

*Jerzy Bednarczyk\*, Anna Nowak\**

## STRATEGIE I SCENARIUSZE PERSPEKTYWICZNEGO ROZWOJU PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z WĘGLA BRUNATNEGO W ŚWIETLE WYSTĘPUJĄCYCH UWARUNKOWAŃ

---

### 1. Wstęp

Strategie i scenariusze perspektywicznego rozwoju produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego muszą uwzględniać udokumentowane i dostępne bilansowe zasoby węgla brunatnego oraz technologie ekonomicznego ich udostępnienia i eksploatacji.

Makroekonomiczna strategia rozwoju energetyki i struktury surowcowej powinna uwzględniać dotychczasowe drogi rozwojowe, prognozowany wzrost ekonomiczny gospodarki i scenariusze jego realizacji oraz globalne i regionalne trendy rozwojowe.

Istotne role w tym względzie można przypisać następującym dokumentom:

- Prognozom energetycznym świata do 2030 roku przedstawionym w materiałach Światowej Rady Energetycznej (ŚRE) i Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) [1];
- Polityce Energetycznej dla Polski do 2030 przyjętej przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 roku [2].

W prognozach opracowanych przez Międzynarodową Agencję Energii przyjęto dwa scenariusze: referencyjny oraz „450”. W scenariuszu referencyjnym przyjęto 73,5% wzrost produkcji energii elektrycznej a w scenariuszu 450 mniejszy wzrost — 54,5%.

Scenariusz referencyjny zakłada wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną z 12,0 mld Mtoe w 2007 roku do 16,6 mld Mtoe w 2030 roku. Przyjęty 1,35-krotny wzrost produkcji energii elektrycznej z paliw stałych w tym scenariuszu powoduje koncentrację w atmosferze gazów cieplarnianych około 1000 ppm w ekwiwalencie CO<sub>2</sub> pomimo działań ograniczających.

---

\* „Poltegor-Institut”, Instytut Górnictwa Odkrywkowego, Wrocław

TABELA 1  
**Prognoza światowej produkcji energii elektrycznej i struktury paliw w latach 2007–2030 według scenariuszy: referencyjnego i 450 [1]**

Nośniki	Stan wyjściowy, rok 2007		Scenariusz referencyjny, rok 2030		Scenariusz 450, rok 2030	
	produkcja, [TWh]	struktura, [%]	produkcja, [TWh]	struktura, [%]	produkcja, [TWh]	struktura, [%]
Węgiel	8 216	41,6	15 259	44,5	7 260	24,2
Paliwa ciekłe	1 117	5,7	665	1,9	459	1,5
Gaz	4 126	20,9	7 058	20,6	5 688	19,0
Energia wodna	3 078	15,6	4 680	13,6	5 659	18,9
Energia jądrowa	2 719	13,8	3 667	10,7	5 470	18,3
Energia odnawialna	500	2,5	2 963	8,6	5 403	18,0
Razem:	19 756	100,0	34 292	100,0	29 939	100,0

Scenariusz 450 zakłada mniejszy wzrost zapotrzebowania na energię pierwotną z 12,0 mln Mtoe w 2007 roku do 14,4 mld Mtoe w 2030 roku. Przyjęto w nim, że dojdzie do międzynarodowych porozumień mających na celu długotrwałe ograniczenia gazów cieplarnianych. W rezultacie koncentracja ich w atmosferze utrzyma się na poziomie 450 ppm ekwiwalentu CO<sub>2</sub>.

Głównym paliwem w produkcji energii elektrycznej w scenariuszu referencyjnym ma być węgiel, którego udział w bilansie energii zwiększy się z 41,6% w 2007 roku do 44,5% w 2030 roku. Drugim w kolejności paliwem w produkcji energii elektrycznej będzie gaz. Jego udział w bilansie w 2030 roku utrzymany będzie na zbliżonym poziomie jak w 2007 roku. Udział energii odnawialnej wzrośnie z 2,4% w 2007 roku do 8,6% w 2030 roku. Światową produkcję energii jądrowej przewiduje się zwiększyć o 34% z 2719 TWh w 2007 roku do 3667 TWh w 2030 roku. Jej udział w bilansie ma się zmniejszyć z 13,8% w 2007 roku do 10,7% w 2030 r. W europejskich krajach należących do UE i OECD przewiduje się znacznie niższy wzrost produkcji energii elektrycznej z 3575 TWh w 2007 roku do 4398 TWh w 2030, czyli o 23%. Podobny wzrost przewiduje się w USA. Największy wzrost produkcji energii elektrycznej przewiduje się w Chinach z 3318 TWh w roku 2007 do 8847 TWh w 2030 r., czyli o 167% i w Indiach o 246%.

