

Adam GAJDA*, Krzysztof MELKA**

Krajowy sektor energetyczny – ocena wpływu nowych mocy na ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza w latach 2008–2020

STRESZCZENIE. Artykuł stanowi kontynuację tematyki związanej z modernizacją i rozwojem krajowego sektora energetycznego, stymulowanego wymaganiami dotyczącymi emisji zanieczyszczeń do powietrza, w tym głównie CO₂.

Przedstawiono w nim, przy określonych założeniach, wyniki uproszczonej analizy zdolności redukcyjnych tego gazu w wyniku realizacji zgłoszonych przez operatorów źródeł wytwarzania przedsięwzięć inwestycyjnych w zakresie budowy nowych mocy w latach 2012–2020. Wynikający stąd zbiór nowych mocy został zweryfikowany i ograniczony do przedsięwzięć, które wydają się przesądzone na obecnym etapie, z pominięciem niedostatecznie określonych mocy (technologie wytwarzania, moce bloków energetycznych, lata uruchomienia) opartych na paliwach stałych.

Zweryfikowany zbiór nowych mocy, ograniczony do 15,9 GWe, składający się głównie z przedsięwzięć inwestycyjnych przewidzianych do realizacji w energetyce zawodowej i przemysłowej uzupełniono o OZE, uzyskując w miarę kompletny, technologiczny przekrój sektora energetycznego. Założono przy tym marginalną rolę podsektora ciepłownictwa komunalnego, pozbawionego przez prawodawcę możliwości kreowania „zielonych certyfikatów” z ekologicznej produkcji ciepła.

W rozważaniach uwzględniono również opcję wprowadzenia do KSE energii jądrowej z elektrowni Ignalin i „zerowy” bilans eksport/import energii elektrycznej, poprawiających istotnie zdolności sektora do redukcji emisji CO₂ i pozostałych zanieczyszczeń do powietrza.

W wyniku przeprowadzonych analiz uzyskano prognozy produkcji energii elektrycznej,

* Mgr inż. — Specjalista z rejestru ZG NOT, Warszawa.

** Mgr inż. — ATMOTERM S.A., Warszawa.

zużycia paliw i wielkości emisji SO₂, NO_x, pyłu, CO₂ w rozpatrywanym okresie lat 2008–2020 oraz określono wynikową strukturę paliwową produkcji energii. Na tej podstawie określono wysokość kosztów zakupu dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ w porównaniu do przydziałów uprawnień przyznanych Polsce w ramach EU-ETS, na lata 2008–2012, w tym z uwzględnieniem wspomnianych opcji.

W analizach nie uwzględniono trudnych do oszacowania skutków pogłębiającego się kryzysu gospodarczego. Mogą one mieć istotny wpływ na kształtowanie się niższych od prognozowanych wielkości emisji rozpatrywanych zanieczyszczeń do powietrza oraz kosztów zakupu dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ w najbliższych latach, wskutek ograniczeń w zapotrzebowaniu na energię.

SŁOWA KLUCZOWE: sektor energetyczny, nowe moce (nowe inwestycje w energetyce), technologie wytwarzania energii, dywersyfikacja paliwowa produkcji energii, emisje, paliwa, nadmierne koszty CO₂.

Wprowadzenie

W 2008 roku operatorzy źródeł wytwarzania energii przedstawili informacje o planowanych na lata 2011–2020 przedsięwzięciach inwestycyjnych dotyczących budowy nowych mocy w ciepłych źródłach wytwarzania. Analizując dostępne dane, głównie z energetyki zawodowej i przemysłowej, można uznać większość przedsięwzięć za przesadzone. W ocenie pominięto te, które nie są dostatecznie sprecyzowane technologicznie. Na ogólną wielkość nowych mocy około 23,2 GWe, uwzględniającą realizowane obecnie bloki energetyczne w elektrowniach Pątnów, Łagisza, Bełchatów II, stanowią one około 30% mocy i dotyczą niemal w całości niedookreślonych mocy opartych na paliwach stałych.

Zbiór przesądzonych przedsięwzięć inwestycyjnych (15,9 GWe) przyjęto, po uzupełnieniu o OZE, jako swoisty program rozwoju sektora energetycznego, obejmującego energetykę zawodową, przemysłową i ciepłownictwo komunalne. W artykule dokonano oceny, czy jego realizacja pozwoli na osiągnięcie celów ekologicznych wyznaczanych przez Unię Europejską. Do nich można zaliczyć:

- ✧ osiągnięcie poziomów emisji SO₂, NO_x zapisanych w Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej (ToP) (Traktat...),
- ✧ osiągnięcie standardów emisji SO₂, NO_x i pyłu wynikających z dyrektywy 2001/80/WE (LCP), w tym przy zmianie definicji źródła emisji na „źródło = komin” (Dyrektywa...),
- ✧ osiągnięcie restrykcyjnych poziomów emisji CO₂ narzucanych w ramach ambitnej polityki klimatycznej przez Unię Europejską (UE) w ramach EU-ETS (Krajowy Plan...),
- ✧ sprostanie wymogom nowelizowanej dyrektywy o zintegrowanym zapobieganiu zanieczyszczeniom (IPPC) w zakresie proponowanych zmian dla dużych źródeł spalania paliw (Projekt...),
- ✧ osiągnięcie celów przyjętych w Pakiecie Energetycznym „3 x 20”.

1. Metodyka obliczeń

W celu wykonania niezbędnych analiz oparto się na założeniach i częściowo wynikach wcześniejszych prac (Gajda, Melka 2008) z uwzględnieniem efektów stopniowego wprowadzania do eksploatacji konkretnych, nowych jednostek wytwórczych ze zbioru mocy, których budowę do 2020 roku przewidują operatorzy źródeł wytwarzania energii oraz założonego wzrostu OZE.

