

Tadeusz CHMIELNIAK*

Szanse i bariery w rozwoju technologii energetycznych paliw kopalnych

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono wybrane problemy związane z upowszechnieniem technologii paliw kopalnych w bliskiej i dalszej perspektywie czasu. Wskazano na główne przyczyny zmniejszenia dynamiki wprowadzania nowych technologii, skutkujące opóźnieniami inwestycyjnymi zarówno w UE jak i w Polsce. Szerzej przedstawiono potencjał aplikacyjny dla technologii węglowych i gazowych. Zwrócono uwagę, że dalszy rozwój bloku kondensacyjnego jest uwarunkowany wzrostem jego efektywności termodynamicznej i ekonomicznej oraz poprawą elastyczności cieplnej i charakterystyk przy zmiennym obciążeniu. W przypadku technologii gazowych barierą prognozowanego ich upowszechnienia w UE i w skali globu może okazać się duża niestabilność cen gazu.

SŁOWA KLUCZOWE: technologie paliw kopalnych, potencjał aplikacyjny, dynamika inwestycji

Wprowadzenie

Mimo ciągłego poszerzania informacji zarówno o przyczynach zmian klimatycznych jak i potencjale nowych technologii energetycznych nie udaje się zmniejszać niepewności co do sposobów pokrywania potrzeb energetycznych ludzkości nie tylko w dalszej perspektywie, ale także w najbliższych dekadach. Mają one wieloraki charakter [1, 25] i są potęgowane

* Prof. dr hab. inż. — Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej, e-mail: tadeusz.chmielniak@polsl.pl

przez obecny kryzys ekonomiczny i występujące nieoczekiwane katastrofy ekologiczne, takie jak np. ostatnia w Japonii. W sprawach zmian klimatu wzrasta liczba publikacji poddających w wątpliwość związek ocieplenia klimatu ze wzrostem stężenia dwutlenku węgla w atmosferze (zob. np.[2]).

Ciągle także brak jest rzeczowej dyskusji nad pełnymi technicznymi, ekonomicznymi i ekologicznymi charakterystykami LCA wszystkich dostępnych technologii energetycznych. Skutkuje to niezrozumieniem istoty działania systemu elektroenergetycznego w świadomości społecznej i nieuprawnionymi, wielokrotnie, negatywnymi ocenami, dotyczącymi roli i znaczenia dla bezpieczeństwa energetycznego i ekonomiki kraju poszczególnych klas technologii energetycznych. Zróżnicowanie świadomości ekologicznej w różnych regionach globu dodatkowo prowadzi do polityki „różnych prędkości” w sprawie ograniczenia emisji CO₂. Dobrze ilustrują to dane pokazane w tabelach 1–3.

Udział krajów UE w emisji dwutlenku węgla w procesach produkcji energii spada z 12,5 (2006) do 8% w 2030 r. Głównymi emitorami pozostają Chiny (wzrost z 25 do 34,5%) oraz

TABELA 1. Porównanie udziałów paliwowych w produkcji elektryczności i emisji CO₂ w procesie produkcji energii TW·h [3]

TABLE 1. Comparison of fuel shares in electricity production and emissions of CO₂ in the process of energy production. World, EU, OECD, China, USA[3]

Produkcja elektryczności	Świat		UE		OECD		USA		Chiny		Kraje poza OECD	
	2006	2030	2006	2030	2006	2030	2006	2030	2006	2030	2006	2030
Węgiel	7 756	14 596	0,13	0,06	0,51	0,31	0,27	0,18	0,30	0,43	0,49	0,69
Gaz	3 807	6 716	0,18	0,16	0,55	0,42	0,22	0,115	0,007	0,03	0,45	0,58
Olej	1 096	791	0,12	0,07	0,38	0,20	0,074	0,025	0,05	0,07	0,62	0,80
En.jądrowa	2 793	3458	0,35	0,19	0,84	0,69	0,29	0,28	0,02	0,09	0,16	0,31
Woda	3 035	4 809	0,10	0,09	0,42	0,32	0,10	0,06	0,14	0,21	0,58	0,68
Biomasa i odpady	239	863	0,39	0,24	0,86	0,59	0,30	0,25	0,013	0,13	0,14	0,41
Wiatr	130	1490	0,63	0,40	0,89	0,73	0,21	0,22	0,03	0,10	0,11	0,27
Geotermia	59	177	0,10	0,08	0,64	0,54	0,29	0,28	0,00	0,03	0,36	0,46
Słońce	4	352	0,50	0,30	0,75	0,56	0,25	0,17	0,00	0,13	0,25	0,44
Inne	1	14	1,00	0,79	1,00	1,00	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00
OZE bez wody	433	2 896	0,425	0,32	0,84	0,65	0,27	0,225	0,016	0,11	0,16	0,35
Emisja CO ₂												
Energia	11 435	18 050	0,125	0,08	0,44	0,30	0,21	0,14	0,25	0,345	0,56	0,70
Węgiel	83 36	13 507	0,12	0,14	0,45	0,29	0,23	0,16	0,33	0,45	0,55	0,71
Gaz	2 217	3 895	0,14	0,13	0,43	0,35	0,17	0,10	0,01	0,03	0,57	0,65
Olej	882	647	0,11	0,06	0,34	0,17	0,08	0,03	0,06	0,09	0,66	0,83