W Scenariuszu 450 przyjęto radykalną zmianę struktury produkcji. Zmniejszono produkcję energii elektrycznej z węgla z 8216 TWh w 2007 roku do 7260 TWh w 2030 roku, czyli o około 12%. Zwiększono dwukrotnie udział produkcji energii jądrowej z 2719 TWh w 2007 roku do 5470 TWh w 2030r, podwyższając jej udział w bilansie do 18,3%. W jeszcze większym stopniu zwiększono przyszłą produkcję energii elektrycznej z paliw odnawialnych. Ma ona osiągnąć w 2030 roku 5403 TWh do 18% w bilansie. W 2007 roku udział ten ukształtował się na poziomie 2,5%.

## **2. Strategia rozwoju energetyki Polski do roku 2030**

Perspektywy rozwoju produkcji energii elektrycznej w Polsce są przedstawione w dokumencie „Polityka Energetyczna dla Polski do 2030”. Wymieniony dokument, w odróżnieniu od kilku poprzednich wersji mających zbyt hasłowy charakter, zawiera w miarę wyczerpującą diagnozę stanu krajowej energetyki oraz wytycza kierunki rozwoju, uwzględniając przyjęte przez UE cele do 2020 roku w postaci  $3 \times 20\%$ . Obejmują one zmniejszenie zużycia energii, gazów cieplarnianych i zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii. Ostateczna wersja dokumentu została poddana pod publiczną ocenę i uzupełniona czterema załącznikami, z których szczególne znaczenie należy przypisać załącznikowi nr 3 pt. „Program działań wykonawczych na lata 2009–2012”. Zestawiono w nim na 49 stronach cały kompleks działań, w sześciu priorytetach: I — Poprawa efektywności energetycznej, II — Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, III — Dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej, IV — Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw, V — Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii, VI — Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

TABELA 2

**Przewidywana w latach 2010–2030 produkcja energii elektrycznej brutto z węgla i jego zużycie [2]**

Wyszczególnienie	Jednostka	lata					
		2006	2010	2015	2020	2025	2030
Krajowa produkcja energii elektrycznej	[TWh]	150,7	141,0	152,8	169,3	194,6	217,4
węgiel brunatny							
— produkcja energii elektrycznej	[TWh]	49,1	44,7	51,1	40,0	48,4	42,3
— udział w krajowej produkcji	[%]	32,6	31,7	33,4	23,6	24,9	19,5
— zużycie węgla brunatnego do produkcji energii elektrycznej	[mln Mg]	59,4	52,8	57,2	44,2	52,7	45,7
węgiel kamienny							
— produkcja energii elektrycznej	[TWh]	86,1	68,2	62,9	62,7	58,4	71,8
— udział w krajowej produkcji	[%]	57,1	48,4	41,2	37,0	30,0	33,0
— zużycie węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej	[mln Mg]	76,5	66,1	61,7	60,4	59,3	64,0

TABELA 3

**Prognozowana emisja CO<sub>2</sub> w latach 2010–2030 w elektroenergetyce zawodowej [2]**

Wyszczególnienie	Jednostka	lata					
		2006	2010	2015	2020	2025	2030
Emisja CO <sub>2</sub> ogółem w kraju	[mln ton]	331,9	299,1	295,7	280,3	294,7	303,9
— dynamika	[%]	100,0	90,1	89,1	84,5	88,8	91,6
Emisja CO <sub>2</sub> w elektroenergetyce zawodowej	[mln ton]	151,0	131,7	130,1	110,6	114,2	115,7
— dynamika	[%]	100,0	39,7	39,2	33,3	34,4	34,9

Realizacja wymienionych działań jest bardzo ważną, ale niezmiernie trudną do wykonania w założonym trzyletnim horyzoncie czasowym (do końca 2012 roku).

