INSTYTUT GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIĄ

POLSKIEJ AKADEMII NAUK

Gospodarka węglem kamiennym energetycznym

Urszula LORENZ

Wydawnictwo IGSMiE PAN ✧ Kraków 2010

RECENZENCI

Prof. dr hab. inż. Wiesław BLASCHKE

Dr inż. Adam SZURLEJ

Adres Redakcji
31-261 Kraków, ul. J. Wybickiego 7
tel. 12-632-33-00; fax. 12-632-35-24

Redaktor Wydawnictwa: mgr Danuta Nikiel-Wroczyńska
Redaktor techniczny: Barbara Sudoł
Opracowanie graficzne okładki: Beata Stankiewicz

© Copyright by Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN – Wydawnictwo

© Copyright by Urszula Lorenz

Kraków 2010

Printed in Poland

ISBN 978-83-60195-98-7

IGSMiE PAN – Wydawnictwo, Kraków 2010

Nakład 150 egz. Objętość ark. wyd. 8,6; ark. druk. 12,0 (×8)
Druk i oprawa: Drukarnia Firma VIA, Kraków, ul. św. Gertrudy 17

Spis treści

Wprowadzenie - 5

1. Rola węgla w zrównoważonym rozwoju i zaspokajaniu potrzeb energetycznych świata - - - 7
   1.1. Węgiel a zrównoważony rozwój - 7
   1.2. Węgiel a bezpieczeństwo energetyczne - 10
   1.3. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w świecie - 15

2. Klasyfikacje węgli - 17
   2.1. Podstawowe parametry jakościowe stosowane w klasyfikacji węgli - - - - - - - - - - - - - 17
   2.2. Podział zasobów węgla według stopnia uwęglenia - 19
   2.3. Międzynarodowa klasyfikacja węgla UN-ECE - 20
   2.4. Polska klasyfikacja węgli kamiennych - 22
   2.5. Rozróżnienie typów węgla w statystykach i klasyfikacjach międzynarodowych - - - - 24

3. Węgiel kamienny energetyczny na świecie - 27
   3.1. Produkcja, eksport - 27
   3.2. Zużycie, import - 28
   3.3. Największe firmy produkujące węgiel na świecie - 30
   3.4. Handel węglem energetycznym na rynkach międzynarodowych - - - - - - - - - - - - - - - 30

4. Górnictwo węgla kamiennego w Polsce - 37
   4.1. Procesy restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego - 37
   4.2. Baza zasobowa - 39
   4.3. Struktura organizacyjna górnictwa węgla kamiennego w Polsce - - - - - - - - - - - - - - 41
   4.4. Produkty handlowe węgla kamiennego - 43
   4.5. Produkcja i sprzedaż węgla energetycznego - 45
   4.6. Eksport i import węgla - 47

5. Rynek odbiorców węgla energetycznego w Polsce - 51
   5.1. Główne grupy odbiorców węgla energetycznego - 51
   5.2. Zużycie węgla energetycznego w ujęciu regionalnym - 54

6. Ceny węgla energetycznego w Polsce - 57
   6.1. Rozwiązania systemowe w latach dziewięćdziesiątych XX wieku - - - - - - - - - - - - - 57
   6.2. Parytet importowy - 61
   6.3. Porównanie cen węgla krajowego z cenami węgla na rynkach międzynarodowych - - - 62

7. Użytkowanie węgla w energetyce - 65
   7.1. Węgiel a inne nośniki energii pierwotnej - 65
   7.2. Produkty spalania węgla - 67
   7.3. Węgiel a środowisko – czyste technologie węglowe - 69
   7.4. Wpływ jakości węgla na pracę elektrowni - 75
   7.5. Problem przyszłej roli węgla w wytwarzaniu energii w Polsce - - - - - - - - - - - - - - - 82

8. Polityka Unii Europejskiej wobec górnictwa węgla kamiennego - - - - - - - - - - - - - - - - 85

Podsumowanie - 91

Literatura - 93

Wprowadzenie

Węgiel jest od wielu dziesięcioleci podstawowym surowcem do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skali globalnej. Wszelkie analizy i prognozy wskazują, że tę wiodącą rolę utrzyma również w dającej się przewidzieć przyszłości.

Pomimo tego rola węgla jest często kwestionowana. Podnosi się przede wszystkim problem emisji zanieczyszczeń, powstających podczas jego spalania. Tymczasem w nowoczesnych technologiach energetycznych większość tych zagadnień została już rozwiązana. Pozostał jeden – w rozwiniętych krajach, zwłaszcza europejskich, uważany za najważniejszy – problem emisji dwutlenku węgla. Ta kwestia stała się szczególnie istotna po roku 1997, kiedy wynegocjowane zostało międzynarodowe porozumienie dotyczące przeciwdziałania globalnemu ociepleniu, znane jako protokół z Kioto. Dwutlenek węgla jest jednym z tzw. gazów cieplarnianych, których nadmierna koncentracja w atmosferze przyczynia się do ocieplania klimatu na Ziemi.

Konieczność redukcji emisji CO_2 w sposób bezpośredni dotyka użytkowania węgla, jako surowca najbardziej uwęglonego ze wszystkich paliw kopalnych.

Spektrum zagadnień, które mieszczą się pod pojęciem „gospodarka węglem kamiennym energetycznym" jest bardzo szerokie. W pracy przedstawiono więc tylko wybrane, podstawowe wiadomości i informacje na temat węgla i jego wykorzystania w energetyce. Omawiane zagadnienia zorganizowano w grupy tematyczne, którym poświęcone są kolejne rozdziały.

W rozdziale pierwszym omówiono rolę węgla w zrównoważonym rozwoju świata i zaspokajaniu zapotrzebowania na energię. Ten problem jest inaczej oceniany z punktu widzenia krajów rozwiniętych, przyzwyczajonych do w miarę pewnego dostępu do energii elektrycznej i cieplnej, a inaczej – gdy się pamięta, że jedna piąta ludzi na świecie nie ma dostępu do elektryczności. W bilansowaniu potrzeb energetycznych świata nie można pomijać znaczenia węgla, który jest najbardziej zasobnym z paliw, występuje na wszystkich kontynentach, a wytwarza się z niego ponad 40% energii elektrycznej.

Rozdział drugi poświecono klasyfikacji węgli, która pozwala (m.in.) ocenić ich przydatność do różnych procesów technologicznych. W rozdziale trzecim przedstawiono zagadnienia produkcji i zużycia węgla energetycznego na świecie. Nakreślono sytuację w międzynarodowym handlu węglem, podając informacje o eksporterach i importerach, zasadach handlu, cenach na rynkach międzynarodowych i standardach jakości węgla.

Kolejne trzy rozdziały odnoszą się do sytuacji krajowej. Rozdział czwarty przedstawia górnictwo węgla kamiennego w Polsce: procesy restrukturyzacji i obecną strukturę organizacyjną sektora, bazę zasobową i produkty handlowe węgla kamiennego. Podano także szereg danych statystycznych o produkcji, eksporcie i imporcie węgla. W rozdziale piątym opisano główne grupy odbiorców węgla energetycznego oraz zużycie węgla w ujęciu regionalnym.

Rozdział szósty poświęcono cenom węgla. Jest to zagadnienie istotne zarówno dla producentów, warunkuje bowiem kondycję finansową przedsiębiorstw górniczych, jak i dla użytkowników. Omówiono systemy cen, wdrożone w latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, jak i obecną sytuację, która w coraz większym stopniu jest powiązana z warunkami panującymi na międzynarodowych rynkach węgla energetycznego.

W rozdziale siódmym przedstawiono problematykę użytkowania węgla w energetyce: począwszy od informacji ogólnych, nakreślających pozycję węgla w krajowym bilansie nośników energii pierwotnej, poprzez zagadnienia emisji generowanych podczas spalania i ich związkach z jakością węgla, możliwościach ograniczania szkodliwego wpływu spalania węgla w wyniku stosowania czystych technologii węglowych, aż po problem przyszłej roli węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce.

Ostatni, ósmy rozdział prezentuje w skrócie zestaw zagadnień odnoszących się do polityki Unii Europejskiej wobec górnictwa węgla kamiennego i jej wpływie na funkcjonowanie górnictwa krajowego.

Pracę kończy dość obszerny – choć z pewnością nie ujmujący wielu innych znaczących pozycji – wykaz literatury źródłowej.

W publikacji zebrano wiele historycznych i aktualnych danych, ujętych w licznych tabelach i zilustrowanych na wykresach. Książka może stanowić źródło informacji dla studentów kierunków technicznych, związanych z tą tematyką, jak też dla Czytelników zainteresowanych zagadnieniami górnictwa węgla kamiennego i sposobów racjonalnego wykorzystania węgla energetycznego. Wydaje się, że szczególnie w Polsce, która jest zasobna w węgiel, rola tego paliwa nie powinna być dezawuowana. Zwłaszcza, że to właśnie węgiel zapewnia nam niemal całkowitą samowystarczalność w wytwarzaniu energii elektrycznej.

1. Rola węgla w zrównoważonym rozwoju i zaspokajaniu potrzeb energetycznych świata

1.1. Węgiel a zrównoważony rozwój

„Rozwój zrównoważony (ang. sustainable development) to rozwój, który zapewnia realizację potrzeb obecnego pokolenia bez wywierania negatywnego wpływu na zdolność przyszłych pokoleń do spełnienia ich potrzeb" (Komisja Brundtland).

Pojęcie „zrównoważony rozwój" pojawiło się po raz pierwszy w raporcie ONZ-owskiej Komisji ds. Rozwoju i Środowiska pt. „Nasza wspólna przyszłość", opublikowanym w 1987 roku. Komisja ta znana jest powszechnie w świecie jako „Komisja Brundtland" (od nazwiska jej przewodniczącej, Norweżki Gro Harlem Brundtland). Działalność Komisji przyczyniła się do zwołania Szczytu Ziemi w 1992 w Rio de Janeiro. Niewiele później zrównoważony rozwój znalazł swe miejsce w długoterminowej strategii Unii Europejskiej (Zrównoważona Europa... 2001).

Chociaż stwierdzenie, że energia jest podstawowym motorem rozwoju ekonomicznego i czynnikiem poprawiającym jakość życia brzmi dziś jak triuzm, to nie umniejsza to jego prawdziwości. Niezawodny dostęp do energii jest bez wątpienia kluczowym elementem rozwoju gospodarczego i społecznego. W krajach rozwiniętych pozwala utrzymać standard życia na wysokim poziomie komfortu i wygody, a w krajach rozwijających się umożliwia wychodzenie z biedy, wpływa na poprawę stanu zdrowia i zmniejsza śmiertelność, ułatwia edukację, umożliwia dostęp do nowoczesnej informacji, osiągnięć nauki i współczesnej cywilizacji.

Na świecie wciąż ponad 20% ludzi (ok. 1,4 mld) nie ma dostępu do energii elektrycznej, a ponad 40% (ok. 2,7 mld) używa do gotowania i ogrzewania różnego rodzaju odpadów (biomasy w tradycyjnym ujęciu: drewna, odpadów roślinnych, odchodów zwierzęcych itp.) (Energy poverty... 2010). Co gorsza – te liczby niewiele się zmieniły w ciągu ostatniej dekady, gdyż liczba ludności zwiększyła się w tym czasie o blisko 700 mln, z czego niecałe 10% tego wzrostu przypada na kraje gospodarczo rozwinięte. Kraje te kwalifikowane są statystykach do grupy OECD (OECD – *Organisation for Economic Co-operation and Development*).

Zaspokojenie potrzeb rosnącej populacji, stworzenie warunków zrównoważonego rozwoju gospodarczego zarówno dla biednych, jak i bogatych krajów, pozostaje wyzwaniem dla rządów i społeczeństw w XXI wieku. Konieczność zaspokojenia bezpiecznej podaży energii zderza się z rosnącym popytem: światowe zużycie energii będzie rosnąć w związku ze wzrostem gospodarczym i potrzebami krajów rozwijających się. Tego wzrostu zapotrzebowania nie zrekompensują nawet najszersze programy poszanowania i oszczędzania energii w krajach rozwiniętych.

Dla zaspokojenia zwiększonego zapotrzebowania na energię nie można ignorować żadnego dostępnego źródła energii – zwłaszcza węgla, najbardziej zasobnego z paliw kopalnych.

Znaczenie węgla (oraz innych paliw kopalnych) zostało docenione i podkreślone na Światowym Szczycie na temat Zrównoważonego Rozwoju w Johannesburgu w 2002 r., którego przesłanie: „*Zróżnicowanie dostaw energii poprzez rozwój nowoczesnych, czystszych, sprawniejszych i efektywnych ekonomicznie technologii energetycznych z włączeniem technologii spalania paliw kopalnych*" – traktowano jako zalecenie dla rządów przy kształtowaniu polityki energetycznej krajów świata.

Podkreślono również, że „*...same odnawialne źródła energii nie stanowią drogi do zrównoważonej przyszłości przy obecnej skali postrzegania tych zagadnień. Rozwój gospodarczy i wykorzenianie biedy zależą od bezpiecznego, pewnego zaopatrzenia w energię. (...) Paliwa kopalne, chociaż podlegają wyzwaniom ekologii, mogą spełnić kryteria bezpieczeństwa i pewności zaopatrzenia. Nauka i nowoczesne technologie oferują możliwe rozwiązania problemów środowiskowych – czyste technologie węglowe oraz technologie bezpiecznego wychwytywania i magazynowania* CO_2" (Johannesburg... 2002).

Dostęp do energii elektrycznej jest warunkiem rozwoju cywilizacyjnego społeczeństw. Poziom zużycia energii elektrycznej w przeliczeniu na jednego mieszkańca wyznacza poziom życia danego społeczeństwa. To zużycie jest w świecie bardzo zróżnicowane, czego dowodzą liczby zestawione w tabeli 1.1. Według danych Międzynarodowej Agencji Energii (*International Energy Agency, IEA*) średnie zużycie energii elektrycznej na mieszkańca w świecie w 2008 roku wyniosło prawie 2800 kilowatogodzin (kW·h/ca), podczas gdy w Afryce – zaledwie 571 kW·h/ca, a w krajach uprzemysłowionych (OECD) – blisko 8500 kW·h/ca. Rozpiętości są jeszcze większe, gdy porównać poszczególne kraje: 23 kW·h/ca na Haiti czy 42 w Etiopii, do 17 tys. w Kanadzie czy Kuwejcie, 25 tys. w Norwegii, czy około 40 tys. kW·h/ca w Islandii.

TABELA 1.1. Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca na tle liczby ludności w świecie w latach 1999 i 2008

Opis	Ludność				Zużycie energii elektrycznej na mieszkańca			
	1999	2008	struktura 2008	zmiana 2008–1999	1999	2008	zmiana 2008–1999	
	mln	mln	%	%	kW·h/ca	kW·h/ca	kW·h/ca	%
Świat	5 921	6 688	100,0	13,0	2 280	2 782	502	22,0
OECD	1 116	1 190	17,8	6,6	7 841	8 486	645	8,2
Śr. Wschód	162	199	3,0	22,8	2 437	3 384	947	38,9
b. ZSRR	290	285	4,3	–1,7	3 687	4 660	973	26,4
Europa non-OECD	58	53	0,8	–8,6	2 511	3 378	867	34,5
Chiny	1 260	1 333	19,9	5,8	936	2 471	1 535	164,0
Azja (bez Chin i Korei Płn.)	1 849	2 183	32,6	18,1	519	719	200	38,5
Ameryka Płd.	409	462	6,9	13,0	1 510	1 956	446	29,5
Afryka	775	984	14,7	27,0	491	571	80	16,3

Źródło danych: Key World Energy Statistics 2000 i 2010 – wyd. IEA

W świecie, poczuwającym się do obowiązku stosowania zasad zrównoważonego rozwoju, rola odnawialnych źródeł energii (OZE) będzie wzrastać. Jednakże stosowanie odnawialnych źródeł energii ma praktyczne i ekonomiczne ograniczenia, szczególnie w przetwarzaniu tej energii na energię elektryczną z OZE. Natomiast rola węgla oraz innych paliw kopalnych w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie w skali globalnej kluczowa w ciągu następnych 20–30 lat. Wszelkie prognozy energetyczne uwzględniają dominującą rolę paliw kopalnych w bilansie energetycznym świata, gdyż przy obecnym poziomie wiedzy oraz technologii nie jest możliwe ich zastąpienie przez żaden inny nośnik energii.

Zrównoważony rozwój opiera się na trzech filarach: ekonomicznym, społecznym i ekologicznym. Węgiel odgrywa ważną rolę we wszystkich trzech (tab. 1.2).

TABELA 1.2. Rola węgla w zrównoważonym rozwoju

Filar ekonomiczny	Filar społeczny	Filar ekologiczny
Na węglu bazuje wytwarzanie ok. 41% energii elektrycznej na świecie (dwa razy tyle ile z następnego źródła – gazu ziemnego) i około 70% produkcji stali	obecnie ok. 1,4 mld ludzi w krajach rozwijających się nie ma dostępu do elektryczności; dla wielu z nich węgiel będzie drogą do elektryfikacji i lepszego życia	emisje ze spalania węgla spadły znacząco w ostatnich dekadach, pomimo że zużycie węgla wzrosło
Według prognoz IEA wykorzystanie węgla w energetyce ma wzrosnąć do 60% w 2030 r.	w ciągu ostatnich 20 lat dostęp do elektryczności wytworzonej z węgla osiągnęło około 1 mld ludzi	rozwój nowoczesnych technologii może połączyć korzyści gospodarcze i społeczne użytkowania węgla z potrzebą poprawy stanu środowiska
Korzyści zarówno dla krajów rozwiniętych jak i rozwijających się	węgiel dostarcza ponad 7 milionów miejsc pracy na świecie, z czego ok. 90% w krajach rozwijających się	jeśli elektrownie węglowe na świecie osiągnęłyby sprawność na tym poziomie jak obecne elektrownie niemieckie, to redukcja emisji CO_2 z tego tytułu byłaby większa niż rezultat procesów wymaganych przez protokół Kioto
Duża część przemysłu węglowego w krajach rozwijających się jest zorientowana na eksport, będąc źródłem znaczących dochodów tych krajów (wartość eksportu rzędu ok. 7 mld USD rocznie)	węgiel wydobywa się w ponad 50 krajach świata, a produkcja węgla jest kluczową działalnością gospodarczą w wielu społeczeństwach	w horyzoncie długoterminowym, nowe technologie węglowe, takie jak zgazowanie połączone z wychwytywaniem i magazynowaniem CO_2 w strukturach geologicznych, oferują możliwość osiągnięcia bardzo niskich emisji przy akceptowalnych kosztach

Źródło: The role..., WCI 2003

Wszystkie sposoby przetwarzania energii pierwotnej na bardziej uszlachetnione formy, a zwłaszcza na energię elektryczną, mają swoje strony pozytywne i negatywne, zarówno w aspekcie oddziaływania na bezpieczeństwo i zdrowie ludzi, jak i bezpieczeństwo dostaw energii oraz wpływ na środowisko – nie ma metod całkowicie pozbawionych ryzyka (tab. 1.3).

Oczekuje się, że najnowsze czyste technologie węglowe znacząco zmniejszą różnice w emisji gazów cieplarnianych pomiędzy najlepszymi technologiami gazowymi i węglowymi, w punkcie spalania. Ponadto – równoczesne wykorzystywanie węgla i odnawialnych źródeł energii, takich jak biomasa i energia słoneczna, może znacząco zwiększyć sprawność tych technologii

TABELA 1.3. Pozytywne i negatywne strony przetwarzania energii nośników pierwotnych na energię końcową

Nośnik energii	Cechy pozytywne	Cechy negatywne
Węgiel	obfitość zasobów, pewność dostaw, bezpieczeństwo łatwy w transporcie i magazynowaniu szeroko dostępny	najbardziej uwęglone paliwo do produkcji energii elektrycznej podlega największym wyzwaniom w ograniczaniu emisji CO_2
Ropa	wygodna w użyciu łatwa do transportu i magazynowania brak substytutu w wykorzystaniu w transporcie (produkcja paliw)	powoduje emisję CO_2 zmienność cen koncentracja zasobów podatność na niestabilność polityczną ryzyko transportowe
Gaz	wydajny i wygodny w użyciu przydatny dla różnych sposobów użytkowania (np. ogrzewanie domów)	powoduje emisję CO_2 drogi i ryzykowny w transporcie i magazynowaniu wymaga odpowiedniej infrastruktury podatny na zmiany cen koncentracja zasobów
Paliwo jądrowe	nie powoduje emisji źródła ograniczone w niewielkim stopniu	akceptacja społeczna problemy składowania odpadów kapitałochłonność – może być nieekonomiczny na niektórych rynkach
Odnawialne	niskie emisje na bazie cyklu życia zrównoważone	generalnie wysokie koszty nieciągłe zasoby rozwój zabierze trochę czasu problemy lokalizacyjne

Źródło: The role..., WCI 2003

i może być najbardziej efektywną ekonomicznie drogą zwiększenia wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych.

1.2. Węgiel a bezpieczeństwo energetyczne

Rola węgla w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego wynika m. in. z następujących przesłanek:

- bardzo duże zasoby, które będą dostępne w przewidywalnej przyszłości, praktycznie bez podatności na wpływy polityczne,
- węgiel jest dostępny z wielu źródeł na dobrze zaopatrzonych rynkach międzynarodowych,
- może być bezpiecznie składowany na składowiskach w elektrowniach, a zapasy mogą być wykorzystywane w sytuacjach zagrożenia dostaw na rynkach,
- elektrownie węglowe mogą pracować bez względu na pogodę (mogą zastępować elektrownie wiatrowe lub wodne),

– węgiel nie wymaga wysokociśnieniowych rurociągów lub specjalnych dróg transportowych,
– drogi dostarczania węgla nie muszą być specjalnie chronione czy zabezpieczane.

Tabela 1.4 prezentuje porównanie zasobów węgla, ropy i gazu na świecie, zestawionych na podstawie raportu BP 2010 „Statistical review of world energy". Dane o zasobach węgla w tym raporcie zostały oszacowane przez WEC (*World Energy Council*); liczby obrazują sumaryczne zasoby węgla kamiennego i brunatnego.

TABELA 1.4. Udokumentowane zasoby węgla, ropy i gazu ziemnego na świecie – stan na koniec 2009 r.

Opis	Węgiel			Ropa			Gaz		
	zasoby	udział	R/P	zasoby	udział	R/P	zasoby	udział	R/P
	mld ton	%	lat	mld ton	%	lat	bln m^3	%	lat
Ameryka Północna	246,1	29,8	235	10,2	5,5	15	9,16	4,9	11
Ameryka Południowa i Środkowa	15,0	1,8	181	28,5	14,9	81	8,06	4,3	53
Europa i Eurazja	272,2	33,0	236	18,5	10,3	21	63,09	33,7	65
Afryka i Środkowy Wschód	33,4	4,0	131	118,9	66,2	84	90,94	48,5	ponad 100
Azja & Pacyfik	259,3	31,4	59	5,6	3,2	14	16,24	8,7	37
RAZEM ŚWIAT	826,0	100,0	119	181,7	100,0	46	187,49	100,0	63
w tym: – kraje OECD	352,1	42,6	174	12,4	6,8	14	16,18	8,6	14
– UE	29,6	3,6	55	0,8	8,2	8	2,42	1,3	14
– b. ZSRR	226,0	27,4	474	16,7	9,2	26	58,53	31,2	84

Źródło: BP 2010

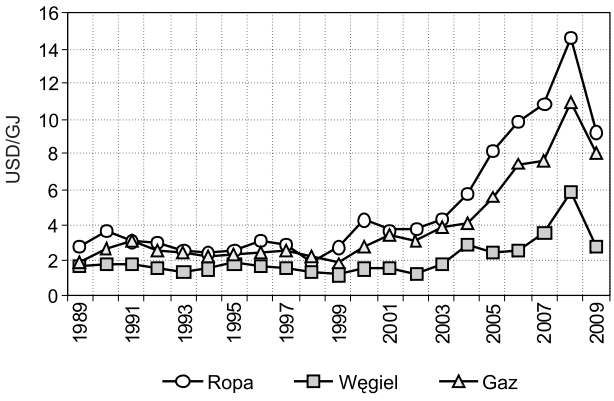
Według szacunków WEC zasoby węgla wystarczą na ponad 100 lat. Wystarczalność zasobów zwyczajowo wyraża się w latach i określa się jako iloraz zasobów udokumentowanych (na koniec roku) i produkcji w tym roku – tzw. wskaźnik R/P (*Reserves/Production*).

Regiony występowania węgla w świecie uważane są za dość dobrze rozpoznane, natomiast stopień udokumentowania zasobów nie jest zadowalający. Możliwy jest dalszy przyrost zasobów udokumentowanych (badania prowadzone w krajach azjatyckich i afrykańskich). Uważa się, że również w przyszłości nie będzie ograniczeń w dostępności do węgla. To stawia węgiel w unikalnej pozycji jako paliwa dla trwałego wzrostu gospodarki światowej.

W porównaniu z ropą i gazem zasoby węgla są bardziej równomiernie rozłożone w świecie. Przykładowo aż 77% światowych zasobów ropy znajduje się w krajach OPEC, a prawie $\frac{1}{4}$ zasobów gazu ziemnego – na terytorium Rosji. W ostatnim wierszu tabeli 1.4 podano zasoby surowców energetycznych znajdujących się w krajach dawnego Związku Radzieckiego. Jak chodzi o węgiel – w tej grupie krajów oprócz Rosji znaczącymi zasobami dysponują jeszcze Kazachstan i Ukraina.

Kraje Unii Europejskiej – na tle innych regionów świata – posiadają niewielkie zasoby surowców energetycznych, a zasoby węgla w tych krajach stanowią około 3,6% zasobów światowych.

Jako atut węgla podaje się też jego bardziej stabilne ceny. Porównanie cen węgla z cenami ropy i gazu ziemnego – w przeliczeniu na USD/GJ – przedstawia rysunek 1.1.



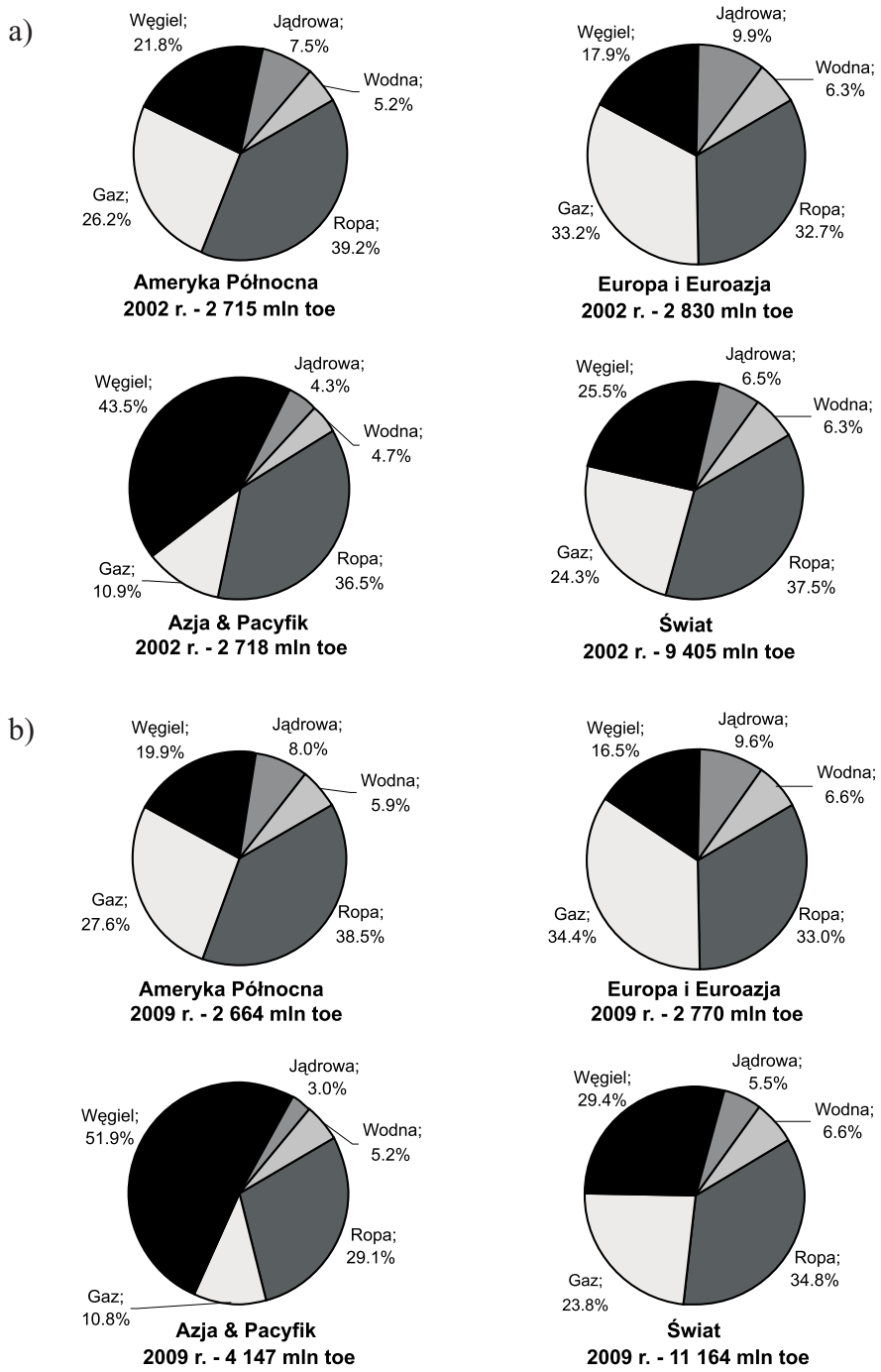
Rys. 1.1. Porównanie średnich cen węgla energetycznego, ropy naftowej i gazu ziemnego w latach 1989–2009 [USD/GJ]
Źródło: opracowanie własne na podstawie BP... 2010

W strukturze zużycia energii pierwotnej w świecie udział węgla rośnie: w 2002 roku stanowił 25,5%, a w 2009 – blisko 30%. Pomiędzy rokiem 2002 a 2009 zużycie węgla wzrosło o 880 mln toe (ton ekwiwalentu węgla), to jest aż o 36,7% i był to najwyższy wzrost ze wszystkich paliw. Tabela 1.5 pokazuje pozycję węgla w światowym zużyciu energii pierwotnej. Ilustrację podobnych danych dla wybranych regionów świata przedstawiają wykresy na rysunkach 1.2 i 1.3.

TABELA 1.5. Światowe zużycie energii pierwotnej według paliw

Nośnik energii pierwotnej	2002 r.		2009 r.		zmiana 2009–2002	
	mln toe	%	mln toe	%	mln toe	%
Węgiel	2 398	25,5	3 278	29,4	880	36,7
Ropa	3 523	37,5	3 882	34,8	359	10,2
Gaz	2 282	24,3	2 653	23,8	371	16,3
En. jądrowa	611	6,5	611	5,5	0	–
En. wodna	592	6,3	740	6,6	148	25,0
Razem	9 405	100,0	11 164	100,0	1 759	18,7

O pozycji węgla w energetyce światowej świadczą zdolności wytwórcze energetyki węglowej. Tabela 1.6 pokazuje zmiany, jakie miały miejsce pomiędzy rokiem 1990 a 2008. Zestawiono w niej dane dla wybranych krajów świata – są to kraje uprzemysłowione, posiadające wystarczające własne zasoby węgla (jak Australia, USA czy Polska), bądź będące importerami (jak Japonia czy Włochy) lub też uzupełniające niedostateczną produkcję krajową dostawami z importu (jak Niemcy, Wielka Brytania i Hiszpania). Pokazano również dane dla Francji, w której około 70% energii elektrycznej wytwarza się w elektrowniach jądrowych, lecz energetyka węglowa ma wciąż pewien (nie tak mały) udział w strukturze mocy wytwórczych.



Rys. 1.2. Porównanie struktury zużycia energii pierwotnej według paliw w wybranych regionach świata a) w 2002 r.; b) w 2009 r.
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BP 2003 i 2010

TABELA 1.6. Zdolności wytwórcze energetyki opartej na węglu w wybranych uprzemysłowionych krajach świata w latach 1990 i 2008 [GW]

Kraj	Węgiel		Ogółem		Udział węgla [%]	
	1990	2008	1990	2008	1990	2008
USA	308,0	315,3	733,6	1 011,6	42,0	31,2
Japonia	40,5	60,0	194,7	280,5	20,8	21,4
Niemcy	42,7	49,7*	97,7	139,3	43,7	35,7*
Australia	23,0	30,2	34,6	55,5	66,6	54,4
Wielka Brytania	41,2	30,0	73,2	85,6	56,2	35,0
Polska	26,0	28,4	28,0	32,7	92,9	86,8
Francja	14,2	14,4*	103,4	117,8	13,8	12,2*
Hiszpania	10,4	11,4*	43,4	93,5	24,0	12,2*
Włochy	9,0	10,3	56,6	98,6	16,0	10,5

* Dla Niemiec, Francji i Hiszpanii ostatnie dostępne w tym źródle dane odnoszą się do 2001 r.
Źródło: Coal Information 2003, 2010

W okresie ujętym w tabeli we wszystkich krajach (za wyjątkiem Japonii) nastąpił spadek udziału energetyki opartej na węglu w relacji do całkowitych zdolności wytwórczych energetyki tych krajów. Natomiast zmniejszenie nominalnych zdolności wytwórczych na węglu nastąpiło (spośród wymienionych krajów) tylko w Wielkiej Brytanii.

Chociaż największe wzrosty zużycia węgla (zarówno w ostatnich latach, jak i w prognozach) przypadają na kraje rozwijające się, to w krajach OECD również nie można mówić o odchodzeniu od węgla w energetyce – za wyjątkiem krajów Unii Europejskiej. Stosowne dane na temat wykorzystania paliw stałych do produkcji energii elektrycznej i ciepła, porównujące lata 1973–1990–2008, zestawiono w tabeli 1.7.

TABELA 1.7. Wykorzystanie paliw stałych do produkcji energii elektrycznej i ciepła w wybranych krajach OECD [mln tpu]

Kraj	Rok			Zmiana	
	1973	1990	2008	2008–1973	2008–1990
OECD ogółem	641,9	1 063,1	1 291,8	649,9	228,7
USA	309,9	559,1	707,3	397,4	148,2
Niemcy	104,1	120,0	95,9	–8,2	–24,1
Japonia	17,1	36,1	86,4	69,3	50,3
Australia	19,7	41,1	71,9	52,2	30,8
Polska	55,9	74,9	54,9	–1,0	–20,0
Wielka Brytania	65,0	69,0	42,2	–22,8	–26,8
Włochy	1,9	11,3	16,6	14,7	5,3
Francja	14,8	12,1	8,7	–6,1	–3,4

Uwaga: zestawienie obejmuje węgiel kamienny i brunatny, torf, koks, brykiety i inne paliwa węglopochodne
Źródło danych: Coal Information 2003 (lata 1973 i 1990), 2010 (rok 2008)

Sumarycznie w krajach OECD wykorzystanie paliw stałych wzrosło: pomiędzy rokiem 1973 a 1990 – o 65%, a od 1990 do 2008 roku – o ponad 20%.

1.3. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w świecie

Paliwa stałe wciąż zajmują czołowe miejsce wśród surowców do wytwarzania energii elektrycznej. Według danych IEA w roku 2008 produkcja energii elektrycznej w świecie wyniosła 20 181 TW·h, z czego udział węgla stanowił 41%. Tabela 1.8 przedstawia zmiany w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w świecie według paliw w latach 1973, 1999 i 2008.

