

Adam GAJDA*

Rozwój sektora energetycznego w perspektywie 2020 r. – aspekty ekologiczne i ekonomiczne

STRESZCZENIE. Artykuł stanowi kontynuację rozważań dotyczących kierunków rozwoju sektora energetycznego stymulowanego zobowiązaniami i wymogami ekologicznymi w ramach UE, opartych na zgłoszonych przez wytwórców energii przedsięwzięciach dotyczących budowy w latach 2012–2020 nowych mocy. Uwzględniono w nim warunki brzegowe nowych wymogów dla Polski, dotyczących bilansowania i rozliczeń ładunków emisji CO₂ w okresie po 2012 r. W artykule dokonano oceny techniczno-ekonomicznej i możliwości maksymalizacji zdolności do redukcji emisji CO₂ wybranych, reprezentatywnych w rozpatrywanym zbiorze nowych mocy, bloków energetycznych dużej mocy. Określono również relacje cen energii elektrycznej z uwzględnieniem współspalania biomasy, obowiązku zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂ oraz po przejściu na technologię CCS.

Uzyskane wyniki, przy uwzględnieniu sukcesywnego wzrostu do 15% udziału systemowych bloków gazowo-parowych w produkcji energii elektrycznej sektora w okresie 2013–2020, pozwoliły na rozszerzenie analizy na podsektor elektrowni obejmujący istniejące i nowe moce. W następnym kroku, wykorzystując niezbędne dane z wcześniejszych analiz dokonano oceny sektora energetycznego, przekształcanego w wyniku budowy nowych i sukcesywnej likwidacji istniejących nieefektywnych mocy na poziomie cen 2007 r.

Przy ocenie kondycji sektora energetycznego uwzględniono uzyskane na szczycie UE w grudniu 2008 r., odstępstwo od wymogu zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂ od 2013 r. z przesunięciem tego obowiązku na 2020 r.

W wyniku przeprowadzonych uproszczonych analiz uzyskano szereg danych pozwalających, przy obecnym stanie wiedzy i postępujących zmianach istotnych uwarunkowań dla sektora, na dalsze skryształizowanie poglądów dotyczących strategii jego rozwoju w neuralgicznym okresie do 2020 r.

* Mgr inż. — Specjalista z rejestru ZG NOT .

Wypływające z nich wnioski dotyczące konieczności wzmocnienia roli gazu ziemnego są w sprzeczności z poglądami znacznej części decydentów, preferujących głównie technologie węglowe, w części niedojrzałe technicznie do wprowadzenia, charakteryzujące się wysokimi kosztami. Przy czym oczekiwane do 2020 r. efekty znaczącej redukcji emisji CO₂ będą możliwe do zdyskontowania dopiero w kolejnej dekadzie, po wprowadzeniu na dużą skalę technologii CCS.

SŁOWA KLUCZOWE: sektor energetyczny, bloki energetyczne, elektrownie, emisje CO₂, koszty redukcji CO₂, technologia CCS, ceny energii elektrycznej

Wprowadzenie

Operatorzy ciepłych źródeł wytwarzania energii podejmują szereg decyzji inwestycyjnych dotyczących budowy w latach 2013–2020 nowych mocy wytwórczych.

Wielkość nowych mocy, uwzględniając pracujące i aktualnie budowane w latach 2008–2012 bloki energetyczne w Elektrowniach Pątnów II, Łagisza II i Bełchatów II wynosi 23,2 GW_e, w tym 7,3 GW_e nie jest jeszcze ostatecznie przesądzone (technologie, lata realizacji) [7].

W podsektorze elektrowni zawodowych, w zbiorze nowych mocy, dominują bloki energetyczne na parametry nadkrytyczne o mocach 460–1000 MW_e z kotłami pyłowymi (PC) i fluidalnymi (CFB), opalane paliwami stałymi. Sumaryczna moc bloków, ze znaczną przewagą opalanych węglem kamiennym wynosi około 11,4 GW_e, przy czym część z nich będzie przystosowana projektowo do współspalania biomasy.

Kolejną grupę stanowią bloki gazowo-parowe (CCGT) o mocach 400–460 MW_e, których całkowita moc wynosi około 2,2 GW_e.

Zestaw nowych bloków energetycznych dużej mocy, uwzględniający pełny zakres planowanych przedsięwzięć inwestycyjnych, przedstawiono w tabeli 1.

TABELA 1. Nowe bloki energetyczne dużej mocy

TABLE 1. New power plants of high potential

	Paliwa stałe			Gaz
PC 400–480	PC 650–860	PC 910–1000	CFB 460	CCGT 400–460
3 (1 wb)	5 (1 wb)	8	3 (1 wb)	5

Uwaga: Wielkości w nawiasach dotyczą bloków opalanych węglem brunatnym

Źródło: Opracowanie własne na podstawie informacji i publikacji krajowych

Biorąc pod uwagę znaczną przewagę liczby bloków energetycznych opalanych węglem kamiennym, a w ślad za tym wielkość ich wpływu, wraz z blokami gazowymi, na poprawę sytuacji emisyjnej (CO₂) podsektora elektrowni i szerzej sektora energetycznego, do analiz

porównawczych wytypowano bloki PC 460, PC 1000, CFB 460 na węgiel kamienny oraz blok CCGT 400 opalany gazem. Bloki te porównano z konwencjonalnym blokiem energetycznym na węgiel kamienny o sprawności 40%.

1. Metodyka obliczeń

W wykonywanych analizach wykorzystano dostępne dane techniczne i kosztowe oraz autorskie oceny dotyczące relacji składników kosztów wytwarzania, cen wybranych czynników produkcji oraz nakładów inwestycyjnych, umożliwiające oszacowanie cen energii elektrycznej z porównywanych bloków energetycznych dużej mocy.

Przy przejściu na poziom podsektora elektrowni, a następnie sektora energetycznego oparto się na założeniach i częściowo wynikach analiz [5, 6].

Ocenę oszczędności i kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013–2020 przeprowadzono z uwzględnieniem postanowień [7].

Zmiany udziału istniejących mocy w produkcji energii elektrycznej sektora oceniono na bazie autorskich analiz dotyczących stanu technicznego i kondycji ekologicznej bazy wytwórczej, wykonywanych w okresie wieloletniej pracy w PSE S.A., jako analityka strategii ekorozwoju i autora wielu publikacji z tej dziedziny [9].

