

Tadeusz CHMIELNIAK*

Węglowe technologie energetyczne 2020+

STRESZCZENIE. W artykule omówiono główne uwarunkowania rozwoju technologii węglowych wynikające z aktualnie przewidywanych scenariuszy osiągnięcia pożądanego stężenia dwutlenku węgla w atmosferze. Z analizowanych scenariuszy wynika, że nie można sprostać zapotrzebowaniu na elektryczność bez wykorzystania węgla. Dla spełnienia obowiązujących i nowych wymagań ekologicznych konieczne jest opracowanie nowych klas technologii jego wykorzystania do produkcji elektryczności. Przedstawiono kierunki rozwoju bloku kondensacyjnego oraz układu gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla. Określono zakres koniecznych prac badawczo-rozwojowych. Porównano główne charakterystyki technologii z uwzględnieniem ich ewolucji i doskonalenia.

SŁOWA KLUCZOWE: scenariusze rozwoju technologii energetycznych, technologie węglowe, blok kondensacyjny, spalanie tlenowe, IGCC, wychwytywanie CO₂

Wprowadzenie

Działalność ludzka – w tym pozyskiwanie paliw kopalnych, ich procesy konwersji do pożądaných postaci energii, produkcja żywności oraz inna aktywność gospodarcza – skutkuje obciążeniem środowiska różnymi substancjami gazowymi stałymi i ciekłymi. Jednym z następstw jest akumulacja w atmosferze gazów, zwanych cieplarnianymi, w dużej mierze odpowiedzialnych za bilans radiacyjny Ziemi i – co z tym związane – z możliwością

* Prof. zw. dr hab. inż., czł. koresp. PAN – Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska, Gliwice.

istotnych zmian klimatycznych [1]. Oprócz gazów cieplarnianych (CO_2 , CH_4 , N_2O , SF_6 , freony i inne) ważnymi substancjami kształtującymi klimat są aerozole. Istota ich wpływu nie jest jednak w pełni zrozumiała. Utrzymanie stałego poziomu stężenia podstawowych substancji wpływających na stan termiczny atmosfery i kształtowanie klimatu wymaga utrzymania równowagi między ich emisją a zdolnościami do ich konwersji w atmosferze, w procesach fotosyntezy oraz akumulacji w hydrosferze, litosferze i kriosferze. Współczesna aktywność antropogeniczna w zakresie CO_2 powoduje wzrost jego stężenia „brutto” w atmosferze o około 3 ppm(v) rocznie, zaś obecne zdolności akumulacyjne powodują, że wzrost stężenia „netto” jest rzędu 1,5 ppm(v) [1]. Likwidacja tej nadwyżki obok przedsięwzięć służących wzmocnieniu naturalnej zdolności akumulacyjnej globu (np. biosekwestracji) wymaga ograniczenia emisji tej substancji. Ważną rolę w osiągnięciu tego celu mogą odegrać nowe i zmodernizowane technologie energetyczne. Należy jednak wyraźnie zaznaczyć, że produkcja energii nie jest jedynym źródłem emisji substancji wpływających na klimat (w 2006 roku w UE 27 udział energetyki w emisji CO_2 wynosił 37% [2, 3]). Z tego powodu osiągnięcie stabilizacji stężenia wymaga istotnych zmian we wszystkich obszarach aktywności człowieka (oszczędne użytkowanie energii, przemysł, rolnictwo, transport itd.).

Decyzje dotyczące strategii rozwoju technologii energetycznych powinny być podejmowane z uwzględnieniem dostępności paliw (w tym własnego potencjału paliwowego), aktualnej struktury technologicznej w poszczególnych krajach, zachowania ich suwerenności i bezpieczeństwa energetycznego oraz przewidywanego zapotrzebowania na różne postacie energii. W tym sensie nie można przewidywać zunifikowanych strategii energetycznych, także w krajach UE [4]. Punkt startu jest bowiem bardzo różny. Określa go stan zasobów naturalnych, dotychczasowa struktura technologiczna energetyki oraz stosunek do wprowadzenia i upowszechnienia energetyki jądrowej. W takich krajach UE jak Francja, Szwecja, Wielka Brytania ważne znaczenie w strategii dalszego ograniczenia emisji CO_2 ma energetyka jądrowa; w Niemczech, Polsce i innych krajach, w których udział węgla w produkcji elektryczności jest znaczący, ważne będą działania ukierunkowane na wzrost efektywności termodynamicznej i ekonomicznej bloków węglowych oraz rozwój technologii wychwytu CO_2 (w różnych opcjach charakterystycznych dla czystych technologii węglowych). Kraje dysponujące dużym potencjałem źródeł odnawialnych (np. Dania, Niemcy – wiatr, Szwecja, Szwajcaria, Norwegia – woda, Hiszpania, Włochy, Portugalia – słońce) znaczną część swego zapotrzebowania na energię elektryczną mogą generować wykorzystując ten rodzaj zasobów.

Ilustracją trudnej dla Polski sytuacji wyjściowej są dane zawarte w tabeli 1. Dominująca rola węgla w polskim sektorze elektroenergetycznym powoduje, że emisja CO_2 na jednostkę produkcji elektryczności jest w Polsce niemal dwukrotnie wyższa niż w Niemczech i we Włoszech, pomimo dużego względnego zużycia w tych krajach paliw kopalnych do produkcji elektryczności. Mniejsze emisje są spowodowane znacznie większym udziałem technologii gazowych w produkcji elektryczności.

