

Marek ŚCIAŻKO\*, Lesław ZAPART\*\*, Krzysztof DRESZER\*

## Analiza efektywności zgazowania węgla połączonego z usuwaniem ditlenku węgla

STRESZCZENIE. Zgazowanie węgla jest technologią umożliwiającą nie tylko osiągnięcie wysokich sprawności wytwarzania energii elektrycznej, ale także może być bezpośrednio powiązane z wytwarzaniem paliw ciekłych. W obu przypadkach efektywność wytwarzania produktów uzależniona jest od kosztów związanych z emisją ditlenku węgla. W pracy poddano analizie wpływ uwzględnienia kosztów emisji ditlenku węgla na efektywność ekonomiczną różnych układów technologicznych opartych o zgazowanie węgla, tzn. podstawowego — zintegrowanego z zespołem turbin parowo-gazowych (IGCC) oraz poligeneracyjnego — wytwarzającego równocześnie energię elektryczną i paliwa ciekłe.

SŁOWA KLUCZOWE: zgazowanie, poligeneracja, paliwa ciekłe

### Wprowadzenie

Węgiel kamienny postrzegany jest obecnie w wielu krajach świata (Chiny, Indie, USA, Australia, Japonia, RPA) jako surowiec o znaczeniu strategicznym dla zabezpieczenia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. Jego zasoby znacznie przekraczają geologicznie rozpoznane rezerwy ropy naftowej i gazu ziemnego. Ocenia się, że przy obecnym poziomie

---

\* Dr inż. — Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze; e-mail: office@ichpw.zabrze.pl, dreszer@ichpw.zabrze.pl

\*\* Mgr inż. — Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze; e-mail: zapart@ichpw.zabrze.pl

Recenzent: prof. dr hab. inż. Euegniusz MOKRZYCKI

zużycia węgla zaspokoi potrzeby światowe na około 200—300 lat. Polska jest krajem zasobnym w ten nośnik energii, mimo, że nasze zasoby są mniejsze i mogą wystarczyć jedynie na 50—70 lat. Jest to jednak okres na tyle długi, że węgiel odgrywać będzie istotną rolę w bilansie paliwowo-energetycznym kraju, przede wszystkim dla wytwarzania energii elektrycznej. W związku jednak ze zwiększonymi wymaganiami środowiskowymi, w tym związanymi z wprowadzeniem systemu kontroli emisji CO<sub>2</sub>, wdraża się nowe technologie, które umożliwiają nie tylko osiągnięcie wysokich sprawności wytwarzania energii, ale także pozwalają usunąć CO<sub>2</sub> przy najniższych kosztach. Do takich technologii należy zgazowanie węgla ze zintegrowanym układem parowo-gazowym (IGCC). Ponadto z uwagi na szybko rosnące ceny innych nośników energii należy brać także pod uwagę możliwość wytwarzania, oprócz prądu, paliw płynnych metodą pośrednią z gazu syntezowego otrzymanego w wyniku zgazowania węgla (tzw. poligeneracja). W tym ostatnim przypadku syntetyczne paliwa silnikowe mogą z powodzeniem zastąpić paliwa otrzymywane z importowanej ropy naftowej. Wymienione kierunki rozwoju technologicznego są już obecnie podstawą kreowania strategii rozwoju energetyki i przemysłu paliwowo-chemicznego w USA i Chinach. W celu oceny efektywności ekonomicznej [1] tych rozwiązań technologicznych poddano je analizie z uwzględnieniem uwarunkowań krajowych, a dodatkowo wzięto pod uwagę koszty emisji CO<sub>2</sub>, które w krajach Unii Europejskiej podnoszą koszty wytwarzania zarówno energii elektrycznej jak i paliw płynnych z węgla. Koszty te mogą być decydujące o efektywności ekonomicznej technologii i muszą być rozpatrywane z uwagi na formalny wymóg administracyjny określający limity emisji CO<sub>2</sub> związany m.in. z przetwórstwem węgla. W niniejszym artykule przedstawiono wyniki analizy porównawczej dla dwóch technologii, tzn.: zintegrowanego układu parowo-gazowego opartego o zgazowanie węgla i układu zgazowania związanego z jednoczesnym wytwarzaniem energii elektrycznej i paliw silnikowych metodą syntezy Fischera-Tropscha.