TABELA 2. Porównanie produkcji elektryczności Polski, UE i świata, TW·h [3]

TABLE 2. Comparison of fuel shares in electricity production. Poland, EU, World [3]

Produkcja elektryczności	Polska		UE		Świat		Polska/ UE		Polska/Świat	
	2006	2030	2006	2030	2006	2030	2006	2030	2006	2030
Łącznie	147,7	201,8	3 316	4 158	18 921	33 265	0,0445	0,0485	0,0078	0,0061
Węgiel	135,2	114,1	1 021	989	7 756	1 4596	0,132	0,115	0,0174	0,0078
Gaz	4,6	13,4	682	1 094	3 807	6716	0,007	0,012	0,001	0,002
En. jądrowa	0,0	31,6	990	667	2793	3 458	0,00	0,047	0,00	0,009
OZE	5,47	39,7	492	1367	3468	7705	0,011	0,029	0,0015	0,005

TABELA 3. Porównanie wartości emisji CO₂ [3]TABLE 3. Comparison of CO₂ emissions

Emisja CO ₂	Polska		UE		Świat		Polska/ UE		Polska/Świat	
	2006	2030	2006	2030	2006	2030	2006	2030	2006	2030
Prod. energii [Mg]	188,5	157,2	1435	1429	11435	18050	0,1313	0,110	0,0165	0,009

USA (spadek z 21 do 14%). Udział krajów OECD spada z 44 do 30%. Emisja CO₂ z instalacji węglowych pozostaje w UE w rozpatrywanym w scenariuszu referencyjnym niemal na stałym poziomie (wzrost z 12 w 2006 r. do 14% w 2030 r.). Głównym emitentem są Chiny (wzrost z 45 do 55%). Emisja w USA zmniejsza się z 23 do 16%. Istotnie rośnie udział w emisji krajów spoza OECD (z 55 do 71%).

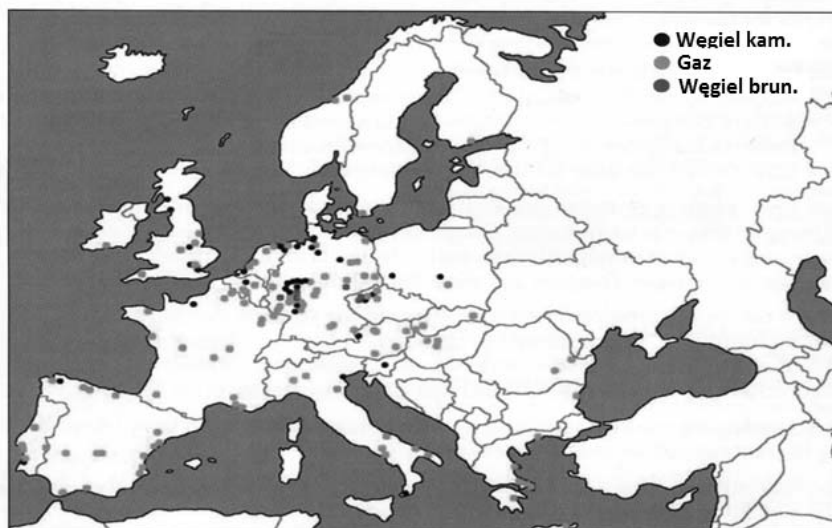
W 2006 r. udział Polski w produkcji elektryczności z węgla wynosił 13%. Zgodnie z danymi podanymi Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. udział ten maleje w 2030 r. do 11,5%. W skali świata spadek jest dwukrotny. **Oznacza to, że Polska zamierza zredukować swoją energetykę węglową z większą dynamiką niż cała UE.** Jej udział w skali świata maleje do 0,8% w 2030 r.

Jednym z podstawowych pytań jest, czy obecna infrastruktura technologiczna energetyki polskiej może ulec takiemu przekształceniu, aby osiągnąć cele przyjęte w Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku i w dalszej perspektywie. Konieczna jest szczegółowa dyskusja skali niepewności dotyczących tego zagadnienia. Istotnym zadaniem jest racjonalizacja zużycia energii (w tym zmniejszenie energochłonności dochodu narodowego i jego elektrochłonności). Nie bez znaczenia dla dalszego rozwoju cywilizacyjnego kraju jest przy tym zwiększenie spożycia energii elektrycznej *per capita*.