Przewidywana w Polityce Energetycznej Polski do 2030 r zmiana struktury technologicznej wytwarzania elektryczności (wprowadzenie energetyki jądrowej, energetyki gazowej, intensyfikacja wykorzystania źródeł odnawialnych) nie pozwoli na skokową zmianę emisji względnej CO_2 . Nie wyeliminuje więc konieczności poszukiwania rozwiązań w zakresie nowych technologii węglowych.

TABELA 1. Emisja jednostkowa CO₂ w Polsce i innych krajach UETABLE 1. Unit emission of CO₂ in Poland and other EU countries

	Udział w generacji elektryczności (2007 [%])				Emisja
	E. wodna	Źródła odnawialne	E. jądrowa	paliwa kopalne	g CO ₂ /kWh
Polska	1,7	1,8	0	96,5	970
W. Brytania	1,3	4,8	16	77,9	520
Niemcy	4,2	16,4	22,1	57,3	514
Włochy	7,2	0,9	0	91,9	535
Francja	12	1	77	10	100
EDF	8	1	87	4	40

1. Rozpatrywane scenariusze stabilizacji stężenia dwutlenku węgla w atmosferze

Wiele organizacji, instytucji i ośrodków badawczych opracowuje i przedstawia scenariusze zużycia energii, rozwoju technologii energetycznych i stabilizacji stężenia gazów cieplarnianych (głównie CO₂) w atmosferze [np. 5–9]. Wyróżnikiem podziału jest zazwyczaj różne tempo wzrostu gospodarczego i różne założenia dotyczące cen paliw. W scenariuszach technologicznych ważnym kryterium jest poziom stabilizacji stężenia CO₂ w atmosferze. W tym ostatnim przypadku najczęściej rozważa się scenariusz referencyjny i scenariusze umożliwiające osiągnięcie odpowiednich stężeń dwutlenku węgla, w tym 450–550 ppm (wartości odpowiadające wzrostowi średniej temperatury o około 2°C [7]) [6, 10, 11]. W opracowaniu [10] rozważono optymalne (kosztowo) ścieżki osiągnięcia dwóch celów: 1 – emisji dwutlenku węgla w 2050 roku na poziomie 2005 roku (grupa scenariuszy ACT – koszt redukcji emisji 50 USD/tona CO₂, poniżej podano dane dla ACT Map – scenariusz zakładający postęp w rozwoju wszystkich technologii energetycznych); 2 – 50% redukcji emisji w 2050 (grupa scenariuszy BLU – koszt redukcji emisji 200 USD/tona CO₂, poniżej podano dane dla BLU Map). Badania dotyczyły całej gospodarki. W zakresie produkcji elektryczności w obu przypadkach w skali globu konieczna byłaby istotna zmiana struktury paliwowej i technologicznej.

Zgodnie ze scenariuszem ACT Map 18% elektryczności w 2050 pochodzić będzie z instalacji wyposażonych w CCS, zaś w scenariuszu BLU Map – 27%. Dla uzyskania przewidzianych w obu scenariuszach efektów emisyjnych konieczne są w skali globu następujące inwestycje (w nawiasie scenariusz BLU Map) [10]:

- ✧ technologie węglowe z CCS – 30(35) bloki o mocy 500MW rocznie,
- ✧ technologie gazowe z CCS 1(20) bloki o mocy 500MW rocznie,

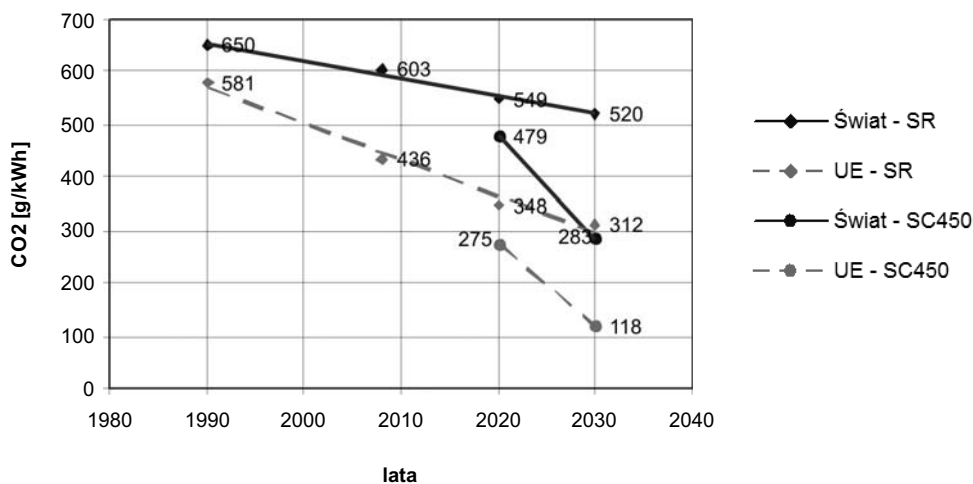
- ✧ instalacje jądrowe – 24(32) bloki o mocy 1000MW rocznie,
- ✧ instalacje biomasowe – 30(100) instalacji o mocy 50 MW rocznie,
- ✧ elektrownie wiatrowe *onshore* – 2900(1400) jednostek o mocy 4 MW rocznie,
- ✧ elektrownie wiatrowe *ofshore* – 775(3750) jednostek o mocy 4 MW rocznie,
- ✧ elektrownie geotermalne – 50(130) instalacji o mocy 100MW rocznie,
- ✧ elektrownie słoneczne – 45(80) instalacji o mocy 250 MW rocznie,
- ✧ elektrownie słoneczne z ogniwami fotowoltaicznymi – 115(215) mln m² paneli rocznie,
- ✧ elektrownie wodne – 1/5 potencjału hydroenergetycznego Kanady rocznie.

