograniczona dostępność do bardziej szczegółowych informacji o cenach węgla stała na przeszkodzie stworzenia jednoznacznej metodologii określania – czy to jakiejś ceny „referencyjnej” dla rynku krajowego, czy nawet parytetu importowego.

Dostęp do informacji o indeksach z rynków międzynarodowych też nie jest powszechny – możliwy jest na zasadach płatnej subskrypcji wydawnictw, publikowanych przez dostawców indeksów. Przedstawiony w rozdziale 4 algorytm wyznaczania parytetów importowych podaje jedynie ogólną ideę, podczas gdy liczba rozwiązań szczegółowych (choćby przez dobór źródeł informacji, wybór dostawców, czy okresów bazowych) jest praktycznie nieograniczona. W latach dziewięćdziesiątych XX w., gdy parytet importowy był wyznaczany oficjalnie – aby uniknąć wszelkich niejednoznaczności – jego wyznaczanie powierzono jednej instytucji (Instytutowi GSMiE PAN w Krakowie).

W publicznie dostępnych statystykach krajowych podawane są tylko ceny węgla energetycznego w sprzedaży ogółem, w zł/tonę – bez informacji o jakości (MG – Informacja o funkcjonowaniu ...) oraz ceny węgla zużytego w sektorze energetyki zawodowej – w zł/GJ – dane kwartalne narastające (ARE – Sytuacja w elektroenergetyce).

5.2. Nieudane próby stworzenia indeksu cen węgla dla rynku krajowego

Kilka lat temu Międzynarodowa Giełda Towarowa SA w Katowicach (MGT) nosiła się z zamiarem stworzenia indeksu dla węgla energetycznego, który miał być obliczany i pu-

blikowany przez MGT. Projekt indeksu, pod nazwą PIW – Polski Indeks Węglowy, prezentowany był (w formie ulotki informacyjnej) na XX Konferencji z cyklu Zagadnienia Surowców Energetycznych i Energii w Zakopanem w 2006 roku.

Według tamtego projektu, wartość indeksu PIW miała być podawana w zł/GJ, obliczana jako średnia ważona z cen transakcji sprzedaży węgla dla wirtualnego miejsca odbioru na terytorium Polski (bez uwzględniania kosztów transportu). Aby pozyskać dane źródłowe do wyznaczania indeksu, MGT planowała zawrzeć stosowne umowy lub porozumienia ze spółkami węglowymi, samodzielnymi kopalniami, z importerami węgla, pośrednikami oraz użytkownikami (elektrownie i elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe). Sądząc jednak po braku jakichkolwiek dalszych informacji, prawdopodobnie prace nad indeksem zakończyły się na etapie tamtej wstępnej koncepcji.

W 2014 roku bardzo ogólną koncepcję stworzenia własnych indeksów węglowych dla rynku polskiego zaprezentowała firma Polcoaldex Sp. z o.o. (Saraf 2014). Planowano stworzenie trzech indeksów:

- PCI1 – FCA polskie kopalnie, DAP granica czeska (Chałupki Zebrzydowice),
- PCI2 – FCA polskie porty (Gdańsk, Gdynia, Szczecin, Świnoujście),
- PCI3 – DAP granica wschodnia (Braniewo, Kuźnica, Terespol, Medyka).

Również i ta koncepcja nie doczekała się realizacji, a firma zniknęła z rynku.

5.3. Koncepcje indeksu cen węgla dla rynku krajowego w badaniach autorki

Autorka (2010b i 2012) przedstawiła własne koncepcje wskaźnika ceny dla rynku krajowego. Pierwsza bazowała na cenach węgla z cenników spółek węglowych, publikowanych w Internecie (dla wybranej klasy miałów energetycznych) – które można by w uproszczeniu traktować jako ofertę *spot* producentów (przykładową ilustrację kształtowania się tych cen przedstawiono w rozdz. 3 na rys. 3.10).

W tabeli 5.1 zestawiono wyniki obliczeń indeksu według tamtej koncepcji – zaktualizowane o dane z kolejnych lat. Jako wagę przyjęto udziały poszczególnych producentów w sprzedaży węgla energetycznego na rynku krajowym w 2013 r. (rys. 3.1).

Takie oszacowanie daje oczywiście jedynie bardzo ogólny pogląd na poziom cen węgla (na przykładzie jednej klasy miału), oferowanego przez spółki w sprzedaży poza głównym segmentem odbiorców. Ceny węgla w ofercie *spot* były wyższe od przeciętnych cen węgla energetycznego w sprzedaży krajowej, a od 2011 roku wyższe również od uśrednionych cen CIF ARA (w przeliczeniu na zł/GJ). W ostatnim wierszu podano dla porównania wyznaczone w rozdziale 4 wartości ogólnego parytetu importowego.

W drugiej koncepcji przyjęto, że indeks cen węgla dla rynku krajowego będzie zawierać w sobie ceny sprzedaży producentów, ceny zakupu użytkowników, element kosztów transportu węgla oraz ceny w imporcie (poszczególnym elementom przypisano różne wagi).

Analiza metodologii wyznaczania indeksów (wskaźników) cen węgla energetycznego dla międzynarodowych rynków *spot* wskazuje jednak na potrzebę uwzględnienia w kon-

Tabela 5.1

Oszacowanie indeksu *spot* dla rynku krajowego na podstawie cenników internetowych spółek węglowych (miał klasy 22/08) [zł/GJ]

Table 5.1

Spot price index for domestic market (estimation based on coal price lists published on web sides of coal mining companies) [PLN/GJ]

Wyszczególnienie	Wagi	Ceny miału 22/08 w cennikach internetowych – średnie roczne [zł/GJ]							
	%	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
KW SA	54	8,3	10,2	12,4	12,1	13,9	15,3	13,8	13,7
KHW SA	18	8,7	10,2	13,8	13,2	13,0	14,5	14,2	12,8
LW Bogdanka SA	13	8,6	12,2	13,4	14,0	17,1	18,3	13,7	13,2
PKW SA	9	8	10	11,8	12,0	13,2	13,9	12,2	11,3
JSW SA	6	8,2	10,1	12,5	12,3	13,8	15,4	12,6	12,5
	100								
Indeks spot dla rynku krajowego	zł/GJ	8,4	10,4	12,7	12,5	14,1	15,4	13,6	13,2
Śr. CIF ARA		9,8	14,1	8,7	11	14,31	11,99	10,27	9,29
GWK do en.zaw.		6,7	7,88	11,13	10,71	11,18	12,03	11,15	10,45
PI_O		10,21	14,27	9,61	12,13	15,18	13,08	11,37	10,3

Źródło: opracowanie własne

struktury indeksu kilku istotnych elementów, z których przynajmniej dwa są kluczowe: dobór danych źródłowych oraz standaryzacja produktu.