TABELA 1.8. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w świecie według nośników energii pierwotnej

Nośnik energii	1973	1999	2008
Węgiel/torf	38,3%	38,1%	41,0%
Gaz	12,1%	17,1%	21,1%
Ropa	24,7%	8,5%	5,5%
Energia jądrowa	3,3%	17,2%	13,5%
Energia wodna	21,0%	17,5%	15,9%
Inne *	0,6%	1,6%	2,8%
Całkowita produkcja energii elektrycznej [TW·h]	6 116	14 764	20 181

Źródło danych: Key World... 2000, 2010

* Energia geotermalna, słoneczna, wiatrowa, palne odnawialne & odpady (biomasa i odpady zwierzęce, odpady komunalne oraz odpady przemysłowe, wykorzystywane do produkcji ciepła lub energii elektrycznej).

Szacowanie udziału takich paliw odnawialnych, jak drewno, torf, biomasa czy odpady zwierzęce – chociaż ich znaczenie w niektórych krajach jest istotne – traktowane jest jako mało wiarygodne, toteż w większości statystyk podaje się przede wszystkim udziały nośników energii (paliw) tzw. komercyjnych czyli: ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla, energii jądrowej i wodnej.

W tabeli 1.9 zestawiono kraje największych producentów energii elektrycznej z węgla, ropy i gazu, porównując ich produkcję w latach 1999 i 2008. Kraje uszeregowano według danych za rok 2008. Brak danych dla niektórych krajów za rok 1999 oznacza, iż nie mieściły się one wówczas w pierwszej dziesiątce światowych producentów.

Ropa naftowa zdecydowanie traci na znaczeniu jako paliwo przetwarzane na energię elektryczną. W świecie bowiem już dawno stwierdzono, iż ropa jest zbyt cennym źródłem paliw transportowych oraz surowcem chemicznym, aby marnotrawić ją w prostym procesie spalania. Jedyne wzrosty w produkcji energii z tego surowca odnotowały tylko kraje OPEC (Arabia Saudyjska i Irak). Wśród największych wytwórców energii z ropy tylko Japonia nie należy do grona jej producentów.

Najbardziej dynamicznie rozwija się w świecie produkcja energii elektrycznej w elektrowniach spalających gaz: wytwarzanie w ciągu dekady wzrosło aż o 90%, a wzrost nastąpił we wszystkich pokazanych krajach.

TABELA 1.9. Kraje o największej produkcji energii elektrycznej z węgla, ropy i gazu – porównanie danych za 1999 i 2008 r.

Węgiel	1999	2008	Zmiana 2008/1999	Ropa	1999	2008	Zmiana 2008/1999	Gaz	1999	2008	Zmiana 2008/1999
Kraj	TW·h	TW·h	%	Kraj	TW·h	TW·h	%	Kraj	TW·h	TW·h	%
Chiny	964	2 733	184	Japonia	176	139	–21	USA	613	911	49
USA	2 024	2 133	5	Arabia Saud.	77	116	51	Federacja Rosyjska	359	495	38
Indie	397	569	43	USA	121	58	–52	Japonia	234	283	21
Niemcy	286	291	2	Meksyk	91	49	–46	W. Brytania	141	177	26
Japonia	224	288	29	Indonezja	–	43	–	Włochy	87	173	99
RPA	187	241	29	Kuwejt	–	36	–	Iran	86	173	101
Australia	158	198	25	Iran	–	36	–	Meksyk	–	131	–
Federacja Rosyjska	161	197	22	Irak	29	36	24	Hiszpania	–	122	–
Korea Płd.	–	192	–	Indie	–	34	–	Tajlandia	53	102	92
Polska	135	143	6	Pakistan	–	32	–	Turcja	–	99	–
Inni	1 091	1 278	17	Inni	755	532	–30	Inni	958	1 635	71
Świat	5 627	8 262	47	Świat	1 249	1 111	–11	Świat	2 531	4 301	70

Źródło: opracowanie własne na podstawie Key World... 2000 i 2010

Produkcja energii z węgla na świecie wzrosła w tym czasie o 47%. Największy wzrost odnotowały Chiny (o 184%), a ich produkcja stanowi już 1/3 energii wytwarzanej z węgla na świecie. Kraje uprzemysłowione zwiększyły wytwarzanie z węgla w stopniu niewielkim (USA o 5%, Niemcy o 2% i Polska o 6%). Jedynie w Japonii wzrost sięgnął blisko 30%.

Jeśli natomiast chodzi o budowę nowych mocy wytwórczych na węglu, to w krajach OECD takich inwestycji jest zdecydowanie mniej niż w krajach rozwijających się. W 2008 roku (WEC 2010 Survey...) w krajach OECD w budowie znajdowały się elektrownie o mocy 41 GW (z tego 19 GW w USA, 17 GW w Europie i 5 GW w innych krajach). W krajach rozwijających się natomiast było to aż 175 GW: 112 w Chinach, 51 w Indiach i 12 GW w innych krajach.

W tabeli 1.10 zestawiono kraje o największym udziale węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej. Polska należy tu do czołówki światowej. Wszystkie ujęte w tabeli kraje są producentami węgla (kamiennego i/lub brunatnego).

TABELA 1.10. Kraje o największym udziale węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej

Kraj	Produkcja energii z węgla		Kraj	Produkcja energii z węgla	
	%	TW·h/rok		%	TW·h/rok
Polska	93	148	Czechy	59	50
RPA	93	236	Grecja	58	32
Australia	80	199	USA	50	2 128
Chiny	78	2 301	Niemcy	47	302
Indie	69	508	UE 27	28,4	940

Źródło: opracowanie własne na podstawie WCI, Key world... 2008

2. Klasyfikacje węgli

Potrzeba klasyfikacji węgli kamiennych wynika zarówno z dążenia do usystematyzowania ich właściwości (fizycznych, chemicznych, petrograficznych, geologicznych), jak i oceny przydatności węgli do różnych procesów technologicznych.

Problem klasyfikacji węgli jest zagadnieniem trudnym ze względu na bardzo złożoną budowę tego minerału. Najlepszym tego dowodem jest fakt, iż do dziś nie ma jednej ogólnej, powszechnie akceptowanej w świecie klasyfikacji, a w większości krajów na rynkach wewnętrznych stosowane są wypracowane przez lata własne sposoby klasyfikacji.

Rozgraniczenie pomiędzy poszczególnymi rodzajami węgla różni się w systemach klasyfikacji poszczególnych krajów. Klasyfikacje bazują zazwyczaj na kilku wybranych parametrach jakościowych czy cechach węgla, takich jak: kaloryczność (ang. *calorific value*), zawartość substancji lotnych (ang. *volatile matter content*), zawartość tzw. węgla stałego (ang. *fixed carbon content*), zdolność do spiekania i koksowania (ang. *caking and coking properties*) lub też na kombinacjach dwóch lub więcej wymienionych kryteriów.

2.1. Podstawowe parametry jakościowe stosowane w klasyfikacji węgli

Paliwo węglowe składa się z substancji palnej i balastu. Substancję palną stanowią węglowodory i związki organiczne, w skład których wchodzą pierwiastki: C, H, O, S i N (nieznaczny udział w substancji palnej mają również niektóre siarczki organiczne).

Balast – to wilgoć i pozostałe składniki niepalne, których miarą jest zawartość popiołu, czyli pozostałości po całkowitym spaleniu substancji organicznej i utlenieniu składników mineralnych, obecnych w węglu.

W tabeli 2.1 zestawiono nazwy i oznaczenia podstawowych parametrów jakościowych i wskaźników stosowanych w klasyfikacji węgli.

Ze względu na obecność substancji balastowych, zawartość poszczególnych składników oraz poziom parametrów jakościowych odnosi się do różnych stanów paliwa (Górska i in. 1986; Skorupska 1993; Lorenz 1999).

„Stan roboczy" to stan paliwa z taką zawartością wilgoci i popiołu, jaką ma paliwo wydobyte, załadowane lub użytkowane – np. dostarczone do paleniska. Stan ten oznacza się indeksem górnym „r" przy symbolu danego parametru; w literaturze anglojęzycznej – 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. Stan ten oznacza się indeksem górnym „a" przy symbolu danego parametru; w lite-

TABELA 2.1. Symbole podstawowych parametrów jakościowych i wskaźników stosowanych w klasyfikacji węgli

Nazwa	Symbol	Jednostka	Nazwa angielska
Zawartość części lotnych	V	%	*volatile matter content*
Zdolność spiekania wg Rogi	RI	l. bezwym.	*Roga Index*
Dylatacja	b	%	*dilatation*
Wskaźnik wolnego wydymania	SI	l. bezwym.	*free swelling index*, FSI
Ciepło spalania	Q	kJ/kg	*gross calorific value*, GCV
Wartość opałowa	Q_i	kJ/kg	*net calorific value*, NCV
Zawartość popiołu	A	%	*ash content*
Zawartość siarki całkowitej	S_t	%	*total sulphur content*
Zawartość wilgoci całkowitej	W_t	%	*total moisture content*

raturze anglojęzycznej odpowiednikiem tego stanu jest *air–dried* – oznaczenie AD – tzw. stan powietrzno-suchy.

W handlu międzynarodowym ceny węgla powiązane są z jego wartością opałową (NCV) lub ciepłem spalania (GCV). Stosuje się następujące przeliczniki, uwzględniające stan paliwa:

$$GAR/1{,}04 = NAR \qquad GAD/1{,}09 = NAR \qquad GAR/1{,}05 = GAD$$

Stan suchy oznacza paliwo pozbawione wilgoci całkowitej. Oznaczenie – indeks górny „d" (*dry*).

Stan wilgotny i bezpopiołowy – jest to umowny stan paliwa nie zawierającego popiołu, a zawierającego tzw. wilgoć przemijającą (powierzchniową; W_{ex}). Stan ten oznacza się indeksem górnym „af" (*ash free*) przy symbolu danego parametru; w literaturze anglojęzycznej często spotyka się oznaczenie „maf" – *moist ash free*.

Stan suchy i bezpopiołowy oznacza umowny stan paliwa nie zawierającego wilgoci całkowitej i popiołu. Stan ten oznacza się indeksem górnym „daf" (*dry ash free*) przy symbolu danego parametru.

„Masa palna" oznacza umowne paliwo pozbawione wilgoci i popiołu.

Podane w tabeli 2.1 jednostki dla ciepła spalania i wartości opałowej są najczęściej używane w krajach stosujących system SI (w tym w Polsce). W krajach anglosaskich używa się jednostki [Btu/lb] (*British thermal unit/pound*). W wielu krajach oraz w handlu międzynarodowym tradycyjnie stosuje się również jednostkę techniczną [kcal/kg]. Zależności pomiędzy nimi ujmuje poniższe zestawienie:

$$1\ kJ/kg = 0{,}2389\ kcal/kg = 0{,}4299\ Btu/lb$$

$$1\ kcal/kg = 4{,}1868\ kJ/kg = 1{,}80\ Btu/lb$$

$$1\ Btu/lb = 2{,}3256\ kJ/kg = 0{,}5556\ kcal/kg$$

2.2. Podział zasobów węgla według stopnia uwęglenia

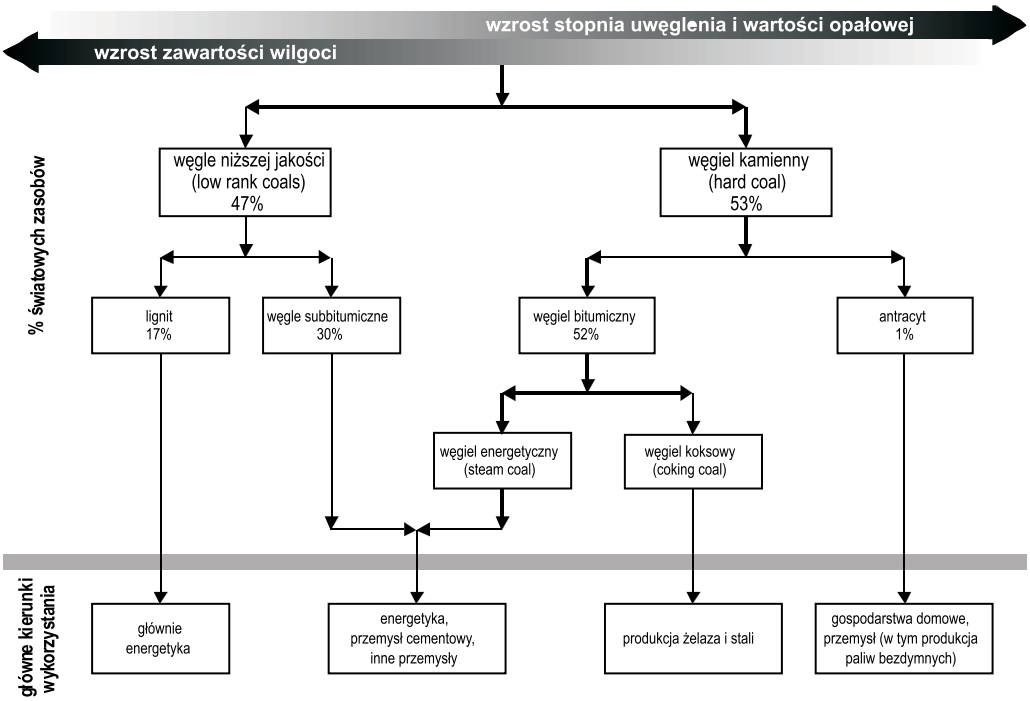
Termin „węgiel" – w popularnym jego rozumieniu – obejmuje całą gamę stałych paliw organicznych.

Terminologia odnosząca się do poszczególnych rodzajów węgli, stosowana w Polsce, różni się nieco od tej stosowanej w literaturze światowej. W tej drugiej generalnie wyróżnia się cztery rodzaje (kategorie) węgla:

- antracyt (ang. *anthracite*),
- węgiel bitumiczny (ang. *bituminous coal*),
- węgiel sub-bitumiczny (ang. *sub-bituminous coal*),
- lignit lub węgiel brunatny (ang. *lignite/brown coal*).

Takie uszeregowanie wynika ze stopnia metamorfizmu materii organicznej, z której powstał węgiel. Jego miarą jest tzw. stopień uwęglenia (karbonizacji): najwyższy dla antracytu, najniższy dla lignitu. Węgle o wysokiej zawartości pierwiastka C mają wysoką wartość energetyczną oraz niskie zawartości wodoru i tlenu. Często określane są jako *high-rank coals*. Z kolei węgle o niższej zawartości pierwiastka C, a w konsekwencji o niższej wartości energetycznej (tzw. *low-rank coals*) zawierają więcej wodoru i tlenu.

Rysunek 2.1 poglądowo przedstawia podział zasobów węgla według stopnia uwęglenia, wskazując równocześnie główne kierunki wykorzystania



Rys. 2.1. Podział zasobów węgla i kierunki wykorzystania – według stopnia uwęglenia
Źródło: WCI (www.worldcoal.org/coal/what-is-coal/)

W rozdziale 1 (tab. 1.4) podano, że światowe zasoby węgla szacowane są obecnie na około 826 mld ton. W tej liczbie ujęte są sumarycznie zasoby węgla bitumicznego i antracytu (około 411,3 mld ton) oraz węgla sub-bitumicznego i lignitu (ok. 414,7 mld ton) (BP 2010). Świadczy to, iż w aktualnej ocenie proporcje zasobów przesunęły się w stronę węgli i niższej jakości.

Zasoby węgla szacowane przez różne ośrodki światowe różnią się między sobą i zmieniają się w czasie. Często różnice wynikają z różnego – w praktyce poszczególnych krajów i instytucji – definiowania kategorii zasobów oraz klasyfikacji węgla (ze względu na stopień karbonizacji).

Wielkość zasobów określanych jako możliwe do wydobycia ze względów technicznych i ekonomicznych jest wielkością zmienną w czasie, zależną od postępu w technologiach górniczych, odkryć nowych złóż oraz rynkowych cen węgla. Jeśli ceny węgla rosną – poprawia się ekonomika jego wydobycia. Odwrotnie – jeśli ceny węgla są niskie, zasoby mogą maleć.

2.3. Międzynarodowa klasyfikacja węgla UN-ECE

W Międzynarodowej Klasyfikacji Węgla opracowanej przez Europejską Komisję Gospodarczą Narodów Zjednoczonych (UN-ECE) wyróżnia się dwie podstawowe szeroko rozumiane kategorie węgla: węgiel kamienny (ang. *hard coal*) oraz węgiel brunatny (ang. *brown coal*). Podstawą podziału jest ciepło spalania oraz parametry dodatkowe (współczynnik odbicia światła witrynitu i zawartość substancji lotnych).

Dla węgli o średnim i wysokim stopniu uwęglenia uzgodniono międzynarodowy system kodyfikacji, który w roku 1988 zastąpił wcześniejszą międzynarodową klasyfikację węgla z 1956 roku. System ten obejmuje osiem parametrów oceny jakości węgla: średnia zdolność odbicia światła witrynitu (R_o, %), charakterystyka reflektogramu, zawartość grup macerałów (*I, L*,%), wskaźnik wolnego wydymania (*SI*), zawartość części lotnych w stanie suchym i bezpopiołowym (V^{da}f, %), zawartość popiołu w stanie suchym (A^d, %), zawartość siarki całkowitej w stanie suchym (S_t^d, %), ciepło spalania w stanie suchym i bezpopiołowym (Q_s^{daf}, MJ/kg).

Węgiel jest organiczną skałą osadową o niejednorodnym charakterze. Analiza petrograficzna węgla polega na ocenie ilościowego udziału utworów makroskopowych (litotypy) i mikroskopowych (mikrolitotypy i macerały), z których zbudowany jest węgiel. Najbardziej elementarnymi spośród nich są macerały, będące pozostałościami fragmentów roślin, z których powstał węgiel i różnią się między sobą pod względem chemicznym, fizykochemicznym i mechanicznym.

Według Międzynarodowej Klasyfikacji Macerałów Węgla Kamiennego wyróżnia się czternaście macerałów, które dla uproszczenia analizy petrograficznej zostały połączone w trzy grupy: witrynitu, egzynitu i inertynitu. W węglach kamiennych dominują macerały grupy witrynitu (ponad 50%). W badaniach określa się tzw. wskaźnik zdolności odbicia światła witrynitu R_o (nazywany też wskaźnikiem refleksyjności). Odchylenie standardowe SR, będące miarą rozproszenia wyników pomiarów wokół wartości średniej R_o, daje cenną informację, czy badany węgiel pochodzi z jednego pokładu lub kopalni, czy też ma się do czynienia z mieszanką węgli z kilku kopalń, sprzedawaną pod ustaloną nazwą handlową. W analizie można przyjąć, że jeżeli odchylenie standardowe nie przekracza 0,15% ma się do czynienia z węglem jed-

norodnym, wydobywanym z jednej kopalni z nielicznych pokładów, natomiast wartość odchylenia standardowego powyżej 0,25% jest charakterystyczna dla mieszanek węgli z kilku kopalń (Ozga-Blaschke 2003).

W omawianej klasyfikacji przyjęto zasadę, że cyfry kodów określają najmniejszą wartość danego parametru w przedziałach, na które podzielono zakresy wartości parametrów kodyfikacyjnych. W efekcie każdy węgiel jest scharakteryzowany 14-cyfrowym numerem kodowym.

W tabeli 2.2 przedstawiono interpretację przykładowego oznaczenia kodowego węgla według reguł klasyfikacji ECE.

TABELA 2.2. Interpretacja przykładowego oznaczenia kodowego węgla: **06 0 0 1 1 40 08 03 33**

Kod Ozn.	Opis	Wartość	Interpretacja wartości kodu
Kod 1,2 R_o [%]	Śr. zdolność odbicia światła witrynit	06	Wartość tego współczynnika na poziomie 0,6% świadczy o tym, że jest to węgiel energetyczny – dla węgli nadających się do koksowania wymagana wartość R0 nie może być mniejsza niż 0,8%.
Kod 3 s	Odchylenie standardowe „s", będące miarą rozproszenia wyników pomiarów wartości średniej R_0	0	Podaje informację, czy badany węgiel pochodzi z jednego pokładu lub kopalni, czy też jest mieszanką różnych węgli. Wartość kodu = 0 odpowiada wielkości odchylenia standardowego ≤0,1 – czyli, że ma się do czynienia z węglem jednorodnym.
65 Kod 4 I [% obj.]	Zawartość inertynitu	0	Zawartość inetrynitu poniżej 10%
Kod 5 L [% obj.]	Zawartość liptynitu (egzynitu)	1	Zawartość liptynitu w przedziale 0–5%
Kod 6 SI	Wskaźnik wolnego wydymania	1	Wskaźnik SI w przedziale 1–1½ – świadczy o słabej spiekalności tego węgla, czyli potwierdza jego przydatność do celów energetycznych, a wyklucza – do celów koksowania. Dobre węgle koksowe mają wskaźnik SI w zakresie 8–9, minimum 6.
Kod 7,8 V^{daf} [% mas.]	Zawartość części lotnych	40	Zawartość części lotnych w zakresie 40–42%, a więc bardzo duża, co po raz kolejny świadczy o tym, że jest to węgiel do celów energetycznych.
Kod 9,10 A^d [% mas.]	Zawartość popiołu	08	Zawartość popiołu w przedziale 8–10%, a więc bardzo dobra, jak dla węgla energetycznego. Taki poziom tego parametru byłby również odpowiedni dla węgla do koksowania, gdyby tego kierunku wykorzystania nie wykluczały opisane wyżej parametry.
Kod 11,12 S_t^d [% mas.]	Zawartość siarki całkowitej	03	Zawartość siarki w przedziale 0,3–0,4%, a więc bardzo niska. Na węgle niskosiarkowe jest bardzo duży popyt.
Kod 13,14 Q_s^{daf} [MJ/kg]	Ciepło spalania	33	Ciepło spalania w przedziale 33–34 MJ/kg, czyli bardzo wysokie. Odpowiada mu w przybliżeniu wartość opałowa w stanie roboczym na poziomie 28 MJ/kg, co plasuje ten węgiel na bardzo wysokiej pozycji w rankingu węgli energetycznych.

Źródło: opracowanie własne

2.4. Polska klasyfikacja węgli kamiennych

W Polsce – zarówno w statystykach przemysłu węglowego, jak i w ofertach handlowych poszczególnych producentów węgla – stosowane są specyficzne nazwy, oznaczenia i symbole, wynikające z tradycji oraz zapisów Polskich Norm. Normy te regulują zasady klasyfikacji oraz sposoby oznaczeń dla typów, sortymentów i klas węgla.

Podstawowe znaczenie ma klasyfikacja według typów, gdyż w pewnym sensie określa przyrodnicze właściwości węgla. Pozostałe klasyfikacje (według sortymentów i klas) zostaną omówione w rozdziale 4.

Klasyfikacja węgla kamiennego według typów (wg PN-82/G-97002: Węgiel kamienny. Typy)

Podstawą stosowanej w Polsce klasyfikacji węgla kamiennego na typy są naturalne cechy węgla, charakteryzujące jego przydatność technologiczną, określaną według następujących wskaźników:

- zawartość części lotnych w węglu w przeliczeniu na stan suchy i bezpopiołowy, oznaczana symbolem V^{daf} i wyrażana w %,
- zdolność spiekania metodą Rogi (symbol RI, liczba bezwymiarowa),
- ciepło spalania węgla w przeliczeniu na stan suchy i bezpopiołowy (symbol Q^{daf}, w kJ/kg),
- dylatacja (symbol b, w %),
- wskaźnik wolnego wydymania (symbol SI, liczba bezwymiarowa).

Spośród wymienionych – dwa pierwsze są istotne dla wszystkich typów węgla, ciepło spalania – tylko dla węgli do celów energetycznych, a pozostałe dwa są ważnymi wskaźnikami klasyfikacji dla węgli koksowych. Wyróżnikiem typu jest liczba dwucyfrowa, w której pierwsza cyfra określa rodzaj paliwa, a druga – wskazuje na stopień uwęglenia. Podaje się również wyróżnik uzupełniający, zapisywany jako cyfra oddzielona kropką od wyróżnika podstawowego, który charakteryzuje inne wyróżnione parametry, uściślające klasyfikację. Typy węgla, opisane symbolem liczbowym, posiadają również nazwy (np. węgiel gazowo-płomienny – 32.1 lub 32.2).

W tabeli 2.3 podano wykaz oznaczeń węgli według typów – dla węgli przeznaczonych do celów energetycznych. W dolnej, wyróżnionej szarością, części tabeli podano w celach porównawczych takie same parametry klasyfikacyjne dla dwóch typów węgla do koksowania, produkowanych obecnie w Polsce. Jak łatwo zauważyć, dla węgli energetycznych (typy 31–33) oraz węgla gazowo-koksowego (typ 34) normalizowana jest dolna granica zawartości części lotnych, a dla węgli typu 35 ten parametr musi się zawierać w określonym zakresie. Parametrem różnicującym „klasyczne" typy węgla energetycznego (31–33) i węgle typu 34 jest spiekalność.

W najbardziej uproszczony sposób mówiąc – spiekalność węgla typu 34 jest zbyt wysoka jak dla bezpośredniego wykorzystania w energetyce (sprzyja żużlowaniu i tworzeniu osadów w kotłach), natomiast duża zawartość części lotnych oraz słabsze pozostałe właściwości koksotwórcze (dylatacja, SI) powodują, że węgle te nie nadają się samodzielnie do produkcji koksu metalurgicznego o wysokich parametrach jakościowych.

TABELA 2.3. Klasyfikacja węgla kamiennego według typów – typy węgla kamiennego do celów energetycznych oraz (porównawczo) – dwa typy węgla do koksowania

Typ węgla		Parametry klasyfikacyjne		
		zawartość części lotnych V^{daf} wg PN–81/G–04516	zdolność spiekania RI wg PN–81/G–04517	ciepło spalania Q^{daf} wg PN–81/G–04513
Nazwa	Wyróżnik	%		kJ/kg
Węgiel płomienny	31.1	powyżej 28	poniżej lub równe 5	poniżej lub równe 31 000
	31.2			powyżej 31 000
Węgiel gazowo-płomienny	32.1	powyżej 28	powyżej 5 do 20	nie normalizuje się
	32.2		powyżej 20 do 40	
Węgiel gazowy	33	powyżej 28	powyżej 40 do 55	
Węgiel gazowo-koksowy	*34.1*	*powyżej 28*	*powyżej 55*	*nie normalizuje się ciepła spalania; klasyfikacja szczegółowa wg dylatacji b (PN-81/G-04517) oraz wsk. SI (PN-81/G-04515)*
	34.2			
Węgiel ortokoksowy	*35.1*	*powyżej 26 do 31*	*powyżej 45*	
	*35.2A *)*	*powyżej 20 do 26*		
	*35.2B *)*			

Źródło: opracowanie własne na podstawie normy PN–82/G–97002: Węgiel kamienny. Typy

Pozostałe typy węgla według PN–82/G–97002 to węgle do koksowania i pozostałe; odnoszą się do nich następujące nazwy i wyróżniki: węgiel metakoksowy (typ 36), semikoksowy (typ 37.1 i 37.2), węgiel chudy (typ 38), węgiel antracytowy (typ 41), antracyt (typ 42) i metaantracyt (typ 43).

Klasyfikacja zasobów złóż węgla w Polsce

W klasyfikacji zasobów złóż kopalin, stosowanej w Polsce, stosuje się podział zasobów ze względu na możliwość ich zagospodarowania (tzw. zasoby bilansowe, dzielące się na zasoby przemysłowe i nieprzemysłowe oraz zasoby pozabilansowe) oraz ze względu na dokładność poznania zasobów (tzw. kategorie udokumentowania lub rozpoznania, oznaczane literami: A, B, C1, C2 oraz D). Stosowne definicje zawarte są w rozporządzeniu Ministra Środowiska w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać dokumentacje geologiczne złóż kopalin (Rozporządzenie...). Najlepiej rozpoznane i udokumentowane są złoża zaliczone do kategorii A i B, natomiast zasoby w kategorii D traktowane są umownie jako tzw. perspektywiczne.

Kategorie rozpoznania określają m.in. dopuszczalny błąd względny oszacowania średnich parametrów złoża i jego zasobów. Aby ocenić, czy nagromadzenie jakiejś kopaliny może być uznane za złoże, stosuje się zestaw parametrów geologicznych, górniczych, technicznych i ekonomicznych, określanych jako tzw. kryteria bilansowości. Kryteria bilansowości są to graniczne wartości parametrów złoża, przy których jego eksploatacja jest technicznie możliwa i złoże może być przedmiotem zainteresowania przemysłu. Ogólne warunki ustalane są na podstawie analogii i doświadczeń górnictwa światowego. Do podstawowych parametrów

(kryteriów bilansowości) istotnych dla węgla kamiennego zalicza się m.in.: głębokość położenia złoża, miąższość pokładu, grubość przerostów, zawartość popiołu (w węglu wzbogaconym), wartość opałową, a nawet zawartość siarki (od 1994 r.) (Sobczyk 2000; Mokrzycki (red.) 2005). Uproszczony schemat klasyfikacji zasobów złóż w Polsce wraz z definicjami przedstawia tabela 2.4.

TABELA 2.4. Uproszczony schemat klasyfikacji zasobów złóż stosowany w Polsce

<table>
<tr><td colspan="4">ZASOBY GEOLOGICZNE ZŁOŻA
całkowita ilość kopaliny (lub kopalin) znajdująca się w granicach złoża
(ocena na podstawie kryteriów bilansowości)</td></tr>
<tr><td colspan="3">Zasoby bilansowe</td><td>Zasoby pozabilansowe</td></tr>
<tr><td colspan="3">zasoby złoża (lub jego części), którego cechy naturalne określone przez kryteria bilansowości oraz warunki występowania umożliwiają podejmowanie jego eksploatacji</td><td rowspan="4">zasoby złoża (lub jego części), którego cechy naturalne lub warunki występowania powodują, iż jego eksploatacja nie jest możliwa obecnie, ale przewiduje się, że będzie możliwa w przyszłości w wyniku postępu technicznego, zmian gospodarczych itp.</td></tr>
<tr><td colspan="2">Zasoby przemysłowe</td><td>Zasoby nieprzemysłowe</td></tr>
<tr><td colspan="2">część zasobów bilansowych, która może być przedmiotem ekonomicznie uzasadnionej eksploatacji w warunkach określonych przez projekt zagospodarowania złoża, optymalny z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego przy spełnieniu wymagań ochrony środowiska</td><td rowspan="2">część zasobów bilansowych, których eksploatacja nie jest możliwa, w warunkach określonych przez projekt zagospodarowania złoża, z przyczyn technicznych, ekonomicznych lub wymagań ochrony środowiska</td></tr>
<tr><td>Zasoby operatywne</td><td>Straty</td></tr>
</table>

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Sobczyk 2000; Przeniosło 2004)

Ponieważ w procesie pozyskania węgla (lub innych kopalin) występują pewne straty zasobów, dla celów projektowania wielkości produkcji zakładu górniczego i oceny jego żywotności wyróżnia się tzw. zasoby operatywne, które są częścią zasobów przemysłowych, pomniejszoną o całkowite straty zasobów przemysłowych w procesie wybierania złoża i wzbogacania kopaliny.

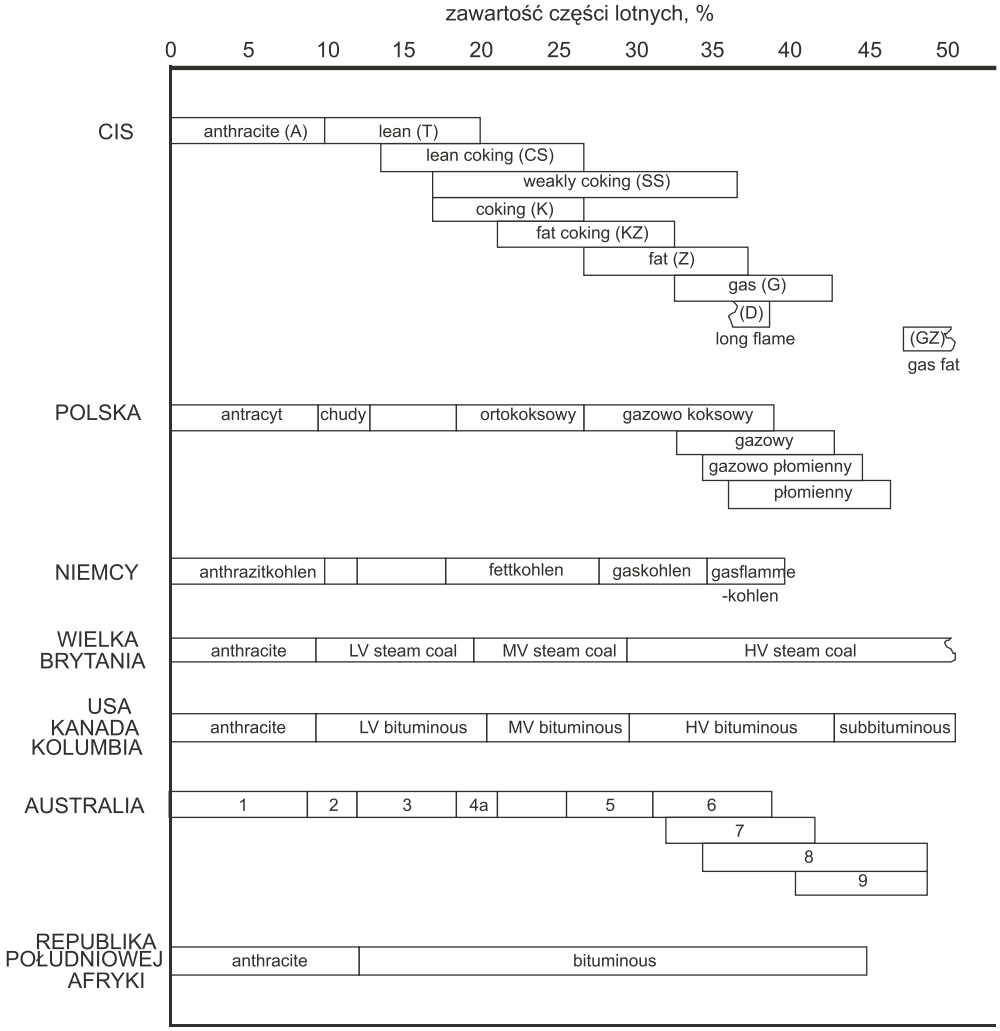
Prawie 74% udokumentowanych zasobów bilansowych w kraju stanowią węgle energetyczne, około 26% węgle koksowe, natomiast inne typy to zaledwie ułamek procenta wszystkich zasobów węgla.

2.5. Rozróżnienie typów węgla w statystykach i klasyfikacjach międzynarodowych

W statystykach międzynarodowych (np. podawanych przez Międzynarodową Agencję Energii (IEA – *International Energy Agency*), węgiel koksowy (ang. *coking coal*) jest definiowany jako węgiel kamienny o takiej jakości, która umożliwia produkcję koksu odpowiedniego dla wielkich pieców, natomiast pozostały węgiel kamienny, który nie jest węglem koksowym, jest traktowany jako węgiel energetyczny (ang. *steam coal, steaming coal* albo *thermal coal,* niekiedy *power coal*).

W niektórych krajach (Australia, Belgia, Finlandia, Francja, Islandia, Japonia, Korea, Meksyk, Nowa Zelandia, Portugalia i USA) do węgla energetycznego zalicza się także węgiel sub-bitumiczny. We wszystkich pozostałych krajach węgiel energetyczny w statystykach stanowi sumę antracytu i „pozostałych węgli bitumicznych" (*other bituminous coal*).

Na rysunku 2.2 pokazano porównanie klasyfikacji węgli kamiennych, bazujących na zawartości części lotnych, stosowanych w różnych krajach.