W analizie wzrostu cen energii (w poziomie cen 2007 r.) z reprezentatywnych nowych bloków energetycznych i pozostałych ze zbioru nowych mocy oraz mocy istniejących, wynikających z wprowadzenia współspalania i obowiązku zakupu uprawnień do emisji CO₂ od 2013 r., a także po wprowadzeniu technologii CCS wykorzystano:

- ✧ obecne ceny i koszty wybranych czynników produkcji,
- ✧ oszacowane ceny energii elektrycznej z nowych bloków przy wykorzystaniu paliw podstawowych,
- ✧ obecne ceny biomasy i zielonych certyfikatów,
- ✧ wskaźniki wynikające z prognoz ośrodków unijnych, dotyczące cen uprawnień do emisji CO₂ i technologii CCS.

Wyliczenia wielkości produkcji „zielonej energii”, emisji CO₂ i kosztów jej redukcji przeprowadzono z wykorzystaniem powszechnie używanych wzorów i współzależności, odniesionych do pracy urządzeń wytwórczych z mocą zainstalowaną.

2. Analiza ekologiczna. Ceny energii elektrycznej

Analizę porównawczą zdolności do redukcji emisji zanieczyszczeń do powietrza (głównie CO₂) z energetycznego spalania paliw, przeprowadzono wariantowo:

- ✧ bloki energetyczne, pracują na paliwie podstawowym,

- ✧ bloki węglowe, pracują z uwzględnieniem współspalania,
- ✧ nowe bloki, pracują w technologii sekwestracji i magazynowania CO₂ (CCS), z uwzględnieniem zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂ i zróżnicowanych cen gazu ziemnego.

Przyjęto, że rozważane bloki węglowe wyposażone są w wysokosprawne instalacje odsiarczania, odazotowania i odpylania spalin, o porównywalnych parametrach, umożliwiające dotrzymanie standardów krajowych oraz standardów emisji przyjętych w projekcie nowej dyrektywy IPPC [4].

Niewielkie ilości emitowanych przez nie zanieczyszczeń: SO₂, NO_x i pyłu nie stanowią przy tym istotnej pozycji w kosztach wytwarzania energii (koszty addytywów, zagospodarowania UPS, opłaty za korzystanie ze środowiska) w porównaniu do emisji CO₂. Wielkość jej ma zasadniczy wpływ na wzrost cen energii (EU ETS, pakiet „3x20%”).

Dane bazowe analizowanych bloków energetycznych przedstawiono w tabeli 2.

TABELA 2. Charakterystyka porównywanych bloków energetycznych

TABLE 2. Characteristics of compared power plants

Wyszczególnienie	Jednostka	PC referenc.	PC 460	PC 1000	CFB 460	CCGT 400
Moc zainstalowana	MW _e	370	460	1000	460	400
Sprawność brutto	%	40	46	48	45	60
Paliwo podstawowe	-	Wk	Wk	Wk	Wk	GZ
Wartość opałowa	MJ/kg, (MJ/m ³)	21,5	21,5	21,5	19,5	36,5
Jedn. zużycie paliwa	kg/MW·h, (m ³ /MW)	419,0	363,0	349,0	410,0	164,4
Wskaźnik produktowy CO ₂	Mg/MW·h	0,852	0,742	0,714	0,761	0,335

Uwagi: Wk – węgiel kamienny

GZ – gaz ziemny

Źródło: Opracowanie własne

W celu dalszej poprawy zdolności do redukcji emisji CO₂ przewidziano w blokach węglowych współspalanie biomasy. Wielkość udziału biomasy w energii chemicznej spalanych paliw przyjęto na poziomach możliwych do uzyskania w istniejących blokach (PC–5%, CFB–15%) oraz przystosowanych projektowo nowych blokach.

Przyjęte i wyliczone parametry charakteryzujące proces współspalania przedstawiono w tabeli 3.

Uwzględniając dane zawarte w tabelach 2 i 3, wykonano – na poziomie cen stałych 2007 r. – uproszczoną analizę kosztów wytwarzania i teoretycznych wielkości cen energii elektrycznej, wykorzystując relacje pomiędzy podstawowymi składnikami kosztów wytwarzania i cenami energii, uzyskanymi na podstawie dostępnych publikacji krajowych [1].

Dla określenia wpływu wielkości emisji CO₂ na ceny energii, przyjęto skrajną opcję zakupu 100% uprawnień do emisji, zgodnie z zamierzeniami unijnymi, na okres po 2012 r. Przy czym na grudniowym szczycie UE, poświęconym głównie pakietowi „3x20%” ustalono dla Polski stopniowe dochodzenie do tej wielkości do 2020 r. [7].

TABELA 3. Współspalnie biomasy

TABLE 3. Biomass co-combustion

Wyszczególnienie	Jednostka	PC referenc.	PC 460	PC 1000	CFB 460	CCGT 400
Udz. biomasy w en. chem. paliw	%	5	8	8	20	-
Wartość opałowa	MJ/kg	11,0	11,0	11,0	11,0	-
Jedn. zużycie biomasy	kg/MW·h	40,9	56,7	54,5	145,5	-
Skoryg. jedn. zużycie paliwa podst.	kg/MW·h	398,0	342,0	329,0	369,0	-
Skoryg. wskaźnik prod. emisji CO ₂	Mg/MW·h	0,813	0,683	0,656	0,609	0,335
Prod. „zielonej” energii (1)	GW·h/rok	129,6	257,6	560,0	644,0	-

Uwaga: (1) Czas pracy bloków z mocą zainstalowana – 7000 h/rok.

Źródło: Opracowanie własne

Zestaw przyjętych do analiz cen wybranych składników kosztów wytwarzania [8, 9] przedstawiono w tabeli 4.