Wzrost krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną brutto do 2030 roku w Polityce Energetycznej określono wskaźnikiem 1,44 w stosunku do wielkości osiągniętej w roku 2006. Zapotrzebowanie na energię brutto zgodnie z wymienionym wskaźnikiem ma wzrosnąć z 151 TWh w 2006 roku do 217 TWh w 2030 roku.

W tabeli 2 zestawiono prognozowaną produkcję energii do 2030 roku i zużycie węgla. Z danych tych wynikają następujące ustalenia:

- zmniejszenie udziału węgla brunatnego w produkcji energii elektrycznej z 32,6% w 2006 do 19,5% w 2030 roku;
- zmniejszenie wydobycia węgla brunatnego o 25%, z 59,4 mln Mg w 2006 roku do 45,7 mln Mg w 2030, czyli o 23%;
- zmniejszenie produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego o 15%, z 49,1 TWh w 2006 do 42,4 TWh w 2030, czyli o 15,2%.

W prognozie przyjęto wzrost mocy wytwórczych energii elektrycznej z węgla brunatnego o 23,4% z 8819 MW w roku 2006 do 10884 MW w roku 2030. Uwzględniono w tym nowo wybudowany blok w Pątnowie oraz budowane w Bełchatowie i Turowie. Rozwój krajowej energii elektrycznej opracowano uwzględniając obniżenie emisji CO<sub>2</sub> w przemyśle energetycznym o 16,6% i w elektroenergetyce zawodowej zmniejszenie emisji o 23,4%. Ogółem w kraju w latach 2006–2030 planuje się zmniejszyć emisję CO<sub>2</sub> o 8,4%.

W Polityce energetycznej stwierdzono że ustalone obniżenie emisji CO<sub>2</sub> będzie możliwe głównie w wyniku budowy do 2030 roku bloków energetyki jądrowej o mocy 7546 MW.

### **3. Wystarczalność zasobów złóż węgla brunatnego w zagłębiach czynnych**

Dane w zakresie wystarczalności zasobów zestawiono w tabeli 4.

W zagłębiu turowskim zasoby w złożu eksploatowanym wystarczą do 2040 roku. W zagłębiu bełchatowskim zasoby w obecnie eksploatowanych złożach wystarczą do roku 2032. W złożach eksploatowanych w Koninie do 2022 roku w Adamowie również do 2022 roku.

Istniejące w zagłębiach zasoby perspektywiczne, znacząco umożliwiają wydłużenie eksploatacji. Do dużych perspektywicznych złóż satelitarnych w zagłębiach czynnych należą złoża Piaski, Złoczew i Rogoźno.

W tabeli 5 zestawiono wskaźniki energetyczne produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego w latach 2005–2009. Na podstawie zebranych danych określono sprawność przetwarzania węgla na energię czynną oraz wskaźniki emisji CO<sub>2</sub>.

TABELA 4

## Wystarczalność zasobów złóż eksploatowanych i przewidywanych do udostępnienia w zagłębiach czynnych węgla brunatnego [4]

Wyszczególnienie	Zasoby przemysłowe <sup>*)</sup>	Wydobycie w 2009 r	Zakładane wydobycie średnie w latach	Wystarczalność zasobów
	[mln Mg]	[mln Mg/rok]	[mln Mg/rok]	[lat]
PGE KWB Turów SA				
Zasoby złoża eksploatowanego	378,8	9,3	12	32/2042 (40/2050)
Złoże perspektywiczne Radomierzyce	100	-		
PGE KWB Bełchatów SA				
Zasoby złóż eksploatowanych	805,6	32,0	33	24/2032 (22/2050)
Złoże perspektywiczne (Złoczew + Rogoźno)	1 160,4 (428,4 + 732,0)	-	(21)	
KWB Konin SA				
Zasoby złóż eksploatowanych	125,6	9,4	9,3	14/2022 (32/2042)
Złoże perspektywiczne (Ościelowo, Mąkoszyn-Grochowska, Morzyczyn, Dęby Szlacheckie-Izbica Kujawska)	186,2	-	10	
KWB Adamów SA				
Złoże eksploatowane (Adamów, Koźmin, Władysławów)	52,5	4,4	4,6	12/2022 (23/2045)
Złoże perspektywiczne Piaski	106,9	-	4,6	

\*) zasoby przemysłowe eksploatowanych złóż obliczono odejmując wydobycie w 2009 roku od zasobów wg stanu na dzień 31.12.2008 r.