Standaryzacja ułatwia ocenę przydatności danego wskaźnika dla konkretnego użytkownika (czy rynku). Jest natomiast koniecznością w przypadku wykorzystywania wskaźników jako instrumentu bazowego na rynkach finansowych (np. kontrakty *forward* w obrocie pozagiełdowym – *over-the-counter*, OTC). Wymagane elementy kontraktu *forward* to: cena jednostkowa, określona ilość towaru (w przypadku indeksów węglowych określana np. wielkością statku), jakość (przynajmniej kaloryczność i dopuszczalna maksymalna zawartość siarki), miejsce dostawy (warunki cenowe CIF lub FOB) i data rozliczenia (standardowy termin 90 dni).

Indeks wyznaczony według tej koncepcji autorki (2012) mógłby pełnić co najwyżej funkcję informacyjną. Propozycja wyznaczania indeksu jako ceny jednostki energii (zł/GJ) ma co prawda walor użytkowy, nie daje jednak informacji o jakości węgla.

Poważnym problemem, na który zwrócono uwagę we wspomnianych artykułach (Lorenz 2010b, 2012), był dostęp do odpowiednio szczegółowych danych o cenach węgla krajowego przypisanych do konkretnych klas jakościowych. Jedynym dysponentem takich danych jest

Agencja Rozwoju Przemysłu SA (ARP SA, Oddział w Katowicach), która – w imieniu Ministra Gospodarki – realizuje badanie statystyczne odnoszące się do sektora „Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego”.

Zainteresowanie stworzeniem nowej koncepcji i metodologii wyznaczania indeksów węglowych dla rynku krajowego pojawiło się ze strony Towarowej Giełdy Energii SA. TGE SA i ARP SA podpisały już w grudniu 2012 roku porozumienie o współpracy partnerskiej, obejmującej m.in. prace nad indeksem węglowym. Rok później obie instytucje powołały Zespoły Robocze ds. przygotowania metodologii publikacji indeksu cen węgla.

Prace te, prowadzone przez TGE i ARP (przy współudziale Instytutu GSMiE PAN w zakresie metodologii), zaowocowały w 2014 roku stworzeniem pierwszych polskich indeksów węglowych (Paszczka, Olejniczak 2014).

5.4. Elementy konstrukcji indeksów cen węgla

Z porównania metodologii wyznaczania indeksu cen węgla energetycznego dla rynku ARA – zamieszczonego w rozdziale 1, w tabeli 1.6 – wynika, że w konstrukcji indeksu powinno się zdefiniować siedem obszarów:

- nazwa indeksu i lokalizacja,
- specyfikacja jakościowa – standard jakości,
- wolumen (minimalna wielkość ładunku) – standard wagowy kontraktu,
- horyzont czasowy (częstotliwość publikacji indeksu, okres dostawy węgla, objęty indeksem),
- rodzaje i źródła danych,
- udostępnianie informacji o indeksie (miejsce publikacji),
- jednostka ceny.

W pracach nad stworzeniem polskich indeksów węglowych rozważono wszystkie te obszary.

Na wstępie przeprowadzono analizy ilościowo-jakościowe sprzedaży węgla energetycznego na rynku krajowym. W ich wyniku uznano za zasadne zdefiniowanie dwóch indeksów/wskaźników cen, odnoszących się do miałów energetycznych.

Jeden z indeksów/wskaźników będzie się odnosić do węgla (miałów energetycznych) sprzedawanego do energetyki zawodowej i przemysłowej. Energetyka zawodowa jest dominującym kierunkiem sprzedaży miałów, z udziałem ponad 75% w całkowitej puli sprzedaży węgla energetycznego w tym sortymencie. Łączne potraktowanie dostaw (sprzedaży) miałów do tej grupy użytkowników oraz sprzedaży do energetyki przemysłowej wynika z faktu, że obie grupy odbiorców kupują węgiel o zbliżonej jakości.

Drugi z indeksów obejmować będzie sprzedaż miałów energetycznych do pozostałych trzech (spośród wyżej wymienionych pięciu) statystycznych grup odbiorców.

Orientacyjne udziały poszczególnych grup odbiorców w całkowitej sprzedaży miałów energetycznych na rynku krajowym w trzech ostatnich latach przedstawia tabela 5.2.

Tabela 5.2

Struktura sprzedaży miałów energetycznych na rynku krajowym według grup odbiorców

Table 5.2

Structure of sales of steam coal fines on the domestic market by the group of users

Lp.	Wyszczególnienie	Rok 2011		Rok 2012		Rok 2013	
1.	Energetyka zawodowa	76,0%	Indeks 1:	75,5%	Indeks 1:	75,6%	Indeks 1:
2.	Energetyka przemysłowa	2,8%	78,8%	3,1%	78,6%	3,9%	79,5%
3.	Ciepłownie przemysłowe i komunalne	10,7%	Indeks 2: 21,2%	11,6%	Indeks 2: 21,4%	9,4%	Indeks 2: 20,5%
4.	Inni odbiorcy przemysłowi	0,6%		0,5%		0,7%	
5.	Pozostali odbiorcy krajowi	9,9%		9,3%		10,4%	
	Razem sprzedaż krajowa miałów [mln ton]	51,1		46,8		47,5	

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARP – Podstawowe...

5.5. Indeksy cen węgla energetycznego dla rynku krajowego we wspólnym przedsięwzięciu ARP – TGE

Przytoczone w tabeli 5.2 dane wskazują, że do dwóch pierwszych statystycznych grup odbiorców trafia około 79% całości miałów energetycznych, sprzedawanych w kraju. Aby jednak cena sprzedaży spełniała funkcję indeksu/wskaźnika cen, należy dla niej zdefiniować kilka parametrów, w tym przede wszystkim standard jakościowy. W wyniku zastosowanych ograniczeń jakościowych, wyselekcjonowana pula węgla spełniająca zdefiniowane kryteria jakościowe będzie mniejsza.