## Stan rozwoju zastosowania zgazowania

Wybór opcji technologii konwersji węgla ukierunkowanej na wytwarzanie energii elektrycznej i paliw płynnych zasadniczo związane musi być ze zgazowaniem. Wynika to z aktualnego poziomu rozwoju technologicznego. Obecnie eksploatowane są w dużej skali reaktory zgazowania metodą Lurgi z suchym usuwaniem popiołu zarówno w RPA w zakładach firmy Sasol jak i w USA w Dakota Gas Company. W pierwszym przypadku wytwarza się paliwa ciekłe silnikowe, a w drugim syntetyczny gaz ziemny (SNG). Łącznie w obu lokalizacjach przerabia się ponad 30 mln ton węgla produkując paliwa ciekłe silnikowe w ilości 7 mln ton/rok i 1,5 mld m<sup>3</sup> SNG. Konstrukcje stosowanych reaktorów powstały w latach pięćdziesiątych ubiegłego wieku i z tego powodu można te procesy zaliczyć do układów I generacji.

Do układów II generacji zaliczamy reaktory ze złożem fluidalnym (HTR Winkler) lub reaktory zawieszinowe przepływowe (Shall, Chevron Texaco, Destec, Prenflo), które

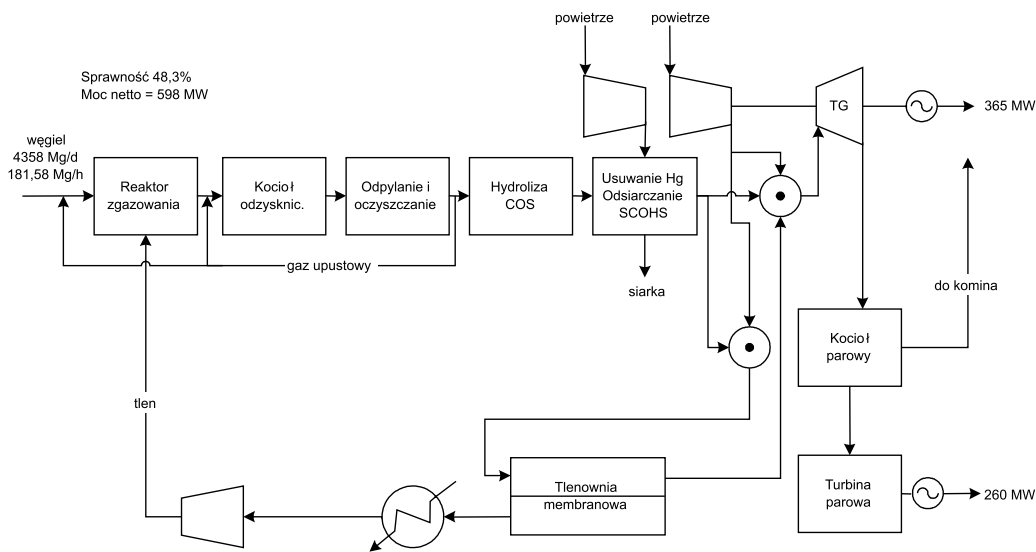
zademonstrowane zostały w latach dziewięćdziesiątych w czterech następujących lokalizacjach: DEMKOLEC (Buggenum, Holandia) — 252 MW<sub>e</sub>, Wabash River (Indiana, USA) — 252 MW<sub>e</sub>, Tampa Electric (Floryda, USA) — 250 MW<sub>e</sub>, Puertollano (Hiszpania) — 300 MW<sub>e</sub>. Zdobyte doświadczenia eksploatacyjne pozwalają obecnie przystąpić do opracowania wysokozintegrowanych układów generacyjnych, których sprawność energetyczna osiąga około 50% w przypadku produkcji energii elektrycznej, a dla układu poligeneracyjnego około 60%. Układy te zalicza się do technologii III generacji, w których wytworzony gaz syntezowy może być stosowany zarówno do produkcji paliw ciekłych (benzyna, olej napędowy dieslowski) jak i energii elektrycznej przy jednoczesnym usuwaniu wytworzonego ditlenku węgla.

Biorąc pod uwagę aktualnie realizowane przedsięwzięcia studialne i inwestycyjne aplikacja przemysłowa trzeciej generacji układów zgazowania może nastąpić po 2010 r. Należy także przyjąć, że pełny cykl inwestycyjny uwzględniający wstępny projekt, uzgodnienia formalne i finansowe oraz cykl realizacji budowy wynosi od 4 do 6 lat w zależności od stopnia skomplikowania przedsięwzięcia. Mimo istniejącego ryzyka technicznego wdrożenia wielkoskalowych układów opartych na zgazowaniu węgla jedynie w USA przewiduje się w jednym ze scenariuszy zainstalowanie około 70 GW<sub>e</sub> w elektrowniach typu IGCC [2], w wielu przypadkach w opcji poligeneracyjnej.