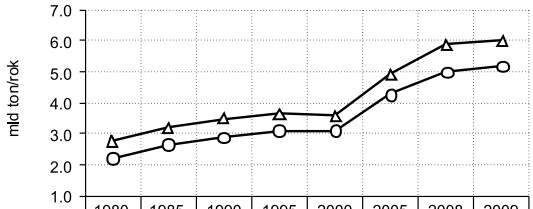
Rys. 2.2. Porównanie systemów klasyfikacji jakościowej węgla oparta na zawartości części lotnych w wybranych krajach
Źródło: Walker 2000

3. Węgiel kamienny energetyczny na świecie

3.1. Produkcja, eksport

W okresie powojennym światowa produkcja węgla kamiennego zwiększyła się już prawie pięciokrotnie: z około 1,2 mld ton w 1946 roku do niemal 6 mld ton w 2009 roku (Coal Information 2010). Blisko 87% stanowi obecnie produkcja węgla energetycznego (ok. 5,2 mld ton), podczas gdy 30 lat temu było to 80%.

Rozwój produkcji węgla energetycznego w świecie na tle produkcji węgla kamiennego razem przedstawia rysunek 3.1. Rysunek 3.2 natomiast porównuje dane o wielkości produkcji i eksportu dla 10 największych na świecie producentów i eksporterów węgla energetycznego w latach 2000 i 2009. Pomiędzy rokiem 1980 i 1990 produkcja węgla kamiennego na świecie wzrosła o blisko jedną czwartą. W następnym dziesięcioleciu wzrost był minimalny (rzędu 3%), natomiast ostatnia dekada przyniosła wzrost produkcji aż o dwie trzecie.



	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2008	2009
kamienny razem	2.80	3.20	3.49	3.65	3.60	4.92	5.85	5.99
energetyczny	2.24	2.66	2.89	3.10	3.12	4.27	4.99	5.20

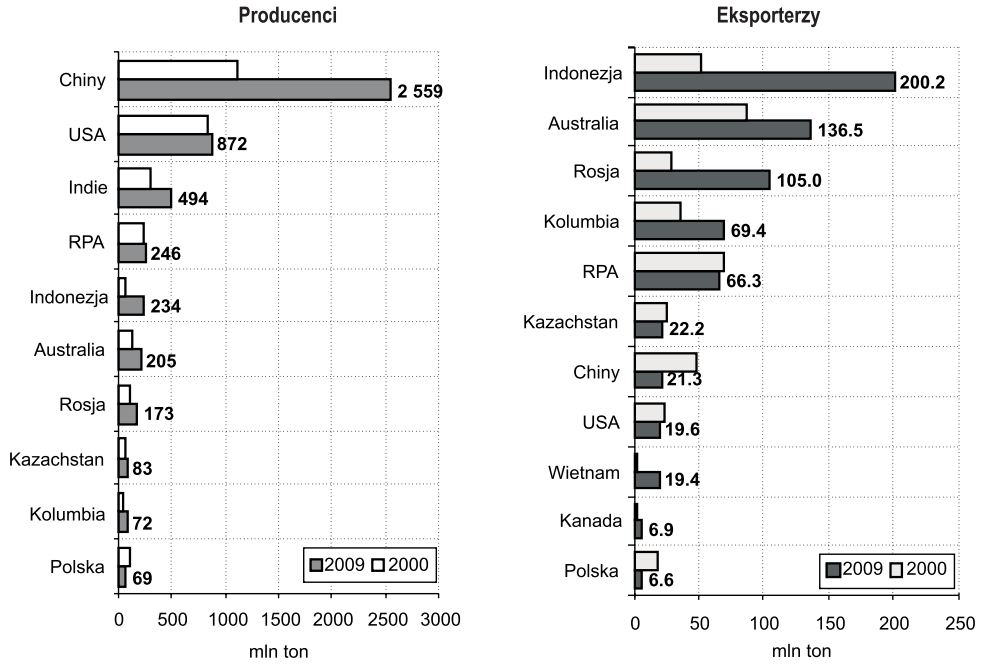
Rys. 3.1. Światowa produkcja węgla kamiennego (w tym – energetycznego) w latach 1980–2009
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Coal Information 2003 i 2010

Największymi producentami węgla energetycznego na świecie są dziś (w kolejności): Chiny, USA, Indie, RPA, Indonezja, Australia i Rosja. Pierwsza trójka producentów – z niepodważalną dominacją Chin – wydobywa trzy czwarte światowej produkcji węgla energetycznego, a produkcja dziesięciu wymienionych krajów stanowi ponad 96%. Na ich terytorium znajduje się ponad 90% światowych zasobów węgla (łącznie kamiennego i brunatnego) (Lorenz, Grudziński 2009).

Za wyjątkiem Indii – czołowi producenci są również największymi eksporterami węgla energetycznego. Kolumbia, Indonezja i Australia prowadzą wydobycie głównie z nastawieniem na eksport (udział eksportu w produkcji wynosił tam w ostatnich latach odpowiednio: 95%, 80% i 62%).

Szczególną uwagę zwraca olbrzymia dynamika rozwoju eksportu węgla energetycznego z Indonezji i Rosji.

Na początku lat osiemdziesiątych wydobycie węgla w Indonezji wynosiło zaledwie kilkaset tysięcy ton rocznie. Eksport na większą skalę rozpoczął się w latach dziewięćdziesiątych, a od



Rys. 3.2. Czołowi producenci, użytkownicy, eksporterzy i importerzy węgla energetycznego
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Coal Information 2003 i 2010

trzech lat kraj ten jest największym eksporterem węgla energetycznego na świecie, wyprzedziwszy Australię, która zajmowała pierwsze miejsce przez wiele lat.

Rosja jest obecnie trzecim w świecie eksporterem węgla energetycznego, z prawie 13-procentowym udziałem w rynku i eksportem ponad 100 mln ton, stanowiącym około 47% produkcji, podczas gdy jeszcze w 2000 roku zajmowała szóste miejsce w eksporcie z udziałem 7% w rynku światowym.

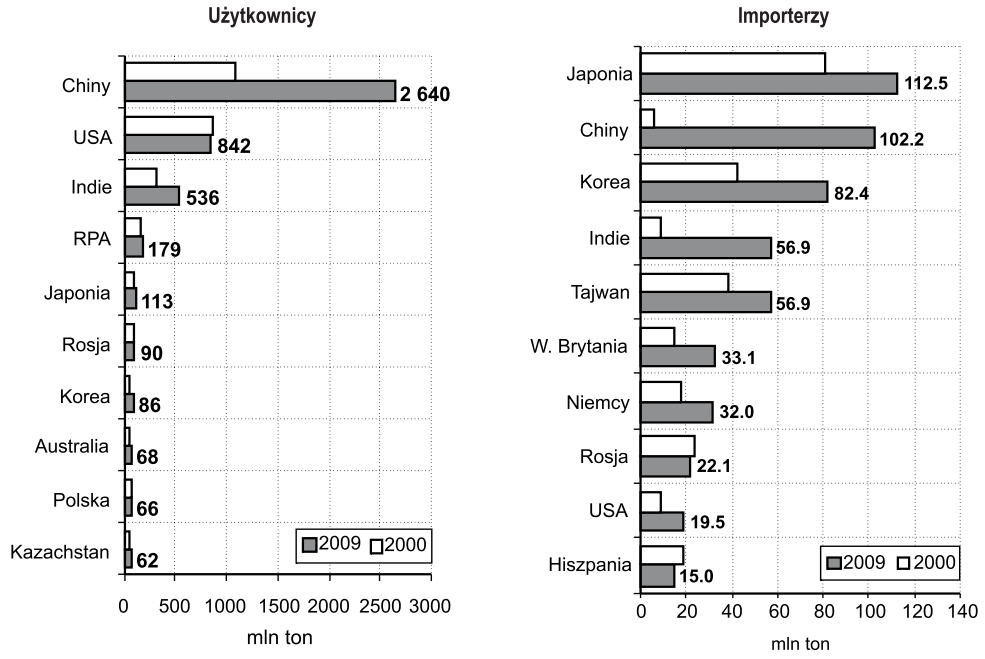
3.2. Zużycie, import

Zdecydowana większość światowej produkcji węgla jest zużywana w krajach, które ten węgiel wydobywają. Na początku lat dziewięćdziesiątych – w odniesieniu do węgla energetycznego – było to około 90%, a obecnie – około 86%.

Rysunek 3.3 przedstawia porównanie (dla lat 2009 i 2000) zużycia oraz wielkości importu w krajach 10 czołowych konsumentów oraz importerów węgla energetycznego na świecie. Należy zwrócić uwagę, że w gronie dziesięciu największych użytkowników węgla energetycznego znajduje się aż siedem krajów spośród dziesiątki czołowych producentów.

Ilustracja ta – wraz z rysunkiem 3.2 – daje ogólny pogląd o rozkładzie sił i głównych graczach na międzynarodowych rynkach tego surowca.

Najważniejszymi importerami węgla energetycznego są kraje azjatyckie i największe kraje europejskie. Przoduje tu Japonia, natomiast Chiny, Stany Zjednoczone czy Rosja należą za-



Rys. 3.3. Czołowi użytkownicy oraz importerzy węgla energetycznego na świecie – porównanie danych za lata 2000 i 2009
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Coal Information 2003 i 2010

równo do czołówki eksporterów, jak i importerów węgla energetycznego (w związku z ogromnym terytorium tych krajów często dostawy z importu są korzystniejsze pod względem logistycznym i kosztowym).

W przypadku Chin dodatkowo występuje dynamicznie rosnące zużycie węgla w energetyce krajowej, co prowadzi do systematycznego spadku eksportu. W 2008 roku Chiny pozostały jeszcze eksporterem węgla netto, lecz już w 2009 r. import przewyższył eksport i taka sytuacja będzie się prawdopodobnie utrzymywać w przyszłości.

W przypadku Rosji natomiast praktycznie cały import pochodzi z Kazachstanu (rocznie około 20–25 mln ton) – po rozpadzie ZSRR po rosyjskiej stronie zostały elektrownie, a po kazachskiej – kopalnie.

Indie – choć są trzecim w świecie producentem węgla energetycznego są również jego importerem, gdyż produkcja krajowa nie pokrywa zapotrzebowania dynamicznie rozwijającej się energetyki, zarówno pod względem ilości, jak i jakości. Przedmiotem importu są przede wszystkim węgle o wysokiej wartości opałowej (Lorenz, Grudziński 2009).

Głównym kierunkiem wykorzystania węgla energetycznego jest jego spalanie w celu wytworzenia energii elektrycznej i ciepła, dlatego w wielu krajach produkujących węgiel energetyka w dużym stopniu bazuje na tym paliwie (por. tab. 1.10).

3.3. Największe firmy produkujące węgiel na świecie

Do największych na świecie kompanii węglowych – pod względem wielkości produkcji – należą firmy działające na rynkach krajowych: Coal India, Peabody w Stanach Zjednoczonych, czy Shenhua w Chinach.

W tabeli 3.1 zestawiono dane o produkcji 10 największych spółek, produkujących węgiel, za trzy ostatnie lata. Uszeregowano je według wielkości produkcji w 2009 roku.

Kolejność czterech pierwszych producentów nie zmieniła się na przestrzeni pokazanych lat. Na piątą pozycję awansowała w 2009 roku druga spółka chińska (China Coal), natomiast australijska Xstrata wyprzedziła rosyjską spółkę SUEK, która spadła na 10 miejsce.

W tabeli wyróżniono 4 firmy, które nazywane są „wielką czwórką". Dominują one w światowym przemyśle wydobywczym (nie tylko węglowym), zajmują też czołowe miejsca w eksporcie węgla. Posiadając zasoby na całym świecie mogą lepiej oceniać możliwości i racjonalność rozwoju (budowy nowych kopalń). Dzięki temu mogą sterować wielkością produkcji, reagując na sygnały z rynku – na przykład wyłączając wydobycie z kopalń o najwyższych kosztach w momentach obniżonego zapotrzebowania – a nawet czerpać korzyści poprzez wysoki poziom cen z innych kopalń.

TABELA 3.1. Największe kompanie węglowe świata

Lp.	Firma	Obszar głównej działalności górniczej	Produkcja 2007	Produkcja 2008	Produkcja 2009	Udział eksportu w produkcji*	Pozycja w eksporcie*
			mln ton	mln ton	mln ton	%	
1	Coal India	Indie	322	403	431	0	–
2	Peabody	USA	238	255	244	10	11
3	Shenhua	Chiny	158	186	210	9	12
4	Rio Tinto	Australia, USA (węgiel)	156	161	132	20	7
5	China Coal	Chiny	91	100	125	16	15
6	Arch Coal	USA	132	138	113	12	17
7	BHP – Billiton	RPA, Australia, Indonezja, USA, Kolumbia	86	116	104	66	1
8	Anglo Coal	RPA, Australia, Wenezuela, Kolumbia	95	100	96	51	3
9	Xstrata	Australia, RPA, Kolumbia	83	86	95	87	2
10	SUEK	Rosja	90	96	91	29	8

* Na podstawie danych 2008.

Źródło: VDKI 2010, Lorenz Grudziński 2009

3.4. Handel węglem energetycznym na rynkach międzynarodowych

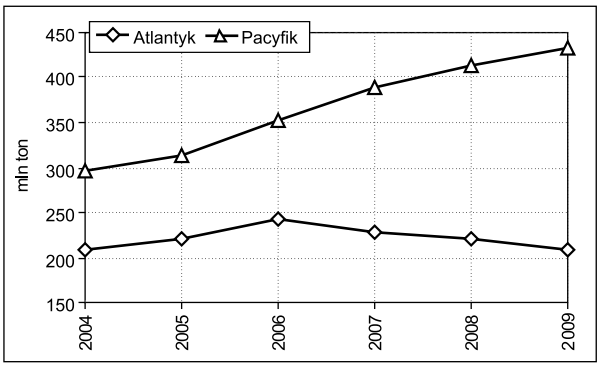
W analizach i statystykach międzynarodowych rynków węgla kamiennego przyjmuje się zazwyczaj podział geograficzny i rodzajowy: dla dwóch wyodrębnionych geograficznie regionów, nazywanych rynkiem Atlantyku i rynkiem Pacyfiku, rozważa się oddzielnie przepływy węgla energetycznego i koksowego.

Rynek węgla energetycznego w regionie Atlantyku obejmuje – po stronie popytowej: kraje Unii Europejskiej oraz kraje rejonu Morza Śródziemnego, a po stronie podażowej: 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 Tajwanem i Hong Kongiem, a także Indie). Zapotrzebowanie to jest zaspokajane przede wszystkim dostawami węgla z Australii i Indonezji, uzupełnianymi eksportem z Wietnamu, Chin i Rosji.

Republika Południowej Afryki – dzięki swemu położeniu pomiędzy oboma centrami zapotrzebowania – jest dostawcą na oba rynki.

Dla zbilansowania potrzeb poszczególnych uczestników rynku, pewna część dostaw z rynku atlantyckiego trafia na rynek Pacyfiku i odwrotnie. Tutaj istotną rolę odgrywają bieżące relacje cen na rynkach węgli i frachtów morskich (Lorenz, Grudziński 2009).

Od szeregu lat aktywność na międzynarodowych rynkach węgla przesuwa się w kierunku na wschód, w region Pacyfiku, a europejski rynek węgla energetycznego sukcesywnie traci na znaczeniu. Porównanie obrotów na rynku Atlantyku i Pacyfiku pokazuje rysunek 3.4.



Rys. 3.4. Handel węglem energetycznym na rynku Atlantyku i Pacyfiku
Źródło: opracowanie własne na podstawie VDKI Annual Report (dane za lata 2004–2007) oraz EURACOAL Market Report 1/2010 (dane 2008 i 2009)

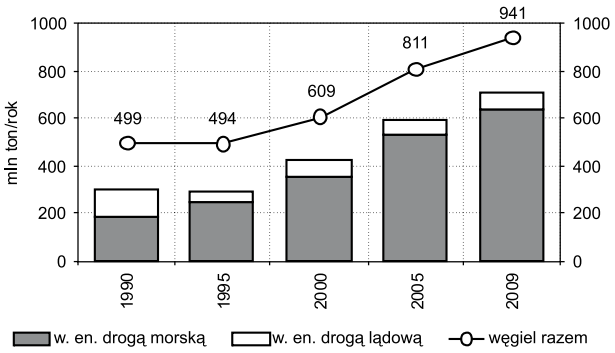
W międzynarodowym handlu węglem dominują przewozy drogą morską, które od wielu lat stanowią około 90% obrotów węglem na świecie.

Rysunek 3.5 przedstawia porównanie ilości węgla w handlu międzynarodowym w przewozach morskich i lądowych. Handel realizowany drogą lądową odbywa się przede wszystkim pomiędzy sąsiadującymi krajami. Tradycyjnie na największą skalę węgiel drogą lądową przesyłany jest pomiędzy USA i Kanadą oraz Rosją i Kazachstanem. Nieco inaczej jest w Europie, gdzie Polska, Czechy oraz kraje b. ZSRR dostarczają tą drogą węgiel do różnych krajów konsumenckich (nie tylko bezpośrednio sąsiadujących).

Dostawy węgla w handlu międzynarodowym realizowane są na podstawie kontraktów terminowych (najczęściej rocznych; nie spotyka się dłuższych niż 5-letnie), zakupów na rynkach *spot* oraz przetargów.

Transakcje *spot* zawierane są jednorazowo, z określeniem ilości, ceny i warunków dostawy. Termin „*spot*" odnosi się do tzw. transakcji natychmiastowych, dla których przyjmuje się 90-dniowy okres realizacji. Przetargi są jednym z wariantów zakupów *spot*.

Transakcje *spot* nie są już właściwie zawierane w tradycyjny sposób przez producentów (lub sprzedawców) i użytkowników. Na rynku węgla energetycznego taką funkcję pełnią teraz wyspecjalizowane platformy handlowe, rynki towarowe i pracujący dla nich brokerzy.



Rys. 3.5. Przewozy węgla drogą lądową i morską w handlu międzynarodowym
Źródło: Coal Information2003 i 2010

W zależności od przyjętych uzgodnień oraz rodzaju transportu, bazowa cena w kontrakcie może być ceną na warunkach FOB (*free-on-board*, na statku w porcie załadowania), CIF (*cost-insurance-freight*, w określonym porcie dostarczenia ładunku), albo też np. DAF (*delivered-at-frontier*, na granicy), czy DDP (*delivered-duty-paid*, w sprecyzowanym miejscu dostarczenia). Konsekwencją zastosowania określonej formuły handlowej jest podział odpowiedzialności i kosztów pomiędzy sprzedającym i kupującym. Szczegóły precyzują reguły handlu międzynarodowego Incoterms (Incoterms 2000; Lorenz, Grudziński 2009).

Wymagania jakościowe

We współczesnym handlu węglem energetycznym na świecie operuje się w zasadzie tzw. wskaźnikami (indeksami) cen – czyli cenami odniesionymi do pewnej standaryzowanej jakości. Najczęściej jest to wartość opałowa rzędu 6000 kcal/kg (tj. ok. 25 MJ/kg) w stanie roboczym (NAR – *Net As Received*) i zawartość siarki poniżej 1%; zawartość popiołu – do 15–16%. Operuje się cenami w dolarach amerykańskich na tonę węgla o podanej jakości.

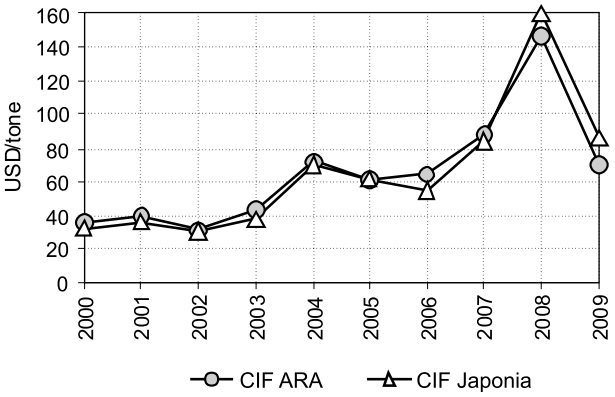
Ceny

Chociaż międzynarodowy rynek węgla to jedynie niewielka część produkcji tego surowca (10–15%), to odgrywa on wiodącą rolę w kształtowaniu cen węgla, nawet w krajach wykorzystujących głównie własne zasoby.

Podstawowym parametrem charakteryzującym ceny węgla w imporcie do Europy jest cena określana na bazie CIF ARA. Cena ta jest pewną wypadkową cen węgla energetycznego importowanego drogą morską do Europy, dostarczanego do zachodnioeuropejskich portów ARA (Amsterdam – Rotterdam – Antwerpia). Węgiel ten dostarczany jest z różnych kierunków (krajów – eksporterów) oraz statkami różnej wielkości. Dla rynków azjatyckich podobną funkcję pełni cena CIF Japonia (ew. Korea Płd.).

Poziom cen CIF odzwierciedla warunki rynków spot węgla i frachtów morskich w danym okresie. Ceny spot wywierają wpływ na ceny kontraktowe w przyszłych dostawach, dla których pełnią funkcję wskaźnikową.

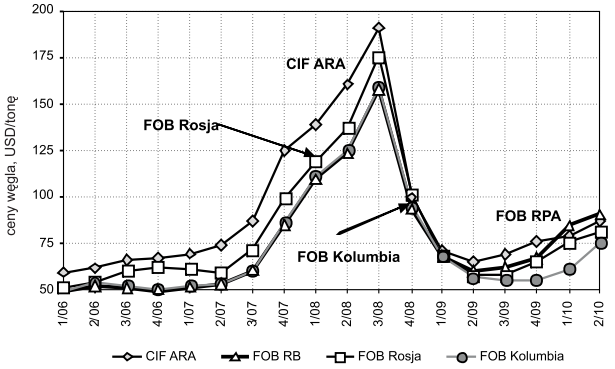
Przewaga rynku azjatyckiego (region Pacyfiku) nad europejskim wyraża się nie tylko w zdecydowanie większych obrotach węglem energetycznym (rys. 3.4), ale także w poziomie cen w imporcie, co ilustruje rysunek 3.6. Od 2008 roku ceny spot na rynku azjatyckim (CIF Azja) są wyższe, a na początku 2010 r. zdarzało się, iż różnice osiągały nawet 30–40 dolarów za tonę.



Rys. 3.6. Porównanie cen spot w imporcie węgla energetycznego do Europy (CIF ARA) i na rynki azjatyckie (CIF Azja)
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Platts, Argus i globalCOAL

Rysunek 3.7 ilustruje porównanie najważniejszych wskaźników cen, charakterystycznych dla rynku europejskiego: średnich cen w imporcie (CIF ARA) oraz cen głównych eksporterów, określanych na bazie FOB w portach wysyłkowych. Ceny węgla rosyjskiego odpowiadają tu cenom w portach bałtyckich; ten eksporter zazwyczaj może sobie pozwolić na oferowanie wyższych cen, wykorzystując rentę geograficzną (niższe koszty transportu do odbiorców w Europie Zachodniej).

Ceny węgla kolumbijskiego i południowoafrykańskiego przez długi czas były bardzo zbliżone (porównywalny koszt transportu do Europy). Sytuacja uległa diametralnej zmianie w połowie 2009 r.: eksporterzy kolumbijscy utracili (ze względu na kryzys) znaczną część rynku w USA, przez co musieli znacząco obniżyć ceny, aby móc konkurować z innymi dostawcami na rynku europejskim. Natomiast eksporterzy z RPA dostarczają obecnie więcej węgla do Azji niż do Europy, a na tamtym rynku popyt i ceny są wyższe. Na skutek tego od połowy stycznia 2010 r. ceny węgla południowoafrykańskiego w porcie Richards Bay (FOB RB) są wyższe od cen CIF ARA.



Rys. 3.7. Porównanie cen spot głównych eksporterów węgla energetycznego na rynki europejskie (FOB) z cenami w imporcie do Europy (CIF ARA) – dane średnie kwartalne
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Platts, Argus i globalCOAL

W roku 2008 międzynarodowe rynki węgla doświadczyły największych w historii wzrostów i spadków cen (co widać wyraźnie na rys. 3.6 i 3.7). Wzrostom cen węgla w pierwszej połowie tamtego roku sprzyjały wysokie i rosnące ceny ropy i gazu, słaba pozycja dolara amerykańskiego (w stosunku do innych walut), wzmożone zapotrzebowanie na surowce w Chinach, Indiach i Brazylii, potęgujące niedobór węgla na rynkach światowych oraz niedobór floty do

transportu węgla, skutkujący wzrostem stawek frachtowych. Natomiast w drugiej połowie roku 2008 dramatyczny spadek cen węgla związany był z ogólnym załamaniem światowej gospodarki (Lorenz 2009). Trend spadkowy cen węgla na rynkach trwał jeszcze w I kwartale 2009, po czym ceny zaczęły się stopniowo odbudowywać. W Europie jednak nie towarzyszyła temu odbudowa zapotrzebowania: elektrownie wciąż miały spore zapasy węgla oraz odpowiednie dostawy zagwarantowane w kontraktach terminowych; nie odczuwały więc konieczności większych zakupów na rynkach *spot*. Dopiero w maju 2010 roku rynki te odnotowały nieco większe zainteresowanie ze strony europejskich kupujących. Ceny CIF ARA w pierwszej połowie 2010 roku kształtowały się na poziomie około 85–95 USD/tonę.

Węgiel w krajach UE

Spośród krajów Unii Europejskiej węgiel kamienny energetyczny na większą skalę wydobywa się już tylko w Polsce, Wielkiej Brytanii, Niemczech i Hiszpanii oraz w Czechach. Udział Polski w produkcji węgla kamiennego energetycznego UE27 w 2009 roku wynosił około 65%, W. Brytanii – 17%, Hiszpanii – 6,6%, a Niemiec – niecałe 6%.

Pomimo malejącej produkcji własnej zużycie węgla w krajach „piętnastki" wciąż wynosi prawie 180 mln ton rocznie, a dla UE 27 – ponad 250 mln ton. Niektóre z krajów wykorzystują również w dużym stopniu własne zasoby węgla brunatnego (Niemcy, Polska, Grecja).

Dane porównawcze o produkcji i zużyciu węgla kamiennego energetycznego w krajach UE w latach 1990, 2000 i 2009 zawiera tabela 3.2. W tym czasie, w krajach UE15 produkcja węgla energetycznego zmniejszyła się prawie 5-krotnie. Spośród nowych krajów członkowskich jedynie Polska poprawiła sytuację podażową. Dane dla UE 27 w latach 1990 i 2000 przedstawiają sumaryczną produkcję dla wszystkich 27 krajów, chociaż Polska (wraz z 9 innymi państwami) przystąpiła do UE w 2004 roku, a pozostałe 2 kraje (Bułgaria i Rumunia) – w 2007. Jednak spadek wydobycia również i w naszym kraju spowodował, że w 2009 roku sumaryczna produkcja we wszystkich unijnych krajach (UE 27) była o 1/3 niższa niż w roku 2000 i blisko 3-krotnie niższa jak w 1990 r.

TABELA 3.2. Produkcja i zużycie węgla energetycznego w krajach UE na tle świata

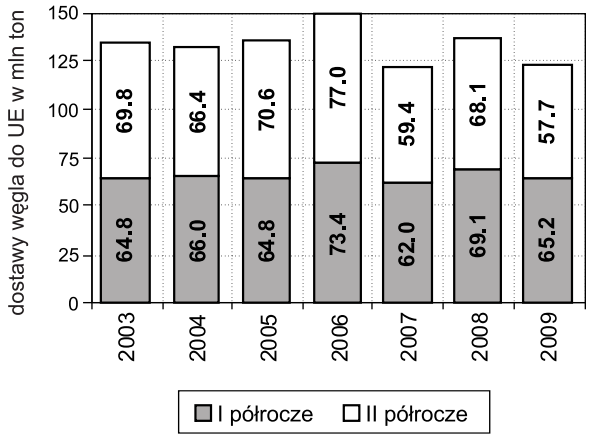
Opis	Produkcja [mln ton/rok]			Zużycie [mln ton/rok]		
	1990	2000	2009	1990	2000	2008
Świat	2 918,8	3 120,3	5 195,7	2 923,1	3 236,3	5 163,0
UE15	149,6	65,0	31,3	240,8	190,6	158,0
UE27	308,5	158,2	106,1	385,1	271,3	234,4
UE15/świat [%]	5,1%	2,1%	0,6%	8,2%	5,9%	3,1%
UE27/świat [%]	10,6%	5,1%	2,0%	12,8%	8,2%	4,5%

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Coal Information 2003 i 2010

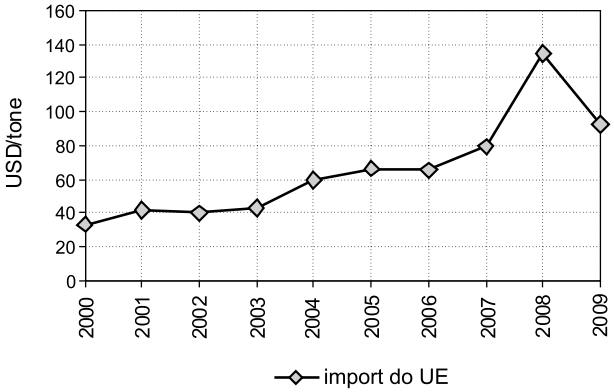
Oprócz Polski jeszcze w pięciu krajach UE poziom zużycia węgla energetycznego jest znaczący (przekracza 10 mln ton rocznie). W 2009 r. były to: Wielka Brytania (43,6 mln ton), Niemcy (38,1 mln ton), Hiszpania (17,5 mln ton), Włochy (16,3 mln ton) i Francja (11,1 mln ton).

W wymienionych krajach zużywa się około 85% węgla spalanego w energetyce wszystkich krajów unijnych (Coal Information 2010).

Ponieważ zapotrzebowanie na węgiel energetyczny w UE zdecydowanie przewyższa produkcję własną, import odgrywa ważną rolę w zapewnieniu surowca do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Rysunek 3.8 pokazuje dane o imporcie (z tzw. krajów trzecich, nie należących do UE) za kilka ostatnich lat według statystyk Komisji Europejskiej. Na rysunku 3.9 natomiast zilustrowano średnie roczne ceny węgla energetycznego w imporcie do energetyki UE.



Rys. 3.8. Import węgla energetycznego z krajów trzecich do UE
Źródło: Komisja Europejska



Rys. 3.9. Ceny węgla energetycznego w imporcie z krajów trzecich do UE
Źródło: Komisja Europejska

4. Górnictwo węgla kamiennego w Polsce

4.1. Procesy restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego

Proces transformacji gospodarki w Polsce, rozpoczęty w 1989/90 roku, nakierowany był na jej dostosowanie do funkcjonowania w warunkach rynkowych. Działania restrukturyzacyjne nie ominęły również sektora górnictwa węgla kamiennego. W czasach gospodarki centralnie sterowanej węgiel produkowany był nie tylko dla zaspokojenia krajowego zapotrzebowania na energię pierwotną, lecz również dla zaopatrzenia innych krajów bloku socjalistycznego. Wraz ze zmianą ustroju gospodarczego okazało się, że górnictwo nie było w stanie sprostać wymaganiom nowych czasów.

Dostosowywanie górnictwa węgla kamiennego do nowych realiów gospodarczych wymagało opracowania i realizacji odpowiednich programów. Takie programy powstawały, wdrażano je, a następnie zmiana zewnętrznych lub wewnętrznych warunków powodowała, że program stawał się nierealny, bądź nieodpowiedni dla realizacji celów politycznych kolejnych ekip rządzących. Wprowadzano więc kolejne modyfikacje, korekty lub wręcz zarzucano realizację jednego programu i zastępowano go następnym (Szlązak 2004; Blaschke i in. 2004).

Kolejne programy restrukturyzacji górnictwa przyjmowane do realizacji przez Rząd od początku okresu transformacji ustrojowej do czasu przystąpienia Polski do Unii Europejskiej zestawiono w tabeli 4.1.

Wspólną cechą wszystkich tych programów był cel, jaki stawiano restrukturyzacji, czyli dostosowanie warunków funkcjonowania górnictwa do gospodarki rynkowej. Rozumiano pod tym pojęciem doprowadzenie do ekonomicznej efektywności podmiotów górnictwa oraz zachowanie konkurencyjności polskiego węgla w stosunku do węgla oferowanego na rynkach międzynarodowych.

Procesy restrukturyzacyjne oparte były często na zmianach struktury organizacyjnej górnictwa. Od początku 1990 roku rozpoczęły działalność samodzielne kopalnie (w liczbie 70) – przedsiębiorstwa państwowe, które funkcjonowały do 1993 roku. W marcu tego roku powołano sześć spółek węglowych, a w lipcu – holding węglowy; siedem kopalń postawiono w stan likwidacji; trzy kopalnie pozostały samodzielnymi kopalniami – spółkami. Taka struktura organizacyjna górnictwa utrzymała się aż do końca 2002 roku, z tym że w 2000 roku powołano Spółkę Restrukturyzacji Kopalń, której statutowym zadaniem było prowadzenie likwidacji kopalń. W styczniu 2003 roku, z kopalń należących do tej pory do pięciu spółek węglowych, utworzono jedną organizację nazwaną Kompania Węglowa SA (grupującą wówczas 23 kopalnie). Pozostawiono spółkę węgla koksowego grupującą 5 kopalń (Jastrzębska Spółka Węglowa SA) oraz Katowicki Holding Węglowy SA grupujący 8 kopalń.

Pod koniec 2002 roku został zatwierdzony nowy program restrukturyzacji górnictwa obejmujący lata 2003–2006 (skorygowany w styczniu 2003). Program ten – oparty na kilku ustawach – pozwolił m.in. na oddłużenie górnictwa.

TABELA 4.1. Programy restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce (przed akcesją do UE)

Rok	Jednostka odpowiedzialna	Nazwa programu
wrzesień 1991	Ministerstwo Przemysłu i Handlu	Program reform i harmonogramy restrukturyzacji w sektorze energetycznym
maj 1992	Ministerstwo Przemysłu i Handlu	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.
marzec 1993	Ministerstwo Przemysłu i Handlu	Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w Polsce – realizacja pierwszego etapu w ramach możliwości finansowych państwa.
lipiec 1993	Ministerstwo Przemysłu i Handlu	Program powstrzymania upadłości górnictwa węgla kamiennego w Polsce w okresie 15.07–31.12.1993 roku.
luty 1994	Ministerstwo Przemysłu i Handlu	Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego – program dla realizacji drugiego etapu w okresie 1994–1995
kwiecień 1996	Ministerstwo Przemysłu i Handlu	Górnictwo węgla kamiennego, polityka państwa i sektora na lata 1996–2000. Program dostosowania górnictwa węgla kamiennego do warunków gospodarki rynkowej i międzynarodowej konkurencyjności.
maj 1997	Ministerstwo Przemysłu i Handlu	Korekta Programu dostosowania górnictwa węgla kamiennego do warunków gospodarki rynkowej i międzynarodowej konkurencyjności z kwietnia 1996 r.
lipiec 1998	Ministerstwo Gospodarki	Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002. Program Rządowy przyjęty przez Radę Ministrów RP w dniu 30.06.1998 r.
grudzień 1999	Ministerstwo Gospodarki	Korekta programu rządowego. Reforma górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1998–2002 przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 21.12.1999 r.
listopad 2002	Ministerstwo Gospodarki	Program restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2003–2006 z wykorzystaniem ustaw antykryzysowych i zainicjowaniem prywatyzacji niektórych kopalń. Przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 20.11.2002 r.
styczeń 2003	Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej	Program restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2003–2006 z wykorzystaniem ustaw antykryzysowych i zainicjowaniem prywatyzacji niektórych kopalń. Przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 20.11.2002 r. z korektami wynikającymi z Porozumienia strony rządowej ze stroną związkową z dnia 11 grudnia 2002 r. oraz korektami wynikającymi ze stanu prawnego sektora na dzień 10 stycznia 2003 r. Korekta przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 28.01.2003 r.
kwiecień 2004	Ministerstwo Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej	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.)