Określenie standardu jakościowego indeksów/wskaźników węgla dla rynku krajowego

Standard jakościowy indeksów określono z uwzględnieniem klasy węgla (opisującej jego parametry jakościowe) oraz sortymentu (uziarnienia).

Dla indeksu odnoszącego się do statystycznej grupy odbiorców: energetyka zawodowa i energetyka przemysłowa przyjęto, że będzie to węgiel klasy 20–23/1, co oznacza, że jego parametry jakościowe zdefiniowane są następująco:

— wartość opałowa w stanie roboczym mieści się w przedziale:

$$Q_{i,r} \text{ [MJ/kg]: } 20 \leq Q_{i,r} < 24,$$

— zawartość siarki całkowitej jest mniejsza niż 1% ($S_t^r < 1\%$).

Dla indeksu odnoszącego się do statystycznej grupy odbiorców: ciepłownie przemysłowe i komunalne, inni odbiorcy przemysłowi oraz pozostali odbiorcy krajowi przyjęto, że będzie to węgiel klasy 23–26/08, co oznacza, że jego parametry jakościowe zdefiniowane są następująco:

— wartość opałowa w stanie roboczym mieści się w przedziale:

$$Q_{i,r} \text{ [MJ/kg]: } 23 \leq Q_{i,r} < 27,$$

— zawartość siarki całkowitej jest mniejsza niż 0,8% ($S_t^r < 0,8\%$).

Dla obu indeksów przyjęto, że będzie to węgiel w sortymencie „miał”, co oznacza uziarnienie w zakresie: 20–0 mm.

Jednostka ceny

Jako zasadę przyjęto, że indeksy będą podawane w dwóch jednostkach: w zł/tonę i w zł/GJ.

Dane źródłowe – specyfikacja źródła danych

Wszystkimi informacjami niezbędnymi dla wyznaczenia proponowanych indeksów dla rynku krajowego węgla energetycznego dysponuje ARP – realizując w imieniu Ministra Gospodarki Program Badań Statystycznych Statystyki Publicznej „Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego”.

Informacje zbierane są w formularzu statystycznym o symbolu G-09.1. Sprawozdanie o obrocie węglem kamiennym.

Opracowano odpowiednie algorytmy przygotowywania danych niezbędnych do obliczania indeksów. Zgodnie z nimi, z bazy danych ARP (informacje miesięczne o wielkości sprzedaży węgla, jego jakości (parametry Q/S) oraz cenach:

- wybiera się dane o sprzedaży miałów energetycznych do odpowiednich grup odbiorców,
- z tej puli danych wyklucza się rekordy, które nie spełniają kryterium jakościowego dla danego indeksu,
- dla wyselekcjonowanych danych oblicza się średnią cenę (w zł/tonę oraz w zł/GJ),
- dokonuje się sortowania danych w tych rekordach – np. według ilości, bądź cen – minimalizując w ten sposób możliwość identyfikacji danych jednostkowych,
- na podstawie posiadanych danych oblicza się udział dostaw, spełniających kryterium jakościowe danego indeksu w całości dostaw miałów do odpowiedniej grupy odbiorców.

Wskaźniki (indeksy) bazują na danych miesięcznych *ex-post* i wyrażają cenę zbytu węgla kamiennego (*loco* kopalnia) w warunkach jakościowych zoptymalizowanych do potrzeb odbiorców. Wyznaczane są w cyklach miesięcznych, na podstawie danych przetwarzanych przez Agencję Rozwoju Przemysłu SA Oddział w Katowicach, przy współpracy Towarowej Giełdy Energii SA.

Oprócz indeksów miesięcznych wyznaczane będą ich odpowiednie średnie (ważone) kwartalne i roczne.

Ponieważ dane pozyskiwane w drodze badania statystycznego są chronione tajemnicą statystyczną, przy konstrukcji indeksu zachowane zostaną (Paszczka, Olejniczak 2014):

- zasady określone w rozdz. 5 art. 38 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz.U. z 2012, poz. 591) tj. określające, iż nie mogą być publikowane ani udostępniane informacje statystyczne (uzyskane w badaniach statystycznych statystyki publicznej) możliwe do powiązania i zidentyfikowania ich z konkretną osobą, ani też dane indywidualne, charakteryzujące wyniki ekonomiczne

działalności podmiotów gospodarki narodowej prowadzących działalność gospodarczą (w szczególności jeżeli na daną agregację składa się mniej niż trzy podmioty lub udział jednego podmiotu w określonym zestawieniu jest większy niż $\frac{3}{4}$ całości);

- zasady określone Zarządzeniem Nr 73 Prezesa GUS z dnia 5 grudnia 1966 r. w sprawie trybu publikowania i udostępniania wyników badań statystycznych statystyki publicznej (Dz.Urz. GUS z dnia 10 grudnia 1996 r.);
- zapisy umowy zawartej pomiędzy Ministrem Gospodarki a Agencją Rozwoju Przemysłu SA o prowadzeniu przez Agencję monitoringu i wykonywaniu zadań związanych z funkcjonowaniem górnictwa węgla kamiennego.

Nazwa indeksu i lokalizacja

W trakcie prac nad indeksami rozważano wiele propozycji ich nazw. Najprostsza – jak PCI (*Polish Coal Index*) – choć dobrze brzmiąca, musiała być odrzucona z dwóch powodów:

- po pierwsze – na rynkach węglowych skrótowiec PCI (*Pulverized Coal Injection*) jest dość jednoznacznie kojarzony z rodzajem węgla stosowanego w technologii wtrysku pyłu węglowego do wielkiego pieca. W handlu międzynarodowym jest to odrębny segment rynku. Węgiel PCI jest wykorzystywany przy produkcji surowki żelaza, gdzie może on częściowo zastąpić koks w procesie topienia stałej rudy żelaza w wielkich piecach (konstrukcja pieca musi być dostosowana do wymagań technologii PCI);
- po drugie – inna firma (wspomniany PolcoalDEX sp. z o.o.) sygnalizowała chęć użycia takiego oznaczenia dla swoich indeksów (powstała więc niepewność, czy nie jest to już nazwa zastrzeżona);
- z podobnych powodów odstąpiono od użycia skrótownicy PIW (Polski Indeks Węglowy) – jako dość jednoznacznie kojarzonego z Państwowym Instytutem Wydawniczym, a także – ze względu na wspomniane (choć prawdopodobnie zaniechane) zamiary stworzenia indeksu pod tą nazwą przez MGT.