TABELA 4. Przyjęte ceny i koszt

TABLE 4. Assumed prices and costs

Wyszczególnienie	Jednostka	PC referenc.	PC 460	PC 1000	CFB 460	CCGT 400			
						750	900	1200	1500
Paliwo podstawowe	zł/Mg (zł/tys.m ³)	185	185	185	150	750	900	1200	1500
	zł/GJ	8,6	8,6	8,6	7,7	20,6	24,7	32,9	41,1
Biomasa	zł/Mg	198,0	198,0	198,0	198,0	-	-	-	-
	zł/GJ	18,0	18,0	18,0	18,0	-	-	-	-
Cena „zielonych” certyfikatów	zł/MW·h	240,0	240,0	240,0	240,0	-	-	-	-
Koszty eksploatacji IOS	zł/MW·h	3,1	2,9	2,5	1,75	-	-	-	-
Koszty zagospodarowania UPS	zł/MW·h	1,3	1,0	0,8	3,0	-	-	-	-
Cena uprawnień do emisji CO ₂ ⁽¹⁾	zł/Mg	148,2	148,2	148,2	148,2	148,2	148,2	148,2	148,2

Uwaga: ⁽¹⁾ Przyjęta średnia cena 39,0 Euro/Mg CO₂, przelicznik 1Euro = 3,8 zł

Źródło: [8, 9]

Po przeprowadzeniu stosownych obliczeń dla porównywalnych warunków pracy poszczególnych bloków uzyskano wyniki, przedstawione w tabeli 5 i graficznie na rysunku 1, dla opcji pracy na paliwie podstawowym oraz z uwzględnieniem współspalania i zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂.

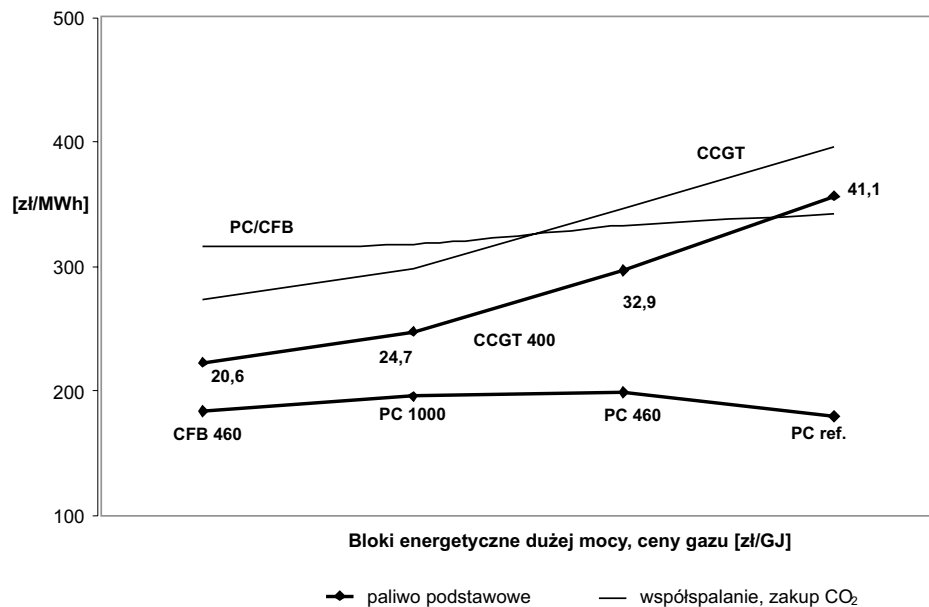
TABELA 5. Wyliczone ceny i koszty, stopień redukcji CO₂

TABLE 5. Calculated prices and costs, level of CO₂ emission reduction

Wyszczególnienie	Jednostka	PC referenc.	PC 460	PC 1000	CFB 460	CCGT 400			
Cena en. elektrycznej – paliwo podstawowe	zł/MW·h	180,0	204,4	195,8	184,1	223,3	248,0	297,3	346,6
+ zakup CO ₂		306,3	315,7	301,4	298,3	272,9	297,6	346,9	396,2
+ współspalanie		315,9	333,2	318,1	342,1	272,9	297,6	346,9	396,2
Koszty redukcji CO ₂ – paliwo podstawowe	zł/Mg	–	241,6	113,4	57,5	83,7	131,5	226,9	322,2
+ zakup CO ₂		140,8	146,9	14,4	50,7	-76,9	-24,9	79,0	183,0
+ współspalanie		–	–	–	–	–	–	–	–
Redukcja emisji CO ₂ – paliwo podstawowe	%	–	11,9	16,2	9,6	60,7			
+ współspalanie		5,0	14,6	18,9	23,9	58,6			
Blok referenc. – paliwo podstawowe ⁽¹⁾		–	18,9	22,9	27,7	60,7			

Uwaga: (1) Redukcja emisji CO₂ w nowych blokach węglowych z uwzględnieniem współspalania

Źródło: Opracowanie własne



Rys. 1. Relacje cen energii elektrycznej – paliwo podstawowe, współspalanie i zakup uprawnień do emisji CO₂

Źródło: Opracowanie własne

Fig. 1. Relationships of power prices – basic fuel, co-combustion and purchasing of CO₂ emission allowances

Dla przybliżenia rzędu wielkości emisji CO₂ i zdolności do jej redukcji przez poszczególne bloki, w tabeli 6 przedstawiono odpowiednie dane, odniesione do produkcji energii elektrycznej 7,0 TW·h, tj. na poziomie przyjętym dla bloku PC 1000.

TABELA 6. Relacje wielkości emisji CO₂ i jej redukcja [tys. Mg]

TABLE 6. Relationships of CO₂ emission and its reduction [thousand Mg]

Wyszczególnienie	PC referenc.	PC 460	PC 1000	CFB 460	CCGT 400
Paliwo podstawowe	5 963,8	5 256,9	4 994,8	5 391,7	2 344,5
Współspalanie	5 665,6	4 836,4	4 595,2	4 313,4	-
Redukcja emisji CO ₂	298,2	420,5	399,6	1 078,3	-
Redukcja emisji CO ₂ w stosunku do bloku referenc. ze współspalaniem	-	829,2	1 070,4	1 352,2	3 321,4

Źródło: Opracowanie własne

Jak wynika z tabeli 6, bloki CCGT w stosunku do najkorzystniejszej z punktu widzenia redukcji emisji CO₂, technologii CFB z uwzględnieniem współspalania, zapewniają około 2,5-krotnie większą redukcję tej emisji. Przy czym niekorzystne relacje cen energii w funkcji cen gazu w stosunku do cen energii z bloków węglowych ulegają poprawie przy opcji zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂ (tab. 5, rys. 1). Jednocześnie relatywnie niska emisja CO₂ ogranicza znacząco skalę magazynowania tego gazu w przydatnych do tego celu strukturach geologicznych po przejściu na technologię CCS, co pozwala na dłuższe wykorzystanie określonych pojemności magazynowych przy niższych kosztach.