Źródło: Blaschke i in. 2004

Ostatni z wymienionych w tabeli 4.1 program „Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w latach 2004–2006 oraz strategia na lata 2007–2010" został przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 27.04.2004 r., a więc na 3 dni przed historyczną datą wejścia Polski do Unii Europejskiej. Program ten nie zmieniał stawianych przed górnictwem celów. Zawarta w nim prognoza zapotrzebowania na węgiel stanowiła podstawę do sporządzenia dokumentu „Plan

dostępu do zasobów węgla kamiennego w latach 2004–2006 oraz plan zamknięcia kopalń w latach 2004–2007". W dokumencie wskazano, które z kopalń zakwalifikowano do planu utrzymania dostępu do zasobów (utrzymania produkcji), a które przeznaczono do likwidacji. „Plan dostępu..." był obowiązkowym dokumentem (wynikającym z rozporządzeń unijnych) przy ubieganiu się o pomoc państwa dla tego sektora przemysłu.

W lipcu 2007 roku Rada Ministrów przyjęła „Strategię działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015", przygotowaną przez Ministerstwo Gospodarki (MG). Główne elementy Strategii to: restrukturyzacja spółek węglowych, zwiększenie bezpieczeństwa pracy, wdrażanie czystych technologii węglowych oraz prywatyzacja kopalń. MG po raz pierwszy określiło jedynie główne kierunki działań dla całego sektora. Przygotowanie natomiast szczegółowych planów rozwoju kopalń spoczęło na barkach zarządów spółek węglowych. Dzięki temu plany takie będą mogły uwzględnić specyficzne potrzeby każdej spółki. Przekształcenia organizacyjne obejmowały m.in. włączenie samodzielnej kopalni Budryk w struktury Jastrzębskiej Spółki Węglowej, utworzenie grupy węglowo koksowej (na bazie JSW SA). Prywatyzacja spółek – poprzez giełdę, za zgodą strony społecznej – ma być jednym ze sposobów zdobycia funduszy na modernizację kopalń. Przebieg prywatyzacji powinien gwarantować utrzymanie większościowego pakietu akcji przez Skarb Państwa.

W lipcu 2009 roku Rada Ministrów przyjęła Korektę programu rządowego Strategia działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015 – w związku ze zmianą koncepcji tworzenia grupy węglowo – koksowej. Jest to jak dotąd ostatni dokument rządowy odnoszący się do restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego.

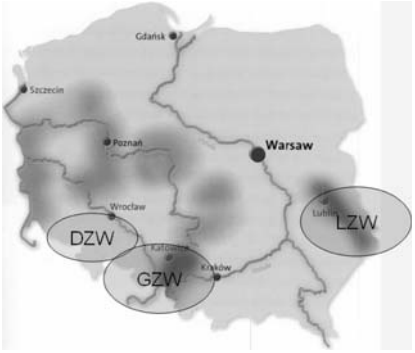
4.2. Baza zasobowa

Złoża węgla kamiennego w Polsce występują w trzech zagłębiach: Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW), Lubelskim Zagłębiu Węglowym (LZW) oraz w Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym (DZW). Wydobycie aktualnie prowadzi się tylko w dwóch pierwszych (GZW i LZW). DZW ma obecnie jedynie znaczenie historyczne – eksploatację węgla w tym zagłębiu zakończono w 2000 roku (z powodu nierentowności wydobycia, wynikającej z trudnych warunków geologiczno-górniczych).

Głównym zagłębiem Polski jest Górnośląskie Zagłębie Węglowe, gdzie występuje obecnie około 78,5% udokumentowanych zasobów bilansowych krajowych węgli kamiennych (pozostałe 21,5% – w Lubelskim Zagłębiu Węglowym).

W GZW występuje pełna gama typów technologicznych węgli kamiennych: od węgli energetycznych typu 31–33 (61% zasobów złóż zagospodarowanych) do węgli koksowych typu 34–37. Średnie zawartości popiołu wahają się w granicach 11 do 17%, a siarki całkowitej od 0,59 do 2,3%. W LZW przeważają węgle energetyczne typu 31–33, których udział w zasobach złóż zagospodarowanych wynosi 78%. Węgiel ten charakteryzuje się średnią zawartością popiołu na poziomie 14,6%, a średnia zawartość siarki całkowitej w poszczególnych złożach waha się w przedziale 1,21–1,46% (Blaschke W. i in. 2009).

W tabeli 4.2 przedstawiono stan zasobów węgla kamiennego na koniec 2008 roku (Bilans zasobów... PIG). Udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego na koniec 2008 roku



Opis	GZW	LZW	DZW
	mln ton		
Zasoby geolog. bilansowe	33 919	9 281	
Zasoby przemysłowe	4 003	335	
Liczba złóż	120	11	
Zasoby pozabilansowe			369

Źródło: Bilans zasobów... PIG (www.pgi.gov.pl)

Rys. 4.1. Zagłębia węgla kamiennego w Polsce

TABELA 4.2. Zasoby węgla kamiennego w mln ton – stan na koniec 2008 roku

Ilość złóż	Zasoby geologiczne					Zasoby przemysłowe
	bilansowe				pozabilansowe	
	razem	A + B	C1	C2		
138	43 201	4 673	12 295	26 233	24 677	4 338
w tym: zasoby złóż zagospodarowanych						
47	16 082	4 195	6 916	4 971	8 464	4 166
w tym: zasoby złóż zagospodarowanych (typ 31-33)						
	10 025	2 639	4 566	2 820	7 207	2 492

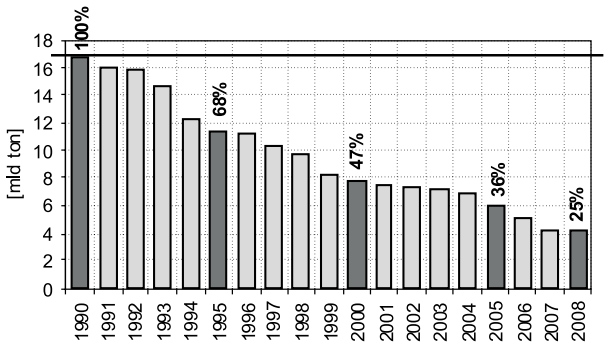
Źródło: Bilans zasobów... PIG (www.pgi.gov.pl)

wynosiły 43 201 mln ton. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 37,2% zasobów bilansowych i wynoszą 16 082 mln ton. Zasoby przemysłowe kopalń w złożach zagospodarowanych wyniosły 4 166 mln ton, z czego około 60% stanowią złoża węgli energetycznych (typu 31–33).

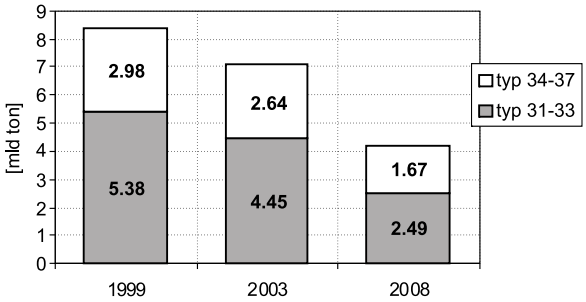
Na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat stan zasobów bilansowych węgla zmniejszał się corocznie nie tylko na skutek wydobycia i strat eksploatacyjnych, ale również ze względu na procesy likwidacyjne kopalń, wynikające z restrukturyzacji branży zapoczątkowanej w 1990 r. Ponadto wpływ na ubytek zasobów bilansowych miały również takie czynniki jak (Sobczyk 2008):

- zmiana kryteriów bilansowości (ograniczenie głębokości dokumentowania zasobów do 1000 m, zwiększenie grubości minimalnej pokładów bilansowych do 1 m, wprowadzenie dodatkowego kryterium, którym jest zawartość siarki nie przekraczająca 2%),
- duże przekwalifikowania do zasobów pozabilansowych, których eksploatacja nie jest możliwa obecnie, ale przewiduje się, że będzie możliwa w przyszłości w wyniku postępu technicznego, zmian gospodarczych itp.

Od 1990 roku stan zasobów bilansowych w kopalniach czynnych zmniejszył się o ponad 45% (o 13,5 mld ton). W przypadku zasobów przemysłowych, które stanowią podstawę do planowania i projektowania działalności górniczej, skala spadku była jeszcze większa i wyniosła prawie 75% (12,6 mld ton), co ilustruje rysunek 4.2. Na rysunku 4.3 przedstawiono strukturę zasobów przemysłowych według typów w wybranych latach.



Rys. 4.2. Zmiany zasobów przemysłowych węgla kamiennego w złożach zagospodarowanych
Źródło: Bilans zasobów... PIG (www.pgi.gov.pl)



Rys. 4.3. Zasoby przemysłowe węgla według typów (w złożach zagospodarowanych)

W ocenie specjalistów z Głównego Instytutu Górnictwa, przy wydobyciu węgla na poziomie 90 mln ton/rok wystarczalność bazy węgla kamiennego wyniesie około 30 lat, jednak okres ten może się wydłużyć do 40 lat w przypadku inwestycji w rozbudowę infrastruktury, udostępniającej nowe partie złóż w istniejących kopalniach (Dubiński 2008). Również analizy Agencji Restrukturyzacji Przemysłu (ARP SA) wykazują, że w wystarczalność zasobów operatywnych na poziomach udostępnionych i objętych okresem ważności koncesji wynosi 25 lat, a dla całego złoża bez uwzględnienia czasu koncesji zwiększa się do lat 30. Nierównomierność rozkładu zasobów w poszczególnych kopalniach powoduje, że w wyniku sczerpywania się zasobów operatywnych, w nadchodzących latach kolejne kopalnie będą kończyły działalność, w efekcie w roku 2040 może pozostać jedynie 8–10 czynnych kopalń.

Wydłużenie żywotności polskich kopalń węgla kamiennego może nastąpić w wyniku: budowy nowych kopalń w obszarach złóż niezagospodarowanych, budowy nowych poziomów i udostępnienie nowych partii złóż w kopalniach istniejących, jak też poprzez rozwój technologii umożliwiających efektywne wybieranie tych partii złóż, które z przyczyn technicznych są aktualnie zaniechane (Blaschke W. i in. 2009).

4.3. Struktura organizacyjna górnictwa węgla kamiennego w Polsce

Zmiany organizacyjne w górnictwie węgla kamiennego są konsekwencją wieloletniej restrukturyzacji tego przemysłu (opisanej w rozdz. 4.1).

Poniżej przypomniano w skrócie chronologię najważniejszych zmian w strukturze organizacyjnej:

- w 1993 roku powołano do życia 7 spółek węglowych (Nadwiślańska, Bytomska, Rudzka, Gliwicka, Rybnicka, Jastrzębska i Katowicki Holding Węglowy) oraz dwie niezależne kopalnie (KWK Bogdanka i KWK Budryk),
- z końcem stycznia 2003 roku utworzono Kompanię Węglową S.A. (KW S.A.), w skład której weszły kopalnie Bytomskiej Grupy Kapitałowej oraz spółek: Rudzkiej, Gliwickiej, Nadwiślańskiej i Rybnickiej,
- poza Kompanią Węglową S.A., w górnictwie węgla kamiennego pozostały: Katowicka Grupa Kapitałowa S.A. (KGK), Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. (JSW), KWK Budryk S.A., Lubelski Węgiel „Bogdanka" S.A. 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),
- ponadto w strukturach Południowego Koncernu Energetycznego S.A. funkcjonowała kopalnia pod nazwą Zakład Górniczo-Energetyczny Sobieski – Jaworzno III,
- 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,
- w 2008 r. KWK Budryk została włączona w struktury JSW SA,
- w 2009 r. spółka Lubelski Węgiel Bogdanka SA została sprywatyzowana (w dwóch etapach) poprzez giełdę (GPW – Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie).

W wyniku tych procesów w 2010 r. struktura organizacyjna górnictwa węgla kamiennego przedstawia się następująco (tab. 4.3):

TABELA 4.3. Struktura organizacyjna górnictwa węgla kamiennego w Polsce

1	Knurów-Szczygłowice	Z	KW SA	1	Mysłowice-Wesoła	KHW	KGK
2	Sośnica-Makoszowy			2	Wieczorek		
3	Bobrek-Centrum	Pn		3	Wujek		
4	ZG Piekary			4	Murcki		
5	Halemba-Wirek			5	Staszic		
6	Pokój			6	Kazimierz-Juliusz Sp. z o.o.		
7	Bielszowice			1	Borynia	JSW	
8	Bolesław Śmiały	W		2	Jas-Mos		
9	Piast			3	Krupiński		
10	Ziemowit			4	Pniówek		
11	Brzeszcze-Silesia			5	Zofiówka		
12	Chwałowice	Pd		6	Budryk		
13	Jankowice						
14	Marcel			1	ZG Sobieski	PKW	
15	Rydułtowy-Anna			2	ZG Janina		
Kopalnie prywatne							
LW Bogdanka SA				**ZG Siltech Sp. z o.o.**			

Z, Pn, W, Pd – centra wydobywcze KW SA (Zachód, Północ, Wschód, Południe)
Źródło: opracowanie własne

4.4. Produkty handlowe węgla kamiennego

W statystykach górnictwa podaje się dane o produkcji (sprzedaży) węgla energetycznego według sortymentów, a węgla koksowego – według typów. Sposób klasyfikacji węgla według typów przedstawiono w rozdziale 2.4 (tab. 2.4).

W przywołanej tam normie mówi się o „węglu kamiennym do celów energetycznych" oraz o „węglu kamiennym do koksowania". Popularnie jednak używa się pojęć: „węgiel energetyczny" i „węgiel koksowy".

Już same nazwy wskazują na różne zastosowania tych węgli. Co więcej – ewentualna substytucja występuje tylko w jedną stronę: niektóre węgle typu koksowego (w wyjątkowych przypadkach, w specjalnych paleniskach) mogą być używane jako paliwo lub jego domieszka. Nie jest natomiast możliwe wytworzenie koksu (o jakości wymaganej w procesach wielkopiecowych) z węgla typu energetycznego (przede wszystkim ze względu na zbyt małą jego spiekalność, choć istotne są i inne parametry).

Inne rodzaje klasyfikacji węgla w Polsce to podział na sortymenty i klasy.

Sortymenty węgla

Podział węgla na sortymenty określa się w zależności od wymiarów ziarn węgla. Wyróżnia się następujące grupy sortymentów (sumarycznie ok. 20):

- grube (kęsy, kostki, grube, orzechy),
- średnie (groszki),
- drobne,
- miałowe (miały I, II, III oraz przerosty),
- mułowe (pył, muł),
- inne (niesort).

W tabeli 4.4 przedstawiono sposób klasyfikacji węgla na sortymenty według normy PN-82/G-97001: Węgiel kamienny. Sortymenty – w części dotyczącej węgla energetycznego.

Przykład oznaczenia: M II – oznacza węgiel sortymentu miałowego, o uziarnieniu od 20 mm (lub 10 mm) do zera, gdzie największy (dopuszczalny) wymiar ziarna wynosi 31,5 mm, a udział nadziarna nie przekracza 5%.

W przypadku miałów (oznaczenie M) lub mułów (oznaczenie Mu) spotyka się niekiedy dodatkowe oznaczenie literowe (A, B lub C), które określa tzw. podatność transportową. Litera A oznacza tzw. normalną podatność transportową, litera B – średnio obniżoną podatność transportową, a litera C – znacznie obniżoną podatność transportową. Oznaczanie wskaźnika podatności transportowej wykonuje się najczęściej według metody GIG (PN-82/G-04544).

Klasy węgla energetycznego

Podział na klasy odnosi się do jakości węgla – osobne normy dotyczą węgla energetycznego i koksowego.

Klasy węgla energetycznego dotyczą węgla kamiennego typów 31, 32 i 33. Klasy te rozróżnia się w zależności od wartości opałowej węgla w stanie roboczym (symbol Q_i^r) oraz zawartości popiołu w węglu w stanie roboczym (A^r). Wyróżnikiem uzupełniającym jest rzeczy-

TABELA 4.4. Sortymenty węgla kamiennego do celów energetycznych

Sortyment			Wymiar ziarna		Nadziarno		Podziarno	
					w węglu dla celów energetycznych wg PN–82/G–97003			
grupa	nazwa	symbol	górny	dolny	największy wymiar ziarna	najwyższa zawartość nadziarna	najwyższa zawartość podziarna	najwyższa zawartość ziarn 6,3–0 mm w podziarnie
			mm			%		
Grube	Kęsy	Ks	nie normalizuje się	powyżej 125	nie normalizuje się	nie dotyczy	5	2
	Kostka I	Ko I	200	125	250	5	6	2
	Kostka II	Ko II	125	63	200	5	6	2
	Kostka	Ko	200	63	250	5	8	2
	Gruby I	Gr I	nie normalizuje się	63	nie normalizuje się	nie dotyczy	8	2
	Gruby II	Gr II		40			10	2
	Orzech I	O I	80	40	125	5	8	2
	Orzech II	O II	50	25	80	5	8	2
	Orzech	O	80	25	125	5	10	2
Średnie	Groszek I	Gk I	31,5	16	50	5	10	2
	Groszek II	Gk II	20	8	31,5	5	10	2
	Groszek	Gk	31,5	8	50	5	10	2
Drobne	Drobny	Dr	50	0	80	10	nie dotyczy	
Miałowe	Miał I	M I	31,5	0	50	5		
	Miał II	M II	20–10	0	31,5	5		
	Miał III	M III	6	0	10	5		
Mułowe	Pył	P	1	0	nie normalizuje się			
	Muł	Mu						
Inne	Niesort	Ns	nie normalizuje się	0	nie normalizuje się	nie dotyczy		

Źródło: PN–82/G–97001 (w części dotyczącej węgla do celów energetycznych)

wista zawartość wilgoci całkowitej w węglu w stanie roboczym (symbol W_t^r, w procentach całkowitych).

Choć zawartość siarki nie jest normalizowana, to ze względu na znaczenie tego parametru (wpływ na poziom emisji podczas spalania, a także na cenę węgla – węgiel niskosiarkowy osiąga zazwyczaj wyższe ceny, przy porównywalnych poziomach innych parametrów), w praktyce podaje się ten parametr w opisie klasy produktu handlowego (węgla energetycznego).

Składnia oznaczenia klasy: Q [MJ/kg]/A [%]/S [%]/W [%] – przy czym przy podawaniu klasy węgla parametr Q zaokrągla się do liczby całkowitej, zawsze w dół, natomiast parametry A, S, W – zawsze w górę.

Klasy węgla energetycznego podaje Polska Norma PN-82/G-97003: Węgiel kamienny do celów energetycznych.

Przykładowe oznaczenie z uwzględnieniem typu, sortymentu i klasy węgla (według PN) wygląda następująco:

– węgiel kamienny typu 32, sortymentu miał M I, o wartości opałowej w stanie roboczym Q_i^r = 20892 kJ/kg, o zawartości popiołu A^r = 22,7%, zawartości wilgoci całkowitej W_t^r= 13,8% oraz o znacznie obniżonej podatności transportowej (C)
oznaczenie: 32–M I C–20/25/14.

W przeważającej ilości „węgle do celów energetycznych" to węgle typu 31–33. Niekiedy jednak do tej grupy trafiają także węgle np. typu 34 – stosowane jako składnik mieszanek energetycznych. Choć pod względem typu są klasyfikowane jako węgle do koksowania, to – ze względu na kierunek wykorzystania – traktowane są jako „węgle do celów energetycznych".

Jest też cały szereg produktów powstających podczas wzbogacania węgli koksowych (muły, przerosty, niesort), które są sprzedawane do sektora energetycznego (przykładowo: 35.2–Mu–16/30/08 – czyli muł ze wzbogacania węgla ortokoksowego typu 35.2, o kaloryczności z przedziału 16 000–16 999 kJ/kg, o zawartości popiołu nie wyższej niż 30% i o zawartości siarki z przedziału 0,61–0,80%).

To znajduje swoje odzwierciedlenie w statystyce: jeśli dany produkt handlowy został sprzedany do energetyki, wtedy jest traktowany jako węgiel do celów energetycznych i klasyfikowany jest według sortymentów. Jeśli był to produkt handlowy sprzedany jako węgiel do koksowania, w statystyce pojawi się w grupie dla odpowiedniego typu.

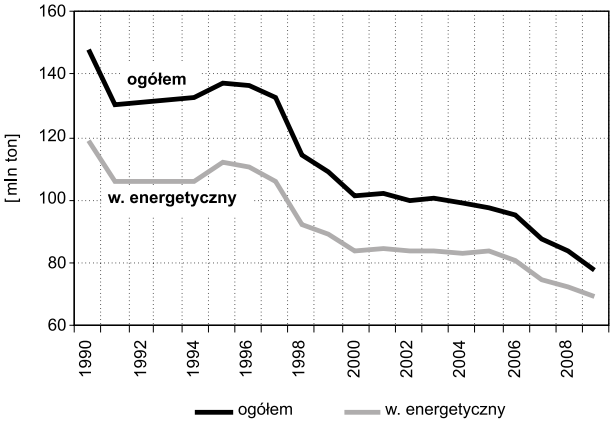
4.5. Produkcja i sprzedaż węgla energetycznego

W sprawozdawczości statystycznej górnictwa węgla kamiennego dane o produkcji i sprzedaży węgla podaje się według wzorów, określonych w formularzach o symbolach G–09.1 i G–09.2. Tę działalność statystyki publicznej wykonuje obecnie Agencja Rozwoju Przemysłu S.A. dla potrzeb Ministerstwa Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej.

Formularz G–09.1 zawiera roczne sprawozdanie o obrocie węglem kamiennym, natomiast formularz G–09.2 jest sprawozdaniem o mechanicznej przeróbce węgla, gdzie w Dziale 5 podaje się produkcję według typów i sortymentów węgla (z uwzględnieniem parametrów jakościowych).

Produkcja (netto) węgla w obrębie każdego sortymentu (dla węgla energetycznego, a dla węgla koksowego – według typów), wykazywana jest w statystyce z uwzględnieniem stanu tzw. zwałów, strat nadzwyczajnych i przeksięgowań, zużycia własnego, deputatów pracowniczych oraz sprzedaży. Sprzedaż natomiast podaje się w podziale na rynki (kraj i eksport) oraz odbiorców (np. energetyka zawodowa, przemysłowa, ciepłownie przemysłowe i komunalne, (...), pozostali odbiorcy).

Zmiany w wielkości produkcji węgla energetycznego na tle całości wydobycia węgla kamiennego w długim horyzoncie czasowym (1990–2009) zobrazowano na rysunku 4.4. Na skutek prowadzonej restrukturyzacji sektora wydobycie węgla kamiennego ogółem w przedstawionym czasie zmniejszyło się blisko dwukrotnie (o 47%): ze 147,4 do 78 mln ton. Spadek



Rys. 4.4. Produkcja węgla energetycznego na tle wydobycia węgla kamiennego ogółem [mln ton/rok]
Źródło: Fakty..., Paszcza 2010

produkcji węgla energetycznego był nieco mniejszy – 41% (o 49 mln ton), a produkcja węgla koksowego spadła aż o 75%.

W tym czasie z rynku „wypadło" około 40 kopalń: część kopalń (uznanych za trwale nierentowne) uległa fizycznej likwidacji, a część kopalń połączono. Praktycznie jedyną kopalnią, planującą rozwój wydobycia w większej skali jest LW Bogdanka SA.

Struktura sprzedaży według producentów

Aktualna struktura organizacyjna górnictwa (rozdz. 4.1) różni się zasadniczo od tej sprzed transformacji gospodarczej. Różni się też od tej z lat dziewięćdziesiątych. W tabeli 4.5 przedstawiono sprzedaż węgla w podziale na poszczególne grupy producentów dla trzech wybranych lat: 1998, 2003 i 2009. Przez wszystkie lata – w kształcie zbliżonym do dzisiejszego (choć z większą liczbą kopalń) – istniały tylko dwie spółki: Katowicka Grupa Kapitałowa i Jastrzębska Spółka Węglowa. Kompania Węglowa powstała, jak wspomniano, w 2003 roku. W 1998 roku grupa „pozostali producenci" ujmuje wszystkie inne – oprócz wymienionych – podmioty gospodarcze działające wówczas w sektorze górnictwa. W 2008 roku prawie 54% sprzedanego

TABELA 4.5. Sprzedaż węgla według producentów

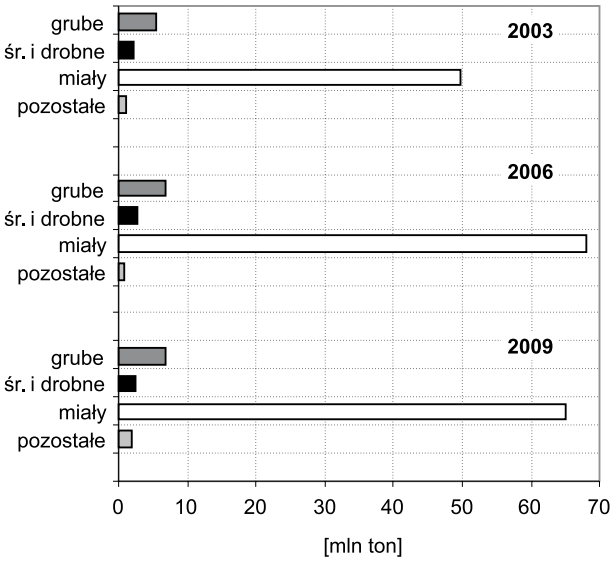
Wyszczególnienie	Węgiel kamienny ogółem				Węgiel energetyczny	
	1998	2003	2008	struktura 2008	2008	struktura 2008
	mln ton			%	mln ton	%
Kompania Węglowa SA	–	47,98	44,51	53,6%	41,62	58,3%
Katowicka GK SA	20,82	18,75	14,00	16,9%	14,00	19,6%
Jastrzębska SW SA	15,26	13,57	13,09	15,8%	4,46	6,2%
Pozostali producenci	78,15	18,23	11,36	13,7%	11,36	15,9%
Górnictwo ogółem	114,23	98,53	82,96	100,0%	71,45	100,0%

Źródło: Informacja dla Rady..., Informacja o funkcjonowaniu...

węgla kamiennego wyprodukowano w kopalniach KW SA. W ostatnich dwóch kolumnach pokazano dane o sprzedaży węgla energetycznego. Również i tutaj dominacja KW SA jest bezsporna, natomiast znacznie mniejszy jest udział JSW SA, gdyż ta spółka jest przede wszystkim producentem węgla koksowego. Ponad 86% węgla kamiennego pochodzi z produkcji trzech dużych spółek; w przypadku węgla energetycznego jest to około 84%.

Struktura sprzedaży węgla energetycznego według sortymentów

Grupa sortymentowa „miały" stanowi około 85% sprzedaży węgla energetycznego. Na rysunku 4.5 zilustrowano strukturę sprzedaży węgla energetycznego według sortymentów dla przykładowych trzech lat – jak widać zmiany w tej strukturze są praktycznie niezauważalne. Tak duży udział miałów wynika z tego, że podstawową grupą odbiorców węgla energetycznego jest energetyka zawodowa, która do spalania węgla stosuje kotły pyłowe, dla jakich węgiel o małym uziarnieniu jest odpowiednim paliwem.



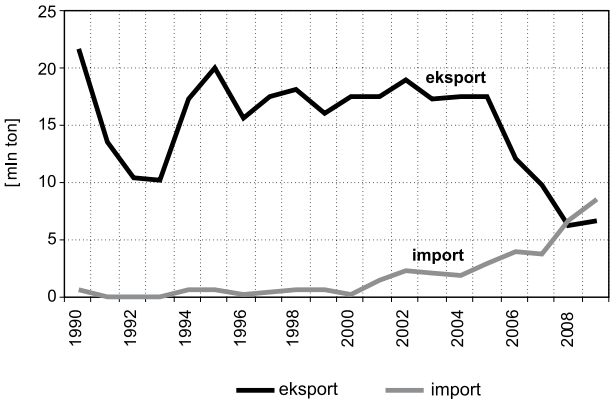
Rys. 4.5. Struktura sprzedaży węgla energetycznego według sortymentów
Źródło: Informacja o funkcjonowaniu... (wybrane lata)

4.6. Eksport i import węgla

Przez wiele lat Polska zaliczała się do ścisłej czołówki światowych eksporterów węgla. Pod koniec lat siedemdziesiątych XX w. eksport węgla energetycznego przekraczał 40 mln ton – czyli tyle, ile obecnie zużywa krajowa energetyka. W następnych latach było to jeszcze ponad 20 mln ton rocznie, lecz po 1990 roku eksport gwałtownie się obniżył. Wtedy był to skutek nie naszej restrukturyzacji, ale warunków politycznych i rynków międzynarodowych (zniesienie restrykcji w handlu międzynarodowym wobec RPA w związku zerwaniem z polityką segregacji rasowej, czego skutkiem był m.in. szybki wzrost eksportu węgla z tego kraju). Jeszcze do roku 2005 eksport polskiego węgla utrzymywał się na poziomie powyżej 15 mln ton, mimo iż często generował straty. Kopalnie uzyskiwały ceny niższe niż w kraju, lecz utrzymywały eksport,

aby – przy malejącym zapotrzebowaniu krajowym – nie redukować gwałtownie wydobycia (głównie z powodów społecznych – utrzymanie zatrudnienia).

Rysunek 4.6 przedstawia zmiany wolumenu eksportu węgla energetycznego w latach 1990 – 2009. Pokazano też rosnącą skalę importu węgla. Głównymi odbiorcami polskiego węgla energetycznego w eksporcie są obecnie Niemcy (2,6 mln ton w 2009 r.), a także Austria i Wielka Brytania (po kilkaset tysięcy ton rocznie).



Rys. 4.6. Eksport i import węgla energetycznego w Polsce [mln ton/rok]
Źródło: Coal Information (wybrane roczniki), ARE – Sytuacja Energetyczna... (wybrane numery)

Import węgla kamiennego w ostatnich latach ma wyraźną tendencję wzrostową – w 2009 r. ilość sprowadzonego węgla do kraju była prawie dwukrotnie większa niż w 2006 r. i aż czterokrotnie wyższa w porównaniu do roku 2004.

Do roku 2007 rosnący import węgla miał charakter uzupełniający w stosunku do dostaw węgla krajowego (szczególnie w przypadku węgla koksowego). Głównym czynnikiem determinującym wzrost importu była nie tyle konkurencyjność węgla importowanego, ile niedostateczna podaż węgla z krajowych kopalń w porównaniu do zapotrzebowania.

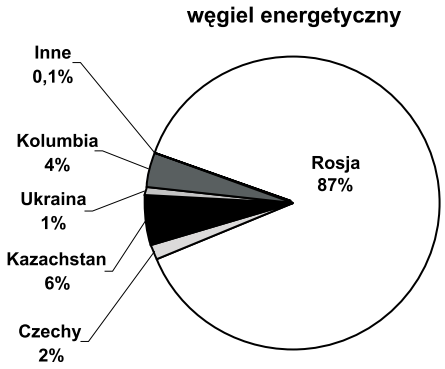
W latach 2008–2009 po raz pierwszy w historii krajowego górnictwa import węgla przewyższył o około 2 mln ton sprzedaż zagraniczną polskiego węgla. Poziom importu w 2008 roku wynikał głównie z braku węgla na rynku krajowym, natomiast w 2009 r. był konsekwencją wcześniej zawartych kontraktów, zanim rynek węglowy odczuł skutki światowego kryzysu gospodarczego.

Zdecydowana większość sprowadzanego do Polski węgla energetycznego pochodzi z Rosji, co ilustruje rysunek 4.7. Na rysunku 4.8 przedstawiono strukturę dostaw węgla kamiennego z importu ze względu na rodzaj transportu: dominuje tu transport kolejowy.

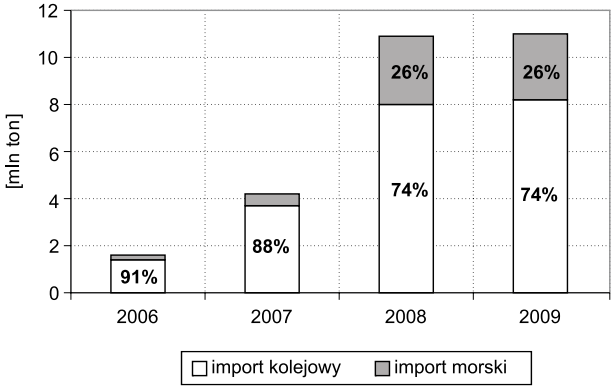
Dominacja Rosji w dostawach węgla energetycznego do Polski utrwala się: w 2004 roku było to niecałe 1,5 mln ton, a w 2009 – około 4,4 mln ton. Całkowity import węgla kamiennego wzrósł w tym czasie z 2,4 mln ton do 10,2 mln ton.

Rośnie też ranga importu w porównaniu do skali sprzedaży krajowej węgla energetycznego: w latach 2004–2007 było to około 3–5%, a w dwóch ostatnich latach – 8–9%. Import węgla energetycznego z Rosji stanowi już około 8% krajowej sprzedaży tego paliwa.

Na intensyfikację dostaw rosyjskiego węgla do Polski z pewnością miało wpływ załamanie się światowej gospodarki. Gdy spadło zainteresowanie dostawami rosyjskiego surowca



Rys. 4.7. Struktura importu węgla energetycznego wg krajów
Źródło: dane ARP



Rys. 4.8. Struktura dostaw węgla kamiennego z importu ze względu na rodzaj transportu
Źródło: dane Eurostat

ze strony stałych zachodnioeuropejskich odbiorców, eksporterzy zaczęli lokować swój towar na rynku polskim. Rosyjski węgiel początkowo znajdował nabywców głównie wśród mniejszych firm (lokalne kotłownie, cementownie etc.) oraz indywidualnych odbiorców, z czasem także duzi odbiorcy z energetyki zawodowej sprowadzają węgiel z Rosji (np. Vattenfall, czy PGE).

Ceny węgla rosyjskiego w ofercie spot (na bazie FOB porty bałtyckie) zmieniają się zgodnie z tendencjami, przeważającymi w danym okresie na rynkach międzynarodowych – ilustruje to zamieszczony wcześniej rysunek 3.7.

Węgiel z Rosji, dostarczany do odbiorców w Europie, pochodzi przede wszystkim z największego rosyjskiego Zagłębia Kuźnieckiego (Kuzbas). Generalnie rosyjskie węgle energetyczne w eksporcie charakteryzują się dobrą jakością i są pożądane przez użytkowników zwłaszcza ze względu na niską zawartość siarki.

Górnictwo w Rosji jest prawie całkowicie sprywatyzowane. W eksporcie dominują spółki: SUEK (ok. 29%), KRU (28%), SDS (10%), Meczel (7%) i Sibuglemet (5%) – dwie ostatnie eksportują głownie węgiel koksowy. Reszta eksportu realizowana jest przez liczne mniejsze spółki. SUEK ma od kilku lat przedstawicielstwo w Polsce, a jego dostawy na nasz rynek szacuje się na około 2 mln ton węgla energetycznego rocznie. Na rynku polskim operuje ponadto wiele – mniejszych lub większych – firm, zajmujących się handlem węglem rosyjskim. Oferują one

odbiór węgla w swoich składach opałowych, bądź na granicy, albo też z dostawą do odbiorcy (Stala-Szlugaj 2009).

Szacując koszt importu węgla z Rosji można przyjąć, że na granicy (morskiej lub lądowej) powinno się uzyskać cenę nie wyższą niż ceny spot FOB Bałtyk. Tak więc dla odbiorcy w Polsce koszt importu będzie wyższy od ceny FOB o koszt transportu krajowego z portu czy kolejowego przejścia granicznego do użytkownika (oraz koszty przeładunków, rzędu kilku USD/tonę).

Opłacalność importu węgla z Rosji zależy też ściśle od kursu dolara w stosunku do złotego i rubla, a także kosztów transportu.