## Zgazowanie dla wytwarzania energii elektrycznej

Analizę układu IGCC oparto o opracowanie firmy Mitretek [3], w którym rozpatrywano różne konfiguracje układu technologicznego. Schemat technologiczny rozpatrywany poniżej przedstawiono na rysunku 1. Podstawowa konfiguracja układu zawiera dwa przyszłościowe elementy, tzn. membranową separację powietrza na tlen i azot (ITM) oraz selektywne katalityczne utlenianie siarczków. Rozwiązania takie, jak się przypuszcza, pozwolą osiągnąć sprawność netto układu na poziomie 48% i znacznie obniżyć koszty inwestycyjne.

Czysty gaz syntezowy produkowany jest w generatorze przepływowym z suchym dozowaniem pyłu węglowego. Z uwagi na brak tradycyjnego rozdziału powietrza węgiel podawany jest w fazie gęstej przy użyciu ochłodzonego, recyrkulowanego gazu syntezowego, który stosowany jest także do schłodzenia gazu reaktorowego poniżej temperatury topnienia popiołu. Ciepło fizyczne gazu jest następnie odzyskiwane w kotle, gdzie wytwarzana jest para wysokoprężna. Surowy gaz jest przesyłany do płuczki wodnej dla usunięcia amoniaku, chlorków, cyjanków oraz resztek pyłów, a następnie do zespołu hydrolizy COS. Gaz wychodzący z zespołu hydrolizy COS jest chłodzony do około 135°C, gdzie zakłada się, że w tym przedziale temperatury można usunąć rtęć. Gaz jest następnie przesyłany do zespołu selektywnego katalitycznego utleniania związków siarki (SCOHS). Ponieważ ten układ odzyskuje siarkę bezpośrednio, tradycyjna instalacja Clausa nie jest wymagana. Następnie strumień czystego gazu jest dzielony. Część gazu jest przesyłana bezpośrednio do zespołu



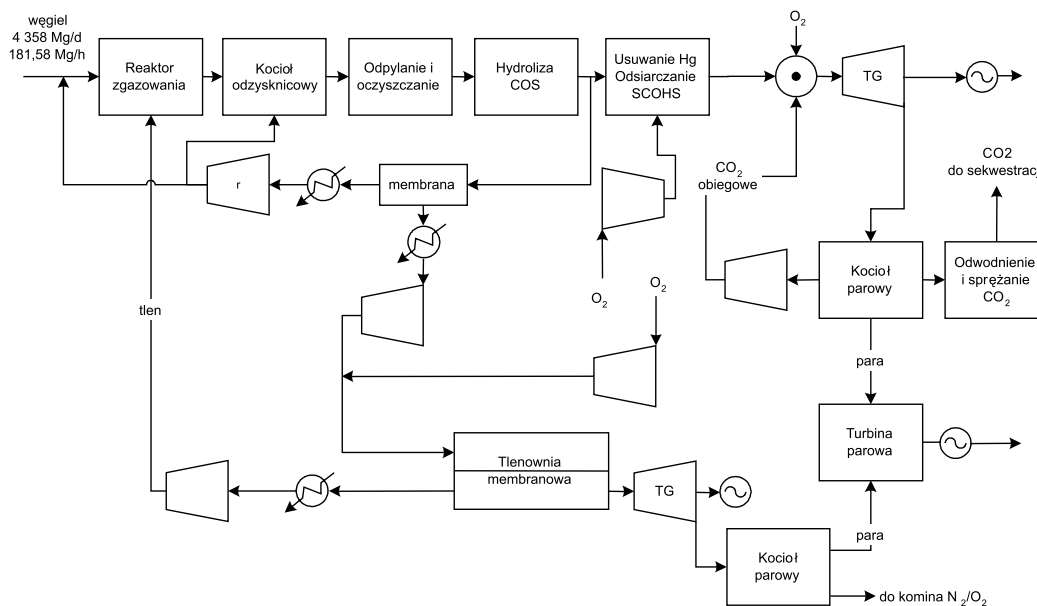
Rys. 1. Podstawowy układ IGCC z membranowym rozdziałem powietrza

Fig. 1. Basic IGCC configuration with membrane air separation unit

komory spalania turbiny gazowej typu GE-FB dla generowania energii, a reszta gazu jest przesyłana do zespołu komory spalania, której funkcją jest podgrzewanie sprężonego powietrza do reaktora z membranami jonowymi (ITM). Reaktor ITM działa w temperaturze około 900°C. Gaz wylotowy z turbiny gazowej jest przesyłany do wysokotemperaturowego wymiennika ciepła (kotła parowego), a wytworzona przegrzana para do turbiny parowej.