Szacowane dodatkowe nakłady inwestycyjne do 2050 roku na realizację scenariusza ATP Map to około 400 mld dolarów rocznie (równoważność PKB Holandii), zaś scenariusza BLU Map 1,1 biliona dolarów rocznie (PKB Włoch).

Przedstawione dane wskazują na istotną ewolucję technologiczną w sektorze wytwarzania elektryczności w skali globu. W poszczególnych rejonach i krajach konieczne zmiany kierunków inwestycyjnych mogą odbiegać od przedstawionych wyżej. Niezależnie jednak od dynamicznego wprowadzania technologii odnawialnych technologie paliw organicznych pozostają ważnym elementem składowym w bilansie produkcji elektryczności. Zakres ich ewolucji jest przy tym szczególnie szeroki, wymagający rozwiązania wielu zadań o charakterze badawczo-rozwojowym. Dla krajów o istotnej roli węgla w bilansie energetycznym zadania te są szczególnie trudne zarówno w aspekcie technologicznym jak i ekonomicznym. Do takich krajów niewątpliwie należy Polska.

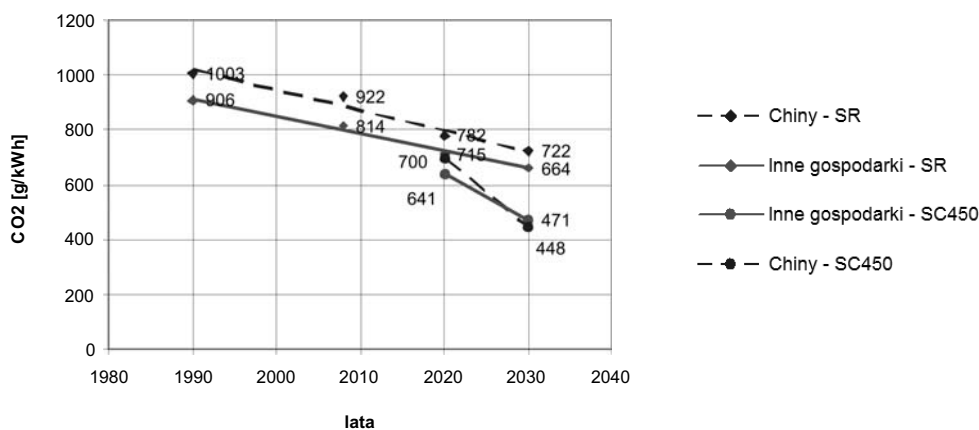
2. Pożądana dynamika zmian w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla

Na podstawie danych przedstawianych w różnych scenariuszach trudno jest określić szczegółowe scenariusze dla poszczególnych krajów. W opracowaniu [11] nakreślono potencjał redukcji emisji CO₂ w krajach OECD+ (kraje należące do OECD i kraje UE nie będące członkami OECD), w UE, w grupie krajów, będących największymi emitorami poza OECD+(Brazylia, Chiny, Rosja, Środkowy Wschód, Afryka Południowa) – inne gospodarki oraz w krajach pozostałych. Ponadto przedstawiono dane dla USA, Japonii, Chin i Rosji. Rozpatrywano pożądaną spadek emisji dla realizacji scenariusza 450 osiągalnego w 2030 r. w stosunku do scenariusza referencyjnego, będącego konsekwencją realizacji aktualnie obowiązującej polityki energetycznej w UE i innych krajach. Na rysunku 1 pokazano dane dla względnej emisji CO₂ w produkcji elektryczności w UE i na świecie dla obu scenariuszy. Pożądana emisja w UE dla scenariusza 450 jest niemal trzykrotnie mniejsza niż w skali globu i wynosi 118 g/kW·h. Mimo, że średni gradient pożądanego obniżenia emisji w okresie 2007–2030 w UE (9,64 g/kW·h na rok) jest mniejszy niż w skali globu (10,8 g/kW·h na rok), to skala zmian technologicznych jest dużo głębsza. Dane te oznaczają w istocie rzeczy bardzo istotne ograniczenie eksploatacji w UE technologii węglowych bez wychwyty CO₂



Rys. 1. Emisja dwutlenku węgla dla świata i UE w latach 1990–2030. SR-scenariusz referencyjny, SC450-scenariusz uzyskania stężenia 450 ppm w 2030 roku

Fig. 1. CO₂ emissions for World and EU 1990–2030. SR-Reference Scenario, SC450- 450 ppm Scenario (2030)