5. Rynek odbiorców węgla energetycznego w Polsce

5.1. Główne grupy odbiorców węgla energetycznego

Popyt na węgiel energetyczny na rynku krajowym generowany jest przez zapotrzebowanie głównych grup odbiorców: elektrowni i elektrociepłowni zawodowych, komunalnych, odbiorców przemysłowych oraz pozostałych mniejszych odbiorców (w tym – indywidualnych). Sektor energetyki zawodowej to – według danych z tabeli 5.1 – około 55% sprzedaży krajowej węgla kamiennego ogółem. Rysunek 5.1 pokazuje strukturę sprzedaży według grup odbiorców dla roku 2004 i 2005. Pomimo zmniejszających się ilości węgla w sprzedaży do energetyki zawodowej, udział sektora wzrósł (gdyż zmniejszyła się rola innych odbiorców).

TABELA 5.1. Kierunki sprzedaży węgla kamiennego ogółem według głównych odbiorców

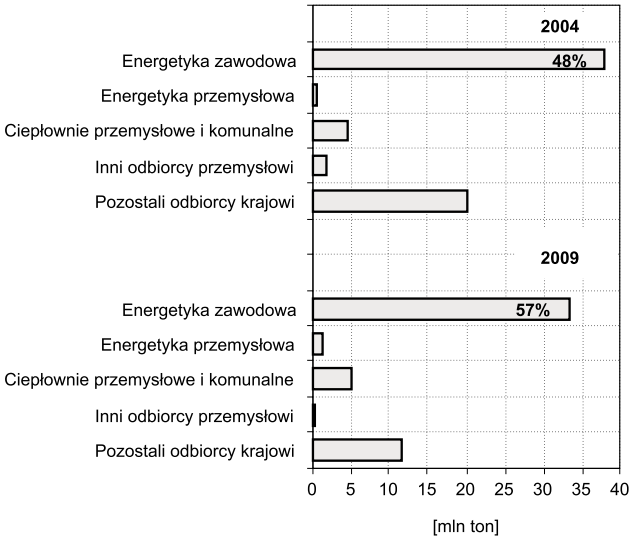
Rok	Sprzedaż krajowa razem	Energetyka zawodowa	Energetyka przemysłowa	Ciepłownie przemysłowe i komunalne	Inni odbiorcy przemysłowi	Pozostali odbiorcy krajowi
	[mln ton]	[mln ton]	[mln ton]	[mln ton]	[mln ton]	[mln ton]
2004	78,06	37,79	0,60	4,55	1,88	20,10
2005	74,71	39,74	1,39	4,88	1,27	16,77
2006	77,76	41,39	1,39	4,72	1,03	18,10
2007	74,81	41,71	1,32	4,88	0,83	14,62
2008	68,83	37,62	1,02	3,90	0,81	15,57
2009	58,86	33,38	1,34	5,21	0,32	11,68

Źródło: Informacja o funkcjonowaniu górnictwa..., wybrane lata

Duzi odbiorcy (jak elektrownie i elektrociepłownie z sektora energetyki zawodowej) zaopatrują się w węgiel bezpośrednio u producentów (w spółkach węglowych), najczęściej na podstawie umów zawieranych na określony termin, ilość i jakość. Ta grupa odbiorców kupuje przede wszystkim miały energetyczne.

Drugą po energetyce grupą są tzw. „pozostali odbiorcy krajowi". Grupa ta obejmuje między innymi gospodarstwa domowe, przedsiębiorstwa produkcyjno-handlowe, gospodarstwa rolnicze, ogrodnictwo, administrację państwową i innych odbiorców.

Sektor komunalno-bytowy, pomimo dużego rozproszenia, jest dla górnictwa węgla kamiennego ważnym segmentem rynku. Ponad 25% przychodów ze sprzedaży węgla energetycznego ogółem, pochodzi ze sprzedaży węgla na potrzeby ogrzewnictwa indywidualnego (Kurczabiński, Łój 2010).



Rys. 5.1. Struktura sprzedaży węgla energetycznego do głównych grup odbiorców
Źródło: Informacja o funkcjonowaniu górnictwa..., wybrane lata

W tej grupie łącznie, do ogrzewania gospodarstw domowych – indywidualnie lub poprzez małe lokalne kotłownie (poza ciepłem sieciowym) – zużywa się rocznie około 11,5 mln ton sortymentów grubych, średnich i miałowych, w tym:

- około 6,5 mln ton sortymentów grubych,
- około 2,2 mln ton sortymentów średnich (w tym ok. 1 mln ton tzw. kwalifikowanych paliw węglowych, noszących specyficzne nazwy handlowe jak Ekogroszki, Ekoret, Retopal i inne),
- około 2,8 mln ton miałów węglowych.

Są to głównie wysokojakościowe grube i średnie sortymenty handlowe, otrzymywane w procesie wzbogacania urobku surowego, o następujących parametrach:

- typ węgla – 31.1, 31.2, 32.1, 32.2, 33
- wartość opałowa w stanie roboczym – 24 do 31 MJ/kg
- zawartość popiołu w stanie roboczym – 3–10%
- zawartość siarki całkowitej – 0,4–0,8%
- zawartość wilgoci całkowitej – < 8%

Łącznie około 7 mln gospodarstw domowych jest przystosowanych do spalania paliw stałych, w tym węgla kamiennego.

Spółki węglowe realizują sprzedaż węgla dla tzw. odbiorców pozaumownych (spoza sektora energetyki zawodowej) poprzez ogólnopolską sieć sprzedawców handlowych. Wśród nich występują duże firmy handlowe (np. CZW Węglozbyt SA, czy spółka Katowicki Węgiel Sp. z o.o.), a także autoryzowani sprzedawcy (tzw. dealerzy) oraz składy opałowe. Główne punkty sprzedaży węgla w kraju skoncentrowane są w rękach składów handlujących węglem Katowickiego Holdingu Węglowego SA (z udziałem w rynku wynoszącym prawie 48%) oraz Kompanii Węglowej SA (około 47% udziału) (Stala-Szlugaj 2010).

Dane energetyki (ARE) również wykazują malejące zużycie węgla w ostatnich kilku latach (tab. 5.2).

TABELA 5.2. Zużycie węgla w elektroenergetyce zawodowej [mln ton/rok]

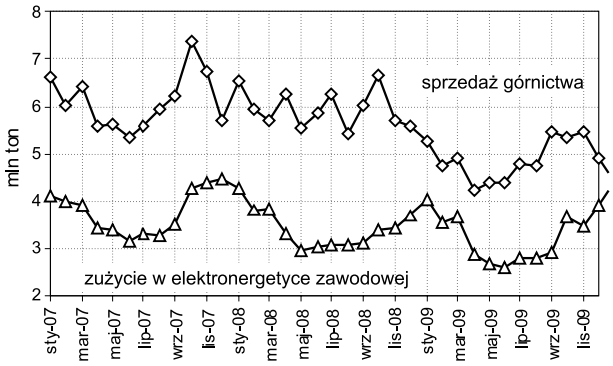
Rok	Razem	w tym: na produkcję energii elektrycznej
2004	43,156	34,693
2005	42,395	33,936
2006	44,586	36,491
2007	45,379	37,139
2008	41,091	34,000
2009	39,238	32,362

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE – „Informacja statystyczna ..”

Ze względu na pewne różnice metodyczne w gromadzeniu i agregowaniu danych statystycznych w sektorze energetyki, nie da się wprost porównać danych górniczych (o sprzedaży) z danymi energetyki (o zużyciu węgla). Dane górnictwa obejmują całość sprzedaży węgla energetycznego (dla wszystkich sortymentów, wraz z eksportem.

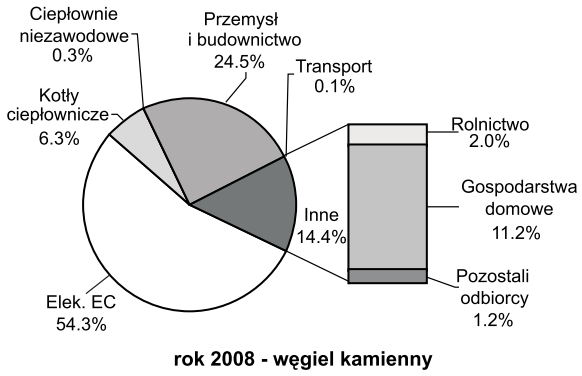
W energetyce pewną rolę odgrywa import. Ponadto dużą rolę w bilansowaniu odgrywają zapasy: węgiel sprzedany czy zakupiony w danym okresie (miesiącu, kwartale, roku) nie jest tożsamy z węglem zużytym. Trzeba też pamiętać, że energetyka musi utrzymywać pewną ilość węgla na składowiskach.

Rysunek 5.2 przedstawia próbę porównania danych górnictwa (o sprzedaży węgla energetycznego ogółem) z danymi o zużyciu węgla w energetyce zawodowej (dla elektrowni i elektrociepłowni) dla danych miesięcznych.



Rys. 5.2. Porównanie miesięcznej sprzedaży węgla energetycznego ogółem z wielkością zużycia w energetyce zawodowej w latach 2007–2009
Źródło opracowanie własne: dane górnictwa:„Informacja o funkcjonowaniu górnictwa...”, dane energetyki: ARE – „Informacja statystyczna...”

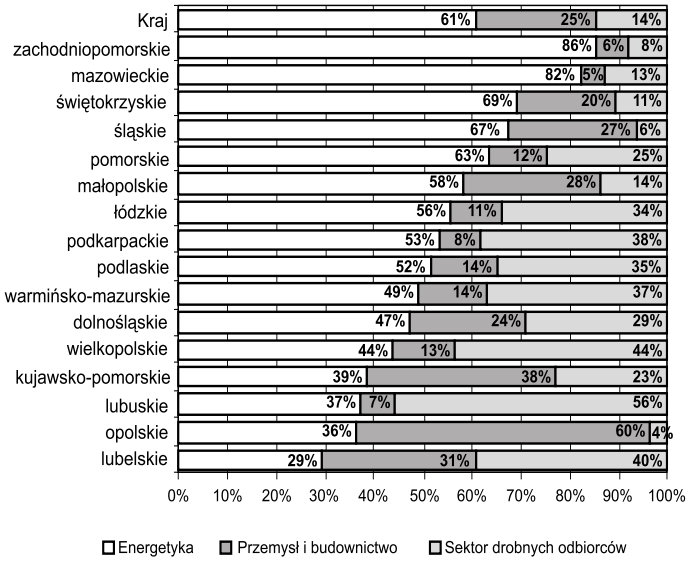
Według danych GUS (Zużycie paliw...) elektrownie i elektrociepłownie zużyły w 2008 roku 43,6 mln ton węgla, co stanowiło 54,3% całkowitego zużycia tego paliwa w kraju. Rysunek 5.3 przedstawia udziały również dla pozostałych grup odbiorców. Struktura tego zużycia w skali kraju utrzymuje się na podobnym poziomie w ciągu kilku ostatnich lat.



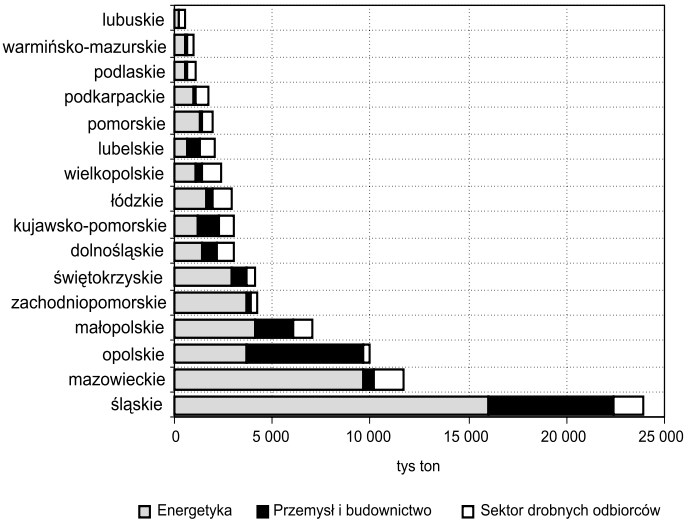
Rys. 5.3. Struktura zużycia węgla kamiennego w 2008 r.
Źródło: GUS

5.2. Zużycie węgla energetycznego w ujęciu regionalnym

W statystyce zużycia węgla według województw na pierwszym miejscu plasuje się województwo śląskie, gdzie w 2008 roku zużyto prawie 24 mln ton węgla, z czego 15,1 mln ton – w elektrowniach i elektrociepłowniach (67,1%). Drugie z kolei, województwo mazowieckie, wykazuje się zużyciem o połowę mniejszym (ok. 11,8 mln ton). Najmniej węgla zużywa się w województwie lubuskim (tylko 429 tys. ton). Kolejność wszystkich województw pokazuje rysunek 5.4. Na rysunku 5.5 natomiast przedstawiono strukturę procentową zużycia węgla w podziale na trzy główne sektory: energetykę, przemysł i budownictwo oraz sektor drobnych odbiorców (rolnictwo, gospodarstwa domowe i pozostałych). Na tym wykresie województwa uszeregowano w według udziału węgla zużywanego w energetyce: przewodzi tu województwo zachodniopomorskie. Najmniejszy udział w zużyciu wegla w energetyce ma województwo lubelskie.



Rys. 5.4. Udział głównych grup użytkowników węgla w województwach
Źródło: GUS



Rys. 5.5. Zużycie węgla według województw
Źródło: GUS

6. Ceny węgla energetycznego w Polsce

6.1. Rozwiązania systemowe w latach dziewięćdziesiątych XX wieku

W okresie gospodarki centralnie planowanej ceny węgla w Polsce podawane były w publikowanych corocznie cennikach. Cenniki te miały formę tablic, a ceny odnosiły się do tzw. klas węgla. Osobne cenniki dotyczyły węgla do celów energetycznych i węgla do koksowania. Klasy węgla energetycznego opisane były poprzez przedziały zawartości popiołu i wartości opałowej. Osobne cenniki budowano też dla różnych grup odbiorców (energetyka zawodowa, odbiorcy indywidualni) oraz dla różnych sortymentów.

Pod koniec lat osiemdziesiątych węgiel kamienny dostarczany do energetyki zawodowej był bardzo złej jakości – zawartość popiołu nierzadko przekraczała 35 a nawet 40%. Powodem tego był przede wszystkim brak zakładów wzbogacania miałów węgla energetycznego.

W 1990 roku po raz pierwszy do praktyki handlu węglem wprowadzono formuły cenowe – opracowano wzory matematyczne, służące do wyliczania cen węgla na podstawie parametrów jakościowych. Osobne formuły opracowano dla węgla energetycznego i węgla do koksowania.

Począwszy od 1990 roku, wraz ze zmianą systemu gospodarczego w Polsce, rozpoczęto intensywną restrukturyzację i modernizację górnictwa węgla kamiennego.

Nowy system cen dla węgla miał dwa zasadnicze cele:

– spowodować poprawę jakości węgla,
– zapewnić opłacalność budowy zakładów wzbogacania miałów energetycznych.

Przyjęto, że przyrost cen węgla wzbogaconego powinien pokrywać nie tylko bieżące koszty jego przeróbki, lecz również powinien umożliwić uzyskanie środków finansowych na szybką spłatę kredytów, zaciągniętych na wybudowanie zakładów wzbogacania miałów.

Elementem rynkowym systemów cen jest tzw. **poziom cen**. Poziom ten jest przedmiotem negocjacji pomiędzy producentem (sprzedającym) a użytkownikiem (kupującym). Producenci powinni zagwarantować sobie takie ceny węgla, które pokryją koszty jego pozyskania, powiększone o pewną stopę zysku. Użytkownicy natomiast zabiegają o to, by ceny węgla były na poziomie, gwarantującym im zyskowną sprzedaż swych produktów finalnych (ciepła, energii elektrycznej itp.). Interesy stron są oczywiście rozbieżne, a negocjacje winny przynieść korzyści dla obu stron.

Drugim elementem systemów cenowych jest tzw. **struktura cen**. Struktura określa, w jaki sposób powinna się zmieniać cena, jeśli parametry jakościowe sprzedawanego węgla różnią się od parametrów uzgodnionych (lub przyjętych za „bazowe"). Struktura cen w zasadzie powinna odzwierciedlać wartość użytkową węgla. Wartość użytkowa węgla do celów energetycznych jest w praktyce proporcjonalna do wartości opałowej (energii chemicznej) węgla. Inne parametry jakościowe, jak np. zawartość popiołu, zawartość wilgoci (tzw. składniki balastowe) czy

też zawartość siarki, są traktowane jako czynniki uciążliwości użytkowania węgla. Ich wpływ na cenę węgla powinien być tak ustalony, aby wyrażać w formie pieniężnej tę uciążliwość.

Dla lepszego zrozumienia zasad stosowanych dziś w handlu węglem w Polsce, poniżej opisano w skrócie podstawy wprowadzonego w 1990 r. systemu cen. Podano kilka faktów z historii jego wdrażania oraz powody kolejnych modyfikacji systemu. Historię tę można umownie podzielić na trzy okresy:

- I: 1990–1993 – formuła opracowana w 1990 roku w Instytucie GSMiE PAN (nazywana formułą W. Blaschke),
- II: 1994–2003 – zmodyfikowana formuła z 1990 roku (nazywana formułą bytomską)
- III: od 2004 – spółki węglowe opracowują własne rozwiązania

Okres I: lata 1990–1993 – Formuła W. Blaschke (1990)

Nowy system cen został opracowany w 1990 roku Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN w Krakowie przez zespół pod kierunkiem prof. Wiesława Blaschke (Blaschke i in. 1991; Blaschke i in. 1993; Blaschke 2000). Za „cenotwórcze" uznano następujące parametry jakościowe węgla: wartość opałowa Q_i^r, zawartość popiołu A^r i zawartość siarki całkowitej S_t^r – podawane w stanie roboczym, a więc z uwzględnieniem zawartości wilgoci całkowitej. Po raz pierwszy w Polsce za cenotwórczy parametr węgla uznano zawartość siarki.

Przy konstruowaniu formuły cenowej dla węgla energetycznego wykorzystano zależności obserwowane w praktyce handlu węglem w krajach EWG w latach osiemdziesiątych, a mianowicie:

- cena węgla zmienia się proporcjonalnie do zmian wartości opałowej,
- zmiana zawartości popiołu o 1% powoduje zmianę ceny o 1%,
- zmiana zawartości siarki o 0,1% zmienia cenę o 1%.

Aby bardziej zdecydowanie wymusić na producentach poprawę jakości węgla poprzez wzbogacanie, w nowym systemie cen węgle podzielono na trzy gatunki w zależności od zawartości popiołu:

- gatunek I obejmował węgle o zawartości popiołu do 12%,
- gatunek II – węgle od 12 do 21% zawartości popiołu,
- gatunek III – węgle o zawartości popiołu powyżej 21%,

przy czym dla węgli gatunku II zastosowano dodatkową preferencję cenową: na każde obniżenie zawartości popiołu o 1% – przyrost ceny o 2%.

Formuła cenowa, wyrażona wzorem 4.1, została wprowadzona w maju 1990 r. na mocy decyzji Ministra Finansów do obowiązkowego stosowania w handlu węglem energetycznym.

$$C_w^e = r_e \cdot W_e \cdot C_w^b \cdot \left(\frac{Q_i^r}{25{,}1208} - \frac{A^r - 12}{100} - \frac{S_t^r - 1}{10} \right) \tag{6.1}$$

Oznaczenia:

C_w^e – obliczana cena węgla energetycznego [PLN/Mg] lub [USD/Mg],

r_e – współczynnik relacji pomiędzy sortymentami (dla miałów energetycznych przyjmuje się $r_e = 1$),

W_e – współczynnik uzależniony od przedziału zawartości popiołu (charakteryzował wymienione wyżej trzy gatunki):
dla gatunku I – $W_e = 1$,
dla gatunku II – zmienny wskaźnik W_e, przyjmujący wartości z przedziału od 1,0 do 0,8,
dla gatunku III – $W_e = 0{,}8$;

C_w^b – cena węgla wskaźnikowego [PLN/Mg] lub [USD/Mg], parametry jakościowe węgla wskaźnikowego: $Q_i^r = 25{,}1208$ MJ/kg, $A^r = 12\%$, $S_t^r = 1\%$ (parametry we wzorze),

Q_i^r – wartość opałowa węgla w stanie roboczym [MJ/kg],

A^r – zawartość popiołu w stanie roboczym [%],

S_t^r – zawartość siarki całkowitej w stanie roboczym [%].

W lipcu 1992 r. uwolniono w Polsce ceny na węgiel i stosowanie formuły przestało być obligatoryjne. Pomimo tego była ona zwyczajowo stosowana w rozliczeniach za dostawy węgla pomiędzy górnictwem a energetyką zawodową.

Formuła (4.1) wyraźnie preferowała (zgodnie z założeniem) interesy górnictwa. Osiągnęła swój cel – czyli wymuszenie poprawy jakości węgla. Jednakże zbyt wysokie ceny węgli dobrej jakości nie odzwierciedlały korzyści ze wzrostu ich wartości użytkowej dla sektora wytwarzania energii. Tę sytuację potęgowała jeszcze wysoka w tamtym okresie inflacja. Zmiany gospodarcze zachodzące w Polsce, likwidacja dużej części energochłonnego przemysłu ciężkiego, zdecydowane spowolnienie wzrostu gospodarczego spowodowały spadek zapotrzebowania na energię, a rynek węglowy zmienił się z rynku producenta na rynek odbiorcy. Zaistniała sytuacja wymusiła modyfikację formuły sprzedażnej.

Okres II: lata 1994–2003 – Formuła „bytomska"

Modyfikacja ta została zaproponowana w 1993 r. przez E. Rupika jako wzorzec do negocjacji cen węgla na rok 1994. Podstawą modyfikacji była rezygnacja z podziału na trzy gatunki (ze względu na zawartość popiołu) i przyjęcie jednej wartości wskaźnika $W_e = 0{,}8$ dla wszystkich węgli. Ponadto, ponieważ formułę stosowano przede wszystkim dla miałów węgla energetycznego, ze wzoru wykluczono współczynnik r_e (gdyż jego wartość dla miałów i tak wynosiła 1).

Zmodyfikowana formuła sprzedażna dla miałów węgla energetycznego przybrała więc postać wzoru 4.2 (nazywano ją popularnie „formułą Rupika" lub „formułą bytomską").

$$C_w^e = 0{,}8 \cdot C_w^b \cdot \left(\frac{Q_i^r}{25{,}1208} - \frac{A^r - 12}{100} - \frac{S_t^r - 1}{10} \right) \tag{6.2}$$

(wszystkie oznaczenia jak we wzorze 4.1).

Formuła w tej postaci była stosowana bez zmian przez kilka następnych lat w większości zawieranych umów.

Okres III: od 2004 r.

W związku z prowadzonymi procesami restrukturyzacji, obraz górnictwa węgla kamiennego i jego struktura organizacyjna stały się zupełnie inne niż na początku transformacji. W II połowie 2003 r. zmieniły się również zewnętrzne warunki rynkowe: zdecydowanie wzrosły ceny węgla na rynkach międzynarodowych, przez co eksport węgla stał się wysoce opłacalny również dla polskich producentów. Znacznie zmniejszona (w wyniku restrukturyzacji) produkcja węgla oraz większy eksport spowodowały, że rynek węgla stał się znowu rynkiem producenta. Spółki węglowe zaczęły stosować bardziej zindywidualizowane sposoby określania cen dla swoich produktów handlowych. Niektórzy producenci jeszcze przez jakiś czas stosowali „formułę bytomską" w rozliczeniach za odstępstwa od parametrów w dostawie – w porównaniu do parametrów określonych w umowie.

We wcześniejszych latach (gdy krajowy rynek węgla był rynkiem odbiorcy) powszechną praktyką stosowaną w rozliczeniach za dostawy węgla było, iż za niedotrzymanie parametrów jakościowych – jeśli te parametry były gorsze od deklarowanych w umowie – odbiorca dostawał odpowiedni opust ceny. Przy wysokich odstępstwach przewidywano kary. Natomiast jeśli parametry dostawy były lepsze – odbiorca nie płacił więcej.

Tak prowadzone rozliczenia wtórne były dodatkowym źródłem strat w kopalniach. Kopalnie godziły się na nie jednak, gdyż chciały przede wszystkim sprzedać wydobyty węgiel, nawet ze stratą.

Od 2004 roku poszczególni producenci (spółki węglowe) zaczęli stosować bardziej zindywidualizowane podejście do zasad ustalania cen. Przede wszystkim zrezygnowano z pośredników, a przynajmniej znacząco zredukowano ich liczbę. Duże kontrakty (dostawy do dużych odbiorców, w tym do energetyki zawodowej) realizowano w zasadzie wyłącznie bezpośrednio przez spółki.

Coraz powszechniejszą praktyką stało się podawanie ceny w przeliczeniu na jednostkę energii (w złotych za gigadżul, a nie za tonę). Wszystkie spółki zaczęły też publikować oferty cenowe na swoich stronach internetowych.

Węgiel wskaźnikowy a węgiel normatywny

Przy tworzeniu nowego systemu cen (1990) bazowano na pewnych zależnościach obserwowanych na rynkach węglowych ówczesnej EWG. Z tego powodu w formule (4.1) występują jako „bazowe" parametry tzw. węgla wskaźnikowego. Węgiel o takiej (lub zbliżonej) jakości jest przedmiotem obrotu w handlu międzynarodowym.

Tymczasem elektrownie w Polsce spalają węgiel o znacznie niższej wartości opałowej i wyższej zawartości popiołu. W tamtych latach przeciętna (średnia) jakość węgla zużywanego przez energetykę zawodową w Polsce wynosiła: wartość opałowa – 21 MJ/kg, zawartość popiołu – 22% i zawartość siarki – 0,9%. Węgiel o takich parametrach nazywany był węglem normatywnym.

Te różnice jakościowe powodowały, iż – dla osób nie związanych bezpośrednio z branżą i nie wdrożonych w ukryte zawiłości tamtego systemu cen na węgiel energetyczny – poprawne stosowanie formuły cenowej było trudne.

Węgiel normatywny – jako synonim węgla (w sortymencie miałowym) o zdefiniowanej jakości, czyli węgla klasy 21/22/09 (Q/A/S) – odgrywał istotną rolę w negocjacjach cenowych,

prowadzonych w latach dziewięćdziesiątych, a szczególnie w drugiej połowie dekady. Takie negocjacje odbywały się na szczeblu sektorów górnictwa węgla kamiennego i energetyki zawodowej, a w ich wyniku uzgadniano na najbliższy rok średnią cenę węgla normatywnego.

Z punktu widzenia energetyki, ustalony w tych negocjacjach 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).

Po stronie górnictwa natomiast cena bazowa węgla normatywnego była pewną ceną wzorcową w sprzedaży (miałów) na rynku krajowym, której uzyskanie było pożądane dla realizacji celów rządowego programu restrukturyzacji górnictwa.

6.2. Parytet importowy

Przy wyznaczaniu bazowej ceny węgla normatywnego opierano się na tzw. parytecie importowym.

Przyjęto definicję, że „parytet importowy węgla kamiennego energetycznego" jest to średnia cena węgla hipotetycznie sprowadzonego do Polski drogą morską z krajów, będących 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 (Lorenz 2000). Taką metodą po raz pierwszy wyznaczono parytet na rok 1997, a po raz ostatni – na rok 2001.

Przyjmowano, że cena węgla *loco* kopalnia może być co najwyżej równa cenie importowanego węgla *franco* wagon w portach polskich. Jeżeli ceny te są równe, użytkownik wybierze to źródło zakupu, z którego koszt transportu do jego zakładu będzie niższy. W praktyce o miejscu zakupu węgla zadecyduje suma kosztów, jakie musi ponieść użytkownik sprowadzając węgiel do swego zakładu (w takim przypadku można wyznaczyć indywidualny poziom parytetu dla danego odbiorcy).

Parytet importowy wyznaczał w umowny sposób graniczną cenę węgla krajowego przeznaczonego dla energetyki zawodowej, a znajomość jego poziomu była pomocna we wspomnianych już negocjacjach cenowych przy zawieraniu umów na dostawy węgla pomiędzy producentami (spółkami węglowymi, kopalniami) a głównymi odbiorcami (elektrowniami).

Do 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.

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. Dostawy węgla krajowego przestały zaspokajać w pełni potrzeby użytkowników – pod względem ilościowym, jakościowym lub cenowym. Import węgla, rozpatrywany pod koniec lat

dziewięćdziesiątych oraz w pierwszych latach XXI wieku jako hipotetyczny stał się faktem. Co więcej – w 2008 roku po raz pierwszy w historii Polska stała się importerem węgla netto.

Indywidualny parytet importowy

W latach dziewięćdziesiątych XX w. wyznaczano jeden parytet dla całej branży (górnictwo węgla kamiennego – energetyka zawodowa).

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 (z dwoma wyjątkami: LW Bogdanka SA i małej prywatnej kopalni Siltech sp. z o.o.), to przedsiębiorstwa wchodzące w skład sektora energetyki zawodowej są już w sporej części prywatne. Większość dużych grup energetycznych 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) wybierze to źródło surowca, które – w dostawie do elektrowni – da mu bardziej atrakcyjną, konkurencyjną cenę (Lorenz 2010).

Przy takim podejściu łatwo zauważyć, że dla użytkownika koszty pozyskania paliwa (sprowadzenia go do zakładu) zależeć będą 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. Nie będzie to więc jedna, uniwersalna wielkość, taka sama dla całego rynku, ale wartość indywidualna dla każdego użytkownika węgla.

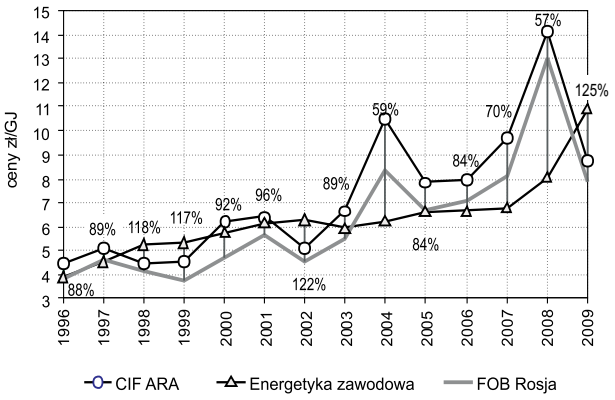
Pojęcie „parytet importowy" nie jest kategorią obiektywną. Sposób jego wyznaczania i interpretacji zależy od celu, jakim taka – wyznaczona w umowny sposób – wartość miałaby służyć.

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. Jeśli natomiast miałby on być podstawą do wyznaczania poziomu cen w negocjacjach na dostawy węgla – wtedy oczywiście metodologia musi być ustalona pomiędzy zainteresowanymi stronami. Jeśli zaś parytet miałby służyć do weryfikacji poziomu cen zawartych w umowach na dostawy węgla, to w uzgodnieniach pomiędzy producentami i odbiorcami węgla należałoby przyjąć także harmonogram weryfikacji parytetu (przy zmieniających się warunkach rynkowych).

6.3. Porównanie cen węgla krajowego z cenami węgla na rynkach międzynarodowych

Ceny węgla energetycznego na rynkach międzynarodowych są z uwagą obserwowane przez krajowych producentów i użytkowników tego paliwa, szczególnie w ostatnich latach, gdy węgiel z importu staje się coraz ważniejszym źródłem zasilania dla odbiorców węgla i konkurentem dla jego producentów.

Warto zatem przyjrzeć się, w jakiej relacji pozostawały średnie ceny krajowe do cen z rynków międzynarodowych. Porównanie takie – dla lat 1996–2009 – przedstawia rysunek 6.1.



Rys. 6.1. Porównanie średnich rocznych cen węgla zużytego przez energetykę zawodową z cenami rocznymi rynków *spot* (CIF ARA i FOB Rosja) w latach 1996–2009
Źródło: ARE (Sytuacja techniczno-ekonomiczna...), Platts, Argus, globalCOAL

Pokazano na nim średnie roczne ceny węgla zużytego przez energetykę zawodową (w zł/GJ, według statystyk ARE) i skonfrontowano je z danymi z rynków międzynarodowych.

Do porównania wybrano ceny CIF ARA oraz FOB Rosja (porty bałtyckie) – uśrednione do wartości rocznych i przeliczone na zł/GJ.

Podano (w procentach) relację ceny węgla krajowego do średniej ceny CIF ARA w każdym roku. Porównanie to dowodzi, że w niektórych latach (1998, 1999, 2002, 2009) ceny krajowe były wyższe od przeciętnych cen w imporcie do Europy Zachodniej.

W rozdziale 3 wspomniano już, że indeks cen CIF ARA pełni rolę wskaźnika cen rynkowych (węgla o standaryzowanej jakości) dla rynku europejskiego. Należy jednak 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 (Lorenz, Grudziński 2009). Wśród indeksów 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). Jednakże wartości indeksów CIF ARA, podawane przez inne źródła, nie odbiegają od wartości API 2.

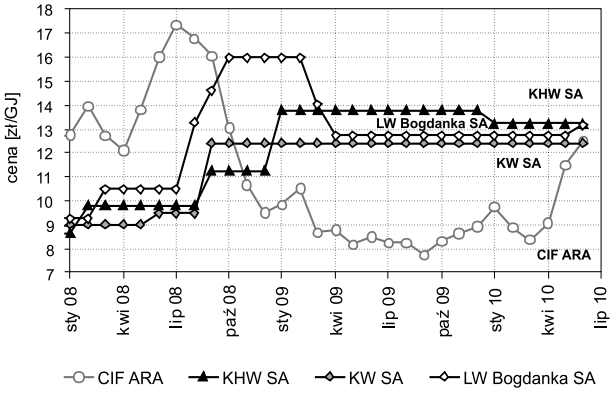
Dla rynku azjatyckiego rolę ceny referencyjnej pełni cena węgla australijskiego (na bazie FOB Newcastle) uzgadniana w rocznych kontraktach pomiędzy przedstawicielami australijskich eksporterów z dużymi firmami energetycznymi z Japonii, jak również indeksy rynku spot, określane najczęściej na bazie FOB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

Dla polskiego rynku węgla energetycznego brak jest takiej obiektywnej ceny. Kiedyś podobną funkcję spełniała wspomniana wcześniej cena węgla normatywnego. Obecnie w publicznie dostępnych statystykach podawane są tylko ceny węgla energetycznego w sprzedaży ogółem, w zł/tonę – bez informacji o jakości (Informacja o funkcjonowaniu...) oraz ceny węgla zużytego w sektorze energetyki zawodowej – w zł/GJ (dane kwartalne narastające) (ARE – Sytuacja w Elektroenergetyce).

Wspomniane indeksy cen węgla na rynkach międzynarodowych reprezentują warunki rynków *spot*, czyli tzw. dostaw natychmiastowych (o 90-dniowym terminie realizacji). Na rynku krajowym, jako wyznacznik cen *spot* można by w uproszczeniu potraktować cenniki poszcze-

gólnych spółek węglowych, publikowane w internecie i przeznaczone dla tzw. odbiorców pozaumownych.

Na rysunku 6.2 zilustrowano zmienność cen miałów w cennikach internetowych największych producentów krajowych na przykładzie miału MIIA o wartości opałowej 22 MJ/kg i zawartości siarki z przedziału 0,6–0,8% (dla LW Bogdanka, która nie produkuje węgla o tak niskiej zawartości siarki, wzięto cenę miału klasy 22/18/12). Ceny podano w przeliczeniu na zł/GJ.



Rys. 6.2. Porównanie średnich miesięcznych cen *spot* CIF ARA z cennikami miałów (klasa 22/08) w ofercie krajowych producentów węgla [zł/GJ]
Źródło opracowanie własne: ceny CIF ARA: Platts, Argus, globalCOAL – uśrednione wartości przeliczone z USD wg średnich kursów NBP
ceny spółek: cenniki ze stron internetowych

Na wykresie pokazano także, jak w przedstawionym przedziale czasu (od stycznia 2008 do czerwca 2010) zmieniały się średnie miesięczne ceny *spot* CIF ARA. Tych cen nie należy utożsamiać z ceną w imporcie – intencją było tu pokazanie tendencji zmian w okresach krótszych, niż prezentowane wcześniej średnie roczne.