**TABELA 5**  
**Wskaźniki zużycia węgla brunatnego, produkcji energii elektrycznej, sprawności przetwarzania i energii CO<sub>2</sub> [5]**

Lata	Zużycie węgla w elektrowniach, [Mg]	Wartość opałowa, [kJ/kg]	Zużycie energii chemicznej paliw, [MWh]	Produkcja energii elektrycznej (brutto), [MWh]	Produkcja energii elektrycznej (netto), [MWh]	Emisja CO <sub>2</sub> , [Mg]	Jednostkowy wskaźnik CO <sub>2</sub> , [Mg/MWh]
2005	60 936 039	8 742	148 563 551	54 912 144	50 512 574	57 758 081	1,05
2006	60 063 505	8 728	146 426 435	53 558 729	49 191 748	56 959 603	1,06
2007	56 736 437	8 808	140 033 980	51 277 836	47 006 301	54 784 928	1,07
2008	57 840 623	8 882	144 582 955	53 110 979	48 609 880	56 949 340	1,07
2009	56 026 859	8 811	137 138 900	50 980 243	46 436 605	54 428 927	1,07

TABELA 6

**Przychody, ceny węgla i sprzedaży energii elektrycznej z węgla brunatnego i kamiennego oraz wyniki finansowe zawodowych elektrowni węglowych w latach 2004–2009**

Wyszczególnienie	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Dynamika, [%]	
							$\frac{2009}{2008}$	$\frac{2009}{2004}$
Elektrownie węgla brunatnego								
Średnia cena energii elektrycznej w elektrowniach na węglu brunatnym, [PLN/MWh]	121,55	121,19	126,71	136,23	145,49	183,38	126,04	150,86
— Przychody ze sprzedaży, [mln PLN]	6 505,1	6 775,9	6 790,4	6 985,7	7 741,1	9 758,9	126,1	150,02
— Wynik finansowy, [mln PLN]	270,7	161,2	118,1	254,3	701,5	3 327,0	474,2	1 229,04
Elektrownie węgla kamiennego								
Średnia cena energii elektrycznej w elektrowniach na węglu kamiennym, [PLN/MWh]	150,95	150,66	146,80	147,21	162,22	202,81	125,0	134,36
— Przychody ze sprzedaży, [mln PLN]	10 955,9	11 027,4	11 400,6	11 573,5	11 667,8	14 355,5	123,0	131,03
— Wynik finansowy, [mln PLN]	520,2	566,2	549,7	623,8	1 194,1	2 819,7	236,1	542,05



W latach 2005–2009 kształtowały się one następująco:

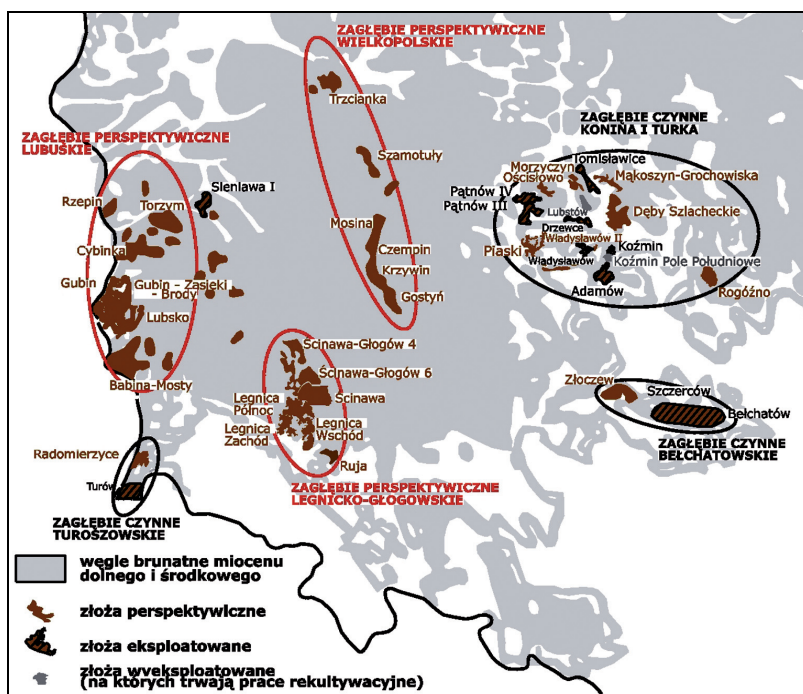
- Sprawność przetwarzania brutto w przedziale 0,36–0,37%, sprawność netto 0,33–0,34%;
- Wskaźnik emisji dwutlenku węgla odniesiony do produkcji energii elektrycznej 0,36–0,37 Mg/MWh€;
- Wskaźnik emisji dwutlenku węgla odniesiony do spalnego w elektrowniach węgla brunatnego 0,95–0,96 Mg/Mg.