Zatem w kolejnym kroku, korzystając ze wstępnych ocen dotyczących spodziewanych kosztów po przejściu na technologię CCS, określono możliwe, średnie ceny „czystej” energii elektrycznej [3,4].

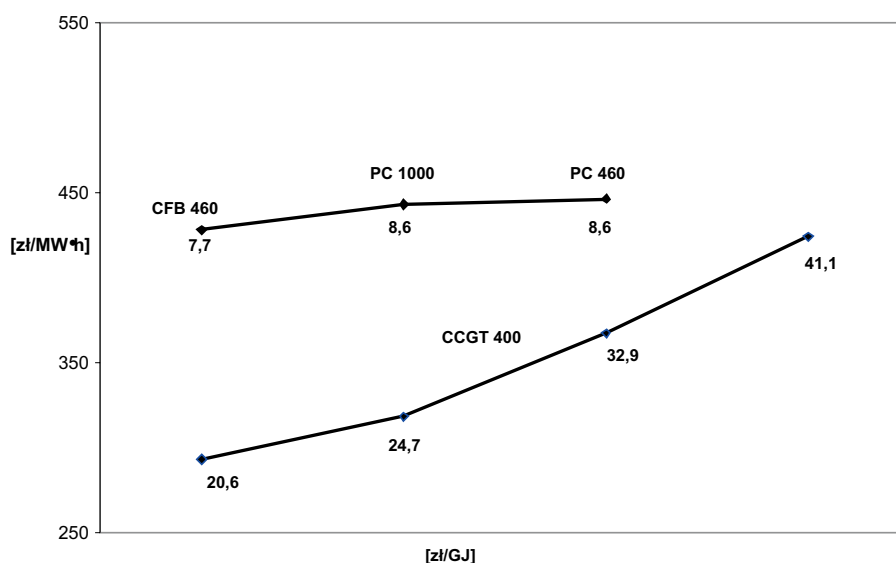
Wyniki przedstawiono w tabeli 7 oraz graficznie na rysunku 2.

TABELA 7. Relacje średnich cen energii elektrycznej z nowych bloków w technologii CCS [zł/MW·h]

TABLE 7. Relationships of average power prices generated by new power plants of CCS technology [PLN/MW·h]

Wyszczególnienie	PC 460	PC 1000	CFB 460	CCGT 400			
Przyjęte koszty usunięcia 1 Mg CO ₂	90 USD			70 USD			
Ceny en. elektrycznej – paliwo podstawowe	204,4	195,8	189,1	223,3	248,0	297,3	346,6
Śr. ceny en. elektrycznej – technologia CCS	446,0	427,5	442,6	293,7	318,4	367,7	424,0

Źródło: [2, 3]



Rys. 2. Relacje cen energii elektrycznej w technologii CCS, koszt paliw [zł/GJ]
Źródło: Opracowanie własne

Fig. 2. Relationships of power prices under CCS technology, fuel cost [PLN/GJ]

Jak wynika z tabeli 7 i rysunku 2, wprowadzenie technologii CCS w obecnych relacjach cenowych, wskazuje na przewagę technologii wytwarzania energii opartej na gazie ziemnym w analizowanym zakresie jego cen (750–1500 zł/ tys. m³), w stosunku do wytwarzania na bazie węgla z uwzględnieniem parametrów nadkrytycznych. Do uzyskanych wyników należy jednak podchodzić z ostrożnością ze względu na brak pełnych wyników ekonomicznych obecnie realizowanych projektów budowy instalacji CCS na skalę techniczną, wspieranych przez UE. Jednocześnie w kraju nie są rozeznane odpowiednie struktury geologiczne pod względem pojemności magazynowych i możliwości składowania CO₂ oraz koszty ich przystosowania do tego celu.

3. Ocena zdolności do redukcji emisji CO₂ i poziomu cen energii elektrycznej podsektora elektrowni zawodowych

Ocenę przeprowadzono dla podsektora przekształcanego w wyniku likwidacji znacznej części mocy istniejących i budowy nowych mocy o zdywersyfikowanej strukturze paliwowej i znacznie wyższych sprawnościach wytwarzania energii, przy założeniu 15% udziału systemowych bloków gazowo-parowych (30 TW·h) w produkcji energii elektrycznej sektora energetycznego (ok. 202 TW·h) w 2020 r.

W analizie wykorzystano stosowne dane z podrozdziału 1 oraz zagregowane wskaźniki, uwzględniające udział węgla kamiennego i brunatnego, spalanych w pozostałych w 2020 r. istniejących mocach oraz biomasy w produkcji energii elektrycznej [5, 9].

3.1. Współspalanie biomasy

Zdolność podsektora elektrowni zawodowych do redukcji emisji CO₂, wynikająca z wprowadzenia do eksploatacji nowych mocy o wyższych sprawnościach wytwarzania, wzmocniona poprzez dywersyfikację bazy paliwowej produkcji energii (biomasa, gaz), może zostać powiększona dzięki dalszej intensyfikacji udziału biomasy w procesach współspalania, realizowanych w istniejących i nowych, systemowych blokach energetycznych na paliwa stałe.

Dla oceny maksymalnych możliwości redukcji emisji CO₂ z uwzględnieniem współspalania, przyjęto że wszystkie bloki energetyczne na paliwa stałe, pracujące w 2020 r., współspalają biomasę w proporcjach przedstawionych w podrozdziale 1 (w tym tabela 3).

Wyniki, z uwzględnieniem bloków gazowo-parowych, przedstawiono w tabeli 8.

TABELA 8. Elektrownie zawodowe – bilans produkcji energii elektrycz. i emisji CO₂ w 2020 r.

TABLE 8. Power plants – balance of power generation and CO₂ emission in 2020 year

Wyszczególnienie	Jednostka	Bloki istniejące wk + wb	Bloki nowe		Razem
			wk + wb	gaz	
Prod. en. elektrycznej ogółem	TW·h	50,0	68,3	30,0	148,3
Emisja CO ₂	tys. Mg	45 760	48 240	10 050	104 050
Redukcja emisji CO ₂	tys. Mg	2 820	9 460	12 720	25 000
Produkcja „zielonej” energii	TW·h	3,8	7,3	–	11,1
Zużycie biomasy (Wo = 11 MJ/kg)					8 490 tys. Mg

Źródło: Opracowanie własne

Przyjęta w podsektorze elektrowni struktura paliwowa produkcji energii elektrycznej pozwala na uzyskanie w 2020 r. emisji CO₂ niższej o około 11,0% od emisji w 2005 r. (ok. 115,2 mln Mg), przy wyższej o około 25% produkcji energii elektrycznej. Przy czym wskaźnik produktowy emisji ulega obniżeniu z obecnego, około 0,97 do około 0,69 Mg CO₂/MW·h w odniesieniu do całkowitej emisji z podsektora.