W efekcie zdecydowano się na nazwę: Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego (*Polish Steam Coal Market Index* – PSCMI) i taka nazwa została przez ARP i TGE zastrzeżona.

Lokalizacja – w odniesieniu do indeksu – to definicja warunków dostawy, czyli inaczej baza ceny. Zgodnie z zasadami Incoterms jest to cena na warunkach EXW (*Ex-Works – loco kopalnia*).

Standard wagowy kontraktu

W metodologii wyznaczania indeksów oraz w praktyce handlu giełdowego standard wagowy kontraktu oznacza minimalną wielkość kontraktu (dostawy). W związku z tym, że polskie indeksy PSCMI wyznaczane są na podstawie informacji statystycznych o zrealizowanych kontraktach (*ex-post*) nie określa się minimalnej wielkości dostaw, a za standard wagowy uznaje się ilość węgla spełniającego kryterium jakościowe danego indeksu w danym okresie.

Udostępnianie informacji o indeksie (miejsce publikacji),

Oba indeksy publikowane są równocześnie na platformach informacyjnych ARP SA (<http://www.polskirynekwegla.pl/>) oraz TGE SA (<http://gpi.tge.pl/pl/web/wegiel>).

Oficjalne definicje indeksów

Poniższe definicje indeksów przytoczono za portalem ARP SA.

Indeks PSMCI® 1 ©ARP&TGE odzwierciedla poziom cen mialów energetycznych klasy 20–23/1 w sprzedaży do energetyki zawodowej i przemysłowej. Obliczany jest jako średnia ważona z miesięcznych dostaw, spełniających kryterium jakościowe indeksu (parametry w stanie roboczym): wartość opałowa: $20 \leq Q_{\text{I}}^{\text{r}} < 24$ MJ/kg, zawartość siarki całkowitej poniżej 1% ($S_{\text{I}}^{\text{r}} < 1\%$). Cena produktu miesięcznego jest ustalana jako średnia ważona z transakcji zrealizowanych na polskim rynku węgla energetycznego, zafakturowanych w danym miesiącu kalendarzowym.

Indeks PSMCI® 2 ©ARP&TGE odzwierciedla poziom cen mialów energetycznych klasy 23–26/08 w sprzedaży do ciepłowni przemysłowych i komunalnych, innych odbiorców przemysłowych i pozostałych odbiorców krajowych. Obliczany jest jako średnia ważona z miesięcznych dostaw, spełniających kryterium jakościowe indeksu (parametry w stanie roboczym): wartość opałowa: $23 \leq Q_{\text{I}}^{\text{r}} < 27$ MJ/kg, zawartość siarki całkowitej poniżej 0,8% ($S_{\text{I}}^{\text{r}} < 0,8\%$). Cena produktu miesięcznego jest ustalana jako średnia ważona z transakcji zrealizowanych na polskim rynku węgla energetycznego, zafakturowanych w danym miesiącu kalendarzowym.

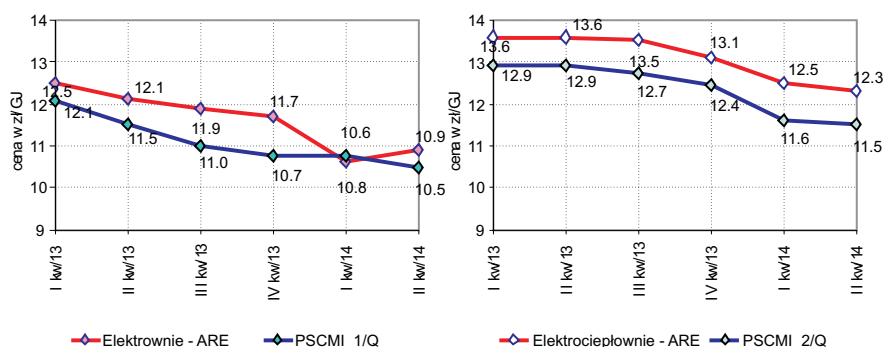
Wskaźniki bazują na danych miesięcznych ex-post i wyrażają cenę zbytu węgla kamiennego (loco kopalnia) w warunkach jakościowych zoptymalizowanych do potrzeb odbiorców. Wyznaczane są w cyklach miesięcznych, na podstawie danych przetwarzanych przez Agencję Rozwoju Przemysłu SA Oddział w Katowicach, przy współpracy Towarowej Giełdy Energii SA. Wyznaczane są także odpowiednie wartości kwartalne i roczne (średnie ważone).

Źródłem danych do obliczania wskaźników są dane krajowych producentów węgla kamiennego pozyskiwane przez katowicki Oddział ARP SA w ramach Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej „Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego”, którego organem prowadzącym jest minister właściwy ds. gospodarki.

5.6. Wyznaczone wartości indeksów PSCMI

Publikację indeksów rozpoczęto w październiku 2014 roku na platformach informacyjnych ARP SA i TGE SA. Dla roku 2014 podano wówczas wartości indeksów za osiem miesięcy. Obie instytucje uzgodniły, że obliczone zostaną także wartości historyczne za trzy poprzednie lata (2011–2013).

Na rysunku 5.1 przeprowadzono porównanie wartości wyznaczonych indeksów PSCMI 1 i PSCMI 2 (średnie kwartalne w zł/GJ w 2013 i 2014 r.) z informacjami statystycznymi o średnich kosztach zużytego węgla w elektrowniach i elektrociepłowniach na węglu kamiennym (dane ARE – średnie kwartalne narastające).