Na rysunku 2 przedstawiono natomiast schemat układu, w którym cały wytwarzany ditlenek węgla jest separowany ze strumienia spalin. Oczekuje się, że ta konfiguracja będzie możliwa do realizacji około 2010 r. Podobnie jak poprzednio węgiel zgazowany jest tlenem w jednostopniowym generatorze gazu. Zasadniczą różnicą jest natomiast stosowanie czystego tlenu do spalania gazu, co powoduje powstanie spalin zawierających jedynie parę wodną i ditlenek węgla łatwo usuwalny z układu. Powietrze kierowane do rozdziału podgrzewane jest strumieniem czystego wodoru spalane przed układem. Wodór uzyskuje się z zawracanego strumienia gazu surowego i jest on używany, aby w zespole komory spalania nie wytwarzać w ogóle ditlenku węgla.

Przyjmując opisaną konfigurację układu oraz zakładając cenę sprzedaży energii elektrycznej 140,8 zł/MWh (średnia za I półrocze 2005), cenę węgla 7 zł/GJ, którego wartość opału wynosi 22 MJ/kg otrzymano wyniki przedstawione w tabeli 1. Obliczenia wykonano dla trzech wariantów, tzn.: elektrowni typu IGCC, dla której przyznano limity emisji ditlenku węgla (wariant I), elektrowni typu IGCC, która ponosi koszty emisji ditlenku węgla (wariant II) i elektrowni typu IGCC, w której zainstalowano układ usuwania ditlenku węgla, a wydzielony CO<sub>2</sub> jest transportowany na odległość 250 km oraz składowany geologicznie (wariant III). W obliczeniach przyjęto, że współczynnik wykorzystania mocy wynosi 85% a łączna wytwarzana moc wynosi 625 MW, w tym 365 MW z turbiny gazowej i 260 MW z turbiny parowej.



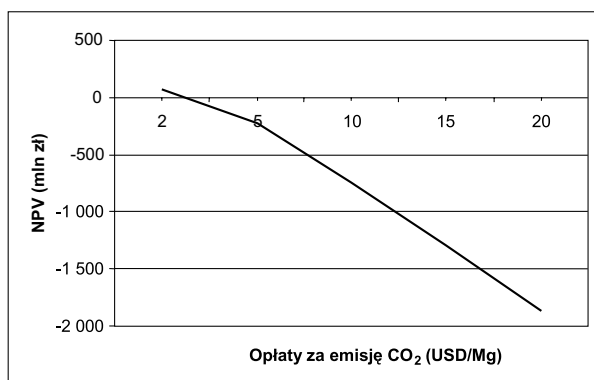
Rys. 2. Schemat IGCC z układem usuwania ditlenku węgla

Fig. 2. Block diagram of IGCC with carbon dioxide removal unit

TABELA 1. Zestawienie wyników analizowanych wariantów

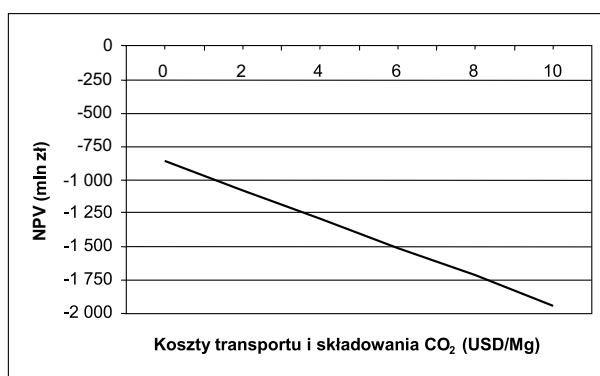
TABLE 1. Specifications of evaluated cases (1 USD = 3,0086 zł)

Wariant	I	II	III
Nakłady inwestycyjne [mln zł]	1 940	1 940	2 275
Moc netto [MW]	598	598	523
Współczynnik wykorzystania mocy [%]	85	85	85
Sprawność netto układu [%]	48,3	48,3	41,7
Wskaźnik nakładów inwestycyjnych [zł/kW]	3 244	3 244	4 349
Zużycie paliwa [Mg/godz.]	223	223	225
Emisja CO <sub>2</sub> [Mg/rok]	4 467 600	4 467 600	223 380
Koszty operacyjne [mln zł]	371	371	392
Opłaty za emisję CO <sub>2</sub> [mln zł dla USD 20/Mg]	0	269	13
Koszty transportu i składow. CO <sub>2</sub> [mln zł dla USD 10/Mg]	0	0	128
Amortyzacja [mln zł]	97	97	114
Odsetki średniorocznie [mln zł]	45	45	50
Koszty produkcji razem [mln zł/rok]	513	782	697
Koszt wytwarzania energii elektrycznej [zł/MW·h]	115	176	179
NPV (Net Present Value) [mln zł]	250	-1 872	-1 935