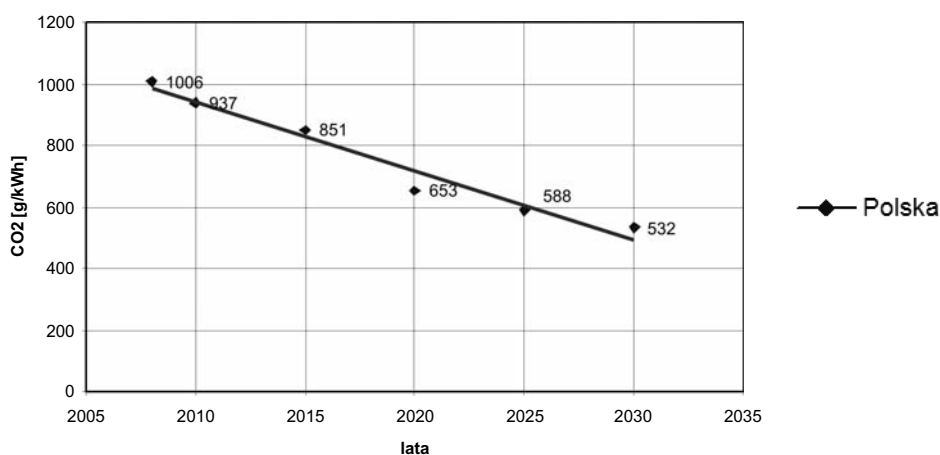
Rys. 2. Emisja dwutlenku węgla dla Chin i innych gospodarek w latach 1990–2030. SR-scenariusz referencyjny, SC450-scenariusz uzyskania stężenia 450 ppm w 2030 roku

Fig. 2. CO₂ emissions for China and Other Major Economies 1990–2030. SR-Reference Scenario, SC450- 450 ppm Scenario (2030)

Rysunek drugi ilustruje odpowiednie dane dla Chin i innych gospodarek. W tym przypadku emisje pożądane dla scenariusza 450 są do siebie zbliżone, przekraczając stężenia emisji w skali globu niemal półtorakrotnie.

Warto zaznaczyć, że średni gradient zmiany emisji jest istotnie większy niż dla globu i UE (wynosi on około 13,6 g/kW·h na rok). Dane odpowiadające scenariuszowi zawartemu w Polityce Energetycznej Polski do 2030 r. przedstawia rysunek 3. Mimo, że względna

emisja dwutlenku węgla w produkcji elektryczności przekracza pożądaną w scenariuszu 450 w skali globu, a zwłaszcza UE, to jednak wyraźnego podkreślenia wymaga skala zmniejszania w rozpatrywanym okresie – 17,5 g/kW·h na rok. Jest ona znacznie większa od przewidywanej w OECD+, w skali globu a przede wszystkim UE. Przedstawione dane ilustrują istotne znaczenie warunków startu (stan technologii energetycznych, struktura paliwowa) na konieczną dynamikę ograniczenia emisji. Są dowodem na konieczność indywidualnego podejścia do formułowania celów i sposobów ich osiągnięcia w poszczególnych krajach.



Rys. 3. Ewolucja emisji w polskiej energetyce zgodnie z Polityką Energetyczną Polski do 2030 r.

Fig. 3. CO₂ emissions according to Polish Energy Policy –2030

3. Technologie energetyczne paliw organicznych dla rozwiązania sformułowanych celów emisyjnych

W perspektywie do 2050 r. należy w grupie paliw organicznych rozpatrywać następujące technologie produkcji elektryczności:

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);

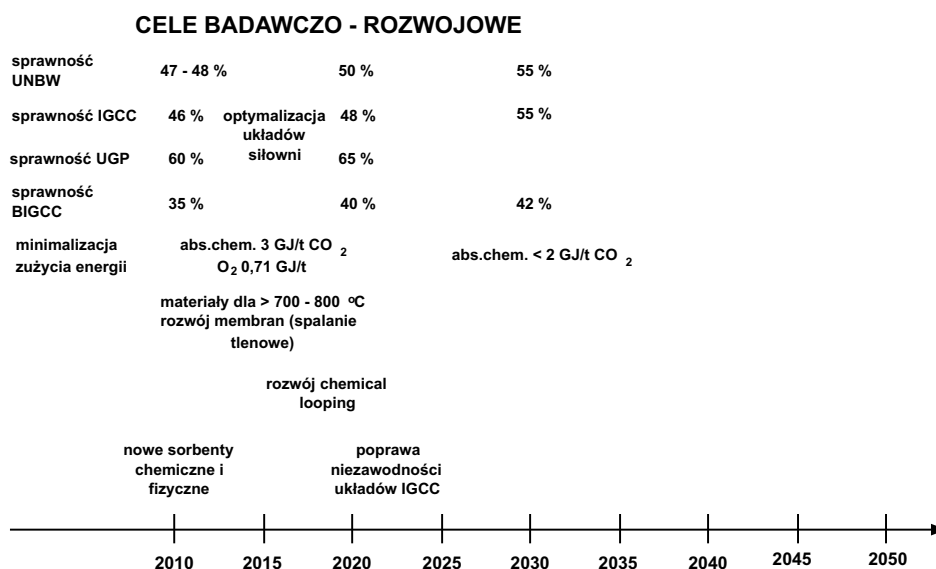
d) węglowe i gazowe instalacje nowej generacji:

- ❖ 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 [12].

We wszystkich omawianych scenariuszach planuje się osiągnąć istotne efekty zastępując węgiel gazem w produkcji elektryczności. Nabiera więc znaczenia rozwój układów gazowo-parowych, w tym układów z wychwytem CO₂. Problem ten powinien zostać szczególnie dokładnie przeanalizowany w Polsce, zwłaszcza z uwzględnieniem wieku polskiej energetyki węglowej.