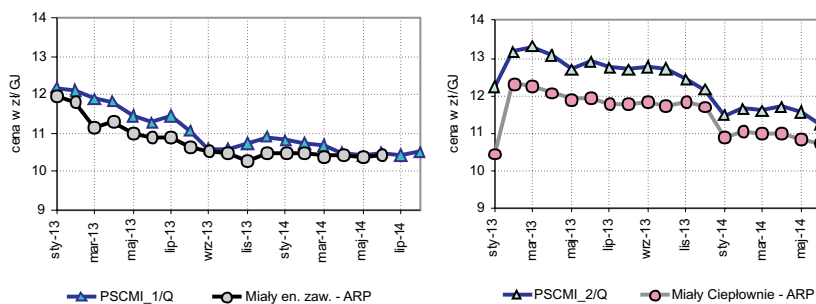


Rys. 5.1. Porównanie kosztów zużytego węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach z indeksami kwartalnym PSCMI 1 i PSCMI 2 [zł/GJ]

Źródło: ARE – Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna..., TGE

Fig. 5.1. Comparison of the costs of coal used in power plants and CHPs with quarterly indices PSCMI 1 and PSCMI 2 [PLN/GJ]

Na kolejnych wykresach (rys. 5.2) porównano indeksy miesięczne PSCMI 1 i 2 odpowiednio ze średnimi miesięcznymi cenami sprzedaży mialów do energetyki zawodowej oraz do ciepłowni niezawodowych i zawodowych – według statystyk ARP.



Rys. 5.2. Porównanie cen mialów w sprzedaży do energetyki zawodowej oraz ciepłowni niezawodowych i zawodowych z indeksami miesięcznymi PSCMI 1 i PSCMI 2 [zł/GJ]

Źródło: ARP – Ceny..., TGE

Fig. 5.1. Comparison of monthly prices of steam coal fines sold to power plants, and to heating stations with monthly indices PSCMI 1 and PSCMI 2 [PLN/GJ]

Szczególnie ciekawe wydają się porównania na rysunku 5.2, bowiem przedstawiają dane z jednego źródła (statystyki ARP), lecz indeksy odpowiadają cenom standaryzowanym (odnoszącym się tylko do węgla spełniającego przyjęte kryteria jakościowe). Z porównań

tych można wysnuć wniosek, że większość miałów sprzedawanych do energetyki zawodowej ma jakość mieszczącą się w klasie 20–23/1 – stąd duża zbieżność cen średnich z indeksem PSCMI 1. Taka prawidłowość nie zachodzi w przypadku miałów dla ciepłowni (średnie ceny są niższe od wartości indeksu PSCMI 2).

W tabeli 5.3 zestawiono dane ilościowe i cenowe dla wartości średnich rocznych indeksów PSCMI 1 oraz PSCMI 2 w latach 2011–2013.

Tabela 5.3

Statystyki roczne dla indeksów PSCMI 1 i PSCMI 2, 2011–2013

Table 5.3

Annual statistics for indices: PSCMI 1, and PSCMI 2, 2011–2013

Wyszczególnienie	Jednostka	2011	2012	2013
Indeks PSCMI 1				
PSCMI 1/T	zł/tonę	249,11	280,51	253,74
PSCMI 1/Q	zł/GJ	11,47	12,54	11,31
Sprzedaż miałów o parametrach objętych indeksem do energetyki zawodowej i przemysłowej	mln ton	23,1	18,3	18,4
Sprzedaż miałów ogółem do tej grupy	mln ton	40,3	36,8	37,8
Udział indeksu w sprzedaży ogółem do tej grupy odbiorców	%	57,3	49,7	48,9
Indeks PSCMI 2				
PSCMI 2/T	zł/tonę	301,81	345,48	305,99
PSCMI 2/Q	zł/GJ	12,43	13,95	12,71
Sprzedaż miałów o parametrach objętych indeksem do statystycznej grupy odbiorców*	mln ton	1,9	1,5	2,1
Sprzedaż miałów ogółem do tej grupy	mln ton	10,8	10,0	9,7
Udział indeksu w sprzedaży ogółem do tej grupy odbiorców	%	17,6	14,6	21,4

* Statystyczna grupa odbiorców dla indeksu PSCMI 2 obejmuje: ciepłownie przemysłowe i komunalne, innych odbiorców przemysłowych i pozostałych odbiorców krajowych.

Źródło: Paszcza, Olejniczak 2014

5.7. Podsumowanie

W handlu węglem, nie tylko energetycznym, na świecie wykorzystuje się wskaźniki (indeksy) cenowe węgla.

Indeksy cen węgla przedstawiają handlową wartość węgla o określonej jakości i o sprecyzowanych warunkach dostawy.

Podstawową rolą indeksów cen węgla jest ich funkcja informacyjna: zarówno dla bezpośrednich uczestników rynku, jak i dla analityków, badaczy czy zwykłych obserwatorów

zjawisk gospodarczych. Druga – równie istotna – to funkcja ceny referencyjnej dla kontraktów zakupu czy sprzedaży węgla, gdyż coraz powszechniej ceny w kontraktach bywają wiązane z indeksami rynków *spot*. Indeksy węglowe na świecie pełnią też rolę instrumentu bazowego na rynkach praw pochodnych (np. w kontraktach terminowych typu *forward* czy *swap* na rynku OTC, a niektóre indeksy – także w kontraktach *futures* na giełdzie – np. ICE). Wykorzystywane są jako poziom odniesienia w kontraktach zabezpieczających (hedgingowych).

W praktyce handlu węglem w Polsce trudno mówić o rynku *spot* w takim rozumieniu, w jakim funkcjonuje on na świecie. Tym niemniej potrzeba istnienia jakiejś ceny referencyjnej dla węgla energetycznego na rynku krajowym wydaje się oczywista. W latach dziewięćdziesiątych XX w. taką rolę pełniła cena tzw. węgla normatywnego. Przy jej wyznaczaniu opierano się na „parytecie importowym węgla kamiennego energetycznego”.

Z uznaniem należy więc przyjąć rozpoczęcie publikacji polskich indeksów cen węgla energetycznego. Jest to wspólne przedsięwzięcie Agencji Rozwoju Przemysłu SA oraz Towarowej Giełdy Energii SA.

Indeksy te – pod nazwą Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego (*Polish Steam Coal Market Index* – PSCMI) – są wskaźnikami cen wzorcowego węgla energetycznego produkowanego przez krajowych producentów i sprzedawanego krajowym producentom energii elektrycznej (Indeks PSCMI 1) oraz na krajowym rynku ciepła (Indeks PSCMI 2).

Polski Indeks Rynku Węgla Energetycznego jest znakiem prawnie zastrzeżonym. Jego właścicielami są Agencja Rozwoju Przemysłu SA i Towarowa Giełda Energii SA, będące wraz z Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk w Krakowie współwłaścicielami metodologii ich obliczania.

Oba indeksy wyznaczane są w zł/tonę oraz w zł/GJ, a publikowane są równocześnie na platformach informacyjnych ARP i TGE. Ceny określone są na bazie loco kopalnia (EXW).