Porównanie efektów redukcji emisji wynikających z założonych możliwości współspalania biomasy w stosunku do spodziewanych wyników oszacowanych na podstawie danych elektrowni za I półrocze 2008 r.:

- ✧ udział biomasy w energii chemicznej paliwa około 2,4%,
- ✧ produkcja zielonej energii około 2,5 TW·h,

✧ zużycie biomasy ($W_0 = 11 \text{ MJ/kg}$) około 2500 tys. Mg,

✧ redukcja emisji CO_2 około 2460 tys. Mg,

wskazuje na możliwości dalszego, znacznego rozwoju tej stosunkowo taniej metody redukcji emisji CO_2 (tab. 5). Wiąże się to jednak z ponad trzykrotnym wzrostem ilości spalanej biomasy do 2020 r. Przy tym w świetle rozporządzenia MŚ z dnia 14.08.2008 r. dotyczącego OZE, wiąże się to z sukcesywnym wzrostem jej ilości, pozyskiwanej głównie z upraw energetycznych lub odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego jej produkty (100% w 2016 r.). Wymaga to znacznego wzrostu powierzchni upraw energetycznych, co najmniej do wielkości 0,9–1,1 mln ha.

3.2. Ceny energii elektrycznej

Relacje cenowe w podsektorze elektrowni, w kontekście sukcesywnych zmian struktury paliwowej produkcji energii będą ulegać znacznym zmianom, zależnym od dostępności i pojemności struktur geologicznych przydatnych do magazynowania CO_2 , wielkości emisji, cen uprawnień do emisji CO_2 oraz wahań cen paliw stałych i gazu ziemnego. Przy czym te pierwsze nie mają w stosunku do cen gazu istotnego znaczenia dla wzrostu cen energii elektrycznej.

Ocenę wielkości cen energii elektrycznej w podsektorze przeprowadzono w poziomie cen 2007 r., przy przyjętych wcześniej założeniach, dla opcji współspalania biomasy i zakupu 100% uprawnień do emisji CO_2 w 2020 r.

Wynik analizy przedstawiono w tabeli 9 i graficznie na rysunku 3, na tle przyjętej średniej ceny energii elektrycznej w 2007 r.

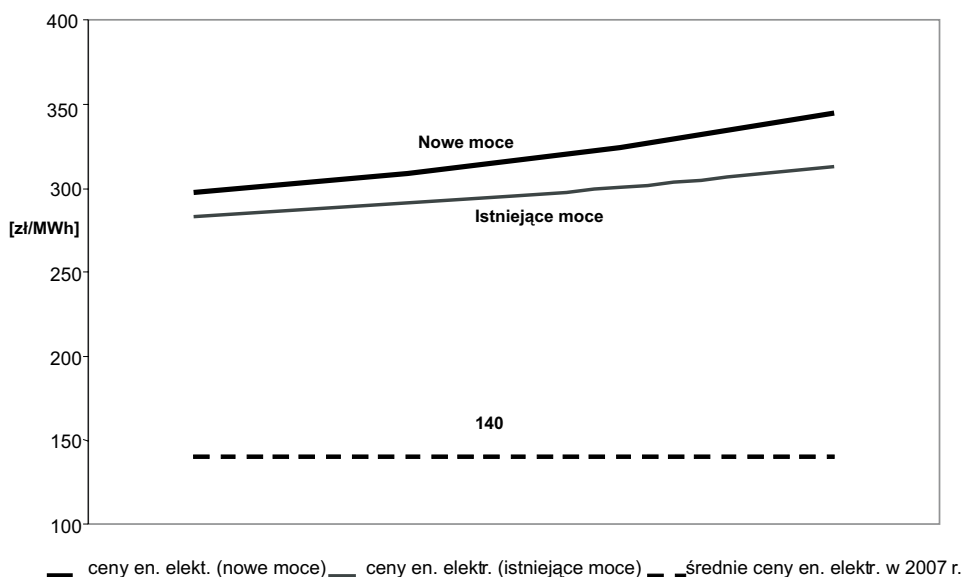
Uzyskane wyniki wskazują na stosunkowo niewielkie (3,0 do 5,0%) zmiany średniej ceny energii elektrycznej w podsektorze, spowodowane 15% udziałem produkcji energii

TABELA 9. Elektrownie zawodowe – średnie ceny energii elektrycznej w 2020 r.

TABLE 9. Power plants – average energy prices in 2020 year

Wyszczególnienie	Prod. en. elektrycznej bloki węglowe	Śr. cena en. elektrycznej bloki węglowe	Prod. en. elektrycznej bloki gazowe	Cena en elektrycznej bloki gazowe			
	TW·h	zł/MW·h	TW·h	zł/MW·h			
Elektrownie zawodowe w tym:	118,3	303,5	30,0	272,9	297,6	346,9	396,2
– nowe bloki	68,3	322,9	30,0	272,9	297,6	346,9	396,2
Średnia cena en. elektrycznej w podsektorze elektrowni				293,9	298,9	308,7	318,7
Wpływ bloków gazowych na zmiany śr. ceny en. elektrycznej [%]				-3,2%	-1,5%	1,7%	5,0%
Średnia cena ee w grupie bloków nowych				307,6	316,2	330,2	345,3
Wpływ bloków gazowych na zmiany śr. ceny en. elektrycznej [%]				-4,7%	-2,1%	2,3%	6,9%

Źródło: Opracowanie własne



Rys. 3. Relacje cen energii elektrycznej nowe/istniejące moce przy produkcji na gazie 30 TW·h
 Źródło: Opracowanie własne

Fig. 3. Relationships of power prices, new/existing power plants producing based on natural gas 30 TW·h

elektrycznej z systemowych bloków gazowo-parowych, w produkcji ogółem sektora energetycznego w 2020 r.