W roku 2009 elektrownia Bełchatów miała o wyższą emisję CO<sub>2</sub> od przydziału o 2,538 mln Mg. W elektrowni Turów emisja CO<sub>2</sub> była w 2009 roku wyższa o 0,466 mln Mg od przydziału.

Zestawione w tabeli 6 wskaźniki ekonomiczne produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego wskazują na poprawę dochodowości.

#### 4. Perspektywiczne zagłębia węgla brunatnego w Polsce

Na rysunku 1 przedstawiono perspektywiczne złoża węgla brunatnego zgrupowane w sześciu zagłębiach węglowych: trzech perspektywicznych oraz trzech zagłębiach czynnych.



Rys. 1. Rozmieszczenie czynnych oraz perspektywicznych zagłębi węgla brunatnego w Polsce w obszarach węglonośnych



TABELA 7  
Zestawienie podstawowych parametrów wyrobisk eksploatacyjnych zagłębia gubińskiego

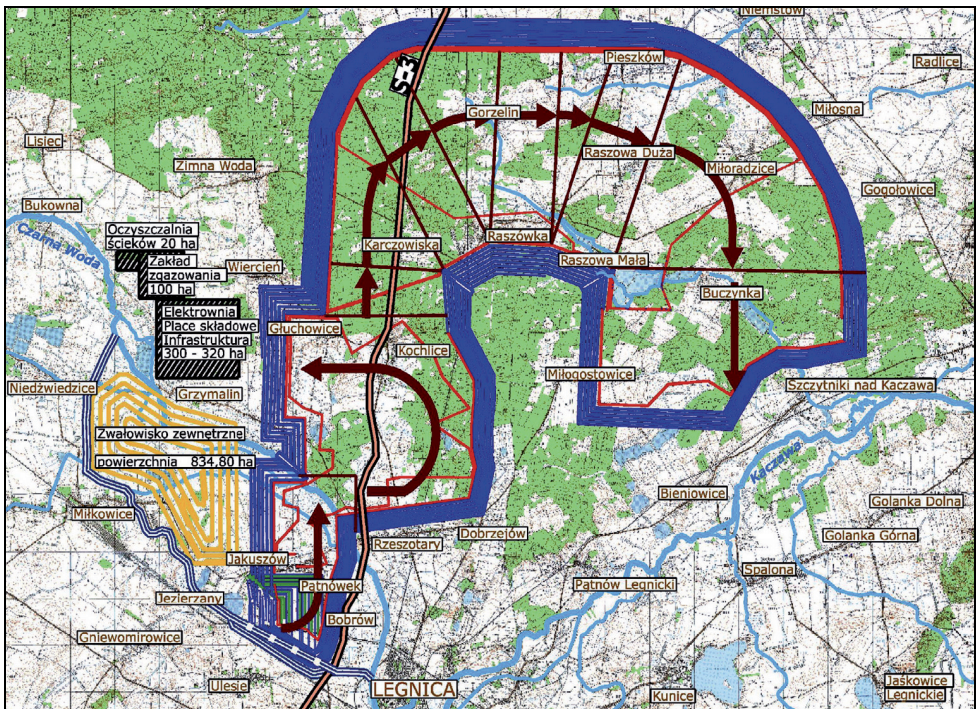
Wyrobisko	Wyrobisko Południowe	Wyrobisko Północne	Wyrobisko Wschodnie	Razem kompleks złóż gubińskich
Zasoby przemysłowe, [mln Mg]	451,94	188,54	347,13	987,62
Objętość nadkładu, [mln m <sup>3</sup> ]	4 569,41	2 222,30	3 133,22	9 924,93
Stosunek nadkładu do węgla N:W, [m <sup>3</sup> /Mg]	10,11	11,79	9,03	10,05
Średnia miąższość węgla, [m]	10,19	8,74	14,30	11,08
Średnia grubość nadkładu, [m]	79,65	86,73	111,20	92,53
Powierzchnia wyrobiska, [ha]	5 735,90	2 532,06	2 150,29	10 418,24
Objętość wkopu udostępniającego, [ha]	59,57	61,18	155,91	—
Cykl budowy wkopu				—
— do pierwszego węgla	3,00	3 (7 rok eksploatacji)	5 (28 rok eksploatacji)	—
— do docelowego wydobycia	3,00	4 (10 rok eksploatacji)	8 (66 rok eksploatacji)	—
Docelowe wydobycie w wyrobisku	12,20	11,90	12,50	—
Lata eksploatacji przy pełnym wydobyciu	33,00	14,00	23,00	—