Do wyliczeń prognoz kształtowania się zużycia paliw, struktury paliwowej produkcji energii i emisji SO₂, NO_x, pyłu i CO₂ oraz zmian udziału istniejących mocy w produkcji energii elektrycznej sektora wykorzystano powszechnie używane wzory i zależności, w tym autorskie:

- ✧ wskaźniki produktowe emisji w podziale na paliwa i podsektory,
- ✧ wskaźniki zużycia energii chemicznej paliw na produkcję energii elektrycznej, uwzględniające zróżnicowane sprawności wytwarzania istniejących i prognozowanych nowych mocy,
- ✧ rozeznanie wieku i stopnia zużycia istniejących mocy, w tym parametrów techniczno-ekologicznych oraz wymogów ekologicznych UE, wynikających z wieloletniej pracy jednego z autorów jako analityka strategii ekorozwoju branży, ostatnio w PSE – Operator S.A.

Uzyskane wyniki posłużyły do oceny wielkości kosztów wynikających z zakupu w latach 2008–2020 dodatkowych uprawnień do emisji CO₂, spowodowanego sukcesywnie malejącą, lecz nadal wysoką emisyjnością sektora opartego w przeważającym stopniu na paliwach stałych. Uwzględniono przy tym opcję redukcji eksportu energii elektrycznej i wprowadzenia do systemu krajowego 1000 MWe mocy z elektrowni atomowej w Ignalinie. W obliczeniach wykorzystano dostępne prognozy kształtowania się cen uprawnień do emisji, wykonywane przez ośrodki unijne.

2. Charakterystyka nowych mocy

Wielkość przyjętych do oceny nowych mocy w rozbiciu na technologie spalania i paliwa, w podziale na elektrownie i elektrociepłownie włącznie z przemysłowymi, przedstawiono w tabeli 1.

Narastanie nowych mocy w procesie wymiany istniejącego, w znacznej części zużytego technicznie, potencjału wytwórczego sektora energetycznego oraz jego rozwoju przedstawiono na rysunku 1.

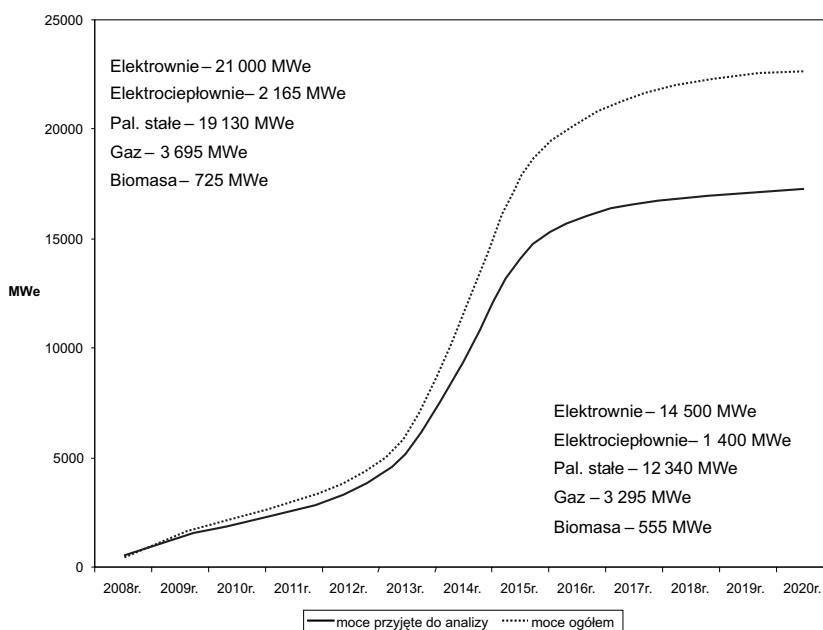
W populacji nowych mocy (tab. 1) dominują jednostki wytwórcze opalane paliwami stałymi (77,6% mocy), z kotłami pyłowi (PC) i fluidalnymi (FBC) na parametry nadkrytyczne (72,0% mocy), resztę stanowią kotły na parametry podkrytyczne. W części kotłów przewidziano współspalanie biomasy (2,4% ich mocy).

TABELA 1. Zbiór nowych mocy [MWe]

TABLE 1. Potential of the power generation investments

Technologie/paliwa	Elektrownie	Elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe	Razem
Paliwa stałe	11 460	880	12 340
PC klasyczne	–	160	
PC nadkrytyczne	9 580	–	
FBC klasyczne	–	720	
FBC nadkrytyczne	1 880	–	
Gaz ziemny	3 040	255	3 295
Bloki parowo-gazowe	2 840	255	
Bloki gazowe szczytowe	200	–	
Biomasa	–	265	265
Współspalanie Paliwa podstawowe	(210)	(80)	
	–	265	
Ogółem	14 500	1 400	15 900
w tym biomasa	210	345	555

Źródło: informacje i publikacje krajowe



Rys. 1. Narastanie nowych mocy

Źródło: opracowanie własne

Fig. 1. Accumulation of the power generation investments

Kolejną grupę jednostek stanowią bloki gazowo-parowe systemowe i ciepłownicze oraz bloki gazowe szczytowe opalane gazem ziemnym (20,7% mocy).

Najmniejszą grupę stanowią jednostki opalane wyłącznie biomasą (1,7% mocy).

W zbiorze systemowych bloków energetycznych opalanych paliwami stałymi dominują jednostki o mocach 800–1000 MWe, a gazem 400–460 MWe. Bloki ciepłownicze, zarówno węglowe jak i gazowe, nie przekraczają mocy 120 MWe, a opalane biomasą 80 MWe. Jak wynika z rysunku 1, największe przyrosty nowej mocy przypadają na lata 2013–2016 (ok. 12 GWe), co powinno zniwelować spodziewany po 2012 roku deficyt mocy wytwórczych w systemie (KSE). Stanowią przy tym sygnał o zamierzonej likwidacji w tym okresie nie tylko źródeł emisji objętych derogacjami naturalnymi (20 tys. godz. pracy w okresie 2008–2015), ale i części zużytych technicznie źródeł objętych derogacjami imiennymi (ToP), których ze względu na pozostały czas życia nie opłaca się wyposażać w wysokosprawne instalacje oczyszczania spalin.