Biorąc pod uwagę obecną średnią cenę energii elektrycznej w podsektorze, przyjętą na poziomie 140 zł/MW·h, jej wzrost w 2020 r., w zależności od zmian cen gazu ziemnego w zakresie 750–1500 zł/tys. m³, przy zakupie 100% uprawnień do emisji CO₂, mieści się w granicach 110–128%.

4. Sektor energetyczny. Korzyści z odstępstwa od obowiązku zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013–2019

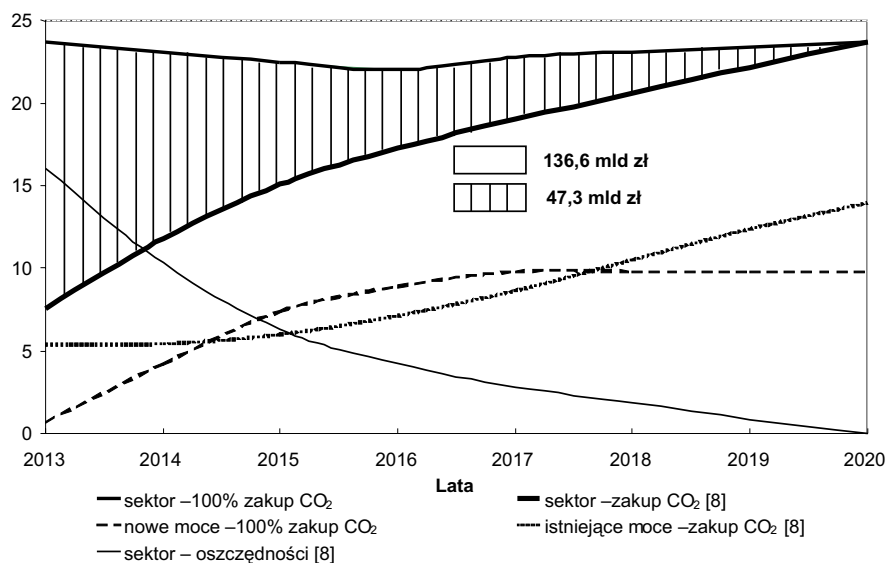
Wykorzystanie w pełni możliwości wynikających z druku 17215/08 Rady UE z dn. 12.12.2008 r. dotyczącego kompromisu końcowego w sprawie pakietu klimatyczno-energetycznego [8] może przynieść wymierne korzyści dla rozwoju sektora energetycznego.

Do bezpośrednich korzyści należy zaliczyć oszczędności uzyskane w wyniku odstępstwa od obowiązku zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013-2019. Przy tym istotnym mankamentem uzyskanego odstępstwa jest obwarowanie rygorystycznymi wymogami zbioru źródeł wytwarzania energii mogących z niego skorzystać. Dotyczy to zwłaszcza

inwestycji w nowe moce, które mogą być brane pod uwagę o ile ich „fizyczne” rozpoczęcie nastąpiło w 2008 r.

Ocenę wielkości możliwych oszczędności i kosztów zakupu uprawnień do emisji w latach 2013–2020 przeprowadzono w poz. cen stałych, przy następujących założeniach [5, 6]:

- ❖ średni wskaźnik wzrostu produkcji energii elektrycznej 2%/rok, w podsektorach elektrowni i elektrociepłowni zawodowych,
 - ❖ stała produkcja ciepła z sektora energetycznego i energii elektrycznej z podsektora elektrociepłowni przemysłowych na poziomie 2005 r., jako ekwiwalent racjonalizacji zużycia energii,
 - ❖ sukcesywny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do 10% wielkości produkcji sektora energetycznego w 2020 r., z uwzględnieniem współspalania biomasy na poziomie przedstawionym w podrozdziałach 1 i 2.1,
 - ❖ ograniczenie nowej mocy na paliwach stałych, na rzecz wzrostu mocy gazowych (bloki energetyczne dużej mocy) dla osiągnięcia w 2020 r. produkcji energii elektrycznej w wysokości 30 TW·h,
 - ❖ średnia cena uprawnień do emisji CO₂ 39 Euro/Mg CO₂ (148,2 zł/Mg CO₂), z wykorzystaniem innych, niezbędnych danych, wynikających z niniejszego artykułu.
- Uzyskane wyniki przedstawiono graficznie na rysunku 4.



Rys. 4. Koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂
Źródło: Opracowanie własne

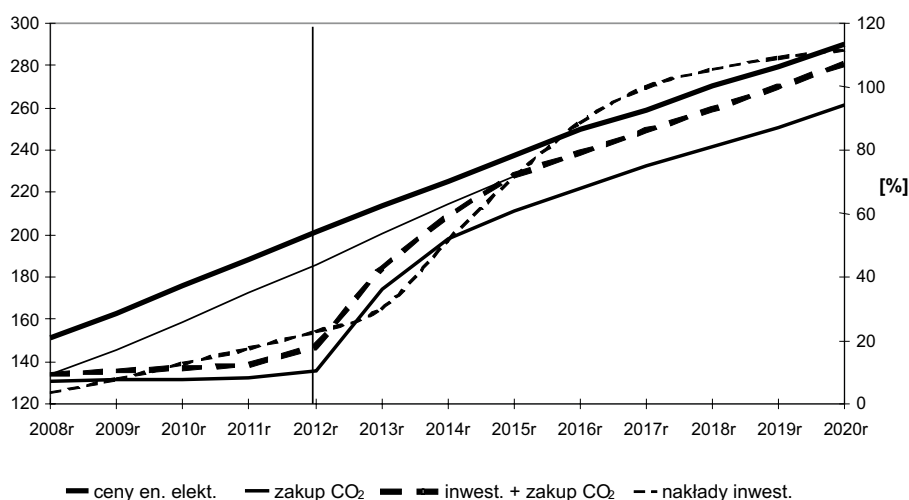
Fig. 4. Cost of purchasing of CO₂ emission allowances

Przy obowiązku zakupu od 2013 r. 100% uprawnień do emisji CO₂, sektor energetyczny poniósłby w okresie lat 2013–2020 koszty w wysokości około 184 mld zł (poziom cen stałych).

Spodziewane do poniesienia koszty z uwzględnieniem uzyskanego odstępstwa wynoszą około 137 mld zł, wzrastając w tym okresie z około 8 do około 24 mld zł rocznie.