Na rysunku 4 zilustrowano główne cele i okresy ich uzyskania dla podstawowych klas technologii [np. 12]. Główne zadania dotyczą wzrostu sprawności, rozwoju nowych technik



Rys. 4. Pożądane cele badawczo-rozwojowe technologii energetycznych w latach 2010–2030

Oznaczenia: UNBW – ultra-nadkrytyczne bloki węglowe, IGCC – układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla, UPG – układy gazowo-parowe, BIGCC – Układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem biomasy

Na podstawie [12]

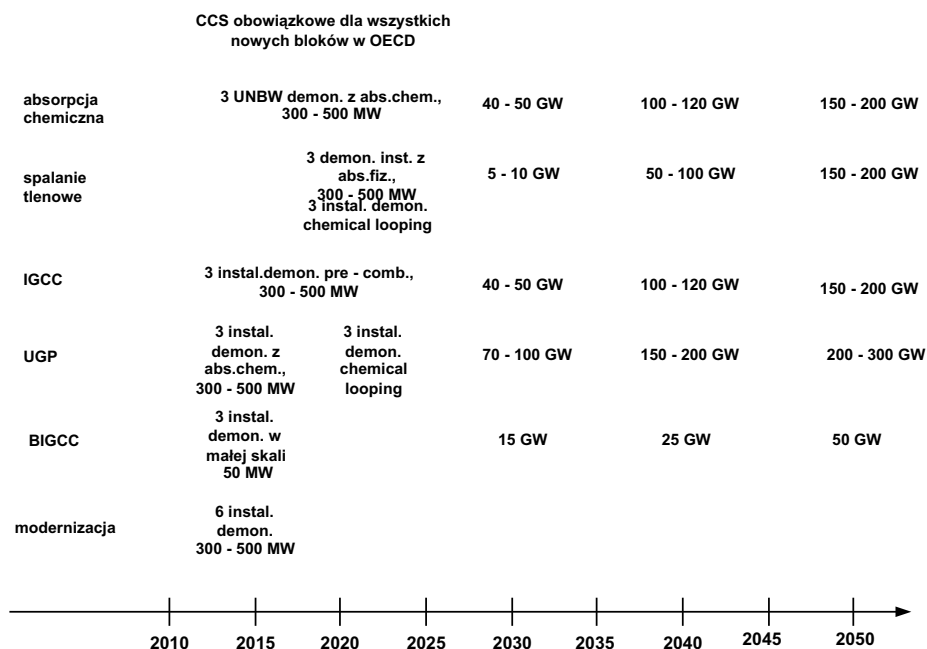
Fig. 4. R&D Target for Power Generation Technologies-Proposed Timeline. UNBW-USCSC (Ultra Supercritical Steam Cycle), IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), UPG-NGCC (Natural Gas Combined Cycle), BIGCC (Biomass Integrated Gasification Combined Cycle)

According to [12]

separacji, zmniejszenia kosztów inwestycyjnych oraz wzrostu niezawodności i dyspozycyjności instalacji. Aby te cele osiągnąć wymagana jest budowa wielu instalacji demonstracyjnych, których eksploatacja powinna służyć zgromadzeniu wiedzy dla doskonalenia podstawowych procesów charakterystycznych dla nowych technologii.

Rysunki 5 i 6 pokazują odpowiednio pożądane instalacje demonstracyjne i przewidywane upowszechnienie technologii paliw organicznych oraz wielkość szacowanych jednostkowych nakładów inwestycyjnych. Dane na rysunkach 5 i 6 dotyczą scenariusza BLU Map [10, 12]. Warto zwrócić uwagę na oczekiwaną dynamikę upowszechnienia poszczególnych rodzajów technologii i tempo zmniejszania wysokości jednostkowych nakładów inwestycyjnych.

INSTALACJE DEMONSTRACYJNE I KOMERCYJNE (ZAKRES UPOWSZECHNIENIA)

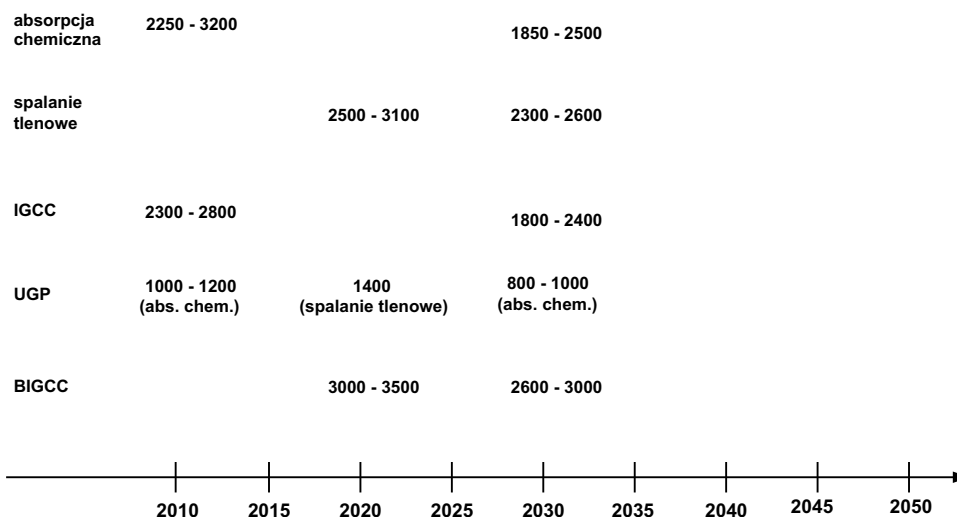


Rys. 5. Instalacje demonstracyjne i zakres upowszechnienia technologii konieczny do osiągnięcia celów scenariusz BLU Map (na podstawie [12]). Oznaczenia jak na rys. 4