1. Ogólna charakterystyka inwestycji w zakresie paliw kopalnych

Analiza parametrów techniczno-ekonomicznych klasycznego bloku kondensacyjnego jak i innych technologii węglowych (np. układów gazowo-parowych zintegrowanych ze zgazowaniem węgla) wskazuje, że są i będą one ważne dla bezpieczeństwa energetycznego wielu krajów, w tym szczególnie Polski. Nikt, kto kieruje się racjonalnym osądem obecnej sytuacji w zakresie technologii generacji elektryczności, nie może negować tezy, że w najbliższych dekadach bezpieczny technicznie i ekonomicznie dostęp do elektryczności może być zapewniony tylko przez wykorzystanie dobrze zbilansowanej struktury paliwowej, ujmującej zarówno paliwa kopalne jak i źródła odnawialne. Optymalizacja tej struktury jest zadaniem ciągłym i wyklucza skokowe zmiany. Podkreślimy przy tym, że jej wyniki zależą od wielu czynników, nie tylko techniczno-ekonomicznych, ale także społecznych. Znaczenie tych ostatnich szybko rośnie.

Wcale nie jest paradoksem, że w obecnym stanie rozwoju technologii energetycznych, dla zapewnienia zwiększonego udziału w wytwarzaniu elektryczności źródeł nieodnawialnych (zwykle trudno regulowalnych), konieczna jest obecność w systemie elektroenergetycznym siłowni opalanych paliwami kopalnymi (węglowymi i gazowymi) o odpowiednich charakterystykach eksploatacyjnych (wysoka elastyczność cieplna, wysoka efektywność przy zmiennym obciążeniu). Przykładem niech będą dane przedstawione na rysunku 1, ilustrujące planowane inwestycje energetyczne paliw kopalnych w UE, a szczególnie w Niemczech [4]. Nie zawsze takie charakterystyki można uzyskać w eksploatacji istniejących



Rys. 1. Planowane inwestycje paliw kopalnych w UE

Fig. 1. New construction projects in European Union

elektrowni. Konieczne jest więc wprowadzenie nowych jednostek lub ciągła modernizacja istniejących siłowni. W Polsce konieczność nowych inwestycji dodatkowo uzasadnia wiek pracujących instalacji i wynikająca stąd konieczność wycofywania jednostek o niskich standardach ekologicznych i ekonomicznych.

Skoro stwierdzamy ważność nowoczesnych technologii paliw kopalnych, to dlaczego następuje wyraźne zahamowanie dynamiki inwestycyjnej w tym zakresie?

Istnieje wiele przyczyn, które zmniejszają dynamikę wprowadzenia nowych technologii, prowadząc do różnicy między najlepszymi dostępnymi technologiami a technologiami będącymi w użyciu. Można tu wymienić choćby [5,6]:

- ✧ kombinację niepewności, dotyczących decyzji inwestycyjnych z możliwościami zdobycia dodatkowych informacji z realizowanych procesów badawczo-rozwojowych, zmniejszających ryzyko inwestycyjne, które łącznie ze nieuniknionym stopniem nieodwracalności decyzji inwestycyjnych, kreują opcje na wyczekiwanie. Wspomaga to decyzje dotyczące kontynuacji eksploatacji istniejących, nie zawsze efektywnych, instalacji;
- ✧ przedsiębiorstwa mogą w sposób dynamiczny zmieniać strategię swego rozwoju na danym rynku i stracić zainteresowanie określonymi technologiami, co w konsekwencji prowadzi do braku inwestycji w najlepsze technologie w określonym obszarze;
- ✧ przedsiębiorstwa mogą mieć korzyści z utrzymywania (zwiększenia) różnorodności technologicznej, co razem z innymi celami strategicznymi może przeważać nad rachunkiem ekonomicznym, wskazującym na inną opcję;
- ✧ kryzys ekonomiczny;
- ✧ kłopoty z uzyskaniem pozwoleń – brak akceptacji społecznej;
- ✧ niedoskonałości technologiczne i konstrukcyjne spowodowane przyspieszonym wprowadzeniem na rynek, nienależycie sprawdzonych technologii i konstrukcji.

Te okoliczności wprowadzają dynamiczne elementy do procesu podejmowania decyzji, uzupełniając albo nawet zastępując czysto ekonomiczne analizy (czyli dążenie do dodatniej wartości NPV).

Trudno dokładnie ustalić, które z tych powodów są główną przyczyną opóźnień inwestycyjnych lub zmian podjętych decyzji inwestycyjnych w polskiej energetyce. Niektóre na pewno są związane z tym, że pewne koncerny energetyczne wycofują się z polskiego rynku (np. Vattenfall, aczkolwiek czyste technologie węglowe są ważnym priorytetem jego strategii rozwoju [7]). Ważne przyczyny są związane z nadziejami na szybką eksploatację gazu łupkowego w Polsce. Na rysunku 2 pokazano planowane inwestycje w polskiej energetyce.