Na rysunku 2 przedstawiono kierunki rozwoju poszczególnych wyrobisk, a w tabeli 7 zestawiono podstawowe ich parametry.

W koncepcji przewidziano udostępnienie najpierw Wyrobiska Południowego, a następnie po osiągnięciu pełnego wydobycia węgla z tego wyrobiska rozpoczęcie budowy wkopu udostępniającego Wyrobisko Północne. Eksploatacja węgla z tych dwóch wyrobisk prowadzona byłaby równolegle i pozwoliłaby na uzyskanie 24,1 mln Mg/rok. Ponieważ okres eksploatacji z pola północnego, przy pełnym jego wydobyciu (około 11,9 mln Mg/rok) określa się na 14 lat, w około 20 roku eksploatacji można rozpocząć udostępnienie Wyrobiska Wschodniego, tak aby zachować ciągłość dostaw węgla dla elektrowni.

## 6. Scenariusze technologiczne zagospodarowania kompleksu złóż legnickich

Udostępnienie złóż legnickich opracowano w projekcie foresight w dwóch zasadniczych scenariuszach. Scenariusze podstawowe I i II przewidują odpowiednio lokalizację wkopów otwierających od południowego konturu na Polu Zachodnim z przełożeniem rzeki Czarna Woda i wpływającej do niej Brochotki i Skory, oraz od południowego konturu na Polu Wschodnim z przełożeniem rzeki Kaczawa.



Rys. 3. Scenariuszu Technologicznym I udostępnienia złoża w rejonie Legnicy

TABELA 8  
Zestawienie podstawowych parametrów wyrobisk eksploatacyjnych w scenariuszach zagospodarowania kompleksu złóż legnickich

Wyrobisko	Scenariusz technologiczny I	Scenariusz technologiczny II	Scenariusz technologiczny Ia/IIa
Zasoby przemyślowe, [mln Mg]	2 102,5	2 256,6	1 893,5
Objętość nadkładu, [mln m <sup>3</sup> ]	16 558,9	18 453,9	15 404,6
Stosunek nadkładu do węgla N:W, [m <sup>3</sup> /Mg]	7,9	8,2	8,1
Średnia miąższość węgla, [m]	20,02	19,79	19,02
Średnia grubość nadkładu, [m]	46,17	47,70	47,00
Powierzchnia wyrobiska, [ha]	11 034,60	12 866,14	10 032,60
Objętość wkopu udostępniającego, [mln m <sup>3</sup> ]	186	210	240/392
Cykl budowy wkopu			
— do pierwszego węgla	4	5	5/6
— do docelowego wydobycia	8	9	9/10
Docelowe wydobycie w wyrobisku, [mln Mg]	24	24	24
Lata eksploatacji przy pełnym wydobyciu, [lat]	75	83	64/65



Scenariusze dodatkowe Ia i Iia wykluczają przełożenie tych rzek. Scenariusz Ia (dodatkowy) przewidują udostępnienie Pola Zachodniego od miejscowości Rzeszotary natomiast Scenariusz Iia zakłada udostępnienie Pola Wschodniego od miejscowości Miłogostowice.