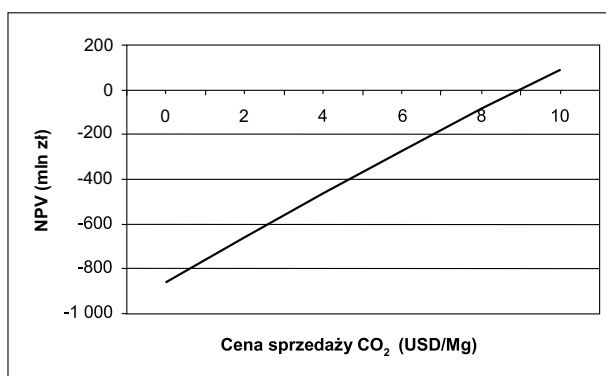
Rys. 3. Analiza wrażliwości NPV dla zmiennej opłaty za emisję CO<sub>2</sub> (wariant II)

Fig. 3. Sensitivity NPV analysis for CO<sub>2</sub> variable emission cost (case II)



Rys. 4. Analiza wrażliwości NPV dla zmiennych kosztów transportu i składowania CO<sub>2</sub> (wariant III)

Fig. 4. Sensitivity NPV analysis for CO<sub>2</sub> transportation and storage variable cost (case III)



Rys. 5. Analiza wrażliwości NPV dla zmiennej ceny sprzedaży CO<sub>2</sub> (wariant IIIa)

Fig. 5. Sensitivity NPV analysis for CO<sub>2</sub> — variable selling price (case IIIa)

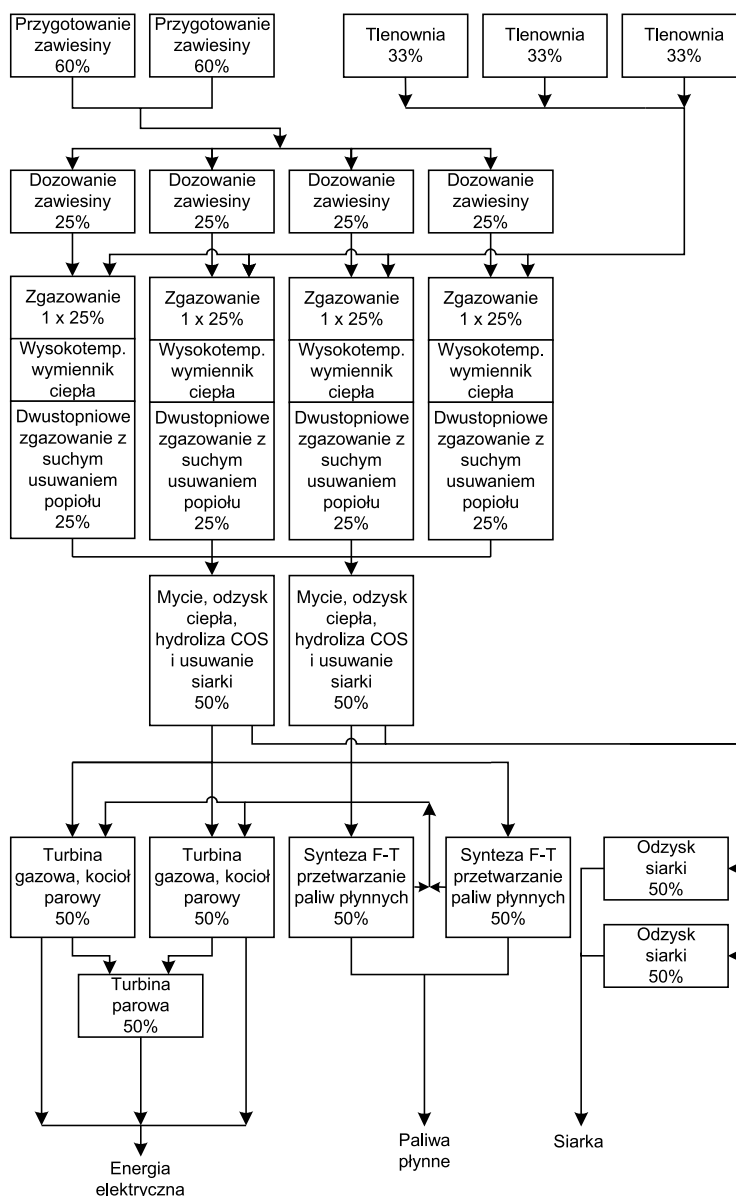
Z tabeli 1 wynika, że jedynie wariant podstawowy jest uzasadniony ekonomicznie mimo przyjęcia stosunkowo korzystnych kosztów inwestycyjnych i wysokiej sprawności. Analiza wrażliwości wyniku NPV (zaktualizowana wartość netto) na zmienność opłat za emisję CO<sub>2</sub> (rys. 3 — wariant II) wskazuje, że nawet wprowadzenie minimalnej opłaty za emisję powoduje nieopłacalność przedsięwzięcia. Podobny rezultat uzyskuje się, dla wariantu III biorąc pod uwagę wydzielenie i składowanie CO<sub>2</sub> (rys. 4). Wariant III może być ekonomicznie efektywny jedynie w przypadku sprzedaży CO<sub>2</sub> dla wspomaganie wydobycia wyczerpanych pokładów ropośnych (rys. 5 — wariant IIIa), tzw EOR — *Enhanced Oil Recovery*.