Ich status podlega, na skutek zmian uwarunkowań politycznych i ekonomicznych oraz ekologicznych, ciągłej ewolucji. Trudno więc ustalić, które z nich i w jakim czasie zostaną zrealizowane. Największe szanse – jak należy przypuszczać – na szybkie realizacje mają technologie gazowe, co dla polskiego systemu energetycznego jest dobrym rozwiązaniem.

W przypadku technologii węglowych dość często wybierana jest opcja wyczekiwania.

Jest ona efektywna, kiedy ekonomiczne efekty uniknięcia ryzyka i zmniejszenia niepewności są większe niż konieczne nakłady modernizacyjne dla utrzymania produkcji (spełniającej normy ekologiczne i miary efektywności ekonomicznej). W Polsce ważne znaczenie mają zabiegi utrzymania produkcji z punktu widzenia spełnienia norm emisyjnych.

Węgiel kamienny	Gaz
2200 MW-Opole, PGE	833 MW-Połaniec, GDE –Suez
1600 MW-Lublin, PGE	460 MW-Włocławek, Orlen
1660 MW-Opalenie, Vattenfall	446 MW-Włocławek, GDE –Suez
1600 MW-Gryfino, PGE	440 MW-Stalowa Wola, TPE, PGNiG
1432 MW-Police, GDE – Suez	<u>800 MW-Kędzierzyn-Koźle, TPE, KGHM</u>
910 MW-Kozienice, ENEA	
910 MW-Jaworzno, TPE	
<u>910 MW-Kędzierzyn-Koźle, TPE</u>	
716 MW-Lublin, PGE	
480 MW-Warszawa Siekierki, Vattenfall(??)	
Węgiel brunatny	
2400 MW-Gubin, ENEA, PAK	

Rys. 2. Planowane inwestycje w Polsce (różne stadia zaawansowania)

Fig. 2. New construction projects in Poland

Przykładem jest dostosowanie wielu bloków do spełnienia obniżonych norm emisji tlenków azotu. **W przeciwnym przypadku można oczekiwać zwiększenia luki technologicznej między BAT a eksploatowanymi jednostkami dla danej klasy technologii.**

2. Potencjał aplikacyjny technologii węglowych i gazowych

[1, 8]

Z będących dziś do dyspozycji technologii węglowych:

- a) klasyczny blok parowy z kotłem pyłowym,
 - b) bloki parowe z paleniskami fluidalnymi,
 - c) kombinowane układy gazowo-parowe dwupaliwowe (utyliczujące gaz ziemny i węgiel):
 - c.1. klasyczny blok węglowy z gazową turbiną czołową,
 - c.2. sprzężone równoległe układy gazowo-parowe (instalacja turbiny gazowej z kotłem odzyskowym sprzężona z węglowym kotłem pyłowym);
 - d) technologie węglowe w układach z turbinami gazowymi:
 - d.1. ciśnieniowe spalanie węgla w kotłach fluidalnych (ze złożem stałym i cyrkulacyjnym),
 - d.2. całkowite i częściowe zgazowanie węgla zintegrowane z układem gazowo-parowym,
- główne znaczenie w generacji elektryczności mają bloki z kotłami pyłowymi i fluidalnymi, aczkolwiek wszystkie powinny być brane pod uwagę w procesie podejmowania decyzji inwestycyjnych.

Współcześnie oferowane są także kotły fluidalne z nadkrytycznym ciśnieniem pary.

Parametry pary świeżej i wtórnie przegrzanej istotnie wpływają na sprawność obiegu siłowni kondensacyjnej. Ich górne granice określają właściwości sprawdzonych i dostępnych na rynku tworzyw. Z tego powodu jest uzasadnionym wyróżnienie granicznych wartości temperatury, będących funkcją czasu (postępu w inżynierii materiałowej). Można przyjąć, że obecnie do zastosowania są parametry 30 MPa, 600/620°C. Zauważmy dodatkowo, że moce jednostkowe bloków mieszczą się w granicach: 700–900 MW – węgiel kamienny i 900–1100 MW – węgiel brunatny. Wykorzystanie obecnie dostępnych materiałów oraz optymalizacja obiegu cieplnego umożliwiają uzyskanie sprawności rzędu 45–46,5% (dla bloków z mokrymi chłodniami kominowymi). Za drugie kryterium doboru parametrów można przyjąć pożądaną wartość sprawności obiegu (bloku). Sprawność ta jest funkcją cen paliwa. Dla każdej założonej ceny można – za pomocą optymalizacji ekonomicznej – ustalić „optymalną” sprawność [9]. Trzecią drogą wyboru jest wykorzystanie danych dotyczących referencyjnych sprawności dla danej struktury technologicznej bloku [9, 10, 11].