Zespół Poltegoru-Instytutu preferuje otwarcie złoża według Scenariusza I (rys. 3). Cechuje się on najlepszymi wskaźnikami techniczno-ekonomicznymi. Podstawowe wskaźniki tego scenariusza zestawiono w tabeli 8.

## **7. Porównanie wskaźników złóż gubińskich i legnickich w aspekcie konkurencyjności ich udostępnienia**

Zasoby udokumentowanych złóż węgla brunatnego w rejonie Legnicy (około 5 mld Mg) są znacznie wyższe niż w rejonie Gubina (około 1 mld Mg). Wielokrotnie wyższe są wstępnie rozpoznane zasoby węgla brunatnego Legnica-Głogów, które wynoszą około 30 mld Mg, podczas gdy w rejonie Gubin-Zasięki-Brody szacowane są na 2–3 mld Mg.

Wartość opałowa węgla brunatnego jest większa w złożach Legnicko-Głogowskich o około 5% w stosunku do złóż w rejonie Gubina. Pokłady węgla w złożach legnickich są prawie dwa razy grubsze od zalegających w złożach gubińskich i charakteryzują się niższym stosunkiem nadkładu do węgla.

Złoża w rejonie Gubina zalegają płycej niż w rejonie Legnicy. Średnia grubość nadkładu w złożach Gubina mieści się w przedziale 80–111 m, podczas gdy w Legnicy w przedziale 138–170 m.

Udostępnienie złóż legnickich można wykonać jednym wkopem otwierającym o objętości około 189 mln m<sup>3</sup>, gdy w Gubinie trzeba wykonać trzy wkopy o objętości 276 mln m<sup>3</sup>. Udokumentowane zasoby złóż gubińskich pozwalają na budowę elektrowni z dwoma blokami o mocy 850 MW każdy. Dla udokumentowanych złóż legnickich można projektować budowę elektrowni z czterema blokami o mocy zainstalowanej 1150 MW każdy.

## **8. Rozwój technologii przetwarzania węgla na energię elektryczną**

W ostatnich dwudziestu latach dokonał się znaczący rozwój w technologii przetwarzania węgla na energię elektryczną. Rozwój przetwarzania węgla brunatnego na energię elektryczną znajduje odbicie w energetyce niemieckiej.

W Niemczech już przed rokiem 1990 zastosowano blok PC (na pył węglowy) o mocy zainstalowanej 850 MW. W latach 1990–2005 zbudowano blok PC 933 MW w Lippendorf, a w Niederaussen blok PC 1012 MW i ostatnio blok PC 1100 MW w Neurath — wszystkie na parametry nadkrytyczne.

W Polsce w latach 2000–2005 zaczęliśmy od budowy trzech bloków z kotłami fluidalnymi CFB w Turowie o mocy 235 MW a następnie trzech o mocy 262 MW.

TABELA 9  
**Parametry kotłów podkrytycznych i nadkrytycznych**

Moc generowana, [MW]	Ilość spalanego paliwa B [kg/s]	Strumień pary D [kg/s]	Parametry pary, [°C/MPa]		Temperatura wody zasilającej $t_{wez}$ [°C]	Sprawność kotła $\eta_k$ [%]	Ciśnienie w skraplaczu $p_s$ [kPa]	Sprawność bloków brutto $\eta_b$ [%]
			pierwotnej $t_{pp}/P_{pp}$	wtórnej $t_{pw}/P_{pw}$				
Parametry podkrytyczne								
600,0	61,5	473,9	540/18,6	540/4,5	255,0	92,5	5,0	42,45
1000,0	99,3	763,0	540/18,6	540/4,5	255,0	92,5	4,0	43,87
Parametry nadkrytyczne								
600,0	51,1	448,0	583/30	600/5,2	301,0	95,0	5,0	47,93
800,0	67,6	591,0	583/30	600/5,2	301,0	95,0	5,0	48,29
1000,0	83,6	730,0	583/30	600/5,2	301,0	95,0	4,0	48,91

Razem pracuje 6 bloków z kotłami fluidalnymi o mocy 1 491 MW. W latach 2004–2008 zbudowany został blok na parametry nadkrytyczne PC 464 MW w elektrowni w Pątnowie. Od 2006 budowany jest blok PC 858 MW w elektrowni Bełchatów, również na parametry nadkrytyczne. Różnice w parametrach kotłów podkrytycznych i nadkrytycznych zestawiono w tabeli 9.