3. Emisje zanieczyszczeń do powietrza – założenia do obliczeń

Do uproszczonej oceny wielkości emisji SO₂, NO_x, CO₂ i pyłu generowanych przez sektor energetyczny przyjęto następujące założenia:

- ✧ poziom odniesienia stanowią wyniki sektora w latach 2005–2007 oraz limity uprawnień do emisji CO₂ z KPRU II,
- ✧ uśredniony wskaźnik wzrostu produkcji energii elektrycznej 2%/a w ciepłych źródłach wytwarzania energetyki zawodowej, ciepła 0%/a,
- ✧ utrzymanie w rozpatrywanym okresie stałej produkcji energii elektrycznej z energetyki przemysłowej i ciepła w sektorze energetycznym, na poziomie odniesienia, jako ekwiwalentu racjonalizacji zużycia energii,
- ✧ rozwój OZE zapewniający wzrost produkcji energii elektrycznej do wysokości 10% produkcji sektora w 2020 r.,
- ✧ narastanie nowej mocy – harmonogram wynikający z planowanych przez operatorów źródeł wytwarzania terminów uruchomień. Przyjęto, że rok uruchomienia oznacza rozpoczęcie eksploatacji nowej jednostki od jego początku,
- ✧ przyjęto zgłaszane w 2007 roku przez podsektor energetyki zawodowej, przemysłowej i ciepłownictwa komunalnego programy budowy dodatkowych instalacji, głównie odsiarczania spalin na istniejących mocach (lata 2007–2012).

Do obliczeń wykorzystano autorskie, zagregowane jednostkowe wskaźniki produktowe, charakterystyczne dla rozpatrywanych istniejących i nowych technologii wytwarzania energii, stosowanych paliw i podsektorów (Gajda 2005; Gajda, Melka 2008).

3.1. Emisje SO₂, NO_x i pyłu

Poza koniecznością spełnienia wcześniej przyjętych zobowiązań dotyczących tej grupy zanieczyszczeń, zasygnalizowanych we wstępie, można się spodziewać dalszych problemów, które mogą dotyczyć części istniejących źródeł emisji.

Poważnym problemem w ocenianym okresie dla istniejących elektrowni i elektrociepłowni z jednostkami o mocy do 120 MWe oraz pracujących w układzie kolektorowym, a także ciepłowni, odprowadzających spaliny z poszczególnych kotłów (bloków) do wspólnych kominów, może być konieczność przejścia z definicji źródła emisji „źródło = kocioł” na „źródło = komin”. Spowoduje to przesunięcie części mocy zainstalowanej do wyższych przedziałów mocy cieplnej, o ostrzejszych standardach emisji, których dotrzymanie wymagać będzie budowy wysokosprawnych instalacji oczyszczania spalin.

Dotyczy to około 19 800 MWt mocy cieplnej kotłów z przedziałów < 50 MWt i 50–225 MWt, przechodzących do przedziałów ≥ 225 MWt i ≥ 500 MWt. Przy czym w świetle zamierzeń UE dotyczących dalszego, od 2016 roku, zaostrzenia standardów emisji SO₂, NO_x i pyłu (Projekt...) w stosunku do zapisanych w dyrektywie LCP, może to rozszerzyć zakres modernizacji bądź wymiany części już pracujących instalacji oczyszczania spalin w istniejących źródłach wytwarzania energii, przewidywanych do pracy po 2016 roku. Koszt tych przedsięwzięć wyniesie około 8 mld zł (Gajda, Melka 2008).

Sukcesywne wprowadzanie do eksploatacji nowych mocy, spełniających spodziewane, najostrzejsze standardy emisji, zastępujących także moce istniejące o wysokiej emisyjności oraz kontynuacja budowy dalszych instalacji oczyszczania spalin na części z nich w latach 2008–2012 pozwoli, co prawda z opóźnieniem, na wywiązanie się z przyjętych zobowiązań Top (Gajda, Barc, Jaworski 2003; Gajda, Barc 2005).

Prognozy wielkości emisji omawianych zanieczyszczeń, wynikających z sukcesywnego wprowadzania nowych mocy oraz zgłaszanych wcześniej zamierzeń budowy dodatkowych instalacji, przedstawiono w tabeli 2 i na rysunku 4 uwzględniającym również emisję CO₂.

TABELA 2. Prognozy wielkości emisji SO₂, NO_x i pyłu, wskaźniki produktowe emisji [tys. Mg]/[kg/MWe]

TABLE 2. Prognoses of the SO₂, NO_x and dust emission levels, emission indicators [thousand Mg]/[[kg/MWe]

Wyszczególnienie	Lata				
	2008	2010	2012	2015	2020
SO ₂	563,4	482,9	448,0	304,7	256,2
	3,48	2,88	2,57	1,65	1,27
NO _x	266,5	266,5	249,8	188,5	167,9
	1,65	1,65	1,44	1,03	0,87
Pył	38,6	36,3	34,8	22,9	19,8
	0,24	0,22	0,20	0,12	0,10

Wskaźniki produktowe emisji odniesione do całkowitych emisji sektora energetycznego (z produkcji en. elektrycznej i ciepła).

Źródło: opracowanie własne

3.2. Emisje CO₂

Redukcja emisji CO₂ następuje w populacji nowych, ciepłych źródeł wytwarzania energii o znacząco wyższej sprawności, stopniowo wypierających źródła istniejące o wyższej emisji do pracy podszczytowej i szczytowej oraz przejmujących produkcję ze źródeł likwidowanych. Dotyczy to także źródeł bezemisyjnych (OZE) i współspalania biomasy.

Niezbędne obliczenia przeprowadzono w dwóch podstawowych wariantach, w podziale na okresy lat 2008–2012 i 2013–2020:

- ✧ z uwzględnieniem od 2016 roku dodatkowej mocy z elektrowni atomowej Ignalin, po wybudowaniu do tego czasu mostu energetycznego Polska–Litwa, i ograniczenia od 2008 r. eksportu energii elektrycznej do poziomu 5 TW·h, zapewniającego „zerowy” bilans importu/eksportu na możliwie niskim poziomie wymiany,
- ✧ bez uwzględnienia dodatkowej mocy i ograniczenia eksportu energii elektrycznej.