Poważny potencjał dalszego wzrostu sprawności, obok podniesienia parametrów pary zasilającej turbinę (36 MPa/700/720°C – blok 50+), tkwi w doskonaleniu struktury technologicznej bloku, wykorzystaniu ciepła ze spalin wylotowych z kotła oraz podsuszeniu węgla. Ciepło ze spalin odlotowych z kotła wykorzystuje się w pracujących już i budowanych obecnie blokach do podgrzania wody w układzie regeneracji turbiny. W tym przypadku można uzyskać przyrosty sprawności w zakresie 0,25–1, punktu procentowego w zależności od konfiguracji układu odzysku i rodzaju spalnego węgla [12, 13]. Poważny potencjał poprawy sprawności tkwi w zastosowaniu suszenia węgla. Rozwijane są obecnie różne technologie suszenia [14, 15]. W [16] przedstawiono wybrane wyniki analizy potencjału wykorzystania spalin wylotowych z kotła do podsuszenia węgla. Przyrost sprawności kotła wyniósł 3,3 punktu procentowego, natomiast przyrost sprawności bloku 1,8 punktu procentowego. Porównując te wartości z danymi uzyskanymi przy zastosowaniu innych metod wykorzystania ciepła odpadowego spalin, zauważamy, że podsuszanie węgla spalinami ma największy potencjał wzrostu sprawności. Jest to zabieg szczególnie istotny dla bloków utylizujących węgiel brunatny.

W wielu analizach formułuje się opinię, że o przyszłym rozwoju i upowszechnieniu technologii węglowych w dużej mierze zadecyduje sposób rozwiązania problematyki wychwytu i składowania dwutlenku węgla. Pod pojęciem „sposób” należy tu rozumieć zespół działań, zarówno o charakterze technologicznym, politycznym, jak i społecznym. Istotny wpływ będzie odgrywać także ekonomika przedsięwzięcia. Punktem wyjścia do dyskusji powinna być jednak ocena możliwości technologicznych. Ogólnie rzecz biorąc systemy usuwania dwutlenku węgla można zgrupować w następujące rodziny procesów [17]:

- ✧ wychwyt CO₂ z gazów spalinowych,
- ✧ separacja CO₂ z paliwa gazowego lub gazu syntezowego przed procesem spalania,
- ✧ spalanie paliw w atmosferze tlenu z recyrkulacją CO₂,
- ✧ separacja węgla z paliwa przed procesem spalania np. proces Hydrocarb,
- ✧ wylapywanie i usuwanie CO₂ w procesach wykorzystujących ogniwa paliwowe,
- ✧ *chemical looping*.

Obecnie rośnie znaczenie technologii gazowych. Zakres ich zastosowań obejmuje nie tylko autonomiczne zespoły turbinowe, czy turbiny stacjonarne dla układów gazowo-pa-

rowych na gaz ziemny, ale także turbiny pracujące w układach gazowo-parowych zintegrowanych ze zgazowaniem węgla i wychwytem CO₂ (turbiny wodorowe). Istotne kierunki ewolucji są następstwem polityki dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej (spalanie tlenowe, usuwanie dwutlenku węgla ze spalin).

Główne współcześnie formułowane wymagania w stosunku do technologii energetycznych:

- ✧ wysoka niezawodność i dyspozycyjność,
- ✧ wysoka sprawność,
- ✧ niska emisja,
- ✧ wysoka elastyczność eksploatacyjna,
- ✧ elastyczność paliwowa,
- ✧ niskie koszty utrzymania, prowadzenia eksploatacji,

obowiązują także dla układów energetycznych z turbinami gazowymi. Muszą one stanowić nie tylko podstawę (kryteria) oceny poszczególnych rozwiązań, lecz także tkwić u podstaw programów badawczych w zakresie doskonalenia ich konstrukcji, procesów spalania oraz technik eksploatacji i jej kontroli [18]. Mimo rosnącego uzależnienia UE od importu gazu w krajach Unii realizuje się i przygotowuje nowe inwestycje w energetyce gazowej różnych mocy. Jest to uzasadnione zważywszy na:

- ✧ możliwość uzyskania wysokich sprawności układów gazowo-parowych (58–60% najwyższa sprawność w układach z silnikami cieplnymi),
- ✧ małe obciążenie środowiska naturalnego w procesie wytwarzania elektryczności i ciepła,
- ✧ wysoką niezawodność i elastyczność eksploatacyjną,
- ✧ istotne funkcje w zakresie usług systemowych (głównie autonomiczne zespoły turbin gazowych).