## Zgazowanie dla wytwarzania energii elektrycznej i paliw ciekłych

Wykorzystanie procesu zgazowania węgla do produkcji paliw ciekłych w skali przemysłowej ma swój początek w czasach drugiej wojny światowej w Niemczech. W syntezie F-T odpowiednio oczyszczony i przygotowany gaz zawierający CO i H<sub>2</sub> kierowany jest do reaktorów, w których w obecności katalizatora bieżą silnie egzotermiczne reakcje tworzenia węglowodorów łańcuchowych. W warunkach przemysłowych stosuje się najczęściej katalizator żelazowy.

Współczesny proces produkcyjny z zastosowaniem tego typu syntezy odbywa się w kombinacie SASOL (RPA). Obecnie w dwóch zakładach (Sasol II, Sasol III) uruchomionych w latach osiemdziesiątych ubiegłego wieku zainstalowanych jest 80 reaktorów zgazowania Lurgi, zużywających węgiel kawałkowy (75—25 mm). Synteza Fischera-Tropscha odbywa się w reaktorach wysokotemperaturowych fluidalnych pęcherzykowych względnie cyrkulacyjnych. Reaktory te pracują w temperaturze 320—340°C i ciśnieniu 2,5 MPa. Kombinaty Sasol przerabia sumarycznie rocznie około 25 mln ton węgla, wytwarzając około 6 mln ton paliw silnikowych rocznie. Firma posiada także olbrzymie doświadczenie z reaktorami niskotemperaturowymi syntezy, które pracują w zakresie 240—250°C dając bardzo dobrej jakości paliwo dieslowskie. Reaktory te są także stosowane dzisiaj do wytwarzania paliw ciekłych z gazu ziemnego, a koszty produkcji paliw tą metodą są znacznie niższe niż metodą wysokotemperaturową. Z tego powodu w wielu przyszłościowych schematach technologicznych są one brane pod uwagę. Takie rozwiązanie przyjęto również dla rozpatrywanego poniżej układu poligeneracyjnego, którego struktura oparta jest o klasyczny system IGCC zbudowany z ciągów czterech gazogeneratorów, czterech turbin gazowych i dwóch parowych o mocy łącznej 1155 MW<sub>e</sub>. W przypadku poligeneracji gaz syntezowy wyprodukowany w dwóch gazogeneratorach kierowany natomiast jest do syntezy Fischera-Tropscha obniżając moc elektryczną układu do 676 MW<sub>e</sub> (rys. 6). Obliczenia wykonano w oparciu o dane raportu amerykańskich firm konsultingowych [4] dla czterech następujących wariantów: bazowy układ IGCC bez opłat za emisję CO<sub>2</sub> (wariant IV) i z opłatami CO<sub>2</sub>

(wariant V); układ poligeneracyjny bez opłat za emisję CO<sub>2</sub> (wariant VI) i z opłatami (wariant VII). Wyniki obliczeń przedstawia tabela 2 (przyjęto cenę sprzedaży produktów ciekłych USD 70/bbl). Wyniki obliczeń dla wariantów podstawowych IV i V różnią się nieco od wyników prezentowanych wcześniej (wariant I i wariant II) z uwagi na większą skalę zakładu i inną jego konfigurację. Nie zmienia to jednak ostatecznych wniosków.