Zatem możliwe do uzyskania oszczędności wynoszą tylko w sektorze energetycznym około 47 mld zł, malejąc od około 16 mld zł do zera w 2020 r. W efekcie nastąpi obniżenie kosztów zakupu uprawnień do emisji o około 26%, co stanowi znaczące wspomaganie przedsięwzięć, zapewniających istotną dywersyfikację bazy paliwowej sektora energetycznego, opartej na paliwach stałych.

Na rysunku 5 przedstawiono trendy procentowego wzrostu cen energii elektrycznej w latach 2008–2020, spowodowane zakupem uprawnień do emisji CO₂ oraz amortyzacją nowych mocy. Przy czym dla uniknięcia skokowego wzrostu cen w 2013 r. przyjęto ich stopniowy, procentowy wzrost w latach 2008–2015 odwzorowany styczną do krzywej wypadkowej trendu procentowego. Pozwoliłoby to na uzyskanie w tym okresie dodatkowo około 17,6 mld zł z przeznaczeniem na inwestycje w nowe moce, przy trendzie wzrostu cen energii elektrycznej w latach 2008–2020 przedstawionym na ww. rysunku.



Rys. 5. Wzrost cen energii elektrycznej (inwestycje, współspalanie, zakup CO₂)
Źródło: Opracowanie własne

Fig. 5. Increase of energy prices (investments, co-combustion, purchasing of CO₂ emission allowances)

Biorąc pod uwagę oszczędności z tytułu uzyskanego odstępstwa dotyczącego CO₂, wielkość środków możliwych do wykorzystania na niezbędne inwestycje w sektorze energetycznym wzrosłyby do kwoty około 65 mld zł, stanowiąc około 60% prognozowanych nakładów inwestycyjnych. Jednocześnie następowałby stopniowy wzrost cen energii elektrycznej, o około 40 zł/MW·h w 2012 r., 60 zł/MW·h w 2015 r., by w 2020 r. osiągnąć wielkość około 295 zł/MW, po rozdziale emisji CO₂ z sektora na produkcję energii elektrycznej i ciepła, zgodnie z ich udziałem w produkcji ogółem. Przy czym wielkości te będą ulegać zmianom w zależności od intensywności narastania mocy gazowych i aktualnych cen gazu ziemnego.

Zatem w omawianym okresie nastąpi również wzrost cen ciepła, jednak nie przekraczający 50% obecnej ceny, przy przypadającej na jego produkcję wielkości emisji CO₂.

5. Podsumowanie

Wyniki analizy porównawczej zdolności do redukcji emisji CO₂ bloków energetycznych dużej mocy jak i uzyskane relacje cen energii elektrycznej (podrozdziały 1 i 2.2) wskazują na zasadność wprowadzenia do systemu energetycznego większej od zamierzonej liczby bloków gazowo-parowych dużej mocy (ok. 4,5 GW_e), w okresie do 2020 r. Rysująca się przewaga bloków gazowo-parowych, w tym ekonomiczna, w długim horyzoncie czasowym (przyjmowany czas życia 25 lat) nad blokami węglowymi na parametry nadkrytyczne, z wprowadzeniem w tym czasie technologii CCS, jest niewątpliwa. Przy tym ich wpływ na wzrost średniej ceny energii elektrycznej w sektorze, nawet przy wzroście cen gazu importowanego do około 700 USD/tys. m³ nie będzie znaczący (ok. 15–20%). Potencjalne ryzyko ekonomiczne związane z nadmiernym wzrostem cen gazu z importu można ograniczyć, zwiększając w danym okresie wydobycie tańszego gazu ze złóż krajowych. Wydaje się przy tym, że istnieje wystarczający zapas czasu na realizację przedsięwzięć zmierzających do zwiększania wydobycia krajowego i rozwoju niezbędnej infrastruktury (sieci przesyłowe, baza magazynowa).

Jednocześnie odstępstwo od obowiązku zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂ od 2013 r., z przesunięciem go na 2020 r., pozwoli na uniknięcie skokowego wzrostu cen energii elektrycznej o około 100 zł/MW·h od 2013 r.

Nadal ich wzrost, aczkolwiek spowolniony, będzie zależny od rzeczywistej wielkości emisji CO₂ w kolejnych latach okresu 2013–2020 r. z sektora energetycznego, przekształcanego w wyniku budowy nowych mocy i narastania nakładów inwestycyjnych, uwzględniających również rozbudowę infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej i gazu. Przy czym będzie wzrastał obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ od 30% w 2013 r. do 100% w 2020 r. dla mocy istniejących, bądź których budowa rozpoczęła się w 2008 r. Dla mocy nowych, rozpoczętych po 2008 r., niezbędny będzie zakup 100% uprawnień do emisji CO₂ z chwilą ich oddania do eksploatacji [8].

Wnioski

1. Przeprowadzona analiza porównawcza nowych bloków energetycznych dużej mocy wskazuje na wzrost opłacalności instalowania bloków gazowo-parowych przy wymogu zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂ oraz ich przewagę nad blokami węglowymi na

parametry nadkrytyczne, współpalającymi biomasę, przy przejściu na technologię CCS, w przyjętym przedziale cen gazu.

2. Wyniki analizy (o ile średnie ceny uprawnień do emisji CO₂ będą zbliżone do przyjętych w analizie) pozwalają na postawienie tezy o konieczności ograniczenia w latach 2013–2020 budowy bloków węglowych na parametry nadkrytyczne na rzecz intensyfikacji budowy tańszych bloków gazowo-parowych dużej mocy (wzrost mocy zainstalowanej w stosunku do zamierzeń) oraz znacznego wzrostu udziału biomasy w procesie współpalania z paliwami stałymi.

3. Budowa bloków gazowo-parowych poprawi znacznie bilans emisji CO₂ sektora energetycznego w okresie przejściowym (lata 2013–2019). Wpłynie to na spowolnienie, pomimo wysokich cen gazu, wzrostu cen energii, a także na obniżenie w długim horyzoncie czasowym kosztów ciągnionych redukcji emisji CO₂. W ślad za tym zmniejszy się wzrost kosztów rozwoju gospodarczego.