Oczekuje się, że układ gazowo-parowy z nowymi turbinami gazowymi może osiągnąć w najbliższej przyszłości sprawność 63–65%. Kryterium termodynamiczne jako miara postępu w doskonaleniu układów turbin gazowych dużej mocy nie jest jedynym. Jego znaczenie nie jest podważane, zwraca się jednak uwagę na inne kryteria, zwłaszcza kryterium elastyczności eksploatacyjnej (zespołu turbiny i całego układu gazowo-parowego). Obejmuje ono nie tylko etap uruchomienia i odstawienia, ale także możliwość głębokich zmian obciążenia. To podejście jest charakterystyczne dla wszystkich producentów, szczególnie mocno akcentowane jest przez przedstawicieli GE (zob. np. [19]). Jest to szczególnie istotne w przypadku dużego udziału źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym.

W perspektywie do 2050 r. należy w grupie paliw organicznych rozpatrywać następujące technologie produkcji elektryczności [1, 20]:

a. Węglowe i gazowe technologie z wychwytem CO₂:

- ✧ instalacje węglowe ze spalaniem powietrznym (kotły pyłowe i fluidalne) z wychwytem dwutlenku węgla,
- ✧ instalacje węglowe ze spalaniem tlenowym,
- ✧ układy gazowo-parowe ze zgazowaniem węgla,
- ✧ układy poligeneracyjne,
- ✧ klasyczne układy gazowo-parowe z wychwytem CO₂,
- ✧ instalacje gazowe ze spalaniem tlenowym;

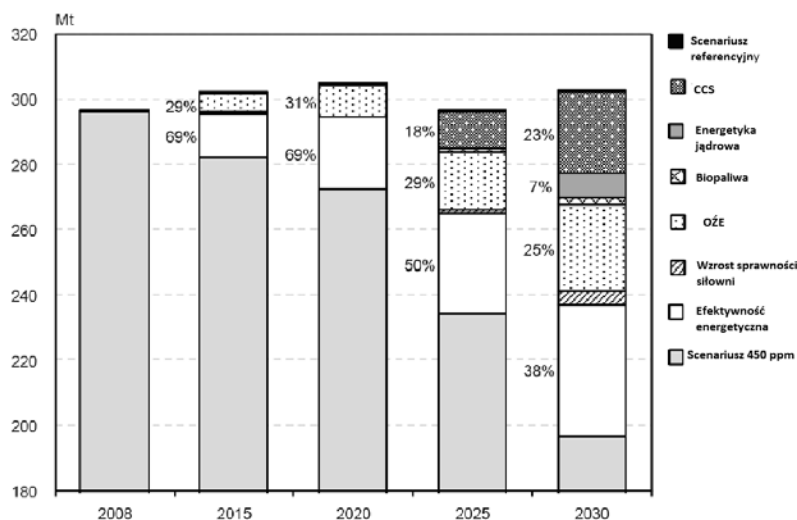
- b. Układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem biomasy (w tym z wychwytem CO₂);
- c. Układy technologiczne o różnej strukturze technologicznej ze spalaniem i współspalaniem biomasy (w tym z wychwytem CO₂);
- d. Węglowe i gazowe instalacje nowej generacji:
 - ✧ ultra-nadkrytyczne bloki z kotłami pyłowymi (bloki 50+),
 - ✧ instalacje hybrydowe z ceramicznymi i węglanowymi ogniwami paliwowymi,
 - ✧ układy węglowe – *chemical looping*,
 - ✧ układy gazowe – *chemical looping*.

Trudno obecnie wskazać nowe technologie, które pojawią się po 2050 roku. Można przypuszczać, że w szerszej skali zostaną upowszechnione technologie hybrydowe oraz gazowe i węglowe technologie typu *chemical looping*, aczkolwiek niektóre analizy wskazują na możliwość wcześniejszego wprowadzenia tych technologii [21].

Podsumowanie i uwagi końcowe [1, 5]

