

Lesław ZAPART*, Marek SCIAŻKO**, Krzysztof DRESZER**

Szacowanie kosztów inwestycji przyszłościowych technologii konwersji węgla

STRESZCZENIE. Wybór opcji technologii konwersji węgla ukierunkowanej na wytwarzanie energii elektrycznej, wodoru, metanolu oraz paliw płynnych zasadniczo związany musi być ze zgazowaniem. W pracy przedstawiono algorytmy oraz wyniki szacowania nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji dla tych układów technologicznych z uwzględnieniem kosztów usuwania CO₂.

SŁOWA KLUCZOWE: nakłady inwestycyjne, konwersja węgla, zgazowanie, poligeneracja, paliwa ciekłe, wodór, metanol

Wprowadzenie

Z pośród przyszłościowych metod konwersji węgla największe znaczenie odegrają technologie zgazowania. Proces zgazowania węgla stanowi efektywną metodę wytwarzania gazu syntezowego, który może być wykorzystany do produkcji energii elektrycznej (oraz ciepła) lub jako surowiec do produkcji substancji chemicznych (w tym wodoru i metanolu) oraz paliw płynnych. Aktualne kierunki realizacji nowych technologii zgazowania węgla kształtowane są w nowoczesnych rozwiązaniach aparaturowych i procesowych, zapew-

* Mgr, ** Dr inż.— Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze.

Recenzent: prof. dr hab. inż. Eugeniusz MOKRZYCKI

niających uzyskiwanie dużych wydajności, wysokich sprawności przetwarzania i jednocześnie wysokiego bezpieczeństwa technicznego i ekologicznego. Głównym wyzwaniem związanym z wykorzystaniem węgla dla przetwórstwa chemicznego jest podniesienie sprawności energetycznej zgazowania węgla oraz opracowanie nowych metod zgazowania pozwalających prowadzić proces efektywnie i ukierunkowanych selektywnie na przykład na bezpośrednie wytwarzanie wodoru.

W celu oszacowania kosztów inwestycyjnych różnych rozwiązań technologicznych opartych o zgazowanie węgla poddano je analizie z uwzględnieniem kosztów usuwania CO₂.

W pracy przedstawiono algorytmy oraz wyniki szacowania nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji dla różnych układów technologicznych opartych o zgazowanie węgla, tzn. podstawowego – zintegrowanego z zespołem turbin parowo-gazowych (IGCC) oraz poli-generacyjnych – wytwarzających równocześnie energię elektryczną, wodór, metanol oraz paliwa silnikowe metodą syntezy Fischer-Tropsch'a.

1. Szacunki ogólnych nakładów inwestycyjnych

Nakłady inwestycyjne obejmują nakłady na środki trwałe, nakłady przedprodukcyjne oraz kapitał obrotowy.

Nakłady na majątek trwały

Nakłady na majątek trwały są fizycznymi nakładami niezbędnymi do budowy i technicznego wyposażenia projektu.

Nakłady przedprodukcyjne

Nakłady przedprodukcyjne reprezentują koszty rozruchu i uruchomienia produkcji oraz odsetki w okresie budowy.

Przyrost kapitału obrotowego netto

Przyrost wartości kapitału obrotowego netto wymaga dodatkowego finansowania i celowe jest zaplanowanie wykorzystania do tego części początkowych nakładów kapitałowych.

Strukturę całkowitych nakładów inwestycyjnych można przedstawić następująco, % [1]:

✧ nakłady inwestycyjne na majątek trwały –	80%,
✧ nakłady przedprodukcyjne, w tym –	18%,
✧ odsetki w okresie budowy ¹ –	11%,
✧ rozruch –	7%,

¹ Odsetki w okresie budowy są kapitalizowane powiększając wartość majątku trwałego. Pokazane zostały osobno w celach porównawczych do nakładów określanych w literaturze pojęciem „overnight cost” (zakład zbudowany został w ciągu 1 dnia).