Wprowadzenie na polski rynek krajowych indeksów cenowych ułatwi analizy i porównania krajowych cen węgla z indeksami z rynków międzynarodowych.

Wiarygodność indeksów gwarantują zaangażowane w jego wyznaczanie firmy. Dzięki temu bezpieczniejsze stanie się wykorzystywanie tych wskaźników cenowych np. w ustalaniu ceny indeksowanej. Producenci węgla – dysponując stale dostępnym szeregiem czasowym danych (wartości indeksów) – będą mieć możliwość bieżącej i długoterminowej kontroli i analizy kosztów wydobycia węgla. Dla użytkowników łatwiejsza stanie się ocena konkurencyjności dostaw węgla krajowego z importowanym.

Literatura

- Banks F. 2005 – Some further aspects of the world coal market (www.energypulse.net).
- Blaschke W., 1999–2000 – Cenotwórstwo węgla kamiennego – cykl 12 artykułów opublikowanych w Wiadomościach Górniczych (1999: nr 4, 5, 6, 9, 10, 11,12; 2000: nr 1, 2, 4, 5, 7–8).
- Blaschke W., 2000 – System cen energetycznego węgla kamiennego. Studia, Rozprawy, Monografie nr 77, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 84 s.
- Blaschke W., Blaschke S. A., Grudziński Z., Lorenz U., Mokrzycki E., 1993 – Koncepcja systemu cen na węgiel kamienny w warunkach przejściowych do gospodarki rynkowej. Studia i Rozprawy nr 31, Wyd. Centrum PPGSMiE PAN, Kraków, 115 s.
- Blaschke W., red., 2003 – Praca zbiorowa: Funkcjonowanie górnictwa węgla kamiennego na podstawie uregulowań prawnych Unii Europejskiej w latach 1993–2002. Studia, Rozprawy, Monografie nr 122, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 75 s.
- Blaschke W., red., 2004 – Praca zbiorowa: Możliwość funkcjonowania kopalń węgla kamiennego w Polsce w świetle przepisów UE dotyczących zasad świadczenia pomocy państwa dla górnictwa w latach 2002–2010. Studia, Rozprawy, Monografie nr 123, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 107 s.
- Gawlik L., 2008 – Wpływ poziomu wydobycia węgla na koszty jego pozyskania w kopalniach. Studia, Rozprawy, Monografie nr 148, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 220 s.
- Gawlik L., red., 2013 – Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe. Górnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Wyd. IGSMiE PAN, Katowice, 300 s.
- Grudziński Z., 2011 – Ceny energii elektrycznej w kontekście wdrożenia obligatoryjnego handlu na giełdzie energii. Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal t. 14, z. 2, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 93–106.
- Grudziński Z., 2012 – Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej. Studia Rozprawy Monografie Nr 180, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 280.
- Korzeniowski M., Kurczabiński L., 2014 – Analiza problemów krajowego rynku węgla energetycznego. Materiały XXVIII Konferencji z cyklu Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej Zakopane, 12–15.10.2014 r., s. 17–32.
- Lorenz U., 2000 – Parytet importowy węgla kamiennego energetycznego. Studia, Rozprawy, Monografie nr 82, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 86 s.
- Lorenz U., 2002a – Koszt importowanego węgla energetycznego na poziomie DDP w portach polskich i w wybranych elektrowniach i elektrociepłowniach. XVI Konferencja z cyklu „Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej”. Zakopane, 6–9 października 2002. Sympozyja i Konferencje nr 57, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 241–252.

- Lorenz U., 2002b – Import węgla energetycznego do wybranych użytkowników. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 5, z. 2, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 47–59.
- Lorenz U., 2006 – Rola wskaźników cen w międzynarodowym handlu węglem energetycznym. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 9, z. spec. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 583–596.
- Lorenz U., 2006–2011 – Opracowanie wskaźnikowej metody oceny oddziaływania zmian cen węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych na krajowy rynek węgla kamiennego. Prace wykonywane w Zakładzie Ekonomiki i Badań Rynku Paliwowo-Energetycznego w ramach działalności statutowej (niepublikowane).
- Lorenz U., 2009 – Wzrosty i spadki cen węgla energetycznego na świecie w 2008 roku. *Przegląd Górniczy* Nr 3–4 (1036–37), Wyd. ZG SITG Katowice, s. 1–8.
- Lorenz U., 2010a – Gospodarka węglem kamiennym energetycznym. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 96.
- Lorenz U., 2010b – Rynki międzynarodowe jako punkt odniesienia dla cen węgla energetycznego w kraju. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 13, z. 2, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 311–324.
- Lorenz U., 2011 – Ewolucja podejścia do cen węgla energetycznego w Polsce w latach 1989–2010. *Przegląd Górniczy* Nr 7–8, s. 314–321, Wyd. ZG SITG Katowice.
- 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, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 241–253.
- Lorenz U., 2014 – Węgiel energetyczny na świecie – prognozy. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 17, z. 4, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 7–20.
- Lorenz U., Ozga-Blaschke U., Stala-Szlugaj K., Grudziński Z., Olkusiński T., 2012 – Wpływ katastrofy w Fukushima na światowy popyt na węgiel energetyczny. *Zeszyty Naukowe* Nr 82, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 57–70.
- Lorenz U., Ozga-Blaschke U., Stala-Szlugaj K., Grudziński Z., 2013 – Węgiel kamienny w kraju i na świecie w latach 2005–2012. *Studia Rozprawy Monografie* Nr 183, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, 184 s.
- Lorenz U., Grudziński Z., 2009 – Międzynarodowe rynki węgla kamiennego energetycznego. *Studia Rozprawy Monografie* Nr 156, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 103.
- Maciejewski Z., 2013 – Ocena elektrochłonności PKB i zapotrzebowania na energię elektryczną. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 3, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 25–34.
- Olkusiński T., 2012 – Analiza produkcji węgla kamiennego i jego wykorzystanie w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce. *Studia Rozprawy Monografie* Nr 174, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 185.
- Paszcza H., Beuch W., Pitura K., 2013 – Spadek cen w morzu węgla zagrożeniem dla górnictwa węgla kamiennego w Polsce. *Materiały XXVII Konferencji z cyklu Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej*. Zakopane, 13–16.10.2013 r. s. 5–20.
- Paszcza H., Olejniczak M., 2014 – Węglowy Indeks Cenowy: metodologia, rola, wykorzystanie, korzyści, rynkowe obowiązki informacyjne. *Materiały XXVIII Konferencji z cyklu Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej*. Zakopane, 12–15.10.2014 r., s. 119–132.