- ✧ Nie ma zasadniczych sprzeczności technologicznych między poszczególnymi technologiami, w tym sensie, że możliwe jest wykorzystanie ich charakterystyk w budowie racjonalnej struktury paliwowej systemu elektroenergetycznego. Wzrastający udział wytwarzania losowego (źródła o małej gęstości energetycznej) zwiększa wymagania w stosunku do źródeł o dużej gęstości (energetyka paliw kopalnych) – elastyczność cieplna, ekonomia zmiennego obciążenia.
- ✧ Węgiel w polskiej energetyce odgrywał i odgrywa istotną rolę. W scenariuszu nakreślonym w polityce Energetycznej Polski do 2030 r. następuje względne i bezwzględne zmniejszenie jego udziału w produkcji elektryczności (zwłaszcza w okresie do 2020 r.) [22, 23, 24]. Nie oznacza to jednak jego eliminacji jako głównego paliwa w podsystemie elektroenergetycznym. Jeśli dodatkowo wziąć pod uwagę konieczny proces zamykania nieefektywnych jednostek wytwórczych (do 2020 roku przewiduje się wycofanie około 10 GW mocy), to problem budowy nowych jednostek węglowych nabiera istotnego znaczenia (zgodnie z [22] generacja elektryczności z węgla powinna wzrastać po 2020 r.). Wśród nowych budowanych jednostek blok kondensacyjny będzie zapewne stanowić ważną opcję technologiczną [24]. Barię jego rozwoju są problemy ekologiczne. Szansą jest sytuacja paliwowa, potencjał wzrostu sprawności i elastyczności cieplnej.
- ✧ Wprowadzenie do polskiego sektora wytwarzania elektryczności technologii gazowych jest koniecznością. Układy autonomiczne mogą spełniać istotną rolę regulacyjną. Układy gazowo-parowe o dużej elastyczności cieplnej obok ograniczenia emisji dwutlenku węgla mogą także spełniać funkcje regulacyjne. Zespoły turbin gazowych mogą stanowić również podstawę do budowy instalacji akumulacyjnych. Główną barierą może okazać się niestabilność na rynku paliwa gazowego, w związku z poważnie zwiększonym zainteresowaniem tą klasą technologii w wielu częściach globu.

- ✧ Wszystkie rozpatrywane scenariusze osiągnięcia stabilizacji stężenia CO₂ w atmosferze (opcja 450 ppmv) – zarówno w skali globu, jak również dla Polski – przewidują wprowadzenie CCS [24, 25] (rys. 3). Problemowi temu, oprócz nie wyjaśnionych do końca



Rys. 3. Zmiana emisji CO₂ w scenariuszu 450 ppm z podziałem na rodzaj przedsięwzięć (na podstawie [24])

Fig. 3. Fuel Combustion – related CO₂ Abatement by type 2008-2030[24]

aspektów technologicznych, towarzyszy wiele wyzwań ekonomicznych i społecznych. Jest to w istocie rzeczy kompleks problemów społeczno-ekonomicznych dotyczących całej gospodarki, a nie tylko energetyki. Jednym z podstawowych pytań jest, czy obecna infrastruktura technologiczna energetyki polskiej może ulec takiemu przekształceniu, aby osiągnąć cele przyjęte w Polityce Energetycznej Polski do 2030 roku i dalszej perspektywie [26]. Dla łagodzenia tej niepewności konieczny jest intensywny rozwój badań naukowych i towarzyszącej infrastruktury demonstracyjnej.

- ✧ Racjonalne przyspieszenie transformacji systemu energetycznego wymaga ciągłego poszerzenia wiedzy w społeczeństwie. Tylko w ten sposób można uniknąć powstania wrogości wobec jednej klasy technologii i przecenienia roli innych. Jest to zadanie kierowane nie tylko do całego systemu edukacji, ale także polityków i działaczy gospodarczych

W niniejszej publikacji zostały wykorzystane wyniki uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