- ✧ przyrost majątku obrotowego netto – 2%,
- ✧ całkowite nakłady inwestycyjne – 100%.

Nakłady inwestycyjne na środki trwałe rozkładają się pomiędzy następujące pozycje:

1. Koszty dostaw wyposażenia:

- ✧ zakup aparatów, maszyn i urządzeń z pełnej listy wyposażenia zakładu,
- ✧ części zamienne, urządzenia rezerwowe, specjalne materiały, np. katalizatory,
- ✧ podatki i opłaty celne, ubezpieczenia, frachty.

2. Instalacja wyposażenia:

- ✧ montaż aparatów, maszyn i urządzeń,
- ✧ fundamenty konstrukcyjne,
- ✧ izolacja, malowanie.

3. Instalacja osprzętu i AKPiR:

- ✧ oprzyrządowanie i aparatura kontrolno-pomiarowa,
- ✧ oprogramowanie i sprzęt komputerowy.

4. Instalacja orurowania:

- ✧ instalacje rurowe i zawory,
- ✧ podwieszenia, mocowanie, izolacja.

5. Instalacja elektryczna:

- ✧ wyposażenie elektryczne – przełączniki, silniki, przewody, zasilacze, uziemienia, okablowanie, oświetlenie, tablice rozdzielcze.

6. Prace budowlane:

- ✧ główne budynki i budowle zakładu,
- ✧ konstrukcje, kominy, wieże,
- ✧ magazyny, laboratoria, warsztaty, biura, portiernie
- ✧ parkingi, garaże, wiaty, ogrodzenie,
- ✧ ośrodki medyczne, ambulatoria, stołówki, szatnie.

7. Zagospodarowanie terenu:

- ✧ rozbiórka, wyburzenia, niwelowanie, wykopy,
- ✧ rekultywacja, tory kolejowe, drogi, kształtowanie krajobrazu.

8. Instalacje pomocnicze:

- ✧ pary, wody, energii elektrycznej, sprężonego powietrza, paliwa, usuwania odpadów,
- ✧ urządzenia chłodzące, ogrzewanie, stacje p. poż.,
- ✧ wyposażenie biurowe, laboratoryjne, medyczne, bhp,
- ✧ urządzenia i instalacje telekomunikacyjne.

9. Badania i zakup terenu:

- ✧ nabycie gruntu,
- ✧ pomiary geologiczno-geodezyjne,
- ✧ badania specjalne.

10. Projektowanie i nadzór:

- ✧ projekt procesu i zakładu, podstawowe plany techniczne,
- ✧ szczegółowe plany techniczne,
- ✧ koszty inspekcji, konsultantów i ekspertów, w tym koszty podróży,
- ✧ koszty modeli, opracowania prototypów,

- ❖ nadzór nad budową i rozruchem.
- 11. Pośrednie koszty budowy:
 - ❖ obiekty czasowe do prowadzenia robót,
 - ❖ inżynier nadzoru budowlanego: biuro itp.,
 - ❖ prowizoryczne doprowadzenie energii, wody itp.,
 - ❖ prowizoryczne drogi dojazdowe, obiekty magazynowe, zabezpieczenie terenu, itp.,
 - ❖ warsztaty, pomieszczenia mieszkalne, stołówka.
- 12. Koszty dostaw:
 - ❖ ocena ofert, negocjacje,
 - ❖ prowizje dla pośredników,
 - ❖ honoraria konsultantów.
- 13. Wydatki nieprzewidziane:
 - ❖ klęski żywiołowe, strajki,
 - ❖ zmiany cen, drobne korekty projektowe,
 - ❖ błędy szacunków i in. nieprzewidziane wydatki powtarzające się statystycznie na danym etapie szacowania nakładów.