Fig. 5. Demonstration and Deployment Targets. Proposed Timeline. Detonation as on fig. 4

W grupie technologii węglowych blok kondensacyjny stanowi główny węzeł wytwórczy. Jego doskonalenie ma więc istotne znaczenie dla poprawy efektywności termodynamicznej, ekologicznej i ekonomicznej produkcji elektryczności. Analizie tego zagadnienia poświęca się wiele prac [np. 13–19], także w kontekście integracji instalacji wychwytu CO₂ z obiegiem cieplnym bloku kondensacyjnego [20–22]. Szczegółową analizę potencjału termodynamicznego obiegu siłowni kondensacyjnej przedstawiono w [23]. Obok kryterium sprawnościowego na wybór parametrów obiegu mają wpływ także inne wymogi, w tym: niskie emisje, wysoka niezawodność i dyspozycyjność, wysoka elastyczność eksploa-

NAKLĄDY INWESTYCYJNE Z UWZGLĘDNIENIEM CCS (USD/kWh)

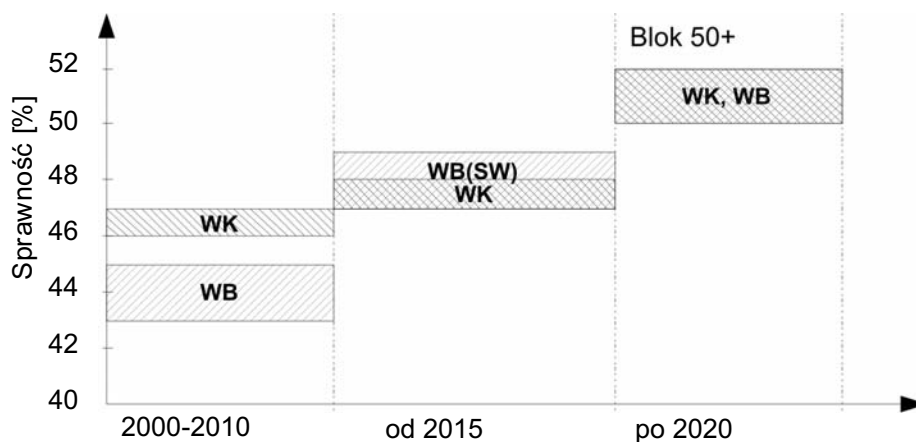


Rys. 6. Szacowane nakłady inwestycyjne (scenariusz BLU Map, na podstawie [12]). Oznaczenia jak na rys. 4

Fig. 6. Investments Costs with CCS Targets (BLU Map Scenario, according to [12]). Detonation as on fig. 4

tacyjna, niskie koszty utrzymania i prowadzenia eksploatacji. Dekarbonizacja procesu wytwarzania energii elektrycznej (redukcja emisji CO₂) wzmacnia znaczenie kryterium sprawnościowego. Na sprawność instalacji wpływa także struktura obiegu oraz efektywność jego głównych modułów (turbin, kotłów, wymienników ciepła). Zabiegi doskonalące blok kondensacyjny powinny skutkować wzrostem sprawności przedstawionym schematycznie na rysunku 7. Istotny wzrost sprawności po 2020 r. jest następstwem zastosowania nowych materiałów i zabiegów doskonalących maszyny i urządzenia energetyczne oraz wykorzystania innych koncepcji doskonalących obieg. Dla bloków opalanych węglem brunatnym ważny efekt przynosi zastosowanie suszenia węgla. W badanych obecnie technologiach suszenia wykorzystuje się zazwyczaj parę wodną. Dalsze badania naukowe powinny przygotować rozwiązania prowadzące do osiągnięcia po 2030 roku sprawności rzędu 55% (rys. 4).

Głównym elementem na drodze ewolucji bloku kondensacyjnego jest ograniczenie emisji dwutlenku węgla. Obecnie brane są pod uwagę dwie technologie: zastosowanie wychwytu CO₂ ze spalin (technologie klasy *post combustion*) i spalanie tlenowe. Obie technologie w obecnym stanie rozwoju prowadzą do znacznej degradacji sprawności. W pierwszym przypadku źródłem strat sprawności jest wysoka energochłonność desorpcji dostępnych obecnie aminowych sorbentów dwutlenku węgla, w drugim energochłonność generacji tlenu. Zadania badawcze powinny być więc skupione na poszukiwaniu sorbentów nowej generacji o zmniejszonej energochłonności desorpcji (do 2–3 GJ/t CO₂ w latach 2020–2030, rys. 4). Dla nowej klasy sorbentów energia rozerwania wiązania powinna się mieścić w granicach 0,7–1,25 GJ/t CO₂ [14 rozdział 7]. Dla rozwoju i upow-



Rys. 7. Oczekiwany wzrost sprawności bloku kondensacyjnego opalanego węglem kamiennym (WK) i brunatnym (WB)

Fig. 7. Development for Power Plants Efficiencies. WK-Hard coal, WB-Lignite

szechnienia technologii spalania tlenowego podstawowe znaczenie ma opanowanie membranowej metody rozdziału powietrza na tlen i azot. Metody membranowe są także nadzieją poprawy procesu separacji dwutlenku węgla ze spalin [14]. Porównanie podstawowych charakterystyk technologii bloku kondensacyjnego zawiera tabela 2.