- Praca zbiorowa pod red. Grudziński Z., Lorenz U., 2008 – Opracowanie metodyki tworzenia systemu cen węgla brunatnego. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 255.
- Sara f A., 2014 – Znaczenie indeksu węglowego na polskim rynku, 2nd Coaltrans Poland (Sopot, marzec 2014), prezentacja Polcoaldex sp. z o.o.
- Stala-Szluga j K., 2012a – Analiza kosztów transportu w cenie węgla dla energetyki. Przegląd Górniczy Nr 3, Wyd. ZG SITG Katowice, s. 16–24.
- Stala-Szluga j K., 2012b – Polish imports of steam coal from the east (CIS) in the year 1990–2011. Studia Rozprawy Monografie Nr 179, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 91.
- Stala-Szluga j K., 2013 – Import węgla do Polski – uwarunkowania logistyczne. Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal t. 16, z. 4, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 125–138.
- Stala-Szluga j K., 2014 – Konkurencja cenowa w aspekcie regionalnego zapotrzebowania na węgiel z importu w sektorze drobnych odbiorców. Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal t. 17, z.4, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 65–76.
- Stala-Szluga j K., K l i m A., 2012 – Rosyjski i kazachski węgiel energetyczny na rynku polskim. Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal t. 15, z. 4, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 229–240.
- Sz l ą z a k J., 2004 – Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1990–2002. Biblioteka Szkoły Eksploatacji Podziemnej. Kraków, 123 s.
- ARE – Emisor – Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych (wcześniej CIE). Rocznik. Wydania z lat 2003–2013.
- ARE – Statystyka elektroenergetyki polskiej (rocznik). Numery z lat 2005–2013.
- ARE – Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego (kwartalnik). Numery z lat 2008–2014.
- ARE – Sytuacja w Elektroenergetyce (kwartalnik). Numery z lat 2005–2013.
- ARE – Sytuacja Energetyczna w Polsce. Krajowy Bilans energii (kwartalnik). Numery z lat 2005–2013.
- Argus Coal Daily International (CDI). Wyd. Argus Media Ltd
- Argus Coal Daily International: Methodology and specification guide. (www.argusmedia.com/Methodology-and-Reference)
- ARP – Ceny zbytu i wielkość sprzedaży sortymentów grubych, średnich i drobnych oraz miał do wybranych grup odbiorców krajowych (za lata 2012, 2013 i 2 kwartały 2014 r.). ARP SA O/Katowice, dane przetworzone na podstawie wyników badania statystycznego statystyki publicznej „Górnictwo węgla kamiennego”, prowadzonego przez Ministra Gospodarki i realizowanego przez ARP SA O/Katowice.
- ARP – Import i przywóz (nabycie wewnątrznijne) na obszar Polski (za lata 2012, 2013 i 2 kwartały 2014 r.). ARP SA O/Katowice, dane przetworzone na podstawie wyników badania statystycznego statystyki publicznej „Górnictwo węgla kamiennego”, prowadzonego przez Ministra Gospodarki i realizowanego przez ARP SA O/Katowice.
- ARP – Podstawowe informacje o rynku oraz sektorze węgla kamiennego w Polsce (za lata 2012, 2013 i 2 kwartały 2014 r.). ARP SA O/Katowice, dane przetworzone na podstawie wyników badania statystycznego statystyki publicznej „Górnictwo węgla kamiennego”, prowadzonego przez Ministra Gospodarki i realizowanego przez ARP SA O/Katowice.

- BAFA – Federalny Urząd Kontroli Eksportu i Gospodarki – *Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle* (<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/index.html>).
- Bank Światowy – (WB) World Bank Commodity Prices and Price Forecast. (<http://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-price-data>). Update released July 7, 2014.
- Bank Światowy – World Bank Commodities Price Data (<http://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-price-data>).
- BP 2014 – BP Statistical review of world energy, July 2014 (www.bp.com).
- BREE – Resources and energy quarterly: March quarter 2013; March quarter 2014; June quarter 2014 (www.bree.gov.au).
- Coal Information 2014 with 2013 data. Wyd. IEA, Paryż, 668 s.
- Fakty – Węgiel – Energetyka w Polsce (http://min-pan.krakow.pl/zaklady/zrynek/cf_web.htm).
- globalCOAL (www.globalcoal.com).
- globalCOAL® Methodology: DES ARA Index™, RB Index™, NEWC Index™ (www.globalcoal.com).
- GPW – Giełda Papierów Wartościowych SA (http://www.gpw.pl/lista_spolek).
- GUS – Zużycie paliw i nośników energii: wydania z lat 2008 – 2013.
- IHS McCloskey: Coal marker price methodology and specification. May 2012 (www.ihs.com).
- IMF Commodity Price Forecast: Medium Term Commodity Price Baseline. International Monetary Fund (IMF). <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>. September 2013; June 2014.
- IMF Data and Statistics (<http://www.imf.org/external/data.htm>).
- Incoterms 2000 (www.transimpex.com.pl).
- Incoterms 2010 (<http://www.terramar.pl>).
- ME – Metal Expert Consulting: Global steam coal price forecast, July 2014. <http://metalexpertresearch.com/>.
- MG a – Informacja o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015 oraz informacja o sytuacji w okresie styczeń-marzec 2013 r. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 15 listopada 2013 r.
- MG b – Informacja o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego (dokumenty: za 2013 r. i po dwóch kwartałach 2014) (www.mg.gov.pl).
- NBP (www.nbp.pl; www.nbportal.pl).
- PKP Cargo – Taryfa Towarowa (www.pkp-cargo.pl).
- Platts – CTI (Coal Trader International). Wyd. Platts – McGraw Hill Financial, England.
- Platts – ICR Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts – McGraw Hill Financial, England.
- Platts – Coal: Methodology and specification guide (www.platts.com).
- TGE – Towarowa Giełda Energii SA – giełdowa platforma informacyjna: <http://gpi.tge.pl/>; (indeksy węglowe: <http://gpi.tge.pl/pl/web/wegiel>).
- The world's top coal trading companies (Factbox) (<http://www.reuters.com/article/2009/05/19/coal-factbox-traders-idUSLI62998020090519>).
- URE – Biuletyny Urzędu Regulacji Energetyki (wybrane numery z lat 2008–2014). (<http://www.ure.gov.pl/pl/publikacje/biuletyn-urzedu-regula/5711,Biuletyn-Urzedu-Regulacji-Energetyki-2014.html>).
- URE – różne publikacje i raporty (<http://www.ure.gov.pl/pl/publikacje/raporty-dla-komisji-eu/3343,RaportydlaKomisjiEuropejskiej.html>).