Literatura

- [1] CHMIELNIAK T., 2011 – Węglowy blok kondensacyjny – możliwości rozwoju. Wydawnictwo okolicznościowe Politechniki Śląskiej z. 27, Gliwice.
- [2] COSTELLA J.P. – ClimateGate Analysis; www.scienceandpublicpolicy.org
- [3] CHMIELNIAK T., 2010 – Ocena sytuacji w energetyce światowej (Analiza sytuacji w zakresie zużycia pierwotnych źródeł energii, produkcji elektryczności, analizy scenariuszy prognozowanych struktur technologicznych uwzględniających różne opcje ograniczenia emisji dwutlenku węgla). Opracowanie cząstkowe w etapie 17.IV.2.1.1 Projektu Strategicznego Zaawansowane technologie pozyskiwania energii, zad.1.: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin, Gliwice.
- [4] Dane VGB, 2011.
- [5] CHMIELNIAK T., 2011 – Kilka słów o dylematach rozwoju technologii energetycznych. Wystąpienie na uroczystości nadania dr h.c. Pol. Śląskiej prof. T.Chmielniakowi w dniu 23.05.2011.
- [6] BLYTH W., 2010 – The Economics of Transition in the Power Sector. IEA Information Paper.
- [7] ALTMANN H., LINGREN G., BURCHARD U., 2011 – Vattenfall's CCS Strategy. VGB PowerTech 6.
- [8] CHMIELNIAK T., ŁUKOWICZ H., 2010 – Zasadność budowy zespołów turbin gazowych w Polsce – aspekty techniczne i ekologiczne. Materiały Sympozjum Ewolucja Polskiej Energetyki – rozwój – standardy – wyzwania, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, 24–26 listopada, Szczyrk.
- [9] CHMIELNIAK T., ŁUKOWICZ H., KOCHANIEWICZ A., 2008 – Kierunki wzrostu sprawności współczesnych bloków energetycznych. Rynek Energii 6(79).
- [10] CHMIELNIAK T., ŁUKOWICZ H., 2007 – Wybór parametrów obiegu dla polskiego nadkrytycznego bloku węglowego. Materiały I Konferencji N-T Współczesne Technologie i Urządzenia Energetyczne, Kraków, październik 2007.
- [11] THEIS K.A., 2005 – Kurzbericht über die Tätigkeit der VGB PowerTech 2004/2005, Power-Tech 9.
- [12] ŁUKOWICZ H., MRONCZ M., 2010 – Odzysk ciepła ze spalin. [W:] Obiegi cieplne nadkrytycznych bloków węglowych. Red. T.Chmielniak, A. Ziebig. Wyd. Pol. Śląskiej. Gliwice.
- [13] PRONOBIS M., 2002 – Modernizacja kotłów energetycznych. WNT, Warszawa.
- [14] KRUCZEK H. – Poprawa sprawności bloku siłownianego poprzez wykorzystanie ciepła oparów z suszenia węgla brunatnego. Materiały zamieszczone w internecie http://www.klaster-energia.wroc.pl/storage/File/download/case_turow.pdf
- [15] ŁUKOWICZ H., CHMIELNIAK T., KOCHANIEWICZ A., MRONCZ M., 2011 – An analysis of the use of waste heat from exhaust gases of a brown coal-fired power plant for drying coal. Rynek Energii 1(92), s. 157.
- [16] BAUER F., TSCHAFFON H., HOURFAR D., 2008 – Role of 700°C Technology for the Carbon – low Power Supply, VGB PowerTech 4.
- [17] CHMIELNIAK T.J., CHMIELNIAK T., 2001 – Sposoby ograniczenia emisji CO₂ z procesów energetycznego przetwórstwa paliw kopalnych. Mat. III Konf. Dostosowanie Energetyki do Standardów Europejskich w zakresie Techniki i Ekologii, Gliwice, Katowice, s. 25–38.
- [18] CHMIELNIAK T., 2009 – Turbiny gazowe. Kierunki rozwoju. [W:] Strategie rozwojowe w zakresie maszyn i urządzeń energetycznych. Red. T. Chmielniak. Wyd. Instytutu Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Gliwice.
- [19] SHELLEY S., 2008 – Buying a Gas Turbine No Quick Pick. Turbomachinery International. January/February 2008.

- [20] How the Energy Sektor Can Deliver on a Climate Agreement in Copenhagen. OECD/IEA 2009.
- [21] CHMIELNIAK T., 2011 – Rola różnych rodzajów technologii w osiągnięciu celów emisyjnych w perspektywie do 2050. Rynek Energii 1(92).
- [22] Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2009.
- [23] Wyzwania paliwowe, technologiczne i ekologiczne dla polskiej energetyki. Opracowanie Komitetu Problemów Energetyki PAN (Red. T. Chmielniak, M. Pawlik, J. Malko, J. Lewandowski). Wyd. Pol. Śląskiej, Gliwice 2010.
- [24] Energy and CO₂ Emmisions of Poland. IEA working paper Paris 2010.
- [25] MALKO J., 2011 – Model POLES – ocena transformacji energetyki XXI wieku. Polityka Energetyczna t. 14, z. 1.
- [26] KAMIŃSKI J., 2011 – Konsolidacja sektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce: wyniki analizy wskaźnikowej. Polityka Energetyczna t. 14, z. 1.

Tadeusz CHMIELNIAK

Opportunities and Barriers of Fossil –fired Power Plants Deployment

Abstract

Analysis of technical and economic parameters of a classic condensing coal power plant and other coal technologies (for example integrated gasification combined cycles) indicates that they are and they will be important for the energy security of many countries, particularly for Poland. Additional in Poland new investment are justified by the age of working installations, and the resulting necessity for the withdrawal of units with low environmental and economic standards. There are many reasons for which reduce the dynamics of the introduction of new technologies, leading to the difference between the best available technologies and technologies which are in use. Introduction of natural gas technology to the Polish electricity generation sector is a necessity. Autonomous systems can serve an important regulatory role. Gas and steam cycles with high flexibility next to reduce carbon dioxide emissions may also fulfill regulatory functions. Gas turbines can also provide the basis for the construction of accumulation installations. The main barrier may be instability in the gaseous fuel market, related with increased interest in this class of technology in many parts of the globe. Reasonable speed up of the transformation of the energy system requires a continuous expansion of knowledge in society. Only in this way the emergence of hostility toward one class technology and overestimate the role of others can be avoided. It is a task not only for the entire education system but also politicians and economic activists.

KEY WORDS: fossil fuel energy technologies, application potential, investment dynamics