W pierwszej połowie 2008 r. oferty cenowe *spot* krajowych producentów były wyraźnie niższe od cen na rynkach międzynarodowych (CIF ARA). Był to czas przed „wybuchem" światowego kryzysu gospodarczego, gdy ceny wszystkich surowców na świecie rosły bardzo dynamicznie.

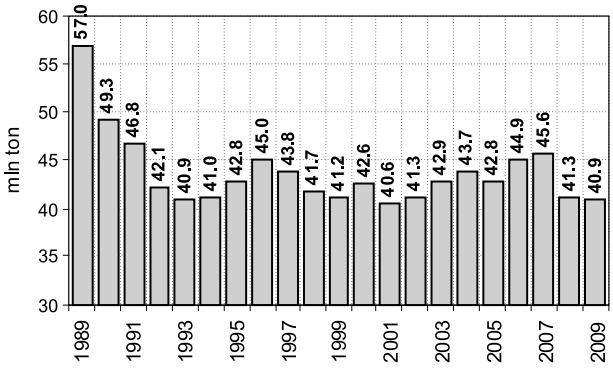
Pokazane relacje dość dobrze ilustrują stan rynku węgla energetycznego w Polsce: dopiero w obliczu niedoboru węgla krajowego oraz wysokiego wzrostu cen węgla na rynkach międzynarodowych w 2008 r., krajowym producentom udało się wynegocjować z energetyką wyższe ceny w kontraktach na 2009 rok – wcześniej uwidoczniło się to w ofercie *spot* (cenniki internetowe). Gdy jednak to nastąpiło – sytuacja na świecie zmieniła się: ceny rynkowe drastycznie spadły, a w kontraktach pozostały wysokie. To z kolei wzmogło zainteresowanie importem przez krajowych użytkowników węgla energetycznego (Lorenz 2010).

W 2010 roku oferty internetowe poszczególnych spółek (dla przykładowego miału klasy 22/08) były bardzo zbliżone, lecz wyraźnie wyższe od cen CIF ARA. Dopiero w maju i czerwcu 2010 r. – w związku ze wzrostem cen węgla na świecie, ale także przez sukcesywne umacnianie się złotego wobec dolara amerykańskiego – różnice te znacznie się zmniejszyły (w złotych na GJ).

7. Użytkowanie węgla w energetyce

7.1. Węgiel a inne nośniki energii pierwotnej

Węgiel kamienny energetyczny jest podstawowym nośnikiem energii w Polsce, pomimo iż jego zużycie w energetyce zawodowej systematycznie spada: z około 57 mln ton w roku 1989 do około 41 mln ton w 2009. Zmiany w zużyciu tego paliwa w ostatnich 20 latach przedstawia rysunek 7.1.



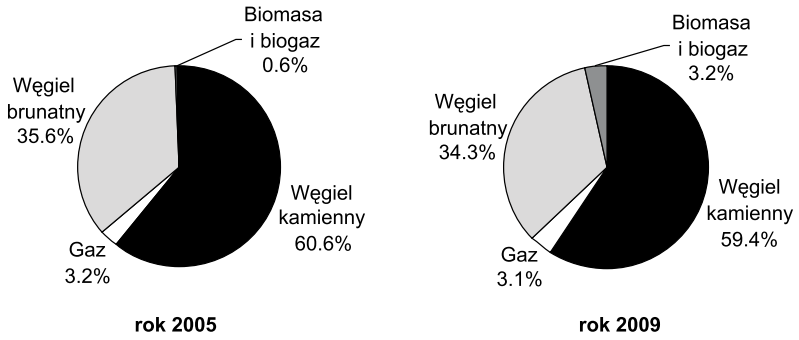
Rys. 7.1. Zużycie węgla w energetyce zawodowej [mln ton/rok]

Rysunek 7.2 pokazuje przykładową strukturę zużycia paliw w elektroenergetyce zawodowej w latach 2005 i 2009 – choć udział biomasy i biogazu w tym bilansie rośnie, to nie wywiera on bardziej znaczącego wpływu na pozycję dwóch głównych paliw stałych.

Uzupełniające informacje zawiera tabela 7.1 – pokazano w niej produkcję energii elektrycznej w Polsce z wyszczególnieniem ilości energii wyprodukowanej z poszczególnych nośników. Energia z wody stanowi niewielki udział (ok. 2%) wytwarzanej energii elektrycznej (z produkcją rzędu 2,9 TW·h). Energia z wiatru, choć jest najbardziej dynamicznie rozwijającą się grupą źródeł, a jej ilość wzrosła ośmiokrotnie (ze 135 GW·h w 2005 r. do 1077 w 2009), to jej udział w bilansie wciąż jest znikomy (poniżej 1%).

Wykres na rysunku 7.3 ilustruje proporcje produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego oraz z węgla brunatnego i pozostałych nośników w latach 1989–2009. Udział węgla kamiennego kształtuje się na w miarę stabilnym poziomie około 55%.

Elektrownie i ciepłownie, wybudowane w Polsce w czasach gospodarki centralnie sterowanej, były przystosowane do spalania węgla surowego. Problemy zanieczyszczania środowiska wynikające z używania węgli wysoko zasiarczonych były lekceważone. Węgiel dla energetyki zawierał nawet 25–35% popiołu i zazwyczaj od 1,2% aż do 2,8% siarki.

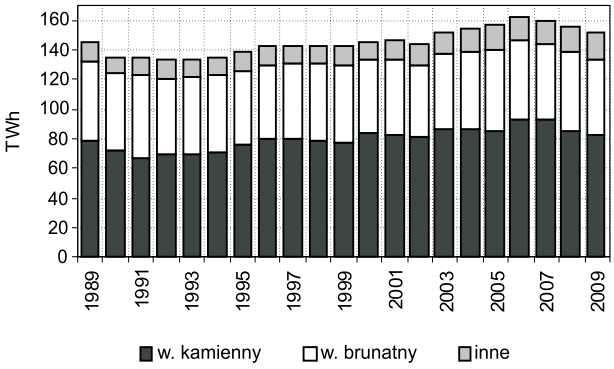


Rys. 7.2. Struktura zużycia paliw w elektroenergetyce zawodowej w latach 2005 i 2009
Źródło: ARE (Sytuacja...)

TABELA 7.1. Produkcja energii elektrycznej w Polsce według nośników energii [TW·h]

Wyszczególnienie	2005		2007		2009	
	TW·h	%	TW·h	%	TW·h	%
Razem	157,0	100	159,3	100	151,7	
Na węglu kamiennym*	85,0	54,1	92,8	58,3	83,0	54,7
Na węglu brunatnym*	54,9	35,0	51,0	32,0	50,8	33,5
Na gazie	5,2	3,3	4,5	2,8	4,7	3,1
Biomasa i biogaz	1,5	1,0	2,6	1,6	5,2	3,4
Woda	3,8	2,4	2,9	1,8	3,0	2,0
Wiatr	0,1	0,1	0,5	0,3	1,1	0,7

* Elektrownie cieplne zawodowe.
Źródło: Fakty... (na podstawie danych ARE: Statystyka... 2007, 2009)



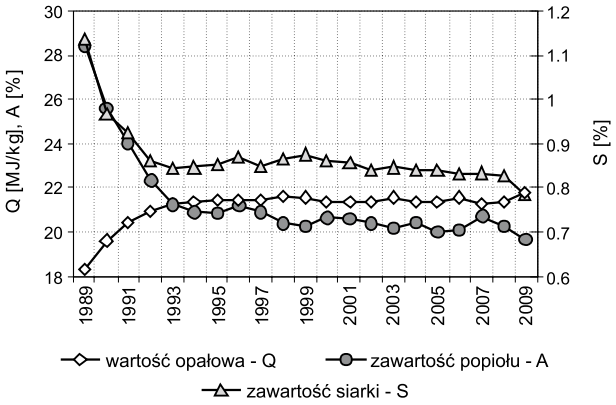
Rys. 7.3. Udział energii elektrycznej wytworzonej z węgla kamiennego na tle innych nośników
Źródło: ARE (Sytuacja...)

Zmiany systemu politycznego i ekonomicznego w Polsce, jakie rozpoczęły się w roku 1990, wymusiły zmiany w podejściu do problemu jakości węgla dla potrzeb energetycznych.

Po roku 1990 nowowprowadzone przepisy ochrony środowiska wymusiły potrzebę redukcji emisji lotnego popiołu i tlenków siarki. Opracowano i wdrożono programy budowy zakładów

przeróbki do wzbogacania miałów węglowych oraz budowy instalacji ochrony powietrza w elektrowniach.

Zmiany średnich parametrów węgla kamiennego zużytego w energetyce zawodowej w latach 1989–2009 ilustruje rysunek 7.4. Szczególnie wyraźna jest poprawa jakości węgla do roku 1993 – nastąpił wzrost wartości opałowej z 18,3 do 21,3 MJ/kg, spadek zawartości popiołu z 28,5 do 21,2% oraz spadek zawartości siarki z 1,13 do 0,84% (dla wartości średniorocznych). W ostatnich latach przeciętne (uśrednione) parametry węgla kształtują się na dość stabilnym poziomie. Pewne spadki zawartości siarki i popiołu w 2009 roku (przy nieznacznym wzroście wartości opałowej) mogą być wynikiem większego udziału węgli importowanych w puli węgli spalonych w energetyce w tamtym roku.



Rys. 7.4. Średnie roczne parametry jakościowe węgla kamiennego spalanego w energetyce
Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE (Emitor)

7.2. Produkty spalania węgla

Ze względu na chemiczną budowę związków występujących w węglu można wydzielić trzy grupy substancji: substancję organiczną, substancję nieorganiczną (mineralną) oraz wodę, natomiast ze względu na sposób zachowania się w procesie spalania przyjęło się umownie dzielić substancje tworzące węgiel na substancję palną oraz balast. Do balastu zalicza się wilgoć i części mineralne, z których powstaje popiół. Substancja palna węgla składa się z węglowodorów i związków organicznych, w których skład wchodzą pierwiastki: S, O i N. Nieznaczny udział w substancji palnej mają także niektóre siarczki nieorganiczne (Lorenz 1999).

Spośród pierwiastków budujących węgiel za palne uważa się tylko węgiel C, wodór H i siarkę S oraz azot N. Tak więc produktami zupełnego utlenienia pierwiastków palnych powinny być tlenki: CO_2, H_2O i SO_2, ewentualnie SO_3. Produkt utleniania azotu w spalinach kotłowych to przede wszystkim tlenek azotu NO (ok. 95%) — ze względu na jego trwałość w wysokich temperaturach. Zazwyczaj na skutek niedoskonałych warunków spalania, końcowe produkty spalenia zawierają również substancje palne. Jest to zjawisko niepożądane, ponieważ zmniejsza efekt energetyczny procesu (ilość użytecznego ciepła).

Procesy spalania paliw (w tym węgla) są podstawowym źródłem skażenia atmosfery stałymi i gazowymi, toksycznymi i nietoksycznymi produktami spalania. Prawie wszystkie składniki spalin można uznać za zanieczyszczające środowisko przyrodnicze. W tabeli 7.2 wymieniono

TABELA 7.2. Gazowe produkty spalania węgla i metody redukcji emisji

Produkty gazowe	Przyczyny	Zagrożenia	Metody/technologie redukcji
Tlenki węgla (CO_2, CO)	– spalanie pierwiastka C – spalanie węglowodorów – rozkład węglanów – spalanie niezupełne (CO)	– CO_2 jest zaliczany do podstawowych gazów cieplarnianych, oddziaływujących na zmiany klimatu	– w horyzoncie krótko- i średnioterminowym, podstawową metodą ograniczania emisji CO_2 w energetyce jest poprawa sprawności przetwarzania energii paliw na energię elektryczną (zwiększenie ilości energii produkowanej z tony węgla) – w przyszłości – technologie „zero–emisyjne" – wychwytywanie CO_2 z gazów spalinowych oraz ich podziemne magazynowanie w strukturach geologicznych
Tlenki siarki (SO_2, SO_3)	– zawartość siarki w węglu	– kwaśne deszcze – tworzenie tzw. kwaśnych aerozoli (wpływających niekorzystnie na układ oddechowy)	– technologie odsiarczania spalin oraz nowoczesne technologie spalania (np. spalanie w warstwie fluidalnej) – osiągalny stopień redukcji – ponad 90% (a nawet 95%) – technologie rozwinięte w stopniu komercyjnym i szeroko dostępne, choć bardziej rozpowszechnione w krajach rozwiniętych
Tlenki azotu (NO, NO_2, N_2O)	– zawartość azotu w węglu – azot z powietrza – emisja tlenków azotu zależy w sposób istotny od technologii spalania	– przyczyniają się do powstawania smogu, kwaśnych deszczy i emisji gazów cieplarnianych	– metody pierwotne: palniki niskoemisyjne, spalanie niestechiometryczne, recyrkulacja spalin (bywają stosowane równocześnie) – metody wtórne: selektywna redukcja katalityczna (SCR) oraz niekatalityczna (SNCR), a także metody łącznego odsiarczania i odazotowania spalin) – dostępne rozwiązania pozwalają na redukcję 90% emisji NO_x – techniki redukcji NO_x są rozwinięte w stopniu komercyjnym i szeroko dostępne, choć bardziej rozpowszechnione w krajach rozwiniętych
Pyły (popiół, sadza, koksik, pierwiastki śladowe)	– zawartość substancji mineralnej w węglu – spalanie niecałkowite	– mogą oddziaływać na układ oddechowy człowieka – powodują zapylenie powietrza (np. ograniczenie widoczności) – pierwiastki śladowe (głównie rtęć, selen i arsen) mogą powodować zagrożenie dla środowiska i zdrowia ludzi	– instalacje odpylania – głównie elektrofiltry i filtry tkaninowe; w obu metodach osiągalna skuteczność powyżej 99% – technologie rozpowszechnione i dostępne we wszystkich krajach świata – pierwiastki śladowe usuwane podczas odpylania – spalanie fluidalne, wstrzykiwanie węgla aktywnego oraz odsiarczanie spalin znacząco redukują emisje pierwiastków śladowych
Para wodna (H_2O)	– spalanie węglowodorów – odparowanie wilgoci	– zaliczana do gazów cieplarnianych	– skuteczniejsze sposoby chłodzenia spalin
Węglowodory (C_xH_y)	– spalanie niezupełne	– niekorzystne dla środowiska i zdrowia	– dochowanie staranności procesów spalania

Źródło: Grudziński, Lorenz (red.) 2008

gazowe produkty spalania węgla i podano w skrócie podstawowe przyczyny ich powstawania, a także metody ograniczania tych emisji.

Spalanie węgla powoduje również powstawanie stałych produktów spalania — popiołu i żużla, zwanych odpadami paleniskowymi. Ilość tych odpadów zależy od ilości zużytego węgla, jego jakości (zawartości popiołu), rodzaju i konstrukcji paleniska oraz od skuteczności zastosowanych urządzeń odpylających (rodzaj urządzeń odpylających ma również wpływ na skład granulometryczny popiołów).

W elektrowniach posiadających instalacje odsiarczania spalin (IOS) występuje dodatkowa grupa odpadów stałych z tych instalacji. Produktem mokrej IOS jest gips – aby mógł być on wykorzystany w budownictwie (jako substytut naturalnego kamienia gipsowego) musi spełniać odpowiednie wymagania jakościowe, w przeciwnym wypadku jest odpadem, wymagającym składowania. W przypadku stosowania technologii półsuchej odsiarczania spalin otrzymuje się – oprócz odpadów paleniskowych – suchy odpad z absorbera. Jest on mieszaniną, składającą się głównie z siarczynów (niekorzystnych dla środowiska) i siarczanów wapnia oraz popiołu. Produktem suchej metody odsiarczania jest – odbierany z popiołem lotnym w elektrofiltrze – suchy siarczan wapnia.

7.3. Węgiel a środowisko – czyste technologie węglowe

Rozwój technologii energetycznego wykorzystania węgla sprawił, że spalanie jest coraz bardziej efektywne i coraz mniej węgla zużywa się na wytworzenie jednostki energii elektrycznej. W ciągu XX wieku sprawność cieplna procesów poprawiła się ośmiokrotnie.

Dla osiągnięcia odpowiedniej sprawności przemian energetycznych oraz obniżenia negatywnego wpływu na środowisko zasadnicze znaczenie ma fakt, w jaki sposób węgiel jest spalany, a nie samo paliwo.

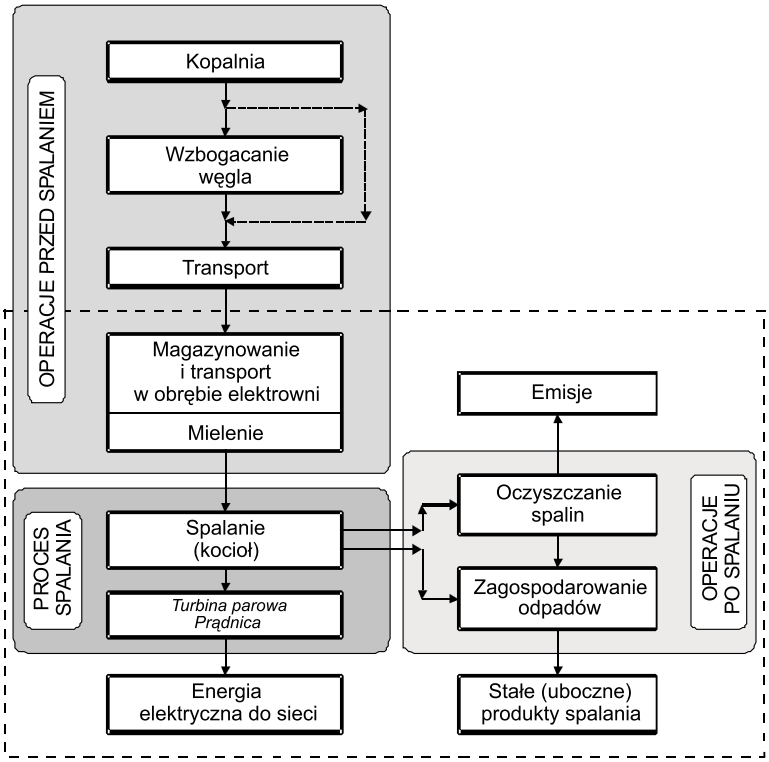
Na poprawę efektywności energetycznej, ekonomicznej i ekologicznej procesów spalania węgla wpływa cały ciąg procesów: od poprawy jakości węgla, poprzez technologie spalania aż po urządzenia kontroli i redukcji emisji.

Rysunek 7.5 w sposób schematyczny przedstawia wytwarzanie energii elektrycznej z węgla w konwencjonalnej elektrowni cieplnej. Wyróżniono procesy i operacje, zachodzące przed spalaniem, podczas spalania oraz po spaleniu węgla.

Nowoczesne procesy i technologie, prowadzące do zmniejszenia negatywnego wpływu spalania węgla zwykło się określać mianem czystych technologii węglowych – lub technologii czystego węgla (ang. *Clean Coal Technologies* – CCT). Mogą one zachodzić na każdym z trzech wyróżnionych etapów: przed spalaniem, w trakcie spalania oraz po spalaniu.

Etap I – wzbogacanie węgla

Poprawa jakości węgla jest pierwszym z szeregu możliwych, a równocześnie jednym z najbardziej efektywnych procesów. Oczyszczanie węgla w prostych procesach przeróbki i wzbogacania ogranicza emisję SO_2, zmniejsza ilość odpadów produkowanych przez elektrownię oraz poprawia sprawność termiczną procesu (przez co redukuje emisję CO_2). Oczyszczanie węgla jest standardem w wielu krajach, ale w krajach rozwijających się technologie



Rys. 7.5. Poglądowy schemat wytwarzania energii elektrycznej z węgla
Źródło: Lorenz 1999

wzbogacania węgla nie są jeszcze dostatecznie rozpowszechnione i wciąż pozostaje na tym polu bardzo dużo do zrobienia. Stosowanie węgli o niskiej zawartości popiołu ma również znaczącą korzyść dla środowiska (Blaschke, Nycz 2007; Blaschke 2008).

Najnowsze technologie przeróbki węgla mogą produkować paliwo węglowe o zawartości popiołu poniżej 0,25% i bardzo niskiej zawartości siarki. To umożliwi spalanie pyłu węglowego z wysoką sprawnością (przynajmniej 55%) w turbinach gazowych o cyklu kombinowanym, dając w efekcie ultra–niskie emisje gazów cieplarnianych i inne korzyści ekologiczne, operacyjne i ekonomiczne.

Zadaniem procesów wzbogacania węgla jest przygotowanie takiego produktu, jaki spełnia wymagania jakościowe procesu jego użytkowania, zarówno w odniesieniu do uziarnienia, jak i parametrów jakościowych. Naczelnym celem prowadzonych na świecie w ostatnich latach badań nad nowymi technologiami wzbogacania węgla do celów energetycznych było wytwarzanie czystych paliw przy ekonomicznych cenach. Dotychczasowe działania miały głównie na celu usunięcie podstawowych zanieczyszczeń (takich jak popiół, siarka i nadmierne zawilgocenie), mających wpływ na wielkość i rodzaj emisji podczas spalania węgla. Rozwój nowych technologii energetycznych wymagać będzie przygotowania paliw o specyficznych właściwościach, pozwalających na minimalizację niekorzystnego oddziaływania spalania węgla na środowisko i gwarantujących jak najwyższą sprawność procesu spalania.

Węgiel jest złożoną, niejednorodną substancją, której budowa i właściwości wciąż nie są do końca rozpoznane. Prowadzone badania naukowe dostarczają nowej wiedzy, pozwalającej na lepsze i głębsze zrozumienie powodów specyficznego zachowania węgla w poszczególnych technologiach jego wykorzystania, a ich rezultaty są niezwykle użyteczne, szczególnie w odniesieniu do tzw. zaawansowanych technologii. Podobnie ważne są badania nad właściwościami różnorodnych mieszanek węgla, stosowanych w energetyce, a zwłaszcza możliwościami przewidywania ich zachowania podczas spalania, jak również nad doborem optymalnej jakości węgli przeznaczonych do współspalania z różnymi rodzajami biomasy, do zgazowania, pirolizy itp. (Lorenz 2005).

Badania naukowe w dziedzinie technologii przeróbki węgla kamiennego dotyczą w szczególności rozwoju następujących obszarów:

- doskonalenie procesów technologicznych w celu zwiększenia uzysku koncentratów i minimalizacji strat węgla w odpadach,
- nowoczesne technologie bardzo głębokiego wzbogacania węgla, pozwalające na produkcję ultra–czystych paliw,
- innowacyjne technologie usuwania wilgoci, związków siarki, azotu, rtęci i innych pierwiastków śladowych z węgla,
- nowe technologie suchego wzbogacania węgla,
- innowacyjne rozwiązania w konstrukcji maszyn i urządzeń do wzbogacania, zwłaszcza w odniesieniu do bardzo drobnych ziarn,
- postęp w dziedzinie automatyzacji i sterowania procesami wzbogacania (zwłaszcza w kontekście możliwości obniżenia kosztów procesu) oraz kontroli jakości produktu,
- rozwiązania hybrydowe, łączące elementy różnych technologii i rozwiązań konstrukcyjnych.

Etap II – nowoczesne efektywne technologie spalania

Rozwój nowoczesnych technologii spalania nakierowany jest na poprawę sprawności najbardziej popularnych w świecie instalacji konwencjonalnego spalania pyłu węglowego, spalania w złożu fluidalnym oraz spalania węgla uprzednio zgazowanego. Wyższa sprawność skutkuje mniejszym zużyciem paliwa na jednostkę wytworzonej energii, przez co również zmniejsza się emisja substancji zanieczyszczających do powietrza.

Wytwarzanie energii elektrycznej z węgla jest ciągiem przemian energetycznych, w których energia chemiczna paliwa przetwarzana jest w formę energii użytecznej dla człowieka. Urządzeniem, w którym następuje przekształcenie energii chemicznej paliwa w energię spalin, która to energia jest przekazywana do podgrzania wody lub wytworzenia pary jest najczęściej kocioł i według typu kotła najczęściej klasyfikuje się instalacje węglowe (Szlęk i in. 2009).

Najważniejsze technologie energetyczne oparte na węglu można podzielić na dwie podstawowe grupy: takie, które wykorzystują proces spalania oraz wykorzystujące proces zgazowania.

W pierwszej grupie dominują kotły pyłowe (PC – *Pulverized Coal*) z obiegiem parowym. W zależności od ciśnienia i temperatury pary mówi się o kotłach na parametry podkrytyczne, nadkrytyczne lub supernadkrytyczne.

Technologie pracujące na parametrach nadkrytycznych (SC – *Super Critical*) lub supernadkrytycznych (USC – *Ultra Super Critical*) uważane są najbardziej efektywne, gdyż umożliwiają

uzyskanie większej mocy jednostek, przez co poprawia się ich ekonomika oraz zmniejsza się emisja szkodliwych gazów na jednostkę energii.

Z literatury wynika, że zakres mocy dla dostępnych komercyjnie bloków energetycznych pracujących według technologii pyłowej z parametrami nadkrytycznymi wynosi do 350 do 1050 MW (typowo: 600–800 MW). Scenariusze rozwoju technologicznego zakładają stosowanie jednostek produkcyjnych o mocy rzędu 800–1000 MW. Wraz ze wzrostem stopnia przegrzewu pary rosną wymagania materiałowe (stale specjalne), a co za tym idzie – także koszty.

Sprawności możliwe do uzyskania obecnie (2010 r.) szacuje się na 45–46% (brutto) w technologii SC dla węgla brunatnego i kamiennego (bez CCS), a po roku 2015 na około 50% (Dreszer i in. 2008).

Wszystkie budowane czy projektowane współcześnie jednostki wytwórcze wyposażane są już standardowo w wysokosprawne instalacje odsiarczania i odazotowania spalin.

Przykładem wdrożenia technologii USC może być elektrownia Niederaussem w Niemczech (moc brutto 1012 MW, sprawność energetyczna 45%) (Gawlik, Soliński 2004); w Polsce – blok 460 MW na węglu brunatnym w Pątnowie (sprawność 41%).

Drugą grupą kotłów stosowanych w energetyce są kotły fluidalne. Kotły fluidalne dzielą się na dwie główne kategorie: kotły atmosferyczne (AFBC – *Atmospheric Fluidized Bed Combustor*) oraz kotły ciśnieniowe (PFBC – *Pressurized Fluidized Bed Combustor*). Obie kategorie występują najczęściej w dwóch wersjach, tj. ze złożem pęcherzykowym lub cyrkulacyjnym.

Technologia spalania w złożu fluidalnym, gdzie złoże palącego się węgla jest zawieszone w strumieniu wznoszącego się powietrza, może być stosowana dla różnych paliw, wliczając w to paliwa o niskiej jakości. Retencja siarki w złożu oraz relatywnie niskie temperatury spalania powodujące tłumienie tworzenia się NO_x, dają niską emisję związków szkodliwych dla środowiska i dzięki temu nie trzeba stosować drogich instalacji oczyszczania spalin. Największy tego typu projekt to blok 460 MW na parametry nadkrytyczne w Elektrowni Łagisza. Dostawcy urządzeń i technologii pracują nad na możliwością zwiększenia skali oferowanych jednostek do ponad 800 MW_e (Projected Costs... 2010).

Zgazowanie węgla wykorzystywane jest w technologii IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*, czyli układ gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem węgla). W zależności od tego, co jest czynnikiem zgazowującym, mówi się o zgazowaniu tlenowym lub powietrznym. Ta ostatnia technologia jest dopiero w stanie rozwoju.

W technologii IGCC paliwo gazowe produkowane jest z węgla, oczyszczane i następnie wprowadzane do turbiny gazowej z odzyskiem ciepła, aby wytworzyć parę potrzebną do napędu turbin. Technologia pozwala na utrzymanie niskiej emisji związków szkodliwych (zanieczyszczenia są usuwane przed spalaniem gazu w turbinie, a nie – jak w tradycyjnych technologiach energetycznych – z produktów spalania), a osiągalna sprawność porównywalna jest ze sprawnością elektrowni o parametrach nadkrytycznych wykorzystujących technologię PC. Niestety, skomplikowany proces oraz wysokie koszty powodują, że ta technologia nie jest jeszcze powszechnie stosowana. Największa elektrownia tego typu pracuje w Puertollano i ma moc 335 MW_e (brutto), netto około 300 MW_e (Projected costs... 2010). Co najmniej kilka dalszych obiektów jest w fazie budowy czy też projektu.

Układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem są uważane za interesującą alternatywę dla krajów zasobnych w węgiel – jak np. Polska (Szlęk i in. 2009).

Oprócz wymienionych technologii, które są w pełni dojrzałe komercyjnie albo bliskie tego etapu, w sferze badawczej znajduje się jeszcze wiele innych technologii, uważanych za przyszłościowe. Wśród takich można wymienić na przykład spalanie w czystym tlenie, układy poligeneracyjne (równoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i wodoru), układy z ogniwami paliwowymi, spalanie w wysokich temperaturach (technologia HTAC, spalanie bezpłomieniowe). Badania nad technologią HTAC podjęła np. Politechnika Śląska (Szlęk i in. 2009; Dreszer i in. 2008).

Etap III – technologie redukcji emisji

Odpylanie

Do usuwania popiołu z gazów spalinowych stosuje się odpylacze mechaniczne, takie jak cyklony czy multicyklony, elektrofiltry oraz filtry workowe (tkaninowe). Na pracę elektrofiltrów znaczny wpływ mają właściwości popiołu (zwłaszcza jego opór właściwy). Zmiany w składzie substancji mineralnej, powodowane na przykład wzbogacaniem węgla, zmianą dostawcy lub zmianą technologii spalania skutkują niemożliwością przewidzenia zachowania się popiołu w elektrofiltrze. Filtry workowe są znacznie mniej wrażliwe na zmiany właściwości popiołu. W większości krajów w energetyce zawodowej stosuje się elektrofiltry lub/i filtry tkaninowe, co pozwala osiągać skuteczność odpylania powyżej 99,5%. Aby usunąć z gazów spalinowych niebezpieczne dla zdrowia pierwiastki śladowe (np. rtęć) stosuje się wstrzykiwanie zawiesiny węgla aktywnego, który je adsorbuje i wraz z popiołami lotnymi jest usuwany w odpylaczach (Grudziński, Lorenz 2008).

Odsiarczanie

Wśród technologii odsiarczania spalin wyróżnia się metody mokre, suche, półsuche oraz metody regeneracyjne. Najbardziej rozpowszechnione na świecie są instalacje mokrego odsiarczania spalin, które – pomimo, że są najdroższe – charakteryzują się najwyższą skutecznością, przekraczającą 90%. Ponad 80% pracujących instalacji odsiarczania spalin opiera się na metodzie mokrej.

Metoda mokrego odsiarczania gazów jest to proces, w którym absorbentem jest wodna zawiesina wapna (tzw. metoda wapniowa) lub kamienia wapiennego (metoda wapienna), a produktem końcowym – siarczan wapnia. Skuteczność procesu zależy od stosunku stechiometrycznego Ca/S. Zastosowanie dodatkowego etapu utleniania powoduje, że produktem procesu jest czysty gips, będący produktem handlowym, co znakomicie poprawia efekt ekonomiczny procesu odsiarczania. W przeciwnym przypadku produkt stały z procesu jest odpadem, wymagającym zagospodarowania (Lorenz 1999).

Istnieje wiele odmian procesów odsiarczania według metody mokrej, różniących się rodzajem zastosowanego absorbentu oraz wytwarzanych produktów ubocznych.

W metodzie suchej do komory spalania doprowadza się zmielony sorbent (kamień wapienny, kredę, dolomit, wapno palone lub hydratyzowane). Sorbent może być doprowadzany bezpośrednio z węglem, z powietrzem wtórnym lub systemem specjalnych dysz. Produktem procesu jest suchy siarczan wapnia, usuwany z gazów odlotowych z popiołem lotnym przez elektrofiltry. Skuteczność wynosi około 50%.

W metodach półsuchych sorbentem jest przeważnie zawiesina wapniowa. Najważniejszym elementem układu jest absorber z suszarką rozpyłową. Sorbent jest rozpylany w strumieniu

spalin, co powoduje odparowanie wody i wytrącenie suchego produktu odsiarczania. Jako produkt odsiarczania otrzymuje się mieszaninę składającą się głównie siarczanu i siarczynu wapnia oraz nieprzereagowanego sorbentu. Zaletą metody półsuchej jest brak ścieków oraz niskie zużycie energii, natomiast wadą jest to, że produkt odsiarczania jest odpadem.

W powyższych procesach dwutlenek siarki zostaje trwale związany z sorbentem, tworzą nowe związki chemiczne: są one produktami handlowymi lub stanowią odpady, wymagające składowania bądź utylizacji.

W metodach regeneracyjnych odsiarczania gazów sorbent może być powtórnie wykorzystany po jego regeneracji. W trakcie regeneracji otrzymuje się ciekły dwutlenek siarki, kwas siarkowy lub czystą siarkę. Procesy regeneracyjne są bardziej skomplikowane od metod nieregeneracyjnych, a przez to droższe. Nie są też zbytnio rozpowszechnione.

Redukcja emisji tlenków azotu

Emisja tlenków azotu zależy w sposób istotny od technologii spalania. Najczęściej stosowane sposoby zmniejszenia tej emisji polegają na obniżeniu temperatury spalania oraz kontrolowaniu procesu mieszania paliwa z powietrzem. Takie metody obniżania emisji określane są mianem metod pierwotnych i zalicza się do nich: stosowanie palników niskoemisyjnych, spalanie dwustrefowe (niestechiometryczne), recyrkulację spalin, zmniejszenie współczynnika nadmiaru powietrza. Metody te bywają stosowane równocześnie, co poprawia ich skuteczność (ubocznym efektem tych działań może być jednak zwiększona emisja CO).

Do metod wtórnych ograniczania emisji NO_x należą: selektywna redukcja katalityczna (SCR) oraz selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR), a także metody łącznego odsiarczania i odazotowania spalin.

Ograniczanie emisji CO_2

Wymienione powyżej dostępne i powszechnie stosowane technologie oczyszczania spalin pozwalają na zdecydowane obniżenie większości zanieczyszczeń, takich jak tlenki azotu, siarki, pyły i inne. Problemem pozostaje jednak emisja dwutlenku węgla i możliwość jej ograniczenia.

Na tym problemie skupia się w ostatnich latach największa uwaga zarówno rządów (ze względu na obligacje wynikające z Protokołu Kioto), jak i środowisk przemysłowych i naukowych.

Zmniejszenie emisji CO_2 ze spalania węgla można osiągnąć w następujący sposób (Clean coal... WCI 2004):

- redukcja do 5% – poprawa jakości węgla (wzbogacanie),
- redukcja do 22% – poprawa sprawności istniejących elektrowni (w konwencjonalnych elektrowniach na parametrach podkrytycznych osiągalna sprawność to 38–40%; instalacje superperkrytyczne i ultrasuperkrytyczne – nawet ponad 45%, takie instalacje pracują już w Japonii, USA, Europie, Rosji i Chinach),
- redukcja do 25% – zaawansowane technologie (zintegrowane zgazowanie w cyklu kombinowanym (IGCC), spalanie w ciśnieniowym złożu fluidalnym (PFBC) oraz przyszłościowo – zgazowanie zintegrowane z ogniwami paliwowymi (IGFC); technologie IGCC i PFBC pracują w USA, Japonii i Europie, a IGFC znajduje się na etapie badań i rozwoju (R&D),
- redukcja do 99% – technologie zero–emisyjne.