Rys. 6. Schemat blokowy układu poligeneracyjnego wytwarzającego energię elektryczną i paliwa ciekłe

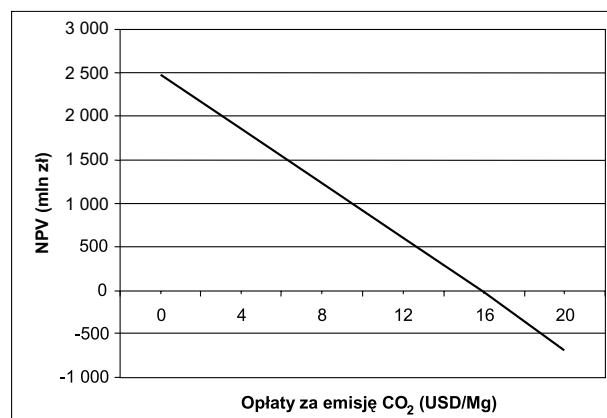
Fig. 6. Block diagram of polygeneration system producing electricity and liquid fuels



TABELA 2. Zestawienie wyników analizowanych wariantów

TABLE 2. Specification of evaluated cases (1 USD = 3,0086 zł)

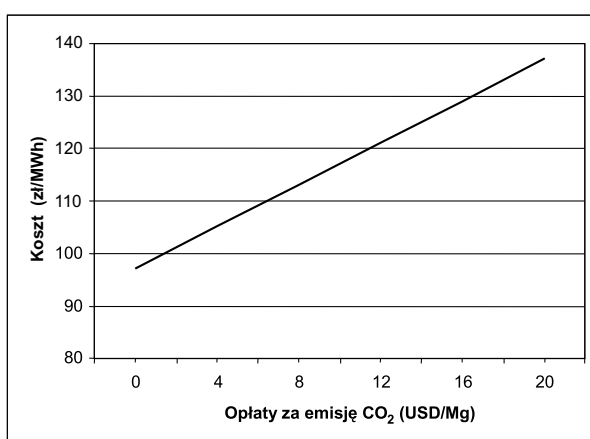
Wariant	IV	V	VI	VII
Nakłady inwestycyjne [mln zł]	3 890	3 890	3 661	3 661
Moc netto [MW]	1 155	1 155	676	676
Współczynnik wykorzystania mocy [%]	90	90	90	90
Sprawność netto układu [%]	41,6	41,6	52,4	52,4
Produkcja paliw ciekłych [Mg/rok]	0	0	517 175	517 175
Wskaźnik nakładów inwest. [zł/kW]	3 369	3 369	—	—
Zużycie paliwa [Mg/godz.]	532	532	532	532
Emisja CO <sub>2</sub> [Mg/rok]	9 219 926	9 219 926	7 594 518	7 594 518
Koszty operacyjne [mln zł]	820	820	828	828
Oplaty za emisję CO <sub>2</sub> [mln zł dla USD 20/Mg]	0	555	0	457
Amortyzacja [mln zł]	194	194	183	183
Odsetki średniorocznie [mln zł]	103	103	94	94
Koszty produkcji razem [mln zł/rok]	1 117	1 672	1 106	1 563
Przychody ze sprzedaży energii [mln zł]	1 282	1 282	750	750
Przychody ze sprzedaży prod. ciek. [mln zł]	0	0	856	856
Przychody ze sprzedaży razem [mln zł/rok]	1 282	1 282	1 607	1 607
Koszt wytwarzania energii elektr. [zł/MW·h]	123	184	97	137
Koszt wytwarzania paliw ciekłych [zł/Mg]	—	—	1 139	1 610
Koszt wytwarzania paliw ciekłych [USD/bbl]	—	—	48	68
NPV (Net Present Value) [mln zł]	144	-4 319	2 481	-682



Rys. 7. Analiza wrażliwości NPV dla zmiennych kosztów opłaty za emisję CO<sub>2</sub> (wariant VII)

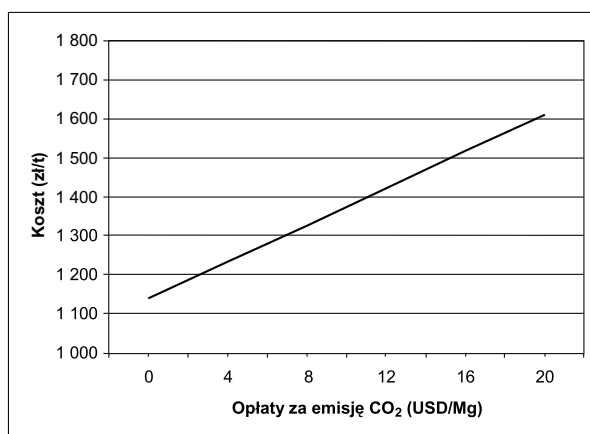
Fig. 7. Sensitivity NPV analysis for CO<sub>2</sub> variable emission cost (case VII)

Uzyskane wyniki wskazują, że zarówno w układzie podstawowym jak i poligeneracyjnym wprowadzenie opłat za emisję CO<sub>2</sub> w wysokości 20 USD/Mg prowadzi do nieopłacalności produkcji. Z tym, że w przypadku poligeneracji zerową wartość NPV osiąga się przy opłatach rzędu 16 USD/Mg (rys. 7), co oznacza, że produkcja w układzie poligeneracyjnym jest znacznie korzystniejsza ekonomicznie od podstawowej elektrowni blokowej opartej o zgazowanie węgla. Potwierdzeniem tego faktu są rysunki 8 i 9 przedstawiające wpływ wielkości opłaty za emisję CO<sub>2</sub> na koszt wytwarzania energii elektrycznej i paliw ciekłych w poligeneracji.