UTK – Urząd Transportu kolejowego. Analizy i monitoring rynku. Statystyka miesięczna (<http://www.utk.gov.pl/>).

Jastrzębska Spółka Węglowa SA (www.jsw.pl).

Katowicki Holding Węglowy SA/Katowicka Grupa Kapitałowa SA (www.khw.pl).

Kompania Węglowa SA (www.kwsa.pl).

Lubelski Węgiel „Bogdanka” SA (www.lw.com.pl).

Tauron Wydobycie S.A. (dawniej: Południowy Koncern Węglowy S.A.)
(www.tauron-wydobycie.pl).

Węglkokoks SA (www.weglokoks.com.pl).

Węglozbyt SA (www.czw.com.pl).

www.argusmedia.com/Coal/Argus-McCloskeys-Coal-Price-Index-Report

www.djmbp.esdm.go.id (strona internetowa indonezyjskiego Ministerstwa Energetyki i Zasobów Mineralnych, MEMR)

www.polskirynekwegla.pl

www.stat.gov.pl

www.terramar.pl

www.transimpex.com.pl

www.x-rates.com

Ocena oddziaływania zmian cen węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych na krajowy rynek węgla

Streszczenie

Dla większości producentów i użytkowników węgla energetycznego na świecie ceny tego surowca w handlu międzynarodowym są traktowane jako istotny poziom odniesienia w ocenie efektywności procesów wydobywania oraz wykorzystywania węgla, a także konkurencyjności transakcji sprzedaży czy zakupu.

Pierwsza część monografii prezentuje ogólną sytuację na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego: pod względem podaży, popytu, cen oraz zasad panujących w handlu międzynarodowym ze szczególnym uwzględnieniem roli indeksów węgla energetycznego, czyli cen odniesionych do zdefiniowanych standardów jakościowych. Przedstawiono wyniki badań relacji pomiędzy cenami na różnych rynkach węgla i frachtów morskich oraz wpływ kursów walutowych na ceny w eksporcie i imporcie.

W Polsce obecność węgla z importu wzmacnia zainteresowanie poziomem cen węgla na rynkach międzynarodowych oraz oceną konkurencyjności surowca importowanego w porównaniu z ofertą krajowych producentów. Zagadnienia poruszone w niniejszej monografii naświetlają ten problem przynajmniej w ogólnym zarysie.

Opisano głównych uczestników krajowego rynku węgla energetycznego: producentów i użytkowników, a także importerów, przewoźników i pośredników handlowych.

Sposoby powiązania (związki) cen węgla krajowego z cenami z rynków międzynarodowych zmieniały się w czasie: od historycznego ujęcia parytetu importowego z lat dziewięćdziesiątych XX w. po obecną, bardziej zindywidualizowaną interpretację tego pojęcia. Wskazano możliwości wykorzystania wyznaczonych indywidualnych parytetów importowych w konstrukcji umów na dostawy węgla pomiędzy producentami i odbiorcami, a także związane z tym ryzyko.

Ostatni rozdział omawia koncepcje indeksu węglowego dla rynku krajowego. Najnowszym osiągnięciem jest tu stworzenie takich indeksów dla dwóch ważnych segmentów handlu węglem energetycznym w Polsce: sprzedaż do energetyki zawodowej oraz do ciepłownictwa. Indeksy te są wspólnym przedsięwzięciem Agencji Rozwoju Przemysłu SA oraz Towarowej Giełdy Energii SA. Obie te instytucje są właścicielami indeksów, a meto-

dologia obliczania indeksów powstała we współpracy z Instytutem Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN.

Monografia stanowi przegląd i podsumowanie prac autorki nad związkami pomiędzy zmianami cen węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych i rynku krajowym.

W analizach wykorzystywano głównie dane z lat 2000–2013. W przypadku rynku krajowego sięgnięto jeszcze do ostatniej dekady XX w. Tam, gdzie było to możliwe, uwzględniono dostępne dane za pierwsze półrocze 2014 r.

Impact of international steam coal price changes on domestic coal market

Abstract

For the majority of producers and users of coal in the world, coal prices in international trade are regarded as an important benchmark in assessing the effectiveness of the processes of extraction and use of coal, as well as the competitiveness of the coal sale or purchase.

The first part of the monograph presents the overall situation in the international steam coal markets: in terms of supply, demand, prices, and the rules of international trade with particular emphasis on the role of coal indices, i.e. the prices related to the defined quality standards. This work presents the results of studies on the relationships between prices in different markets for coal and sea freights, as well as the impact of exchange rates on prices of exports and imports.

In Poland, the presence of imported coal increases the interest in international coal prices, and the assessment of the competitiveness of imported coal in comparison to the offer of domestic producers. The issues raised in this monograph highlight this problem at least in general terms.

The main players in the domestic coal market: producers and users, as well as importers, carriers, and traders, were described.

The relationships of the domestic coal prices with prices in international markets have evolved over time: from the historical view of the coal import parity from 90s to the current more individualized interpretation of this concept. The possibility of using the individual coal import parities in the construction of coal supply contracts between producers and consumers were indicated, along with the risks involved.

The last chapter discusses the concepts of coal price index for the domestic market. The latest achievement in this field is the creation of such indices for two important segments of steam coal trade in Poland: sales to public thermal plants and to heating stations. These indices are a joint project of the Industrial Development Agency and the Polish Power Exchange. Both institutions are the owners of indices, and the methodology of index calculating has been created in collaboration with the Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences.

The monograph provides an overview and summary of the author's research on relationships between changes in coal prices in the international market and domestic market. The data used in the analyzes comes mainly from the years 2000–2013. In the case of the domestic market the analyzed period additionally covered the last decade of the twentieth century. Where possible, the available data for the first half of 2014 has been taken into account.