W toku obliczeń oceniono również wpływ każdego z tych elementów na poziom emisji CO₂ w sektorze. Ustalono przy tym, w odniesieniu do przydziałów wynikających z KPRU II (Krajowy Plan...), ilości dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ niezbędnych do zakupu w ramach EU ETS, prognozowane koszty zakupu, a także zmiany wielkości zużycia paliw stałych.

W okresie 2008–2012 przydziały uprawnień dla sektora wynikające z KPRU II powiększono o część rezerwy wykorzystaną do pokrycia potrzeb emisyjnych nowej mocy (1320 MWe), uruchamianych w podsektorze elektrowni (lata 2009–2010). Tak utworzoną pulę uprawnień przyjęto jako przydział uprawnień do emisji CO₂ w kolejnym okresie rozliczeniowym lat 2013–2020. Ma to na celu, niezależnie od przyjętego w przyszłości zakresu sprzedaży aukcyjnej uprawnień w tych latach, wyodrębnienie puli „dodatkových” uprawnień, których zakup podniesie koszty redukcji emisji CO₂.

Wyniki przeprowadzonych obliczeń, charakteryzujących sektor energetyczny w procesie przekształceń, z uwzględnieniem dodatkowej mocy z elektrowni atomowej Ignalin, przedstawiono w tabelach 3–5 oraz na rysunkach 2–4.

Efekty wprowadzenia dodatkowo ograniczenia eksportu energii elektrycznej przedstawiono w tabelach 6–8 w rozbiciu na możliwe opcje.

Ograniczenie eksportu energii elektrycznej i wprowadzenie do systemu 1000 MWe mocy z Ignalina ma również wpływ na dalszy spadek emisji SO₂, NO_x i pyłu, co przedstawiono w tabeli 8.

Jak wynika z załączonych tabel i rysunków, prognozowane wielkości emisji SO₂, NO_x i pyłu mają stałą tendencję malejącą (tab. 2, rys. 4). Natomiast niezależnie od rozpatrywanego wariantu występuje załamanie się po 2016 roku tendencji spadkowej emisji CO₂ i jej ponowny wzrost do roku 2020, wynikający ze wzrostu zużycia paliw stałych (tab. 3,5 i rys. 3, 4). Jest to spowodowane brakiem praktycznie od 2017 roku dopływu do systemu niskoemisyjnych, nowych mocy (poza OZE). W tej sytuacji uzyskanie prognozowanej wielkości produkcji energii, przy pełnym obciążeniu nowych jednostek wytwórczych, wymaga dociążenia pozostałych w eksploatacji istniejących mocy, opartych na paliwach stałych o wyższym jednostkowym zużyciu paliw i wskaźniku produktowym emisji CO₂ (średnio ok. 20%).

TABELA 3. Prognoza produkcji energii elektrycznej [GWh], emisji CO₂ [tys. Mg],
wskaźniki produktowe emisji [Mg/MW·h]

TABLE 3. Prognosis of the energy production [GWh], CO₂ emission [thousand Mg],
emission indicators [Mg/MWh]

Wyszczególnienie	Lata				
	2008	2010	2012	2015	2020
Produkcja ogółem, w tym:	161 712	167 801	174 135	184 066	202 130
paliwa stałe	148 747	152 975	155 607	144 035	146 561
gaz ziemny	3 640	3 640	5 346	23 586	24 086
inne paliwa	3 770	3 770	3 770	3 770	3 770
energia jądrowa	–	–	–	–	7 500 ¹
energia odnawialna, w tym:	5 555	7 416	9 412	12 675	20 213
biomasa	2 360	3 440	4 700	6 980	7 380
energia wiatru	500	1 830	2 120	2 990	9 510
CO ₂ ²	<u>173 591</u> 1,073	<u>175 437</u> 1,045	<u>177 867</u> 1,021	<u>164 701</u> 0,895	<u>165 241</u> 0,817

¹ Energia z elektrowni Ignalin.

² Wskaźniki produktowe emisji CO₂ odniesione do całkowitej emisji sektora (z produkcji energii elektrycznej i ciepła).

Źródło: opracowanie własne

TABELA 4. Struktura paliwowa produkcji energii [%]

TABLE 4. Fuel structure of the energy production [%]

Wyszczególnienie	Lata				
	2008	2010	2012	2015	2020
Paliwa stałe	92,0	91,3	89,4	78,3	72,5
Gaz ziemny	2,3	2,1	3,1	12,9	11,9
Inne paliwa ¹	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9
Energia jądrowa	–	–	–	–	3,7
Paliwa odnawialne	3,4	4,4	5,4	6,8	10,0

¹ Produkty naftowe, gaz koksowniczy i wielkopieczowy.

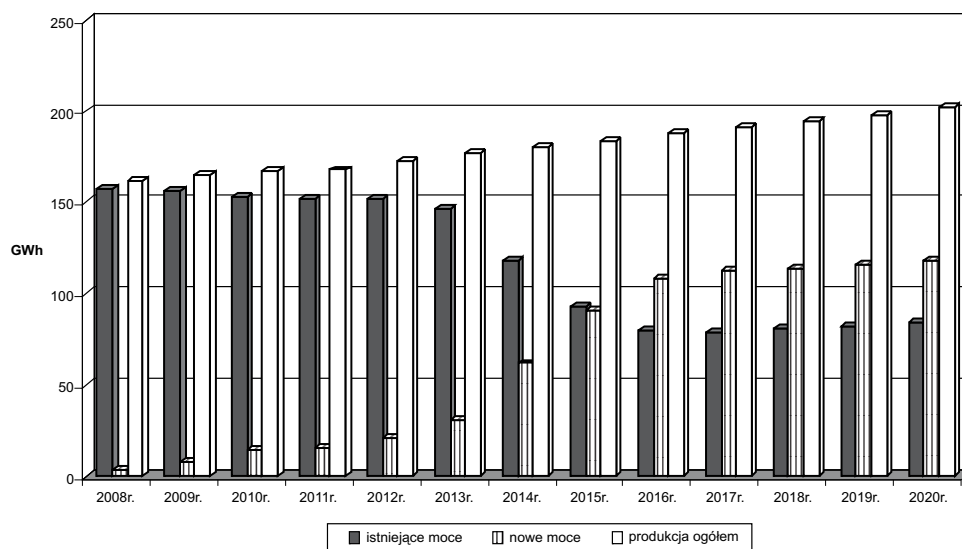
Źródło: opracowanie własne

TABELA 5. Prognoza zużycia paliw [ktoe]