Rys. 8. Analiza wpływu zmienności opłat za emisję CO<sub>2</sub> na koszt produkcji energii elektrycznej

Fig. 8. Analysis of CO<sub>2</sub> variable emission cost on electricity cost



Rys. 9. Analiza wpływu zmienności opłat za emisję CO<sub>2</sub> na koszt produkcji paliw ciekłych

Fig. 9. Analysis of CO<sub>2</sub> variable emission cost on liquid fuels cost

## Podsumowanie

W pracy poddano analizie wpływ uwzględnienia kosztów emisji ditlenku węgla na efektywność ekonomiczną różnych układów technologicznych opartych o zgazowanie węgla. Biorąc pod uwagę układy zgazowania węgla zintegrowane w elektrownię blokową wykorzystującą najnowsze rozwiązania techniczne jak i wysoki stopień integracji wewnętrznej, czyli układy o stosunkowo wysokiej sprawności termicznej rzędu 48%, można stwierdzić, że o ile wariant podstawowy IGCC — bez opłat za emisję CO<sub>2</sub> wypada korzystnie, to warianty zarówno z opłatami jak i usuwaniem i składowaniem CO<sub>2</sub> podnoszą znacznie koszty produkcji energii elektrycznej z 115 zł/MW·h do 176—179 zł/MW·h. Przy czym jak widać nie ma zbyt dużej różnicy pomiędzy wariantem II i III, co w rezultacie wskazuje, że budowa systemów usuwania CO<sub>2</sub> może być w pewnych przypadkach korzystna ekonomicznie, a szczególności wtedy, kiedy CO<sub>2</sub> służyć może do lepszego wykorzystania eksploatowanych pokładów ropy naftowej i w związku z tym posiada dodatnią wartość rynkową.

Analiza układów poligeneracyjnych wskazuje natomiast, że mogą być one efektywne ekonomicznie nawet w przypadku ponoszenia dodatkowych kosztów związanych z opłatami za emisję CO<sub>2</sub>. Bierze się to stąd, że paliwa ciekłe dają większą wartość dodaną niż energia elektryczna. Wyniki obliczeń wskazują, że już obecnie opłacalna byłaby produkcja paliw ciekłych dieslowskich w oparciu o węgiel, jeżeli tylko zakład uzyskałby odpowiednie uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> i nie byłby zmuszony do ich zakupu na rynku wtórnym. Koszt produkcji tych paliw w wariantcie VI wynosi 48 USD/bbl i jest niższy od aktualnych notowań ropy naftowej. Przy uwzględnieniu opłat za emisję CO<sub>2</sub> prognozowany koszt produktu wyniesie około 70 \$/bbl.

## Literatura

- [1] BEHRENS W., HAWRANEK P. — Manual for the Preparation Industrial Feasibility Studies, UNIDO, 1993. Project Analysis Software — COMFAR (Computer Model for Feasibility Analysis and Reporting), UNIDO, 2005.
- [2] AIKEN R., DITZEL K.H., MORRA F., WILSON D.S. — Coal-Based Integrated Gasification Combined Cycle: Market Penetration Strategies and Recommendations. Final Report. Department of Energy (DOE), DE-AM26-99FT40575, 2004.
- [3] GRAY D., SALERNO S., TOMLINSON G. — Current and Future IGCC Technologies: Bituminous Coal to Power, Mitretek Technical Report (USA), 2004.
- [4] Gasification Plant Cost and Performance Optimization, Task 2 Report. Coke/Coal Gasification with Liquids Co-production, Bechtel Corp., Global Energy Inc., Nexant Inc., 2003.

Marek ŚCIAŻKO, Lesław ZAPART, Krzysztof DRESZER

## Economic analysis of coal gasification with carbon dioxide removal

### Abstract

Coal gasification makes able to achieve not only the high efficiency of electricity generation but also creates opportunity for parallel production of liquid fuels. In both cases the economic and thermal efficiencies of production depend on costs related to carbon dioxide emission penalty or capture/storage option. In the paper the effect of carbon dioxide emission cost on economical performance of various coal gasification technological options was discussed, namely coal gasification integrated with gas and steam turbine sets (IGCC) and polygeneration option combining power generation with liquid fuels production.

KEY WORDS: gasification, polygeneration, liquid fuels