Rozkład nakładów inwestycyjnych wykazuje znaczne różnice w zależności od zdolności produkcyjnych, zakresu projektu, lokalizacji i wybranej technologii. W analizowaniu szacunkowych kosztów projektu lub dla sporządzenia pierwszych prognoz można wykorzystać współczynniki ilustrujące procentowy rozkład kosztów.

W tabeli 1 podane zostały typowe zakresy współczynników procentowego rozkładu nakładów na majątek trwały dla instalacji o różnych profilach produkcji [2].

TABELA 1. Typowa struktura nakładów na środki trwałe dla instalacji o różnych profilach produkcji

TABLE 1. Typical breakdown of fixed-capital investment for multipurpose plants

Komponent nakładów	Zakres [%]
Aparaty i urządzenia	15–40
Instalacja wyposażenia	6–14
Instalacja osprzętu i AKPiR	1–8
Instalacja orurowania	3–20
Instalacja elektryczna	2–10
Prace budowlane	3–18
Zagospodarowanie terenu	2–5
Instalacje pomocnicze	8–20
Badania i zakup terenu	1–2
Projektowanie i nadzór	4–21
0Pośrednie koszty budowy	4–16
Koszty dostaw	2–6
Wydatki nieprzewidziane	5–15

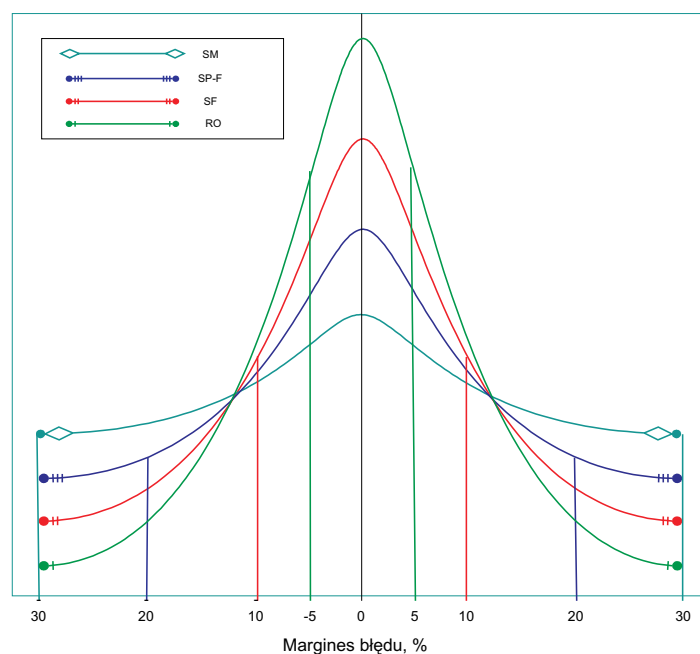
2. Rodzaje i wiarygodność szacunków nakładów

Szacunki nakładów inwestycyjnych dokonywane są w fazie przedinwestycyjnej przedsięwzięcia, która obejmuje kilka etapów: identyfikację możliwości inwestycyjnych (studium możliwości), analizę wariantów i ich wstępną selekcję, formułowanie projektu we wstępnym studium przedrealizacyjnym (*prefeasibility*) i w ostatecznej wersji projektu (studium *feasibility*), a następnie ocenę projektu i podjęcie decyzji inwestycyjnych na bazie kompletnej dokumentacji technicznej i ekspertyzie lokalizacji (raport oceniający). Studia pomocnicze i uzupełniające są także częścią opracowania projektu. Są one dokonywane osobno, a następnie włączone do studiów wstępnych lub ostatecznych.

Dokładność szacunków kosztów zwiększa się przy przechodzeniu z jednego etapu do następnego. Należy rozważyć następujące zakresy dokładności dla każdego etapu [1, 2]:

1. Studium możliwości (SM) $\pm 30\%$,
2. Studium prefeasibility (SP-F) $\pm 20\%$,
3. Studium feasibility (SF) $\pm 10\%$,
4. Raport oceniający (RO) $\pm 5\%$.