4. W wyrazie ekonomicznym, wpływ bloków gazowo-parowych na wzrost średniej ceny energii elektrycznej z sektora energetycznego nie powinien przekroczyć 15–20% przy średniej cenie gazu z importu 700 USD/tys. m³. W dużej mierze będzie to zależne od okresowych wahań cen gazu ziemnego w długim horyzoncie czasowym, rzeczywistych kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz cen paliw stałych, w tym biomasy i w mniejszym stopniu od kosztów pozostałych czynników produkcji.

5. Przyjęcie długofalowej strategii rozwoju sektora energetycznego zakładającej ograniczenie, głównie w elektrowniach, budowy nowych mocy wytwórczych opartych na paliwach stałych na rzecz wzrostu mocy gazowych (ok. 4,5 GW_e) w okresie lat 2013–2020, pozwoliłoby na przygotowanie optymalnych warunków dla szerszego wprowadzenia mocy węglowych z wykorzystaniem technologii CCS w dalszych latach. W tym z udziałem bloków na parametry superkrytyczne, bloków gazowo-parowych ze zgazowaniem węgla oraz elektrowni poligeneracyjnych.

Przy tym ryzyko nadmiernego wzrostu cen energii elektrycznej spowodowane okresowymi, nie przewidywanymi wzrostami cen gazu z importu mogłoby zostać ograniczone poprzez wzrost w tych okresach udziału tańszego gazu ze źródeł krajowych.

6. Uzyskane w grudniu 2008 r. odstępstwo od obowiązku zakupu 100% uprawnień do emisji CO₂ od 2013 r., niezależnie od przeorientowania strategii rozwoju sektora powinno skłaniać, w zależności od kształtowania się cen uprawnień, do utrzymania w pracy przynajmniej do 2016 r., jak największej liczby istniejących bloków energetycznych, opalanych paliwami stałymi (generują jeszcze znaczne oszczędności w zakupie uprawnień).

7. W celu wykorzystania w pełni efektów uzgodnionego z UE odstępstwa, dotyczącego zakupu uprawnień do emisji CO₂, oraz nie dopuszczenia do totalnej niewydolności sektora energetycznego, należy uważnie śledzić postęp w pracach nad szczegółowymi warunkami korzystania z odstępstw oraz wprowadzeniem w UE standardów emisji CO₂, celem przeciwdziałania ich wprowadzeniu przed 2020 r. w przypadku forsowania niemożliwych do spełnienia wymogów.

Jak wynika z przeprowadzonej analizy, nawet przy optymistycznym założeniu pełnej realizacji inwestycji skutkujących uzyskaniem wynikającej z niej struktury paliwowej produkcji energii, nie będzie możliwe w tym czasie osiągnięcie średniego wskaźnika emisji CO₂

w sektorze energetycznym niższego od 650 g/kW·h. Wskaźniki produktowe emisji dla poszczególnych jej źródeł będą mieściły się w przedziale 335–970 g/MW·h.

Literatura

- [1] Wyniki ekonomiczno-finansowe przedsiębiorstw elektroenergetyki zawodowej w 2007 r. ARE S.A.
- [2] ZAPART L., ŚCIAŻKO M., DRESZER K., 2007 – Szacowanie kosztów inwestycji przyszłościowych technologii konwersji węglowych, *Polityka Energetyczna* t. 10, z. 2, s. 683–696.
- [3] DRESZER K., WIĘCŁAW-SOLNY L., 2008 r. – Obniżenie emisji CO₂ z sektora energetycznego – możliwe ścieżki wyboru technologii, *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, s. 117–130.
- [4] Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dn. 21 grudnia 2007 r. w sprawie emisji przemysłowych (IPPC).
- [5] GAJDA A., MELKA K., 2008 – Możliwości i zagrożenia w dostosowaniu sektora energetycznego do przyjętych przez Polskę zobowiązań i wymogów ekologicznych Unii Europejskiej. *Polityka Energetyczna* t. 11, z. 1, s. 43–62.
- [6] GAJDA A., MELKA K., 2008 – Krajowy sektor energetyczny – ocena wpływu nowych mocy na ograniczenie zanieczyszczeń do powietrza w latach 2008–2020. *Polityka Energetyczna* t. 12, z. 1, s. 61–77.
- [7] Druk 17215/08 Rady UE z dn. 12.12.2008 r. dotyczący kompromisu końcowego w sprawie pakietu klimatyczno-energetycznego.
- [8] Cenniki węgla kamiennego energetycznego Nr B1/01/10/MGJ/2007 r.
- [9] Analizy autora, opracowane dla potrzeb wewnętrznych PSE – Operator S.A.

Adam GAJDA

The development of the national energy sector in the perspective 2020 year – ecological and financial aspects

Abstract

The article continues the discussion on development of the national energy sector. This situation is stimulated by emission reduction requirements and ecological requirements within the European Union. The discussion is based on the power producers' declarations regarding the new power generation investments over the years 2012–2020. The article takes into account boundary conditions of the new requirements set for Poland, referring to balancing and reporting of CO₂ emissions after 2012.

The article analyses technical and economic aspects of possible maximisation of reduction potential of CO₂ emission of chosen and representative high potential new investments of power

generation. Relationships of the electric energy prices were considered with taking into account biomass co-combustion, obligation of purchasing of 100% CO₂ emission allowances and option of adoption of the CCS technology.

The analysis took into account a gradual increase – up to 15% – of the system gas-steam units in electric power generation over 2013–2020. The analysis was extended onto power plants' subsector of existing and new power plants. As the next step of the analysis, the national energy sector was evaluated, based on prices level of 2007. The sector was transformed because of new investments and gradual liquidation of existing non-effective units.

Evaluation of the energy sector took into account a deviation of the obligation of purchasing of 100% CO₂ emission allowances and its postponing from 2013 to 2020, which was negotiated at the EU Summit in December 2008.

Simplified analysis resulted in series of data which allows further refinement of views, based onto actual knowledge and changes vital for the sector, regarding strategy of the energy sector development in crucial period till 2020.

Resulting conclusions regarding necessity of strengthening the role of natural gas, are opposite to views of great part of the decision-makers who prefer mainly carbon technologies. These technologies are technically premature to be implemented and they are very costly. Benefits of the significant CO₂ emission reductions till 2020 will be available not earlier than in the next decade after large scale implementation of the CCS technology.

KEY WORDS: energy sector, power plants, CO₂ emission, cost of the CO₂ emission reduction, CCS technology, energy prices.