Technologie energetyczne zintegrowane ze zgazowaniem węgla są rozpatrywane jako ważny segment rozwoju technologii węglowych. Obok układów do produkcji elektryczności badane są możliwości budowy układów poligeneracyjnych, w tym produkcji elektryczności i wodoru, a także innych produktów i paliw. Obecnie na rynku oferowane są głównie instalacje:

- ✧ blok tlenowy IGCC na węgiel kamienny firmy *GE* (generator gazu typu *Texaco* w różnych wariantach),
- ✧ blok tlenowy IGCC na węgiel kamienny *Conoco Philips* (generator *E-GasTM*),
- ✧ blok tlenowy IGCC na węgiel kamienny firmy *Shell* (generator strumieniowy typu *Shell*),
- ✧ układ *Siemens Fuel Gasification Technology GmbH GSP* (węgiel kamienny i brunatny),
- ✧ blok na węgiel brunatny z generatorem *Winklera* (RWE).

Wszystkie te instalacje mają podobną strukturę technologiczną części parowej. Turbiny gazowe są przystosowane do spalania gazu ze stosunkowo dużą zawartością wodoru (turbiny klasy F *GE* i *Siemensa –Westinghouse'a*).

Usuwanie CO_2 w tej technologii wymaga przeprowadzenia hydrolizy CO i następnie separacji CO_2 ze strumienia $\text{H}_2 + \text{CO}_2$. Procesy te mogą przebiegać odmiennie dla poszczególnych reaktorów. W tabeli 1 podano ogólne charakterystyki tej technologii. Z przedstawionych danych wynika, że omawiana technologia charakteryzuje się względnie niskimi kosztami wytwarzania elektryczności i wysokimi sprawnościami. Jej dalszy rozwój, podobnie jak innych prawie zeroemisyjnych instalacji węglowych wymaga intensywnych badań naukowych i budowy wielu instalacji demonstracyjnych (rys. 4).

TABELA 2. Wybrane charakterystyki technologii węglowych i gazowych

TABLE 2. Selected characteristics of coal and gas technologies

Technologie	Rok wprowadzenia	Nakłady inwestycyjne [USD/kW]	Sprawność [%]	Obniżenie sprawności [%]	Dodatkowe zużycie paliwa [%]	Sprawność wychwytu [%]	Koszt wychwytu [USD/tCO ₂]	Cena energii el. [cUSD/kW·h]	Referencyjna cena energii el. [cUSD/kW·h]	Dod. koszt energii el. [cUSD/kW·h]
Bloki węglowe + ACH	2010	1850	31	-12	39	85	33	6,79	3,75	3,04
Bloki węglowe, membrany + ACH	2020	1720	36	-8	22	85	29	6,10	3,75	2,35
Bloki węglowe ultranadkrytyczne membrany + ACH	2030	1675	42	-8	19	95	25	5,70	3,75	1,95
IGCC, Selexol	2010	2100	38	-8	21	85	39	6,73	3,75	2,98
IGCC, Selexol	2020	1635	40	-6	15	85	26	5,71	3,75	1,96
UGP + ACH	2010	800	47	-9	19	85	54	5,73	3,75	1,98
UGP, spalanie tlenowe	2020	800	51	-8	16	85	49	5,41	3,75	1,66
IGCC, biomasa	2025	3000	33	-7	21	85	32	10,06	7,46	2,60
Bloki węglowe, <i>chemical looping</i> – badania rozwojowe	2020	1400	39	-5	13	85	20	5,26	3,75	1,51
UGP, <i>chemical looping</i> – badania rozwojowe	2025	900	56	-4	7	85	54	5,39	3,75	1,64
IGCC, SOFC	2035	2100	56	-4	7	100	37	6,00	3,75	2,25
UGP, SOFC	2030	1200	66	-4	6	100	54	5,39	3,75	1,64

Podsumowanie i uwagi końcowe

Obecnie jesteśmy świadkami istotnych przewartościowań celów i strategii rozwoju technologii energetycznych. Głównym wyzwaniem jest ograniczenie antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych (w tym głównie CO₂), towarzyszącej procesom wytwarzania energii i tym samym zahamowanie obserwowanych zmian klimatycznych – dekarbonizacja energetyki.

Ważnym obszarem analizy są zagadnienia dotyczące nowych generacji technologii energetycznych, które mogą sprostać celom sformułowanym w polityce energetycznej UE i Polski. Mimo dynamicznego wzrostu udziału w produkcji elektryczności niektórych rodzajów technologii źródeł odnawialnych (głównie wiatru) oraz przewidywanego wzrostu udziału w bilansie energetycznym technologii jądrowych, węgiel pozostaje istotnym paliwem dla produkcji elektryczności i innych produktów. Rozwój technologii węglowych spełniających kryteria ekologiczne, ekonomiczne i eksploatacyjne pozostaje więc ważnym zadaniem nauki i przemysłu. W dekadzie 2010–2020 uwaga powinna być skupiona wokół następujących zagadnień.

Bloki węglowe: wzrost sprawności (nowe parametry, procesy suszenia, wykorzystanie ciepła niskotemperaturowego, doskonalenie układu regeneracyjnego, kotłów i turbin itd.), optymalizacja procesów i modułów instalacji, optymalizacja i kontrola eksploatacji, wzrost elastyczności cieplnej, przygotowanie i wprowadzenie technologii wychwytu dwutlenku węgla ze spalin (nowe sorbenty, modelowanie, instalacje pilotowe, integracja z obiegiem cieplnym itd.), uzyskanie postępu w produkcji tlenu, opanowanie spalania tlenowego, wzrost wysiłków w zakresie akceptacji społecznej dla nowych technologii węglowych.