Powyższe wartości procentowe mogą się różnić dla poszczególnych projektów i metod szacunku kosztów. Rysunek 1 pokazuje prawdopodobieństwo (obszar pod krzywymi dla poszczególnych przedziałów wiarygodności) faktycznej realizacji budżetu przedsięwzięcia [1].



Rys. 1. Wiarygodność różnych typów studiów przedinwestycyjnych

Fig. 1. Reliability of different types of pre-investment studies

3. Metody szacowania kosztów

Metoda wykładnicza

Metoda wykładnicza szacunku kosztów opiera się na następującej funkcji:

$$C_1 = C_0 \left(\frac{S_1}{S_0} \right)^f \quad (1)$$

gdzie: C_1 — nakłady do wyznaczenia określanego składnika instalacji,
 C_0 — nakłady referencyjne,
 S_1 — parametr skali określanego składnika instalacji,
 S_0 — parametr skali bazowej,
 f — wykładnik skalujący.

W tabeli 2 przedstawiono charakterystyczne wykładniki skalujące dla kosztów wyposażenia rozważanych w pracy instalacji konwersji węgla.

TABELA 2. Wykładniki skalujące dla kosztów wyposażenia instalacji konwersji węgla

TABLE 2. Exponents for equipment for technologies of coal conversion

Wyposażenie (parametr skalujący)	Skala bazowa	Wykładnik
Przygotowanie węgla (ilość węgla)	100 Mg/h	0,67
Reaktor zgazowania (moc termiczna)	697 MW _t	0,67
Tlenownia – ASU (przepływ O ₂)	76,6 Mg/h	0,50
Sprężanie O ₂ (moc sprężania)	10 MW _e	0,67
Sprężanie N ₂ (moc sprężania)	10 MW _e	0,67
Selexol – usuwanie H ₂ S (we. siarki)	3,4 Mg/h	0,67
Selexol – usuwanie CO ₂ (usunięte CO ₂)	327 Mg/h	0,67
Suszenie i sprężanie CO ₂ (moc sprężania)	13 MW _e	0,67
Konwersja gazu WGS (moc termiczna)	1 377 MW _t	0,67
Claus, SCOT (we. siarki)	3,4 Mg/h	0,67
Kocioł (pow. wymiany)	225 000 m ²	0,67
Turbina parowa (moc turbiny)	136 MW _e	0,67
89070 Turbina gazowa	266 MW _e	-
Synteza Fischer-Tropsch'a (moc termiczna)	100 MW _t	1,00
Reaktor syntezy metanolu (gaz do syntezy)	2,89 kmol/s	0,65
Separacja i oczyszcz. metanolu (prod. MeOH)	4,66 kg/s	0,29
PSA (wy. gazu)	0,294 kmol/s	0,74
Usuwanie CO ₂ (przepływ CO ₂)	3 280 mol/h	0,60

Dla przybliżonych szacunków można skorzystać z ogólnego współczynnika wykładniczego dla całego zakładu produkcyjnego, który dla większości wyposażenia znajduje się w przedziale od 0,6 do 0,7 [2].