Prace nad opracowaniem kotłów supernadkrytycznych o znacząco wyższych parametrach są prowadzone z udziałem środków Unii Europejskiej (COST 522 UE, THERMIE AD 700 UE) Zmierzają one do zwiększenia sprawności netto o 50–55%, wyższych parametrów pary 32,5 MPa i 700–720°C oraz zmniejszenia kosztów inwestycyjnych budowy.

W problematyce wychwytywania CO<sub>2</sub> w produkcji energii elektrycznej z węgla warte wyróżnienia są dwie instalacje demonstracyjne, Vattenfal w Schwarze Pumpe podejmująca spalanie tlenowe węgla i instalacja demonstracyjna w Bełchatowie wychytująca CO<sub>2</sub> z zastosowaniem technologii „zaawansowanych amin” wraz z lokowaniem CO<sub>2</sub> w głębokich strukturach geologicznych.

## 9. Podsumowanie

- 1) Przyjęty przez Rząd Polski program rozwoju produkcji energii elektrycznej do 2030 roku jest bliższy światowemu scenariuszowi rozwoju energetyki pod nazwą 450. Świadczy o tym założony niski wzrost produkcji energii elektrycznej i zmniejszenie wykorzystania węgla wraz z przewidzianą dużą dynamiką rozwoju energetyki jądrowej.
- 2) Strategia rozwoju energetyki w Polsce przyjęta w programie jest wyważona w zakresie wielkości sekwestracji CO<sub>2</sub> i rozwoju energii odnawialnej, natomiast zakłada bardzo duże zmniejszenia energochłonności i elektrochłonności, które będą trudne do osiągnięcia.
- 3) Kadra przemysłu węgla brunatnego powinna współdziałać w realizacji wymienionych w załączniku nr 3. Priorytet I — Węgiel, dołączonym do Polityki Energetycznej Polski szczególnie w zakresie:
  - Zmniejszenia barier prawnych w zakresie udostępnienia nowych złóż węgla brunatnego,
  - Zabezpieczenia dostępu do obszarów strategicznych węgla brunatnego,
  - Intensyfikacji badań geologicznych dla powiększenia bazy zasobowej węgla brunatnego,
  - Wspierania prac badawczych nad nowymi technologiami pozyskiwania i przetwarzania węgla.
- 4) Przed kadrą przemysłu węgla brunatnego stoją istotne zadania w zakresie wdrażania nowych, mniej energo- i elektrochłonnych technologii pozyskiwania i przetwarzania węgla brunatnego, które powinny zwiększyć sprawność energetyczną pozyskiwania i przetwarzania węgla, energię elektryczną oraz obniżyć emisję CO<sub>2</sub>.



## LITERATURA

- [1] World Energy Outlook 2009, Paris, 2009
- [2] Polityka Energetycznej dla Polski do 2030, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 2009
- [3] Publikacja zbiorowa pt.: „Technologia udostępnienia złoża węgla brunatnego Legnica”, Projekt celowy — Foresight. Raport z Realizacji Projektu — opracowany przez Poltegor-Institut, Wyd. Górnictwo Odkrywkowe, Wrocław, 2008
- [4] Praca zbiorowa pt.: Scenariusze Rozwoju Technologicznego Przemysłu Wydobywania i Przetwórstwa Węgla Brunatnego. Projekt celowy — Foresight. Raport i Sprawozdanie Końcowe z Realizacji Projektu — opracowany przez Poltegor-Institut, Wyd. Górnictwo Odkrywkowe, Wrocław, 2008
- [5] Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego (kwartalnik), Wyd. ARE S.A, numery z lat 2000–2010, Warszawa
- [6] Emitor — Emisja zanieczyszczeń środowiska w Elektrowniach i Elektrociepłowniach Zawodowych, Wyd. ARE S.A., numery z lat 2000–2009, Warszawa