Wychwytywanie i magazynowanie CO_2 (sekwestracja) jest przedmiotem intensywnych prac badawczych na świecie; w dalszym horyzoncie czasowym, emitowany dwutlenek węgla będzie mógł być wychwytywany i usuwany w taki sposób, aby nie przedostawał się do atmosfery (tzw. technologie CCS – *Carbon Capture and Storage*).

Konieczność redukcji emisji CO_2, która dla węgla jest znacznie większa niż dla innych paliw kopalnych spalanych w energetyce, stanowi zagrożenie dla przyszłego wdrażania technologii węglowych.

W Polsce, ze względu na posiadane zasoby węgla (kamiennego i brunatnego) oraz bardzo ograniczone zasoby innych (własnych) nośników energii – w planach rozwoju energetyki węgiel jest w dalszym ciągu rozważany jako główne paliwo.

Ograniczenie emisji dwutlenku węgla ze spalania węgla – jak i z innych paliw organicznych – jest możliwe na dwa sposoby: albo poprzez zwiększanie sprawności energetycznej instalacji, albo poprzez usunięcie go ze spalin.

Poprawa sprawności procesów przemian energetycznych pozwala wyprodukować więcej energii z takiej samej ilości spalanego węgla (co daje mniejszą emisję, odniesioną do jednostki wyprodukowanej energii elektrycznej).

Rozważając przyszłe nowoczesne technologie węglowe powszechnie przyjmuje się, że będą to instalacje wyposażone w system wychwytywania dwutlenku węgla (CCS). Technologia CCS nie jest jednak jeszcze rozwinięta w stopniu komercyjnym – przewiduje się, że taki stopień jej rozwoju zostanie osiągnięty około 2020 roku. Dlatego obecnie mówi się, że nowobudowane elektrownie węglowe powinny być „CCS – ready" – czyli przystosowane do przyszłego wychwytywania CO_2. Oznacza to, że na terenie elektrowni należy zarezerwować odpowiedni teren pod taką instalację, a sama elektrownia powinna być zlokalizowana dość blisko miejsca przyszłej sekwestracji (Niernsee 2010).

Dla krajów Unii Europejskiej – w związku z realizacją tzw. „celów 3x20%" – przewiduje się obowiązek wyposażenia obiektów nowych elektrowni węglowych w moduły CCS. Regulacje, wchodzące w skład tzw. Pakietu klimatycznego, weszły w życie pod koniec czerwca 2009 r.

Pakiet klimatyczny tworzą cztery dyrektywy, jedno rozporządzenie oraz jedna decyzja Rady i Parlamentu Europejskiego. Z punktu widzenia sektora elektroenergetycznego najistotniejsze znaczenie mają: **dyrektywa 2009/28/WE** w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (nowa dyrektywa RES), **dyrektywa 2009/29/WE** zmieniająca dyrektywę o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (nowa dyrektywa ETS), **dyrektywa 2009/31/WE** w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla (dyrektywa CCS) oraz **decyzja 2009/406/WE** w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Treść wszystkich regulacji wchodzących w skład pakietu klimatycznego dostępna jest w języku polskim na stronie internetowej www.eur-lex.europa.eu.

7.4. Wpływ jakości węgla na pracę elektrowni

W procesie wytwarzania energii elektrycznej w konwencjonalnej elektrowni cieplnej energia chemiczna paliwa zamienia się podczas spalania w energię cieplną, przekazywaną czyn-

nikowi roboczemu, którym jest wytworzona w kotle para wodna. Następnie energia cieplna jest zamieniana na energię mechaniczną w wyniku pracy wykonanej przez parę w silniku cieplnym – turbinie parowej. Zamiana energii mechanicznej na elektryczną następuje w prądnicy, napędzanej przez turbinę (Laudyn, Pawlik, Strzelczyk 2000).

Dla osiągnięcia odpowiedniej sprawności przemian energetycznych oraz obniżenia negatywnego wpływu na środowisko zasadnicze znaczenie ma sposób, w jaki węgiel jest spalany, a nie samo paliwo. Bezpośredni związek jakości paliwa ze sprawnością procesu wytwarzania energii występuje tylko w procesie spalania węgla w kotle (przemiana energii chemicznej w cieplną).

Ze względów konstrukcyjnych i możliwości technologicznych kotły energetyczne są projektowane i dostosowane do spalania paliwa o określonej jakości (taki węgiel najczęściej nazywa się węglem projektowym lub gwarancyjnym). Dlatego za podstawowe (dla danego użytkownika) należy więc uznać te parametry węgla, dla których zaprojektowano układy technologiczne w danej elektrowni.

Substancje tworzące węgiel – ze względu na sposób zachowania się w procesie spalania – przyjęło się umownie dzielić na substancję palną oraz balast. Substancja palna składa się z węglowodorów i związków organicznych, w których skład wchodzą pierwiastki: S, O i N. Nieznaczny udział w substancji palnej mają także niektóre siarczki nieorganiczne. Do balastu zalicza się wilgoć i części mineralne, z których powstaje popiół.

W tabeli 7.3 zestawiono podstawowe parametry, charakteryzujące węgiel jako paliwo dla elektrowni oraz podano, w jaki sposób dany parametr oddziałuje na pracę elektrowni. Związki te są prawdziwe zarówno dla węgla kamiennego, jak i brunatnego.

Ograniczanie negatywnych skutków spalania węgla w energetyce krajowej

Polska należy do stosunkowo nielicznej grupy krajów, gdzie wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła bazuje niemal wyłącznie na stałych paliwach kopalnych (węglu kamiennym i brunatnym). Stan taki wynika oczywiście z faktu zasobności naszego kraju w te paliwa i posiadanej infrastruktury wytwórczej oraz braku znaczących ilości innych nośników energii pierwotnej.

Istniejąca sytuacja powoduje wzmożone występowanie wszystkich problemów związanych ze spalaniem węgla: konieczność ograniczania emisji, zagospodarowania dużych ilości stałych ubocznych produktów spalania, poprawy efektywności przetwarzania energii chemicznej węgla na energię finalną (elektryczność i ciepło) itp.

Problemy związane z ochroną środowiska stanowiły podstawę dla licznych międzynarodowych inicjatyw, konwencji i porozumień. Najważniejszymi (dla sektora energetycznego) są: Konwencja ramowa ONZ o zmianach klimatycznych (Rio de Janeiro 1992 r.) i Protokół z Kioto (1997 r.), Konwencja o transgranicznym przenoszeniu zanieczyszczeń powietrza (Genewa 1979 r.), Drugi Protokół Siarkowy (Oslo 1994 r.), Protokół z Aarhus (1998 r.) o redukcji emisji metali ciężkich oraz tak zwany Drugi Protokół Azotowy (Goeteborg 1999 r.). Wszystkie te dokumenty zostały podpisane przez Polskę. Konwencje z Rio i Genewy oraz Protokół z Kioto zostały ratyfikowane.

Przed 1989 rokiem sprawy ochrony środowiska w energetyce nie należały do tak priorytetowych, jak obecnie. Pierwsze normy emisji ze spalania paliw wprowadzono dopiero w 1990

TABELA 7.3. Wpływ parametrów węgla na pracę elektrowni

Parametr jakościowy	Wpływ na pracę elektrowni
Wartość opałowa	determinuje ilość węgla potrzebnego do wytworzenia zadanej ilości energii; wpływa na projektową wielkość pieca, młynów, konstrukcję palników, układu nawęglania, wydajność wentylatorów, ilość spalin, wyposażenie kontroli emisji, system usuwania popiołów
Zawartość popiołu, jego skład i właściwości	wpływa na system nawęglania i usuwania popiołu, młyny (abrazja), piec, przegrzewacze, wymienniki ciepła, system zdmuchiwania sadzy (skłonności do żużlowania i zarastania powierzchni ogrzewalnych, erozja, korozja), poziom emisji pyłów, ilość niedopalonego węgla w popiele; topliwość wpływa na temperaturę mięknienia popiołu, aglomerację, żużlowanie i zarastanie powierzchni pieca, przegrzewaczy itp.
Zawartość siarki	wpływa na tworzenie siarczanów (żużlowanie), korozję (gdy temperatura spada poniżej punktu rosy SO_3 w podgrzewaczach powietrza i wentylatorach), poziom emisji SO_2 i zapotrzebowanie na sorbenty do odsiarczania, sposób zagospodarowania odpadów siarka pirytowa — wpływa na skłonność do samozapłonu i abrazję w młynach
Zawartość wilgoci	wpływa na system nawęglania, magazynowania i usuwania popiołu (właściwości transportowe węgla, zachowanie na mrozie, pylenie) oraz wielkość instalacji młynowych; wzrost zawartości wilgoci zwiększa objętość gazów odlotowych oraz zapotrzebowanie powietrza do spalania, a w związku z tym wpływa na wydajność wentylatorów, podgrzewaczy powietrza i wielkość instalacji oczyszczania spalin; wzrost zawartości wilgoci obniża sprawność termiczną kotła i może wpływać na rozwiązania konstrukcyjne palników
Zawartość części lotnych	wpływa na zachowanie węgla podczas składowania (utlenianie, skłonność do samozapłonu, utrata wartości cieplnej), temperaturę na wylocie z młynów i wymagany stopień rozdrobnienia, rozmieszczenie palników, konstrukcję pieca, zachowanie węgla podczas spalania i sprawność (zapłon, kształt i stabilność płomienia, niecałkowite spalanie i zawartość węgla w popiele
Zawartość azotu	wpływa na emisję tlenków azotu (tzw. NO_x paliwowe) i konstrukcję palników niskoemisyjnych
Podatność przemiałowa	wpływa na przepustowość i wydajność mielenia, skład ziarnowy pyłu węglowego (efektywność spalania), system nawęglania i usuwania popiołu
Skład petrograficzny	wpływa na podatność przemiałową (wydajność młynów), zachowanie podczas spalania oraz jego efektywność (reaktywność, całkowite spalanie), konstrukcję i rozmieszczenie palników

Źródło: Grudziński, Lorenz (red.) 2008 (opracowanie własne na podstawie Carpenter 1998)

roku. Do roku 1993 ograniczenia w emisji podstawowych zanieczyszczeń (SO_2, pyłów i NO_x) osiągane były poprzez poprawę parametrów jakościowych spalanego węgla (skutek wdrożenia programu budowy zakładów wzbogacania w kopalniach). Od 1994 roku zaczęto realizować szeroki program modernizacji technologicznej i ekologicznej energetyki zawodowej. Finansowanie tych inwestycji było możliwe dzięki uruchomieniu procedur kontraktów długoterminowych na dostawę mocy i energii elektrycznej (KDT) pomiędzy największymi przedsiębiorstwami energetyki i PSE S.A. Programem objęto około 17 500 MW_e mocy zainstalowanej. Ocenia się, że w wyniku tego programu zrealizowano około 75% przedsięwzięć z zakresu ochrony środowiska oraz ponad 80% z zakresu modernizacji technologicznych (część modernizacji prowadzona była również poza KDT) (Gajda i in. 2002).

W czasie negocjacji akcesyjnych Polska zgodziła się na wdrożenie przepisów UE dotyczących ochrony środowiska w sektorze energetycznym. Niektóre dokumenty UE (jak traktaty i rozporządzenia Rady) są obowiązujące dla wszystkich członków, a niektóre – jak dyrektywy –

są obowiązujące w zakresie celu, a każdy kraj członkowski wybiera sposób, w jaki dany cel zostanie osiągnięty. Najważniejsze (dla sektora energetycznego) są: Dyrektywa nr 2001/81/EC o narodowych pułapach emisji zanieczyszczeń do atmosfery (Dyrektywa NEC) oraz Dyrektywa nr 2001/80/EC w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z wielkich zakładów spalania (Dyrektywa LCP).

Dyrektywa LCP ustala limity emisyjne dla dużych źródeł spalania, głównie dla elektrowni. Celem Dyrektywy jest nie tylko polepszenie warunków ekologicznych, ale również stworzenie jednolitych warunków konkurowania na wspólnym europejskim rynku energetycznym. Dyrektywa odnosi się do wszystkich źródeł spalania, których znamionowa ilość ciepła wprowadzonego w paliwie jest równa lub większa niż 50 MW – niezależnie od rodzaju użytego paliwa (stałe, płynne lub gazowe). Nie dotyczy to zakładów, które bezpośrednio wykorzystują produkty spalania w procesie produkcyjnym (np. reaktory używane w przemyśle chemicznym, piece baterii koksowniczych itp.). Wartości graniczne są zróżnicowane dla nowych i istniejących źródeł spalania – zakłady są podzielone według dat przyznania pozwolenia na budowę (lub licencji na eksploatację zakładu).

Limity emisji aktualnie obowiązujące w Polsce podane są w Rozporządzeniu Ministra Środowiska w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. 260, poz.2181 z 20.12.2005 r.). Rozporządzenie to wprowadziło ma grunt polskiego prawa wymagania Dyrektywy LCP.

Limity dopuszczalnych emisji SO_2 dla źródeł istniejących zestawiono w tabeli 7.4. Dla pyłów graniczne limity wynoszą: 50 mg/Nm^3 dla dużych źródeł (od 500 MW), a dla mniejszych – 100 mg/Nm^3.

TABELA 7.4. Standardy emisyjne dwutlenku siarki ze spalania węgla kamiennego dla źródeł istniejących, obowiązujące od 1 stycznia 2008 r. [mg/Nm^3]

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Źródła istniejące oddane do użytkowania przed dniem 29 marca 1990 r.	Źródła istniejące oddane do użytkowania po dniu 28 marca 1990 r.
< 50	1 500	1 500
≥ 50 i < 100	1 500	850
≥100 i < 225	1 500	liniowy spadek od 850 do 400[1]
≥ 225 i < 500	liniowy spadek od 1 500 do 400[1]	
≥ 500	400[1]	400[1]

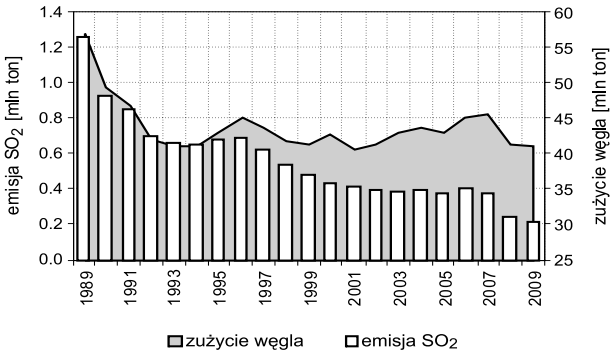
[1] Rozporządzenie przewiduje, że dla niektórych jednostek wytwórczych standard emisyjny może wynosić 800 mg SO_2/Nm^3, jeśli źródła takie pracują nie dłużej niż 2000 godzin w roku kalendarzowym (do dnia 31.12.2015) lub 1500 godzin (od 01.01.2016).

Źródło: Rozporządzenie... 2005

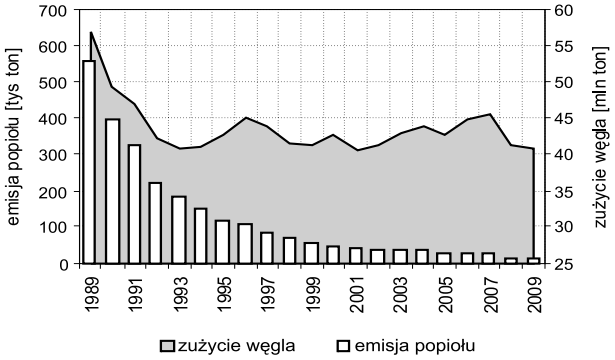
Jakość węgla a poziom emisji zanieczyszczeń

Jakość węgla ma wpływ na poziom emisji powstających podczas jego spalania – bezpośredni związek występuje pomiędzy zawartością siarki i emisją SO_2 oraz pomiędzy zawartością popiołu i emisją pyłu. Zastosowane metody redukcji emisji (odsiarczanie, odpylanie) wpływają na obniżenie emisji w stopniu wynikającym ze skuteczności tych metod.

Wykresy na rysunkach 7.6 i 7.7 przedstawiają wykazane w statystyce (ARE – Emitor) emisje SO_2 i pyłu w sektorze energetyki zawodowej na tle ilości zużytego węgla kamiennego w latach 1989–2009. W początkowych latach (jak pokazano na rys. 7.4) następowała szybka poprawa parametrów jakościowych węgla, a mniejsza emisja była rezultatem tej poprawy oraz malejącego zużycia węgla. Po roku 1995 zmniejszenie emisji tych dwóch zanieczyszczeń powietrza wiązało się z coraz skuteczniejszymi metodami oczyszczania spalin.



Rys. 7.6. Emisja SO_2 w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych na węglu kamiennym na tle zużycia węgla
Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Emitor



Rys. 7.7. Emisja pyłu w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych na węglu kamiennym na tle zużycia węgla
Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Emitor

Wymagany poziom emisji dopuszczalnej pyłów (Rozporządzenie... 2005) jest możliwy do osiągnięcia przy dostępnych już technologiach odpylania o skuteczności powyżej 99%.

Standardy emisyjne dla SO_2 są bardziej zróżnicowane – łagodniejsze dla mniejszych instalacji, a wymagające dla dużych.

W tabeli 7.5 zamieszczono szacunkowe (obliczone) wartości wskaźników emisji SO_2 w mg/Nm$_3$ dla szerokiego zakresu zmienności parametrów węgla: wartości opałowej Q od 18 do 30 MJ/kg i zawartości siarki S od 0,4 do 1,6%.

Wskaźniki te obliczono z zależności (Radović 1997; Lorenz 1999):

$$WE_{SO_2} = \frac{S}{Q} \cdot 2 \cdot (1-r) \cdot (1-\eta_{ods}) \cdot 10^7$$

gdzie: WE_{SO_2} – wskaźnik emisji SO_2 [g/GJ],
S – zawartość siarki w węglu [%],

Q – wartość opałowa węgla [kJ/kg],
r – względna ilość siarki zatrzymanej w popiele (przyjęto $r = 0{,}4$),
η_{ods} – skuteczność odsiarczania.

Przyjęto przelicznik: 100 mg/Nm^3 ≈ 37 g/GJ.

Na podstawie przytoczonych w tabeli liczb łatwo stwierdzić, że bez odsiarczania spalin osiągnięcie wymaganych przepisami wskaźników emisji nie jest możliwe dla dużych instalacji. W tabeli 7.6 obliczono konieczny stopień odsiarczania spalin, aby emisja SO_2 nie przekraczała 400 mg/Nm^3. W obu tabelach zaznaczono obszar przeciętnych parametrów węgla zużywanego w dużych elektrowniach. Dla takich parametrów należałoby zastosować technologię odsiarczania o skuteczności około 80%.

TABELA 7.5. Szacunkowe wartości wskaźnika emisji SO_2 dla przyjętych zakresów wartości opałowej i zawartości siarki w węglu [mg/Nm^3]

Q [MJ/kg]	Zawartość siarki S [%]												
	0,40	**0,50**	**0,60**	**0,70**	**0,80**	**0,90**	**1,00**	**1,10**	**1,20**	**1,30**	**1,40**	**1,50**	**1,60**
18	1 150	1 440	1 730	2 020	2 310	2 590	2 880	3 170	3 460	3 750	4 040	4 320	4 610
19	1 090	1 360	1 640	1 910	2 180	2 460	2 730	3 010	3 280	3 550	3 820	4 100	4 370
20	1 040	1 300	1 560	1 820	**2 080**	**2 340**	2 590	2 850	3 110	3 370	3 630	3 890	4 150
21	990	1 240	1 480	1 730	**1 980**	**2 220**	2 470	2 720	2 960	3 210	3 460	3 710	3 950
22	940	1 180	1 420	1 650	**1 890**	**2 120**	2 360	2 590	2 830	3 070	3 300	3 540	3 770
23	900	1 130	1 350	1 580	1 810	2 030	2 260	2 480	2 710	2 930	3 160	3 380	3 610
24	860	1 080	1 300	1 510	1 730	1 950	2 160	2 380	2 590	2 810	3 030	3 240	3 460
25	830	1 040	1 250	1 450	1 660	1 870	2 080	2 280	2 490	2 700	2 910	3 110	3 320
26	800	1 000	1 200	1 400	1 600	1 800	1 990	2 190	2 390	2 590	2 790	2 990	3 190
27	770	960	1 150	1 350	1 540	1 730	1 920	2 110	2 310	2 500	2 690	2 880	3 080
28	740	930	1 110	1 300	1 480	1 670	1 850	2 040	2 220	2 410	2 590	2 780	2 960

Źródło: obliczenia własne

Nieco inaczej przedstawia się sytuacja z emisją dwutlenku węgla. Ta emisja jest proporcjonalna do zawartości pierwiastka C w paliwie, a więc emisja masowa najbardziej zależy od ilości spalonego węgla, co potwierdza rysunek 7.8.

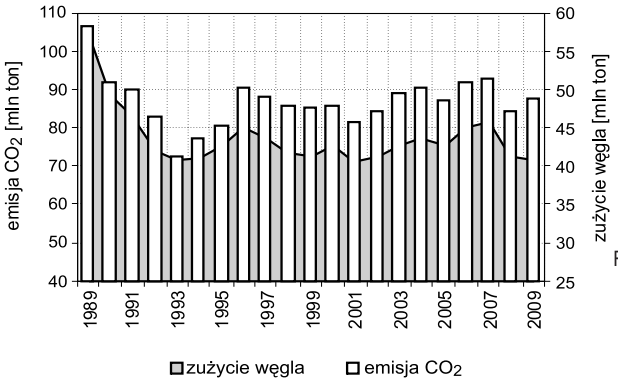
Jak już wspomniano, można tę emisję zmniejszyć poprzez poprawę sprawności przetwarzania (energii chemicznej węgla na energię elektryczną). Ta sprawność w pokazanym okresie poprawiła się, jednakże stosowane technologie redukcji emisji zanieczyszczeń (a zwłaszcza odsiarczanie) powodują zwiększone zużycie energii na potrzeby własne elektrowni. Tak więc efekt większej sprawności nie jest tu widoczny.

Do szacowania emisji CO_2 w energetyce stosuje się pewne współczynniki (wskaźniki), podawane corocznie w raportach Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (KASHUE).

TABELA 7.6. Wymagana skuteczność odsiarczania spalin dla osiągnięcia wskaźnika emisji SO_2 nie wyższego od 400 mg/Nm^3 [%]

Q [MJ/kg]	Zawartość siarki S [%]												
	0,40	**0,50**	**0,60**	**0,70**	**0,80**	**0,90**	**1,00**	**1,10**	**1,20**	**1,30**	**1,40**	**1,50**	**1,60**
18	65	72	77	80	83	85	86	87	88	89	90	91	91
19	63	71	76	79	82	84	85	87	88	89	90	90	91
20	62	69	74	78	**81**	**83**	85	86	87	88	89	90	90
21	60	68	73	77	**80**	**82**	84	85	86	88	88	89	90
22	57	66	72	76	**79**	**81**	83	85	86	87	88	89	89
23	56	65	70	75	78	80	82	84	85	86	87	88	89
24	53	63	69	74	77	79	81	83	85	86	87	88	88
25	52	62	68	72	76	79	81	82	84	85	86	87	88
26	50	60	67	71	75	78	80	82	83	85	86	87	87
27	48	58	65	70	74	77	79	81	83	84	85	86	87
28	46	57	64	69	73	76	78	80	82	83	85	86	86

Źródło: obliczenia własne



Rys. 7.8. Emisja CO_2 z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych na węglu kamiennym na tle zużycia węgla
Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Emitor

Każdorazowo, na dany rok, wartości współczynników są obliczane na podstawie bilansów paliw zużytych w danym rodzaju działalności dwa lata wcześniej. Tak więc przykładowo na rok 2010 są to wskaźniki obliczone na podstawie danych za 2007 (musiały być wyznaczone przed końcem 2009 roku). W tabeli 7.7 zestawiono wszystkie dotąd opubli-

TABELA 7.7. Wskaźniki emisji KASHUE

Do obliczeń na rok:	2005	2006	2007	2008	2009	2010
dane z *roku*	*2003*	*2003*	*2004*	*2005*	*2006*	*2007*
WE CO_2 [kg/GJ] (KASHUE)	93,87	93,87	95,29	94,85	94,13	94,42
WO [MJ/kg]	21,40	21,40	21,35	21,55	21,30	21,10

Źródło: KASHUE

kowane wskaźniki KASHUE dla obliczania emisji z węgla kamiennego oraz odpowiadające im wartości opałowe węgla. Współczynniki te podawane są w kg CO_2/GJ energii chemicznej paliwa.

7.5. Problem przyszłej roli węgla w wytwarzaniu energii w Polsce

Polska jako kraj z tak wyraźną dominacją paliw stałych w energetyce stanowi na świecie ewenement nie tylko w grupie krajów uprzemysłowionych.

Od wielu lat – a szczególnie po wstąpieniu Polski do UE – podnoszona jest konieczność zmiany tzw. miksu paliwowego w energetyce i odejście od dominacji węgla. Na drugiej szali stawiane jest bezpieczeństwo energetyczne kraju, rozumiane jako samowystarczalność kraju w dostępie do surowców do produkcji energii.

Poniżej w największym skrócie ujęto kilka wybranych problemów, jakie przewijają się w dyskusjach o przyszłej roli węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce.

Powszechnie uważa się, że węgiel może być wykorzystywany w energetyce, ale pod warunkiem, że jego produkcja będzie czysta, bez emisji szkodliwych substancji, w tym CO_2.

Polska – podobnie jak cała Unia Europejska – będzie zmuszona do ograniczenia zużycia paliw kopalnych, przy użytkowaniu których powstają duże ilości CO_2. Chociażby tylko z tego powodu rola węgla w energetyce będzie z pewnością coraz mniejsza.

W Europie dominuje pogląd, że opanowanie technologii wychwytywania i magazynowania CO_2 (CCS) ma kluczowe znaczenie dla przyszłego wykorzystywania paliw kopalnych w energetyce. Również w Polsce coraz powszechniej spotykana jest opinia, że przyszłość polskiej energetyki będzie oparta na elektrowniach węglowych wraz z instalacjami CCS. Nie wiadomo jednak, kiedy technologie CCS osiągną dojrzałość komercyjną – w analizach przyjmuje się, że stanie się to do roku 2020.

Władze Unii Europejskiej już w 2007 r. zobowiązały się do wsparcia 10–12 projektów CCS do roku 2015. Środki inwestycyjne miały być – przynajmniej w części – uzyskane z europejskiego systemu handlu emisjami (EU ETS). Komisja Europejska postanowiła wówczas, że przeznaczy 300 mln pozwoleń z EU ETS na finansowanie CCS. Pierwotnie szacowano, że będzie to około 9 mld euro, jednak ze względu na spadek cen pozwoleń wartość tej puli zmniejszyła się do około 4–4,5 mld euro.

Inwestycje w elektrownie węglowe wiążą się dzisiaj z ogromnym ryzykiem, znacznie większym niż w przypadku budowy elektrowni wiatrowych, elektrociepłowni, czy elektrowni na biomasę. Główną przyczyną tego ryzyka jest niepewność co do przyszłych kosztów nabywania praw do emisji CO_2 oraz kosztów i terminu, w którym technologia CCS będzie możliwa do przemysłowego zastosowania. Potencjalny inwestor musi mieć gwarancje opłacalności technologii, gdyż będzie musiał zdecydować, czy budować jednostkę węglową z CCS, czy raczej na przykład gazową.

W Polsce moc zainstalowana w elektrowniach cieplnych zawodowych wynosi około 35,6 GW, z czego na węglu kamiennym – 20,9 GW (58,7%). Z całkowitej ilości około 152 tys. GW·h energii elektrycznej wyprodukowanej w 2009 roku, około 57% pochodziło z węgla kamiennego.

W sektorze energetyki zawodowej na węglu kamiennym pracuje 15 elektrowni zawodowych oraz 34 elektrociepłownie różnej mocy.

Około 60% mocy wytwórczych elektroenergetyki ma ponad 30 lat. Są to źródła o sprawności rzędu 32–36%, które będą musiały być wymienione.

Budowane współcześnie elektrownie mają sprawność 42–46%, a więc o około 25–30% wyższą. Przyjmuje się, że włączenie technologii CCS zmniejsza sprawność elektrowni o około 10%. Tak więc nowe elektrownie z CCS i tak będą bardziej sprawne niż pracujące aktualnie starsze polskie elektrownie.

Zwolennicy takiego podejścia twierdzą, że wraz z rozwojem technologii CCS strata na sprawności będzie malała. Podobna sytuacja była w latach siedemdziesiątych, kiedy powstawały pierwsze instalacje odsiarczania spalin, które obniżały sprawność energetyczną o 30%. Obecnie zaś strata sprawności w wyniku zastosowania instalacji odsiarczania wynosi około 6–7% i takie instalacje są standardem. Podobnie może być z CCS: za 15–20 lat CCS będzie standardowym wyposa- żeniem elektrowni a straty spadną poniżej 10%.

W Polsce przewiduje się powstanie dwóch instalacji pilotowych CCS (dzięki środkom z UE): w Elektrowni Bełchatów oraz instalacji realizowanej wspólnie przez Zakłady Azotowe Kędzierzyn i Południowy Koncern Energetyczny.

Jak się wydaje, w Polsce do roku 2020 praktycznie nie ma innej alternatywy niż budowa elektrowni węglowych, ponieważ nie ma wystarczających ilości gazu, aby wybudować odpowiednią liczbę elektrowni gazowych, a do tego czasu raczej nie uda się zbudować elektrowni jądrowej.

Zakłada się, że projektowane obecnie nowe bloki energetyczne w przyszłości zostaną wyposażone w instalacje wychwytywania CO_2. Sceptyczne wobec inwestowania w instalacje CCS głosy podnoszą problem związanego z nimi dużego ryzyka. Jeśli ceny uprawnień do emisji CO_2 znacznie wzrosną, to może się okazać, że elektrownie węglowe produkują najdroższą energię. Ponadto nie wiadomo, jak duże będą instalacje wychwytywania CO_2 i jakie będą regulacje dotyczące jego transportu i składowania. Budowa rurociągów i składowisk CO_2 będzie się wiązała z problemami logistycznymi: np. prawo własności do terenów, po których będą przebiegać rurociągi, do kogo będzie należała infrastruktura do transportu i składowania CO_2 (czy za to będą odpowiedzialne firmy energetyczne czy inne podmioty).

Wyjaśnienie tych wątpliwości jest rolą państwa, ponieważ czynniki wpływające na racjonalność decyzji inwestycyjnych nie leżą wyłącznie w gestii firm energetycznych lecz mają także swoje źródło w zewnętrznych regulacjach prawnych i niepewności towarzyszącej tym regulacjom.

Wiele wyzwań związanych z przyszłym wykorzystaniem węgla leży też po stronie górnictwa, a zwłaszcza możliwości realizacji niezbędnych programów inwestycyjnych, nakierowanych na udostępnienie nowych frontów wydobywczych oraz poprawę bezpieczeństwa w kopalniach.

Sektor górnictwa oczekuje też na podjęcie przez Komisję Europejską decyzji, czy wsparcie dla górnictwa będzie mogło być kontynuowane po 2010 roku (rozdz. 8). Polski rząd stoi na stanowisku, że to wsparcie powinno być dopuszczone w kolejnych latach. Konieczne są bowiem inwestycje w nowe złoża, jeżeli polskie górnictwo ma zaspokoić potrzeby polskiej energetyki oraz branży koksowniczej. Rząd ma w planach prywatyzację spółek węglowych poprzez giełdę z zachowaniem większościowego pakietu akcji w rękach Skarbu Państwa.

Górnictwo, pozostające jeszcze (w zdecydowanej większości) w rękach państwa, wciąż traktowane jest jako jedna branża. Po drugiej stronie natomiast nie ma już jednej energetyki, tylko są spółki energetyczne, mające swe własne interesy. Firmy energetyczne podkreślają, że przy zakupie węgla kierują się przede wszystkim konkurencyjnością danej oferty. Jednak ze strony firm wytwórczych energetyki uzależnienie się tylko od dostaw węgla z zagranicy, którego ceny szybko się zmieniają, również nie byłoby korzystne. Tak więc węgiel z krajowych kopalń pozostanie ważnym źródłem zasilania elektrowni, z udziałem warunkowanym konkurencyjnością wobec importu.

Z przedstawionych powyżej rozważań można wnioskować, iż nie należy oczekiwać wzrostu zapotrzebowania na węgiel energetyczny w Polsce. Podobne wnioski płyną też z liczb zamieszczonych w oficjalnym dokumencie rządowym „Polityka energetycznej Polski do 2030 roku".

W Załączniku 2 do tego dokumentu przedstawiono prognozę zapotrzebowania na energię pierwotną, która ma być dostarczona przez różne nośniki energii – w tym węgiel kamienny. Stosowne dane liczbowe z tej prognozy zestawiono w tabeli 7.8. Przewidywany udział węgla w bilansie energii pierwotnej będzie się zmniejszał z około 45% w 2006 r. do 31% w roku 2030.

TABELA 7.8. Zapotrzebowanie na energię pierwotną

	Jedn.	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Razem energia pierwotna	mln toe	97,8	93,2	95,8	101,7	111,0	118,5
w tym: węgiel kamienny	mln toe	43,8	37,9	35,3	34,6	34,0	36,7
(zał. Q = 24 MJ/kg)	mln ton	76,5	66,1	61,7	60,4	59,3	64,0
udział węgla	**%**	**44,8**	**40,7**	**36,8**	**34,0**	**30,6**	**31,0**

Źródło: opracowanie własne na podstawie Zał. 2 do Polityki energetycznej Polski do 2030 r.

8. Polityka Unii Europejskiej wobec górnictwa węgla kamiennego

Podstawową przyczyną udzielania przez rządy wielu krajów finansowego wsparcia (w różnej formie) dla górnictwa węglowego jest konieczność utrzymania zatrudnienia oraz aktywności gospodarczej w regionach górniczych. Dodatkowym aspektem jest utrzymywanie rodzimych dostaw węgla jako elementu polityki bezpieczeństwa energetycznego, a także wspieranie rozwoju technologii przemysłowych zarówno po stronie produkcji, jak i utylizacji węgla.

W okresie powojennym malejąca konkurencyjność górnictwa węgla kamiennego w Europie Zachodniej była jednym z powodów utworzenia Europejskiej Wspólnoty Węgla i Stali (EWWiS), jako że wysokie koszty pozyskania węgla powodowały konieczność zamykania kopalń, co rodziło duże napięcia społeczne w rejonach górniczych. Wiele przedsiębiorstw górniczych we Wspólnocie wymagało więc pomocy państwa. Wszystkie kraje Wspólnoty, które w jakikolwiek sposób dofinansowywały czy wspomagały działalność swojego górnictwa węgla kamiennego, musiały wystąpić do Komisji Wspólnot Europejskich o zezwolenie na udzielanie tego wsparcia. Pomoc ta przeznaczana była na modernizację, racjonalizację i restrukturyzację przemysłu węglowego (Blaschke (red.) 2003).

Moc prawna przepisów umożliwiających udzielanie tej pomocy wygasła w lipcu 2002 r. wraz z wygaśnięciem Traktatu o EWWiS. Dostrzeżono jednakże konieczność dalszego wspierania sektora węglowego, co zaowocowało wprowadzeniem nowych zasad pomocy państwa dla przemysłu węglowego.

U podstaw podjęcia decyzji o kontynuacji pomocy dla przemysłu węglowego legło kilka faktów i okoliczności. Jednym z ważniejszych był utrzymujący się od lat brak konkurencyjności pomiędzy węglem produkowanym w krajach Wspólnoty a węglem importowanym i to pomimo podjęcia zdecydowanych środków restrukturyzacyjnych i znacznego zmniejszenia produkcji w ciągu ostatnich kilku dekad. Ponadto – Wspólnota jako całość staje się coraz bardziej uzależniona od zewnętrznych źródeł energii pierwotnej. Uznano więc za konieczne podjęcie stosownych środków, które umożliwią zagwarantowanie dostępu do własnych (wspólnotowych) rezerw węgla.