Indeksy wzrostu cen

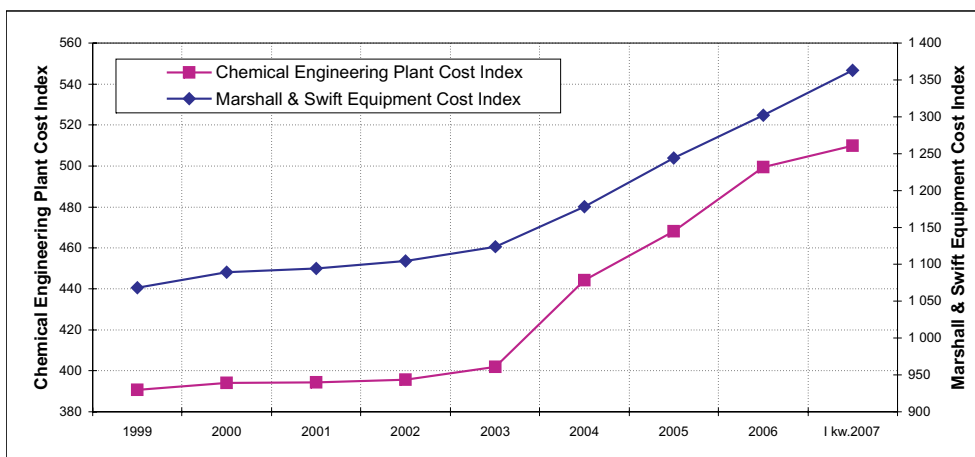
Po określeniu nakładów określonego składnika instalacji C_1 z roku bazowego przelicza się je na rok bieżący realizacji projektu za pomocą indeksów uwzględniających wzrost cen dostaw wyposażenia technicznego mnożąc C_1 przez stosunek wartości indeksu bieżącego do wartości indeksu bazowego.

$$C_2 = C_1 \left(\frac{I_2}{I_1} \right) \quad (2)$$

gdzie: C_2 — nakłady bieżące,
 C_1 — nakłady bazowe,
 I_2 — wartość indeksu bieżącego,
 I_1 — wartość indeksu bazowego,

Wiele różnych indeksów tego typu jest regularnie publikowanych. Niektóre z nich mogą być zastosowane do szacowania wzrostu kosztów dostaw wyposażenia i/lub kosztów robót budowlano-inżynierskich oraz prac projektowych. Powszechnie zastosowane mają/rekomendowane dla rozważanych w niniejszej pracy procesów są indeksy M&S (*Marshall & Swift Equipment Cost Index*) oraz CEPCI (*Chemical Engineering Plant Cost Index*) publikowane w miesięczniku *Chemical Engineering*.

Na rysunku 2 przedstawione zostały wartości tych indeksów w okresie ostatnich kilku lat.



Rys. 2. Indeksy wzrostu cen
 Źródło: Chemical Engineering Magazine, kwiecień 2007

Fig. 2. Cost Indices

Metoda czynnikowa

Metoda ta polega na ustaleniu kosztów głównych pozycji wyposażenia zakładu (dostawy maszyn, aparatów i urządzeń), a następnie dodaniu współczynników dla pozycji podrzędnych w celu zbudowania szacunku kosztów ogólnych. Odpowiednie współczynniki są zmienne w zależności od rodzaju podrzędnych pozycji.

W tabeli 3 podane zostały uśrednione współczynniki procentowego rozkładu nakładów na środki trwałe w stosunku do kosztów aparatów i urządzeń dla instalacji z procesami dla substancji stałych i ciekłych [2].

TABELA 3. Struktura nakładów na środki trwałe dla składników bazujących na kosztach aparatów i urządzeń

TABLE 3. Ratio factors for estimating fixed-capital investment items based on delivered-equipment cost

Komponent nakładów	Wielkość [%]
Aparaty i urządzenia	100
Instalacja wyposażenia	39
Instalacja osprzętu i AKPiR	13
Instalacja orurowania	31
Instalacja elektryczna	10
Prace budowlane	29
Zagospodarowanie terenu	10
Instalacje pomocnicze	55
Badania i zakup terenu	6
Projektowanie i nadzór	32
Pośrednie koszty budowy	34
Koszty dostaw	18
Wydatki nieprzewidziane	36
Nakłady na majątek trwały	413

Do obliczenia sumarycznych nakładów na środki trwałe służy następujące równanie:

$$C_n = E + \sum_{i=1}^m f_i E \quad (3)$$

gdzie: C_n — nakłady na majątek trwały,
 E — koszty dostaw wyposażenia,
 f_i — współczynniki dla kosztów instalacji wyposażenia, osprzętu, orurowania, itd.