TABLE 5. Prognosis of fuels consumption

Wyszczególnienie	Lata				
	2008	2010	2012	2015	2020
Węgiel kamienny	26 355	26 855	27 014	21 831	22 160
Węgiel brunatny	12 941	12 791	12 952	12 559	12 759
Gaz ziemny	670	670	902	3 379	3 451
Prod. naftowe	1 230	1 230	1 230	1 230	1 230
Paliwa odpadowe	930	930	930	930	930
Energia jądrowa	–	–	–	–	1 540
Paliwa odnawialne	1 142	1 524	1 934	2 605	4 154
w tym: biomasa	614	776	1070	1 552	1 648
Razem	43 268	44 000	44 962	42 534	46 224

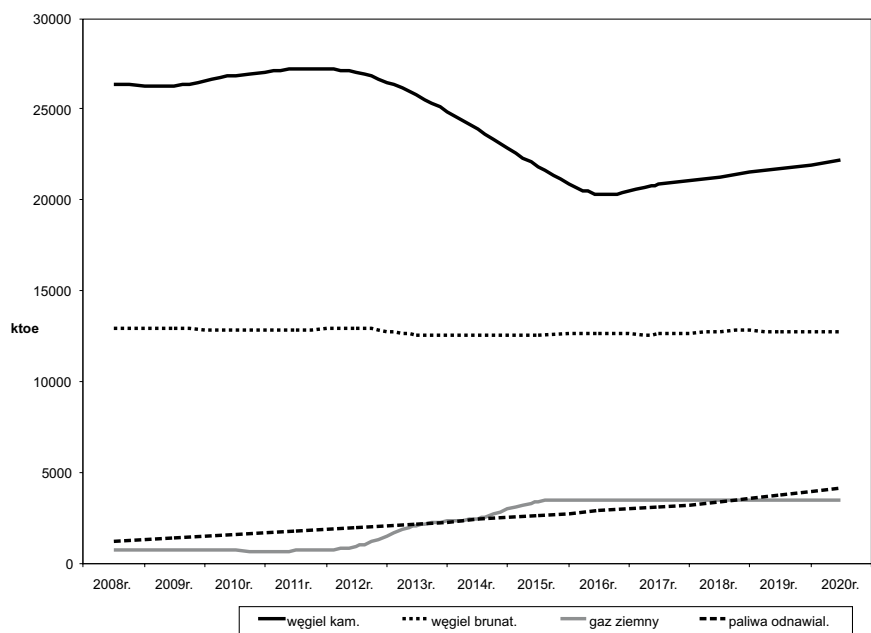
Źródło: Opracowanie własne



Rys. 2. Rozkład produkcji energii elektrycznej istniejących i nowych mocy

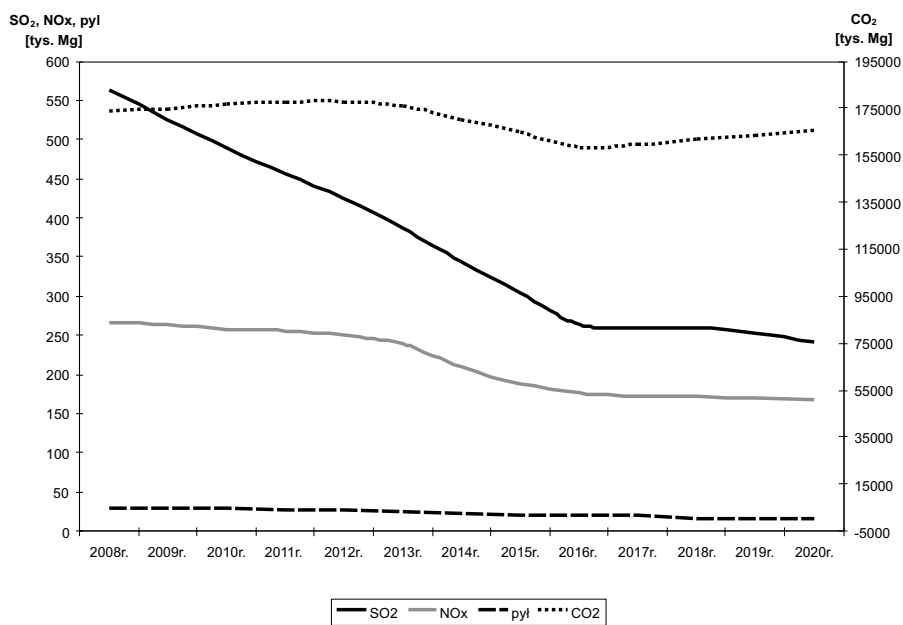
Źródło: opracowanie własne

Fig. 2. Schedule of the electric energy production generated by existing plants and power generation investments



Rys. 3. Zużycie paliw podstawowych
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3. Consumption of basic fuels



Rys. 4. Emisja SO₂, NO_x, pyłu i CO₂ do powietrza
Źródło: opracowanie własne

Fig. 4. Air emissions of SO₂, NO_x, dust and CO₂

TABELA 6. Prognoza zmian wielkości emisji CO₂ i ilości paliw stałych [tys. Mg]TABLE 6. Change prognosis of CO₂ emission volume and solid fuels quantities [thousand Mg]