Poza przepisami prawa pierwotnego (zawartego w traktatach), które reguluje zasady działania wspólnego rynku i określa, jakie formy pomocy są zgodne z tym (wspólnym) rynkiem, warunki udzielania pomocy dla przemysłu węglowego w krajach członkowskich UE regulują obecnie (Blaschke (red.) 2004):

- Rozporządzenie Rady (WE) Nr 1407/2002 z dnia 23 lipca 2002 r. w sprawie pomocy państwa dla przemysłu węglowego,
- Decyzja Komisji Nr 2002/871 z 17 października 2002 r. ustanawiająca wspólne ramy przekazywania informacji potrzebnych do zastosowania Rozporządzenia Rady Nr 1407/2002 o pomocy państwa dla przemysłu węglowego.

Zapisy Traktatu Akcesyjnego zobowiązały Polskę do opracowania i przedłożenia do notyfikacji w Komisji Europejskiej:

– Planu dostępu do zasobów węgla kamiennego,
– Planu zamknięcia kopalń w latach 2004–2007.

Po ich notyfikacji w Brukseli, plany te stały się podstawą do opracowania nowej polityki paliwowo-energetycznej kraju.

Rozporządzenie Nr 1407 – nazywane także „rozporządzeniem węglowym" – określa formy pomocy dopuszczalnej dla przemysłu węglowego oraz określa warunki ich stosowania. Rozporządzenie stanowi, że pomoc powinna pokrywać wyłącznie koszty związane z węglem do produkcji energii elektrycznej, skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej, produkcji koksu i opalania pieców hutniczych w przemyśle stalowym w przypadku, gdy takie zastosowanie ma miejsce we Wspólnocie.

Dopuszcza się następujące rodzaje pomocy:

– pomoc na ograniczenie działalności (na zamykanie kopalń – na podstawie art. 4 Rozporządzenia),
– pomoc na utrzymanie dostępu do rezerw węgla (pomoc inwestycyjna – na inwestycje początkowe – na podstawie art. 5, ust.2 i pomoc operacyjna – na bieżącą produkcję – na podstawie art. 5, ust. 3),
– pomoc na pokrycie kosztów nadzwyczajnych (pomoc na przejęte zobowiązania (społeczne i środowiskowe) – na podstawie art. 7.

Pomoc na redukcję działalności to pomoc dla przedsiębiorstwa przeznaczona konkretnie na pokrycie bieżących strat jednostki produkcyjnej.

Pomoc na utrzymanie dostępu do rezerw węgla może być skierowana do konkretnej jednostki produkcyjnej lub grupy jednostek produkcyjnych wyłącznie wtedy, jeśli przyczynia się do zachowania dostępu do rezerw węgla. Jednostka produkcyjna może otrzymać pomoc albo na inwestycje początkowe, albo na bieżącą produkcję. Nie jest możliwa kumulacja pomocy z powyższych tytułów.

Jednostki produkcyjne, otrzymujące pomoc na inwestycje początkowe, zobowiązane są do opracowania planu operacyjnego oraz planu finansowego, w których wykażą, że pomoc dla danego projektu inwestycyjnego zapewni efektywność ekonomiczną tych jednostek.

Pomoc na bieżącą produkcję to pomoc przeznaczona na pokrycie bieżących strat produkcyjnych.

W tabeli 8.1 zestawiono i porównano wymagania, warunkujące możliwość świadczenia pomocy na ograniczenie działalności oraz na utrzymanie dostępu do zasobów; przedsiębiorstwa są także uprawnione do pomocy na pokrycie kosztów nadzwyczajnych, a w szczególności przejętych zobowiązań.

Poza wymienionymi w tabeli, istnieje też grupa wymagań wspólnych dla wszystkich trzech tytułów pomocy:

– pomoc nie może powodować zniekształcenia konkurencji pomiędzy kupującymi węgiel i jego użytkownikami we Wspólnocie;
– pomoc nie może też powodować zniekształcenia konkurencji na rynku energii elektrycznej, na rynku skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej, na rynku produkcji koksu oraz na rynku stali;

– kwota pomocy na jedną tonę paliwa umownego (ekwiwalentu węgla, tce) nie może powodować, że ceny węgla ze Wspólnoty łącznie z dostawą będą niższe niż ceny węgla o podobnej jakości importowanego z państw trzecich.

TABELA 8.1. Porównanie warunków uzyskania pomocy na ograniczenie działalności oraz na utrzymanie dostępu do zasobów

Pomoc na ograniczenie działalności	Pomoc na dostęp do zasobów węgla	
	Pomoc na bieżącą produkcję	Pomoc na inwestycje początkowe
Działalność tych jednostek produkcyjnych stanowi część planu zamknięcia, którego nieprzekraczalny termin nie wykracza poza dzień **31 grudnia 2007 r.**	Działalność tych jednostek produkcyjnych (lub grup jednostek produkcyjnych w tym samym przedsiębiorstwie) tworzy część planu dostępu do zasobów węgla	Jednostki produkcyjne opracują plan operacyjny i plan finansowy pokazujące, że pomoc dla danego projektu inwestycyjnego zapewni efektywność ekonomiczną tych jednostek
Notyfikowana pomoc w przeliczeniu na jedną tonę paliwa umownego nie może przekraczać różnicy pomiędzy przewidywanymi kosztami produkcji a przewidywanymi przychodami na rok produkcyjny węgla. Pomoc wypłacona w rzeczywistości podlega corocznej korekcie, w oparciu o aktualne koszty i przychody, najpóźniej do końca roku produkcyjnego, następującego po roku, dla którego pomoc została przyznana		Pomoc notyfikowana i rzeczywiście wypłacona nie przekroczy 30% ogólnych kosztów właściwego projektu inwestycyjnego, który pozwoli jednostkom produkcyjnym na osiągnięcie konkurencyjności w stosunku do cen węgla o podobnej jakości, pochodzącego z państw trzecich
X	Pomoc jest przyznawana jednostkom produkcyjnym o najlepszych ekonomicznych perspektywach, ze szczególnym odniesieniem do poziomu i struktury kosztów produkcji; ilość produkowanego węgla jest ograniczona do poziomu wynikającego z planu dostępu do zasobów	Przyznana pomoc, czy to w formie pojedynczej wypłaty czy rozłożona na kilka lat nie może być wypłacona po dniu **31 grudnia 2010 r.**
X	Nie jest możliwa kumulacja pomocy z powyższych tytułów!	

Źródło: Blaschke (red.) 2004

Państwa Członkowskie, które przyznają pomoc dla przemysłu węglowego, muszą dostarczyć Komisji wszystkie potrzebne informacje dla uzasadnienia szacowanych zdolności produkcyjnych tworzących część planu dostępu do rezerw węgla, minimalnego poziomu produkcji potrzebnego do zagwarantowania tego dostępu, a także – uwzględniając zdefiniowane w rozporządzeniu kategorie pomocy i odpowiednie rodzaje wsparcia – specyfiki przemysłu węglowego w każdym Państwie Członkowskim.

Ogólna kwota pomocy dla przemysłu węglowego na ograniczenie działalności oraz na bieżącą produkcję powinna mieć trend spadkowy i prowadzić do sukcesywnego zmniejszania dotacji. W stosunku do nowych państw członkowskich (które przystąpiły do Unii z dniem 1 maja 2004 r.), całkowita wielkość pomocy dla przemysłu węglowego nie może w żadnym z lat następnych przekroczyć wielkości pomocy zatwierdzonej przez Komisję dla roku 2004 r.

Rozporządzenie wiąże w całości i jest bezpośrednio stosowane we wszystkich Państwach Członkowskich; stosuje się od dnia 24 lipca 2002 r. do dnia 31 grudnia 2010 r.

Wśród warunków udzielenia zgody na pomoc, jednym z najistotniejszych jest taki, że węgiel z kopalń dotowanych powinien być sprzedawany po cenach, które u odbiorcy są co najmniej równe cenom węgla importowanego z krajów trzecich. Wysokość pomocy stanowić powinna różnicę pomiędzy kosztami bieżącej produkcji węgla a przychodami ze sprzedaży węgla, która powinna odbywać się po cenie nie niższej niż parytet importowy. Warunek ten dotyczy pomocy na ograniczenie działalności oraz pomocy na dostęp do rezerw węgla (czyli na inwestycje początkowe lub na bieżącą produkcję).

Rozporządzenie 1407/2002 obligowało również Komisję, aby – do końca grudnia 2006 r. – przedstawiła sprawozdanie z wykonania niniejszego rozporządzenia od czasu jego wejścia w życie. Komisja miała ocenić (w świetle środków podjętych przez państwa członkowskie) wyniki restrukturyzacji przemysłu węglowego i jego skutki dla rynku wewnętrznego (Komisja przedstawiła to sprawozdanie dopiero w maju 2007 r.).

Władze UE skupiają się raczej na promocji technologii odnawialnych, a w odniesieniu do węgla – co najwyżej na wspieraniu rozwoju technologii wychwytywania dwutlenku węgla ze spalin i jego składowania (tzw. technologie CCS – *Carbon Capture and Storage*).

Jak wspomniano wcześniej, władze Unii Europejskiej w 2007 roku zobowiązały się do wsparcia 10–12 projektów CCS do roku 2015. Jednakże nie określono wówczas ani wielkości tych jednostek, ani typu projektu, ani też źródła finansowania. Komisja Europejska planowała, iż środki na CCS zostaną wygospodarowane z europejskiego systemu handlu emisjami (EU ETS): przeznaczono na ten cel 300 mln pozwoleń (1 pozwolenie = 1 tona emisji CO_2). Początkowo ta kwota wydawała się duża (około 9 mld euro), gdyż wtedy szacowano, że ceny pozwoleń emisyjnych będą wynosić przynajmniej 30 euro za tonę CO_2. Szybko jednak te wirtualne fundusze stopniały, gdyż ceny pozwoleń kształtują się na poziomie około 15 euro (a pod koniec 2007 roku przejściowo spadły do zaledwie kilku eurocentów).

Obecnie ze wsparciem funduszy unijnych prowadzone są cztery projekty CCS (w tym jeden w Polsce).

Ponieważ „rozporządzenie węglowe", regulujące kwestię pomocy państwa dla przemysłu węglowego obowiązuje tylko do końca 2010 roku, to od dawna wiadomym było, że jakaś decyzja w tej sprawie musi zapaść w najbliższym czasie. Jednakże informacja Komisji o planowanym zakończeniu możliwości udzielania pomocy dla górnictwa przez państwa członkowskie UE (upubliczniona pod koniec lipca 2010 roku) zaskoczyła środowisko górnictwa węglowego – i to nie tylko w Polsce.

Poprzednia propozycja KE przewidywała przedłużenie możliwości subwencjonowania kopalń do 2022 r. Mało kto więc się spodziewał, że nowe propozycje KE pójdą aż tak daleko. 20 lipca Komisja Europejska zatwierdziła wniosek w sprawie nowego rozporządzenia Rady, w myśl którego pomoc państwa przeznaczona ma być tylko na ułatwienie zamknięcia nierentownych kopalń węgla kamiennego w krajach UE. Ostatecznym terminem zakończenia możliwości świadczenia takiej pomocy ze środków publicznych ma być 15 października 2014 r. Jeśli kopalnia, która korzysta z pomocowych środków publicznych na likwidację, nie zakończy działalności do wskazanej daty, będzie musiała zwrócić tę pomoc.

Okres ten uległ znacznemu skróceniu, m.in. pod presją komisarzy ds. klimatu i środowiska, którzy wskazywali na ambicje UE, by odchodzić od gospodarki wysokoemisyjnej opartej na węglu.

W Unii Europejskiej 11 krajów produkuje obecnie węgiel objęty Rozporządzeniem węglowym. Są to: Bułgaria, Czechy, Niemcy, Węgry, Włochy, Polska, Rumunia, Słowenia, Słowacja, Hiszpania i Wielka Brytania.

Komisja Europejska w maju 2007 roku, w komunikacie do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, zamieściła sprawozdanie o stosowaniu Rozporządzenia nr 1407/2002 w sprawie pomocy państwa dla przemysłu węglowego.

W sprawozdaniu tym wymieniono wszystkie rodzaje pomocy, dopuszczone w krajach członkowskich UE, według kategorii pomocy.

Stosowne dane liczbowe (na podstawie aneksu do sprawozdania – dokument {SEK(2007) 602}) zestawiono w tabeli 8.2 (uwzględniono tylko dane od roku 2004, gdy Polska została członkiem UE).

TABELA 8.2. Pomoc państwa dopuszczona na podstawie Rozporządzenia węglowego nr 1407/2002 według państw i kategorii pomocy w latach 2004–2010 [mln euro/rok]

Rok	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1	2	3	4	5	6	7	8
Kraj	Pomoc inwestycyjna (dozwolona na podstawie art. 5, ust. 2 Rozporządzenia węglowego)						
Polska	0	0	0	27,4	21,3	20,3	15,9
Słowacja	0	1,8	4,1	3,3	3,2	2,3	0,7
W. Brytania	29,5	36,7	0	0	0	0	0
Razem	29,5	38,5	4,1	30,7	24,5	22,6	16,6
Kraj	Pomoc operacyjna (dozwolona na podstawie art. 5, ust. 3 Rozporządzenia węglowego)						
Bułgaria	n/a	n/a	1.1	n/a	n/a	n/a	n/a
Hiszpania	285,2	273,7	393,0	n/a	n/a	n/a	n/a
Niemcy	2069,3	1516,2	1712,0	1877,0	1773,0	1661,0	1392,0
Rumunia	57,1	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Węgry	43,7	39,1	36,5	34,6	30,8	27,1	25,3
Razem	2 455,3	1 829,0	2 142,6	1 911,6	1 803,8	1 688,1	1 417,3
Kraj	Pomoc na zamykanie kopalń (dozwolona na podstawie art. 4 Rozporządzenia węglowego)						
Francja	118,6	0	0	0			
Hiszpania	254,7	239,3	119,7	n/a			
Niemcy	413,9	597,7	0	0			
Razem	787,2	837,0	119,7	0			
Kraj	Pomoc na przejęte zobowiązania (dozwolona na podstawie art. 7 Rozporządzenia węglowego)						
Bułgaria	n/a	n/a	3.80	n/a	n/a	n/a	n/a
Czechy	14,72	14,72	14,72	14,72	0	0	0
Francja	769,30	0	0	0	0	0	0
Hiszpania	573,10	581,60	585,20	n/a	n/a	n/a	n/a
Niemcy	556,40	602,40	806,00	677,00	717,00	631,00	718,00

TABELA 8.2. cd.

1	2	3	4	5	6	7	8
Polska	912,60	369,10	294,10	40,40	40,40	40,40	40,40
Rumunia	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Słowacja	1,70	3,00	2,50	2,50	2,50	2,40	2,10
Słowenia	2,20	15,30	17,50	18,50	17,80	18,10	21,70
W. Brytania	0	0	0	0	0	0	0
Razem	2 830,02	1 586,12	1 723,82	753,12	777,70	691,90	782,20

Źródło: http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2007:0602:FIN:EN:HTML

Polska występowała tylko o zgodę na pomoc inwestycyjną (na tzw. inwestycje początkowe, na dostęp do nowych złóż) oraz o pomoc na pokrywanie przejętych zobowiązań. Dane w tabeli pokazują całkowitą kwotę pomocy inwestycyjnej dopuszczonej przez Komisję.

Władze polskie dopiero w budżecie na rok 2010 wygospodarowały kwotę 400 mln zł z przeznaczeniem na inwestycje początkowe w górnictwie – na tę kwotę Polska uzyskała akceptację Komisji Europejskiej. Według informacji Ministerstwa Gospodarki (w Sejmie, w lipcu 2010) pieniądze te będą mogły być rozliczone za działania podjęte w całym roku 2010. Na rok 2010 kopalnie zaplanowały inwestycje na poziomie 2,2 mld zł.

Wspomniane nowe rozporządzenie nie dopuszcza już dofinansowania inwestycji początkowych w górnictwie ze środków publicznych.

Utrzymane mają być natomiast dotacje na zabezpieczanie kopalń, jak też – na dotychczasowych zasadach – finansowanie tzw. działań nadzwyczajnych. Na takie właśnie działania (niektóre konsekwencje finansowe restrukturyzacji przemysłu czy odwadnianie nieczynnych kopalń), w 2009 r. Polska z budżetu wydała 360 mln zł.

Pomoc operacyjną (na utrzymanie wydobycia w istniejących kopalniach) świadczą obecnie jeszcze Węgry i Niemcy. Węgrzy planowali zakończyć tę pomoc w 2014 roku, a Niemcy – w 2018.

Chociaż na Polskę przypada ponad połowa unijnej produkcji węgla kamiennego, jednak to Niemcy i Hiszpania otrzymują w ramach pomocy państwa największe dotacje.

Przyjęcie propozycji KE wymaga zgody państw Unii (uzyskania większości kwalifikowanej w Radzie UE).

Podsumowanie

Spalanie węgla w energetyce powoduje powstawanie dużych ilości emisji zanieczyszczeń gazowych oraz stałych ubocznych produktów spalania. Węgiel jest podstawowym nośnikiem energii pierwotnej wykorzystywanym w świecie do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Znaczenie i ważna rola, jaką pełni węgiel w pokryciu potrzeb energetycznych oraz zrównoważonym rozwoju świata, są zauważane i uwzględniane we wszystkich prognozach energetycznych. Polska nie posiada innych nośników energii pierwotnej ani też potencjału dla rozwoju hydroenergetyki. Rozwój energetyki nuklearnej nie jest przewidywany przed 2020 r. Z tych też powodów węgiel – zarówno kamienny, jak i brunatny – będą dominować w strukturze zużycia energii pierwotnej, a szczególnie jako nośnik energii dla produkcji energii elektrycznej i ciepła.

W związku z powyższym, w polityce państwa powinno się przykładać dużą uwagę do problemów produkcji i wykorzystania węgla. Procesy likwidacji winny być ograniczone do tych kopalń, które nie są zdolne do osiągnięcia rentowności. Szczególną uwagę należy poświęcić zabezpieczeniu wysokojakościowych pokładów w kopalniach likwidowanych i ograniczających wydobycie.

Sektor energetyczny przeszedł poważną modernizację, obejmującą również instalacje służące redukcji emisji. Jednostki zmodernizowane mogą w najbliższych latach wytwarzać energię elektryczną i cieplną w sposób efektywny i z większą troską o środowisko. Tym niemniej, w wyniku wycofywania z ruchu starych i nieefektywnych jednostek energetycznych i w związku ze spodziewanym wzrostem zapotrzebowania na energię, koniecznym będzie wybudowanie nowych mocy. Technologie dla tych nowych obiektów winny być wybrane bardzo starannie, ze świadomością, że decyzje te mogą wpływać na strukturę zużycia energii pierwotnej przez następne dziesiątki lat. Węgiel pozostanie poważnym konkurentem innych paliw w rozwoju polskiej energetyki.

Technologie czystego węgla muszą być stosowane ze względów ekonomicznych. Konieczne jest również wykorzystywanie istniejących zakładów przeróbczych do produkcji węgla o lepszej jakości. Jakość węgla sprzedawanego do sektora energetycznego odpowiada wymaganiom stawianym przez użytkowników. Ze względu na rozbudowę i modernizację dokonaną w ostatnich latach, zdolności produkcyjne istniejących zakładów przeróbki węgla nie są w pełni wykorzystywane, istnieją zatem możliwości dalszego podnoszenia poziomu jakości węgla przeznaczonego dla energetyki zawodowej. Wzbogacanie węgla jest pierwszym i najbardziej efektywnym sposobem redukcji emisji powstających podczas spalania węgla.

Polska, jako członek Unii Europejskiej, musi przestrzegać standardów ekologicznych UE. Wprowadzenie dopuszczalnych limitów emisji, wynikające z przestrzegania prawa UE i międzynarodowych porozumień, wpływa na gospodarkę narodową. Z uwagi na wysoki udział paliw

stałych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Polsce, jak również wysoki poziom emisji zanieczyszczeń, dla zapewnienia przestrzegania limitów emisyjnych niezbędne jest poniesienie bardzo wysokich kosztów inwestycyjnych. W związku z liberalizacją rynków energii nie ma możliwości wprowadzenia instrumentów podobnych do stosowanych wcześniej kontraktów długoterminowych, które by umożliwiły znalezienie zewnętrznych źródeł finansowania takich inwestycji. Inwestycje muszą być więc realizowane z własnych środków finansowych elektrowni, co spowoduje powolniejsze tempo ich realizacji.

Prowadzone na świecie badania naukowe, finansowane zarówno przez rządy, jak i organizacje przemysłowe, doprowadziły do poważnego wzrostu sprawności klasycznych procesów spalania, rozwoju nowych technik i technologii oraz do znaczącego postępu w obniżaniu negatywnego wpływu spalania węgla na środowisko przyrodnicze.

Pierwszym i najbardziej efektywnym kosztowo sposobem obniżenia emisji pyłów i dwutlenku siarki oraz ilości odpadów stałych jest poprawa jakości węgla w procesach jego wzbogacania. Wyższa wartość opałowa węgla wzbogaconego powoduje, że do wytworzenia takiej samej ilości energii zużywa się mniej węgla; dodatkową korzyścią jest również oszczędność na kosztach transportu (zarówno węgla do elektrowni, jak i odpadów elektrownianych, lokowanych w wyrobiskach kopalń).

Poprawa sprawności przetwarzania energii węgla na energię finalną również wpływa na mniejsze zużycie paliwa podstawowego oraz na zmniejszenie emisji. Wysoka sprawność (rzędu 50%) jest możliwa do osiągnięcia w nowoczesnych technologiach spalania.

Oczyszczanie spalin jest ostatnią – w łańcuchu technologicznym – operacją, która ogranicza szkodliwy wpływ spalania na środowisko (zanieczyszczenie powietrza). Stosowanie odpylaczy o wysokiej skuteczności pozwala na niemal zupełną eliminację emisji pyłów, a procesy odsiarczania spalin (zwłaszcza metodą mokrą) również zdecydowanie redukują ilość emitowanych tlenków siarki. Jednakże technologie odsiarczania powodują wzrost ilości stałych produktów ubocznych spalania, z których nie wszystkie znajdują jeszcze zastosowanie bezpośrednie i wymagają dalszej obróbki lub składowania.

Redukcję tlenków azotu uzyskuje się poprzez zastosowanie metod pierwotnych bądź wtórnych, lub też spalanie fluidalne, przebiegające w niższej temperaturze.

Nowoczesne technologie, dzięki wysokiej sprawności, przyczyniają się również do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla. W wielu krajach świata prowadzone są badania nad tzw. technologiami zero–emisyjnymi, dzięki którym możliwe będzie znaczne ograniczenie emisji CO_2 (poprzez jego wychwytywanie i magazynowanie podziemne). Technologie takie są spodziewane w ciągu najbliższych 10 lat.

Dzięki tym wszystkim procesom spalanie węgla staje się coraz mniej uciążliwe dla środowiska przyrodniczego. Jest to tym istotniejsze, że węgiel jest najpowszechniej występującym paliwem kopalnym, o w miarę stabilnych i relatywnie niskich cenach, a jego obfite zasoby pozwolą na korzystanie z tego dobra przez jeszcze wiele lat.

Literatura

ARE – Emitor. Emisja zanieczyszczeń środowiska w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych. Roczniki z lat 1999–2009. Wyd. Agencja Rynku Energii SA.

ARE – Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Biuletyny miesięczne – wybrane numery z lat 2007–2010.

ARE – Statystyka elektroenergetyki polskiej. Roczniki z lat 2000–2009. Wyd. Agencja Rynku Energii SA.

ARE – Sytuacja Energetyczna w Polsce. Krajowy Bilans Energii. Biuletyn kwartalny. Wyd. Agencja Rynku Energii (wybrane numery).

ARE – Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego. Biuletyny kwartalne (wybrane numery z lat 2000–2009). Wyd. Agencja Rynku Energii SA.

ARE – Sytuacja w Elektroenergetyce. Biuletyny kwartalne – wybrane numery.

Argus Coal Daily International. Wyd Argus Media Ltd.

Bilans zasobów kopalin i wód podziemnych w Polsce wg stanu na 31.XII.2008 r. Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa 2009; także za lata wcześniejsze (www.pgi.gov.pl).

BLASCHKE W., 2000 – System cen energetycznego węgla kamiennego. Studia, Rozprawy, Monografie nr 77. Wyd. Instytutu GSMiE PAN. Kraków 2000. 84 s.

BLASCHKE W. (red.), 2003 – 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 – 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.

BLASCHKE W., 2008 – Technologie Czystego Węgla rozpoczynają się od jego wzbogacania. Polityka Energetyczna, t. 11, z. 2, s. 7–13.

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., GAWLIK L., LORENZ U., 2004 – Perspektywy górnictwa węgla kamiennego po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej w świetle realizowanych programów restrukturyzacyjnych. XIV Konferencja z cyklu: „Aktualia i perspektywy gospodarki surowcami mineralnymi", Zakopane wrzesień, Sympozja i Konferencje nr 63. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 15–27.

BLASCHKE W., MOKRZYCKI E., BLASCHKE S.A., GRUDZIŃSKI Z., KARCZ A., BLASCHKE Z., JAWORSKI A., 1991 – System cen na węgiel kamienny. Przegląd Górniczy nr 2, s. 18–26.

BLASCHKE W., NYCZ R., 2007 – Przeróbka mechaniczna pierwszym etapem technologii czystego węgla. Inżynieria Mineralna Nr 1(19) 2007. Wyd. PTPK, Kraków, s. 29–36.

BLASCHKE W., LORENZ U., OZGA-BLASCHKE U., 2009 – Krajowa baza surowcowa dla przemysłu energochemicznego przetwórstwa węgla. Karbo nr 4/2009, Wyd. Górnicze, Katowice, s. 190–196.

BP Statistical review of world energy. Wydania z lat 2002, 2010 (www.bp.com)

CARPENTER A., 1998 – Switching to cheaper coals for power generation. CCC/01. IEA Coal Research, London.

Clean coal – Building a Future through Technology. Wyd. World Coal Institute, 2004. 20 s. (www.wci-coal.com)

Coal Information 2003, 2009, 2010. Wyd. IEA, Paryż.

DRESZER K., ŚCIĄŻKO M., ZAPART L., CHMIELNIAK T., ZUWAŁA J. (IChPW Zabrze), 2008 – Scenariusz rozwoju technologii energetycznych. Archiwum Energetyki. Tom XXXVIII(2008), nr 2, 71–81.

DUBIŃSKI J., 2008 – Węgiel kamienny jako paliwo XXI wieku dla energetyki oraz produkcji paliw płynnych i gazowych. Prezentacja z konferencji "Produkcja czystej energii elektrycznej z węgla w Polsce i w Europie". Kraków, czerwiec 2008.

Energy poverty – how to make modern energy access universal. IEA 2010 (www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2010/weo2010_poverty.pdf)

EURACOAL Market Report 1/2010 (www.eurocoal.be)

Eurostat (http://epp.eurostat.ec.europa.eu)

Fakty: Węgiel – Energetyka w Polsce; opracowane przez Z. Grudzińskiego (www.min-pan.krakow.pl/zaklady/zrynek/cf_web.htm)

GAJDA A., BARC W., JAWORSKI W., 2002 – Energetyka polska na tle energetyki europejskiej – dokonania w ochronie powietrza. Biuletyn Miesięczny PSE SA Nr 12 (138), grudzień 2002, s. 2–9. Wyd. PSE S.A.

GAWLIK L., SOLIŃSKI J., 2004 – Zrównoważony globalny rozwój energetyczny – przypadek węgla. Polityka Energetyczna, Tom 7, Zeszyt 2, Kraków 2004.

GÓRSKA L., MOKRZYCKI E., SUWAŁA W., 1986 – Kontrola procesów laboratoryjnych. Cz. VIII – Laboratorium z analizy technicznej węgli kamiennych. Skrypty uczelniane 1045. Wyd. AGH. Kraków, 247 s.

GRUDZIŃSKI Z., LORENZ U. (red.), (autorzy: Grudziński Z., Lorenz U., Blaschke S., Ozga-Blaschke U.), 2008 – Opracowanie metodyki tworzenia systemu cen węgla brunatnego. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 255 s.

GUS – Zużycie paliw i nośników energii w 2008 r., Warszawa 2009, 15 s.

Incoterms 2000 (www.exporter.pl, www.mk.infor.pl)

Informacja dla Rady Ministrów o przebiegu restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego za 2004 r. (dokument przyjęty przez Radę Ministrów 26 kwietnia 2005 r.). http://www.mgip.gov.pl/

Informacja o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego – wybrane raporty z lat 2007–2010. Ministerstwo Gospodarki. Warszawa (www.mg.gov.pl)

Johannesburg Summit 2002 (www.unic.un.org.pl/johannesburg)

KASHUE – Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji – Wartości opałowe i wskaźniki emisji CO_2 – do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (www.kashue.pl).

Key world energy statistics. Wyd. IEA – za lata 2000, 2007–2010 (www.iea.org)

Komisja Europejska (www.ec.europa.eu/energy/coal/)

KURCZABIŃSKI L., ŁÓJ R., 2010 – Pozycja Katowickiego Holdingu Węglowego na rynku komunalno-bytowym. Zeszyty Naukowe Instytutu GSMiE PAN Nr 78, Kraków, s. 107–114.

LAUDYN D., PAWLIK M., STRZELCZYK F., 2000 – Elektrownie. WNT, wyd. czwarte poprawione, 634 s.

LORENZ U., 1999 – Metoda oceny wartości węgla kamiennego energetycznego uwzględniająca skutki jego spalania dla środowiska przyrodniczego. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, Seria Studia, Rozprawy, Monografie nr 64, 81 s.

LORENZ U., 2000 – Parytet importowy węgla kamiennego energetycznego. Studia, Rozprawy, Monografie nr 82, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 86 s.

LORENZ U., 2005 – Skutki spalania węgla kamiennego dla środowiska przyrodniczego i możliwości ich ograniczania. Mat. Szkoły Eksploatacji Podziemnej. Sympozja i Konferencje nr 64, Wyd. Instytut GSMiE PAN, Kraków, s. 97–112.

LORENZ U., 2009 – Rynki węgla energetycznego w dobie kryzysu. Polityka Energetyczna t. 12, z. 2/2. Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 343–354.

LORENZ U., 2010 – Rynki międzynarodowe jako punkt odniesienia dla cen węgla energetycznego w kraju. Polityka Energetyczna t. 13, z. 2, Kraków, s. 311–324.

LORENZ U., BLASCHKE W., GRUDZIŃSKI Z., 2002 – Propozycja nowej formuły sprzedażnej węgla energetycznego przeznaczonego dla energetyki zawodowej. Studia, Rozprawy, Monografie nr 112, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 78 s.

LORENZ U., GRUDZIŃSKI Z., 2008 – Mercury emission and its content in hard and brown coal. Gospodarka Surowcami Mineralnymi t. 24, z. 3/1, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, s. 271–288.

LORENZ. U., GRUDZIŃSKI Z., 2009 – Międzynarodowe rynki węgla kamiennego energetycznego. Studia Rozprawy Monografie Nr 156, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 103 s.

MOKRZYCKI E. (red.), 2005 – Podstawy gospodarki surowcami energetycznymi. Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne. Kraków, 423 s.

NIERNSEE M., Tractabel Engineering S.A. – Kryteria doboru lokalizacji nowych elektrowni węglowych – praktyczne podejście w warunkach polskich. Energetyka – luty 2010, str. 83–87 (www.elektroenergetyka.pl/elektroenergetyka_nr_10_02_2.pdf)

OZGA-BLASCHKE U., 2003 – Metoda powiązania parametrów jakościowych węgla koksowego z jego wartością użytkową. Studia, Rozprawy, Monografie nr 119, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, 84 s.

PASZCZA H., 2010 – Górnictwo węgla kamiennego w Polsce w 2009 r. – ocena działalności. Prezentacja na konferencji Szkoła Eksploatacji Podziemnej, Kraków, luty 2010.

Platforma internetowa handlu węglem globalCOAL (www.globalcoal.com)

Platts: CTI – Coal Trader International. Wyd. Platts – The McGraw Hill Companies, England.

Platts: ICR – International Coal Report. Wyd. Platts – The McGraw Hill Companies, England.

Platts: ICR Coal Statistics Monthly. Wyd. Platts – McGraw Hill Companies, England.

Polityka energetyczna Polski do 2030 r. – Załącznik 2: Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. Ministerstwo Gospodarki. Warszawa, 10 listopada 2009 r.

Projected Costs of Generating Electricity – 2010 Edition. Wyd. IEA – OECD NEA, s. 215 (ISBN 978-92-64-08430-8).

PRZENIOSŁO S. 2004 – Surowce mineralne Polski. Węgiel kamienny. http://www.pgi.gov.pl/surowce_mineralne/wegiel_kam.htm

RADOVIĆ U., 1997 – Zanieczyszczenia atmosfery. Źródła oraz metodyka szacowania wielkości emisji zanieczyszczeń. Wyd. Centrum Informatyki Energetyki. Warszawa, 162 s.

Rozporządzenie Ministra Środowiska w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. 260, poz. 2181 z 20.12.2005 r.).

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 19.12.2001 w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinny odpowiadać dokumentacje geologiczne złóż kopalin (z późniejszymi zmianami, Dz.U.06.107.736)

RWE 2007 – World Market for Hard Coal. 2007 Edition. Wyd. RWE Power, 102 s.

SKORUPSKA N.M., 1993 – Coal specifications – impact on power station performance. ICEAR/52, IEA Coal Research, London, 121 s.

SOBCZYK E.J., 2000 – Wpływ zmian modelu gospodarczego na gospodarkę zasobami węgla kamiennego w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. Studia, Rozprawy, Monografie Nr 78, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków.

SOBCZYK E.J., 2008 – Zasoby węgla kamiennego w Polsce a możliwości zaspokojenia potrzeb energetyki. Polityka Energetyczna t. 11, z. 1, Kraków.

STALA-SZLUGAJ K., 2009 – Import węgla z Rosji do Polski z wykorzystaniem transportu kolejowego – próba oszacowania kosztów. Polityka Energetyczna t. 12, z. 2/2, Wyd. Instytutu GSMiE PAN, Kraków, s. 555–564.

STALA-SZLUGAJ K., 2010 – Ceny węgla energetycznego w ofercie pośredników handlowych. Polityka Energetyczna t. 13, z. 2, s. 411–421, Kraków.

Strategia działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015. (Dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 31 lipca 2007 r.).

SZLĄZAK J., 2004 – Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 1990–2002. Analiza skuteczności realizowanych programów. Biblioteka Szkoły Eksploatacji Podziemnej, 123 s.

SZLĘK A., WILK R. K., WERLE S., SCHAFFEL N., 2009 – Czyste technologie pozyskiwania energii z węgla oraz perspektywy bezpłomieniowego spalania. Rynek Energii nr 8/2009.

The role of coal as an energy source (2003). Raport WCI, sierpień 2003. Wyd. Cambridge House, 16 s. London 2003.

VDKI – Annual report 2008. Facts and Trends 2007/2008. Wyd. Verein der Kohlenimporteuren.

VDKI – Annual Report 2010. Facts and Trends 2009/2010. Wyd. Verein der Kohlenimpoteure (www.verein-kohlenimporteure.de)

WALKER S., 2000 – Major coalfields of the world, wyd. IEA Coal Research, CCC/32, June 2000, 132 s.

WEC 2010 – Survey of energy resources (www.worldenergy.org)

Zrównoważona Europa dla Lepszego Świata: Strategia Zrównoważonego Rozwoju Unii Europejskiej. Komisja Wspólnot Europejskich. Bruksela, 15.5.2001. COM(2001)254 final.