Układy IGCC: wzrost sprawności, optymalizacja procesów generacji gazu, jego oczyszczania i kompozycji, wzrost niezawodności i dyspozycyjności, opanowanie procesu hydrolizy CO, wprowadzanie technologii separacji CO₂, rozwój nowych klas turbin gazowych, rozwój technologii poligeneracyjnych, w tym wodoru i paliw syntetycznych itd.

W maju bieżącego roku został uruchomiony projekt strategiczny Zaawansowane technologie pozyskiwania energii, którego 3 zadania (Zadanie nr 1 „Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zeroemisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin”. Zadanie nr 2 „Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂”. Zadanie nr 3 „Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej”) są ściśle ukierunkowane na wspomaganie rozwoju technologii węglowych w kierunku zwiększenia ich potencjału jako technologii prawie zeroemisyjnych.

Przedstawione w artykule wyniki zostały 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 „zeroemisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

Literatura

- [1] SOCOLOW R., SEGRE E., 2003 – Capturing and Storing Fossil – Fuel Carbon. November 24, www.princeton.edu.
- [2] European Environment Agency(EEA). November 2008.
- [3] Obiegi ciepłe nadkrytycznych bloków węglowych. Red. T. Chmielniak , A. Ziębik. Wyd. Politechniki Śląskiej, Gliwice 2010.
- [4] Kraftwerke (KW) 2020+. Kraftwerks- Optionen für die Zukunft und der damit verbundene Forschungsbedarf. Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats des VGB 2010.
- [5] Clean Coal Technologies. Accelerating Commercial and Policy Drivers for Deployment. Coal Industry Advisory Board(CIAB) International Energy Agency(IEA), 2008.
- [6] World Energy Outlook IEA, 2007, 2009.
- [7] STERN N., 2007 – The Economics of Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge.
- [8] CLARKE L.E. i in., 2006 – Climate Change Mitigation: Analysis of Advanced Technology Scenarios. Pacific Northwest National Laboratory.
- [9] Annual Energy Outlook 2009. Energy Information Administration march 2009, www.eia.doe.gov/oiaf/aeo
- [10] Energy Technology Perspectives – Scenarios and Strategies to 2050. IEA/OECD, Paris 2008.
- [11] How the Energy Sektor Can Deliver on a Climate Agreement in Copenhagen. OECD/IEA 2009.
- [12] CO₂ CAPTURE AND STORAGE.A key carbon abatement option. IEA 2009.
- [13] CHMIELNIAK T., 2008 – Technologie energetyczne. WNT, Warszawa.
- [14] Obiegi ciepłe nadkrytycznych układów węglowych. Red.: T. Chmielniak, A. Ziębik. Wyd. Politechniki Śląskiej, Gliwice 2010.
- [15] CHMIELNIAK T., ŁUKOWICZ H., KOCHANIEWICZ A., 2008 – Kierunki wzrostu sprawności współczesnych bloków energetycznych. Rynek Energii 6(79), s. 14–20.
- [16] CHMIELNIAK T., ŁUKOWICZ H., 2007 – Wybór parametrów obiegu dla polskiego nadkrytycznego bloku węglowego. I Konferencja nt.: Współczesne technologie i urządzenia energetyczne, Kraków.
- [17] MOHRBACH L., STOLZENBERGER C., 2008 – Ultra Super Critical Coal Generation. IERE 2008 Florida Workshop More kW·h’s Less Carbon.
- [18] GERSCHNER G., 2008 – COMTES700 – on track towards the 50 plus Power Plant. New Build Europe 2008, Düsseldorf, 4th-5th March 2008.
- [19] CHMIELNIAK T., ŁUKOWICZ H., KOCHANIEWICZ A., 2008 – Analiza nadkrytycznych układów siłowni parowych z odzyskiem ciepła ze spalin. Archiwum Energetyki tom XXXVIII, nr 2, 31–39.
- [20] CO₂ Capture Ready Plants. Technical Study, Report Number: 2007/4.
- [21] CHMIELNIAK T., KOSMAN G., ŁUKOWICZ H., BŁECH K., 2008 – Siłownie kondensacyjne “Capture Ready”. ZN Elektryka z. 60, Nr 323.
- [22] CHMIELNIAK T., KOSMAN G., ŁUKOWICZ H., 2008 – Integracja instalacji wychwytu CO₂ z kondensacyjnymi blokami energetycznymi. Rynek Energii 6, 75–81.
- [23] CHMIELNIAK T., ŁUKOWICZ H., 2010 – Condensing power plant cycle – assessing possibilities of improving efficiency. Materiały II Konferencji nt.: Technologie i urządzenia energetyczne, Kraków.

Tadeusz CHMIELNIAK

Coal Power Plants 2020+

Abstract

The article describes main issues of coal technology development which arise from predicted scenario of a CO₂ concentration level in the atmosphere. A conclusion of this scenario is that the demand for electricity could not be satisfied without coal utilization. For the purpose of satisfying current and future ecology regulation, it is necessary to work out new coal technology classes for electricity production. Development directions of steam and gas-steam cycles integrated with coal gasification are shown. The scope of research and development work is determined. Main characteristics which take into account their evolution and development are compared.

KEY WORDS: scenarios of energy technology development, coal technologies, steam cycle, oxy-combustion, IGCC, CO₂ separation