Opcje	Lata					
	2008–2012			2013–2020		
	CO ₂	węgiel kam.	węgiel brunat.	CO ₂	węgiel kam.	węgiel brunat.
Z Ignalinem	175 883	51 237	61 651	164 920	41 974	60 532
+ ogr. eksportu	167 422	48 824	57 800	157 546	39 841	57 167
Bez Ignalina	175 883	51 237	61 651	168 407	43 720	62 248
+ ogr. eksportu	167 422	48 824	57 800	161 033	43 065	60 145
Bez Ignalina i ogr. eksportu	175 883	51 237	61 651	175 781	44 398	64 351

W tabeli ujęto wielkości średnioroczne, uśrednione w przedziałach czasowych. Do obliczeń ilości masowych paliw stałych przyjęto średnie wartości opałów: węgiel kam. 21,8 MJ/kg, węgiel brunat. 8,7 MJ/kg.

Źródło: opracowanie własne

TABELA 7. Prognoza zmian ilości dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ i kosztów zakupu [tys. Mg], [mld zł]TABLE 7. Change prognosis of the quantity of the additional CO₂ emission allowances and buying costs [thousand Mg], [billion zloty]

Opcje	Lata			
	2008–2012		2013–2020	
	dodatkowe uprawnienia ¹	koszty zakupu ²	dodatkowe uprawnienia ¹	koszty zakupu ²
Z Ignalinem	19 198	9,023	8 201	8,955
+ ogr. eksportu	10 743	5,049	827	0,903
Bez Ignalina	19 198	9,023	11 722	12,800
+ ogr. eksportu	10 743	5,049	4 348	4,748
Bez Ignalina i ogr. eksportu	19 198	9,023	19 096	20,853
Ogr. eksportu Ignalin	-8 455	-3,974	-7 374	-8,053
	0	0	-3 521	-3,845

¹ Wielkości średnioroczne, uśrednione w przedziałach czasowych.

² Suma kosztów w przedziałach czasowych.

Przyjęto dla okresu 2008–2012 średnią cenę uprawnień – 26,85 euro/Mg CO₂, a dla okresu 2013–2020 – 39,00 euro/Mg CO₂. Zastosowano przelicznik 1 euro – 3,50 zł.

Źródło: opracowanie własne

TABELA 8. Ograniczenie emisji SO₂, NO_x i pyłu [tys. Mg]TABLE 8. Reduction of the SO₂, NO_x and dust emissions [thousand Mg]

Opcje	Lata					
	2008–2012			2013–2020		
	SO ₂	NO _x	pył	SO ₂	NO _x	pył
Ogr. eksportu	29,8	15,4	2,2	17,6	10,8	1,3
Ignalin	–	–	–	13,2	8,1	1,0

Wielkości średnioroczne, uśrednione w przedziałach czasowych.

Źródło: opracowanie własne

Powyższe, ze względu na wyposażenie dociążanych istniejących mocy w niezbędne instalacje oczyszczania spalin, nie przekłada się na załamanie tendencji malejącej emisji pozostałych zanieczyszczeń.

Biorąc pod uwagę dane zawarte w tabelach 6 i 7 należy odnotować, że najniższe emisje CO₂ i dodatkowe koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ w latach 2008–2012 występują przy ograniczeniu eksportu energii elektrycznej do poziomu równoważącego import.

W latach 2013–2020 podstawowego znaczenia nabiera wariant zakładający utrzymanie ograniczeń eksportowych i wprowadzenie do systemu od 2016 roku dodatkowej mocy 1000 MWe z elektrowni atomowej Ignalin.

Dalsze obniżenie kosztów w obu przypadkach może przynieść wzrost importu energii elektrycznej, gdy jej cena będzie niższa od cen krajowych, powiększonych o koszty zakupu dodatkowych uprawnień. Wiąże się to jednak z dalszym spadkiem zapotrzebowania na krajowe paliwa stałe, ponad średnie ilości wynikające z tabeli 6. Dla węgla kamiennego jest to przedział 2,5–9,0 mln Mg. Węgiel brunatny wykazuje wahania w granicach nie przekraczających $\pm 4,0$ mln Mg. W odniesieniu do paliw odnawialnych należy odnotować znaczącą rolę biomasy i energii wiatru w ograniczaniu emisji zanieczyszczeń do powietrza, przy czym ilość spalanej biomasy wzrasta z około 2,0 mln Mg do około 6,9 mln Mg w 2020 r., co wymaga uprawy roślin energetycznych na obszarze około 1,1 mln ha.

Podsumowanie

Dotychczas nie rozwiązane problemy ekologiczne sektora energetycznego, związane z dotrzymaniem standardów (LCP) i limitów emisji SO₂ i NO_x, wynikających z ToP, mogą zostać pokonane nawet przy istniejącej strukturze paliwowej produkcji energii, co grozi jedynie poniesieniem dodatkowych kosztów (Gajda, Barc 2005). Natomiast podtrzymanie w dalszej perspektywie struktury paliwowej mocy opartej na paliwach stałych, której

udział wynosi 77,6% w nowych mocach, a wraz z mocami pominiętymi w niniejszej analizie dochodzi do 82,6%, nie pozwala na osiągnięcie wyznaczanych przez KE celów emisyjnych dotyczących CO₂ (Krajowy Plan...).

Jak wynika z przeprowadzonej analizy, pomimo ograniczonego wzrostu produkcji energii i znacznego wzrostu udziału paliw odnawialnych (20,2 TW·h) i gazu (24 TW·h) w jej produkcji, nie jesteśmy w stanie skutecznie zredukować emisji CO₂ do poziomu wynikającego z KPRU II. Zbliżenie do tego poziomu osiągamy dopiero w latach 2013–2020 przy znacznej redukcji eksportu i wprowadzeniu do systemu 1000 MWe mocy z elektrowni atomowej Ignalin. Świadczy to o niskiej zdolności przyjętego do analiz programu rozwoju sektora do oczekiwanej redukcji emisji tego gazu.

Z punktu widzenia przyjętych technologii i struktury paliwowej wytwarzania energii należy stwierdzić, że pomimo wprowadzenia do 2016 roku 7250 MWe nowej mocy węglowych na parametry nadkrytyczne, 3160 MWe mocy gazowych i 1000 MWe mocy z elektrowni Ignalin oraz wzrostu mocy OZE, nie osiągamy niezbędnego stopnia dywersyfikacji paliwowej sektora.

Zatem bez wprowadzenia dodatkowych mocy gazowych, w tym szczytowych, stanowiących również rezerwę dla energetyki wiatrowej i w przypadku wypadnięcia dużych (800–1000 MWe) węglowych bloków systemowych, nie utrzymamy tendencji spadkowej emisji CO₂. Należy tutaj podkreślić, że nowoczesne systemowe bloki gazowo-parowe o sprawności 60% (Golec, Rakowski, Świrski 2004) osiągają jednostkowy wskaźnik redukcji emisji około 1,8 razy wyższy od bloków węglowych na parametry nadkrytyczne, w odniesieniu do klasycznych mocy węglowych.

W przekonaniu, że UE będzie, być może z okresowym złagodzeniem, kontynuować proces dalszego ograniczania emisji gazów cieplarnianych (w tym CO₂ po 2012 roku) należy stwierdzić, iż Polska przy opisanej strukturze paliwowej pozostanie płatnikiem za „czyste powietrze” przez długie lata, ponosząc wysokie koszty zakupu uprawnień do emisji. Energetyka, ponosząca przy tym znaczące koszty budowy dalszych instalacji oczyszczania spalin na części istniejących mocy i nowych mocy w systemie szacowanych na około 100–105 mld zł, nie zapewni do 2020 roku osiągnięcia trendu redukcji emisji CO₂ zbliżonego do oczekiwań unijnych, wyrażonych w pakiecie „3 x 20”.

Sytuacja na tym polu może się zmienić jedynie w przypadku powodzenia testowanych już, kosztownych rozwiązań z sekwestracją i magazynowaniem CO₂. Wówczas można będzie oczekiwać, na szerszą skalę po 2020 roku, znaczących efektów redukcji emisji CO₂ z budowanych wcześniej mocy węglowych, o ile będą przystosowane projektowo do podjęcia spalania w tlenie i dostępne będą wystarczające pojemności utworów geologicznych zdolnych do magazynowania CO₂. Wiąże się to jednak z poniesieniem dalszych znaczących nakładów inwestycyjnych.

Brak rozeznania możliwej skali i kosztów składowania CO₂ każe wątpić w zasadność podejmowanych decyzji o wczesnej budowie na tak dużą skalę nowych bloków energetycznych opalanych paliwami stałymi, zwłaszcza że wiąże się to ze znacznym spadkiem sprawności wytwarzania w przyszłości. Można przyjąć, że w obszarze tym toczy się swoisty spór o pryncypia w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski, postrzeganego głównie przez pryzmat dostępności i bezpieczeństwa dostaw paliw. Przeważają tutaj raczej

kryteria korzyści doraźnych, wynikających z dostępności krajowych paliw stałych, wzmocnione brakiem realnej wizji szybkiego pozyskania niezbędnych ilości deficytowych niskoemisyjnych paliw, bez przyjrzenia się długookresowym skutkom ekologicznym i ekonomicznym podejmowanych decyzji. Przy tym ujawniające się już obecnie ograniczenia w podaży krajowego węgla, wymuszające potrzebę przeznaczenia znaczących środków na ponowne odtwarzanie zdolności wydobywczych górnictwa, pogarszają sytuację. Wiąże się to z poważnym niebezpieczeństwem nieuzasadnionego, nadmiernego wzrostu kosztów funkcjonowania sektora, a w ślad za tym spowolnieniem rozwoju gospodarczego. Powyższe przełoży się na wzrost cen i znaczny wzrost już i tak wysokich kosztów zaopatrzenia w energię indywidualnych odbiorców.

Jak wynika z analizy, oceniany zbiór nowych mocy wymagałby, przy dążeniu do osiągnięcia celów ekologicznych wyznaczanych przez UE, optymalizacji dla wzmocnienia zdolności redukcji emisji zanieczyszczeń do powietrza, głównie CO₂ i uwolnienia stosownych możliwości eksportowych sektora. Uwzględniając komercyjną dostępność w ocenianym okresie sprawdzonych, niskoemisyjnych i bezemisyjnych technologii wytwarzania energii, należałoby wzmocnić rolę gazu ziemnego i przede wszystkim paliw odnawialnych (głównie biomasy i energii wiatru). W tabeli 9 przedstawiono pożądaną zestaw mocy w 2020 r., umożliwiającą przy zakładanym wzroście produkcji energii elektrycznej znaczące zbliżenie, a nawet spełnienie części oczekiwań unijnych.

Nakłady inwestycyjne na budowę nowych mocy oraz mostu energetycznego Polska–Litwa wyniosą około 110–116 mld zł (p.c. 2007 r.). Nakłady te nie obejmują kosztów rozbudowy infrastruktury gazowej i przesyłowej energii elektrycznej. Jednocześnie zbliżona do ujętej w tabeli 9 struktura paliwowa mocy pozwoliłaby na obniżenie znaczących kosztów wprowadzenia w przyszłości sekwestracji i magazynowania CO₂.

Reasumując należy stwierdzić, że przedsięwzięcia inwestycyjne podejmowane przez operatorów źródeł wytwarzania wskazują na kontynuację strategii rozwoju energetyki w oparciu o paliwa stałe. Podtrzymywanie nadal struktury paliwowej energetyki opartej na węglu, spełniającej w niewielkim stopniu oczekiwania UE, daje nikłe gwarancje dalszej redukcji emisji po 2020 roku. Będzie to możliwe jedynie w przypadku pomyślnego rozwiązania problemu bezemisyjnego spalania paliw stałych (sekwestracja i magazynowanie CO₂).

W celu podtrzymania trendu spadkowego emisji CO₂ i zbliżenia się do oczekiwań unijnych wydaje się, że spowolnieniu i ograniczeniu powinno ulec narastanie mocy węglowych na rzecz technologii gazowych i OZE.

Tymczasem odnotowujemy poza współspalaniem, rozwijanym głównie w podsektorze elektrowni zawodowych i elektrociepłowni przemysłowych, niewystarczającą dynamikę wzrostu mocy OZE i rozwoju KSE. Brak przy tym racjonalnej wizji szybkiego pozyskiwania zewnętrznych źródeł dostaw deficytowych paliw (w tym gazu) i opóźnienia w budowie odpowiednich pojemności magazynowych tego paliwa, a także w przygotowaniach do budowy elektrowni jądrowych, pogłębiają ogólną niemoc w dążeniu do poprawy niewydolnej ekologicznie struktury sektora energetycznego w nadchodzącej dekadzie.

TABELA 9. Pożądana struktura paliwowa mocy elektrycznej sektora w 2020 r. [MWe]

TABLE 9. Desirable fuel structure of the power generation produced by energy sector in 2020. [MWe]

Technologie wytwarzania	Nowe moce	Moce istniejące		Razem 2020 r.
		obecnie ²	w 2020 r.	
Paliwa stałe	9 340	31 990	18 840	28 180
PC klasyczne ¹	160	29 400	16 340	16 500
PC nadkrytyczne	6 580	–	–	6 580
FBC klasyczne	720	2 590	2 500	3 220
FBC nadkrytyczne	1 880	–	–	1 880
Gaz ziemny	6 240	700	700	6 940
Bloki gazowo-parowe	4 440	700	700	5 140
Turbiny gazowe szczytowe	1 800	–	–	1 800
Energetyka jądrowa ³	1 000	–	–	1 000
Elektrownie wodne szczytowo-pompowe	–	1 330	1 330	1 330
OZE	7 700	1 290	1 290	8 990
Energetyka wiatrowa	7 000	250	250	7 250
Biopaliwa	500	100	100	600
Elektrownie wodne przepływowe	200	940	940	1 140
Ogółem, w tym:	24 280	34 850	22 160	46 440
współspalanie biomasy	(970)	(350)	(800)	(1 770)

¹ Włączono kotły olejowe i spalające paliwa odpadowe.

² Moce uruchomione przed 2008 r.

³ Moc z Ignalina (2016 r.).

Źródło: opracowanie własne

Literatura

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw (LCP).
- GAJDA A., 2004 – Energetyka zawodowa – Ograniczone możliwości redukcji emisji CO₂ w perspektywie 2020 r. Biuletyn Miesięczny PSE S.A., lipiec/sierpień 2004.
- GAJDA A., 2005 – Polski sektor energetyczny w świetle debaty nt. europejskiej strategii klimatycznej. Ocena teoretycznych warunków spełnienia zamierzeń UE w kontekście „Polityki Energetycznej Polski do 2025.” Materiał wewnętrzny PSE – Operator S.A.
- GAJDA A., BARC W., 2005 – Wstępna ocena sytuacji w sektorze energetycznym w związku z wycofaniem się rządu RP z zapowiedzi renegocjacji zobowiązań Traktatu Akcesyjnego w zakresie wdrożenia dyrektywy 2001/80/WE. Materiał wewnętrzny PSE – Operator S.A.

- GAJDA A., BARC W., JAWORSKI W., 2003 – Energetyka polska – konsekwencje negocjacji z UE dotyczących dyrektywy 2001/80/WE. Biuletyn Miesięczny PSE S.A., kwiecień 2003.
- 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, IGSMiE PAN.
- GOLEC T., RAKOWSKI J., ŚWIRSKI J., 2004 – Wytwarzanie energii elektrycznej. *Elektroenergetyka* nr 1.
- Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008–2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji.
- Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 grudnia 2007 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dn. 20 grudnia 2005r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji.
- Traktat o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej.

Adam GAJDA, Krzysztof MELKA

National energy sector – impact assessment of the power generation investments onto emission reduction in 2008–2020

Abstract

The article continues the discussion on modernisation and development of the national energy sector. This situation is stimulated by emission reduction requirements, concerning CO₂ emission mainly.

Taking into account some assumptions, findings of the simplified analysis of the CO₂ emission reduction potential were presented and this reduction potential will come from power generation investments declared by the operators over the years 2012–2020. The number of the new investments was verified and limited to those ventures which seemed to be decided at that stage. All the proposed but not clearly defined investments using fossil fuels have been excluded (uncertainties about production technologies, rated thermal input or year of operating start).

The verified number of new power generation investments was limited to 15.9 GWe foreseen in the energy and industrial sectors. Potential of the new investments was complemented by adding renewable energy sources, resulting as a complete technological outlook of the whole energy sector. The role of the district heating sub-sector was assumed as marginal one because they are not allowed to sell “green certificates” of the ecological heat generation.

The options of the nuclear energy from Ignalin power plant, introduced into national energy sector, and “0” scenario of neutral export/import balance of energy, were also considered. It would help to substantial improvement of reduction abilities of the energy sector against CO₂ emission and other air pollutants.

As a result of the analysis, taking into account adopted assumptions, the scenarios of power generation, fuel consumption and emission levels of SO₂, NO_x, CO₂ and dust were projected for 2008-2020 period. Resulting fuel structure of energy production was also defined. This was the basis for calculation of the cost of additional allowances compared to the granted quota of CO₂ emission, within the EU ETS over the years 2008–2012. The above mentioned option was taken into account.

The analysis has not considered the costs of the increasing economical crisis, which are difficult to estimate. It might have a vital influence onto emission levels and they could be lower than projected. The potential costs of additional allowances of CO₂ emission could be lower in next few years, too, because of possible decrease of energy demand.

KEY WORDS: energy sector, power generation investments, power industry technologies, fuel diversification of the energy production, emissions, fuels, CO₂ emission excessive costs