Szacowanie w oparciu o pełny projekt

Najdokładniejszą metodą szacowania nakładów inwestycyjnych jest metoda oparta na szczegółowym i kompletnym projekcie każdego z elementów składowych przedsięwzięcia. Ponieważ należy uzyskać konkurencyjne oferty cenowe na wyposażenie zakładu, maszyny, montaż, roboty budowlane itp., szacowanie w oparciu o pełen projekt pojawi się na etapie realizacji, po uzyskaniu zatwierdzenia projektu.

4. Koszty inwestycyjne technologii konwersji węgla

Koszty inwestycyjne na realizację układów technologicznych konwersji węgla opartych o zgazowanie ukierunkowanych na wytwarzanie energii elektrycznej, paliw ciekłych, wodoru oraz metanolu wyznaczone zostały w oparciu o dane raportów amerykańskich firm konsultingowych [3–12].

Wyznaczone nakłady dla warunków amerykańskich przeszacowano na warunki polskie stosując mnożnik 0,9.

Wytwarzanie energii elektrycznej (IGCC)

Oszacowane zostały nakłady dla dwóch wariantów:

Wariant I: IGCC bez usuwania CO₂

Wariant II: IGCC z usuwaniem CO₂

Podstawowe dane operacyjne i ekonomiczne:

Wariant	I	II
Moc elektryczna netto (MW _e)	598	523
Współczynnik rocznego czasu efektywnej pracy (%)	85	85
Sprawność (%)	48,3	41,7
Zużycie węgla (Mg/godz)	223	225
Produkcja energii elektrycznej (MW·h/rok)	-667 608	4 947 011
Wartość opałowa węgla (kJ/kg)	22 000	
Czas życia instalacji (lata)	20	
Faza budowy (miesiące)	36	
Kapitał obcy (%)	80	
Kapitał własny (%)	20	
Koszt kapitału obcego (%)	8	

Wyniki szacunku nakładów przedstawiono w tabeli 4.

TABELA 4. Wyniki szacunku nakładów dla wytwarzania energii elektrycznej (IGCC)

TABLE 4. Capital investment estimation for power generation (IGCC)

Wariant	I	II
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe (mln zł)	3 056	3 581
Odsetki w okresie budowy (mln zł)	336	394
Rozruch (mln zł)	214	251
Przyrost kapitału obrotowego netto (mln zł)	61	72
Całkowite nakłady inwestycyjne (mln zł)	3 668	4 297
Moc netto (MW _e)	598	523
Wskaźnik nakładów inwestycyjnych (zł/kW)*	5 111	6 847
Wskaźnik nakładów inwestycyjnych (zł/kW)	6 133	8 216

* Bez kapitalizacji odsetek (*overnight cost*).

Wytwarzanie energii elektrycznej i paliw ciekłych

Oszacowane zostały nakłady dla dwóch wariantów:

Wariant III: produkcja paliw płynnych metodą syntezy Fischera- Tropscha w oparciu o technologię zgazowania węgla

Wariant IV: produkcja energii elektrycznej i paliw płynnych metodą syntezy Fischera-Tropscha w oparciu o technologię zgazowania węgla

Podstawowe dane operacyjne i ekonomiczne:

Wariant	III	IV
Moc elektryczna netto (MW _e)	-89,66	664,39
Współcz. rocznego czasu efektywnej pracy (%)	85	85
Zużycie węgla (Mg/godz)	800	800
Produkcja paliw ciekłych (Mg/rok)	1 278 106	639 090
Produkcja energii elektrycznej (MWh/rok)	-667 608	4 947 011
Wartość opałowia węgla (kJ/kg)		19 600
Czas życia instalacji (lata)		20
Faza budowy (miesiące)		36
Kapitał obcy (%)		80
Kapitał własny (%)		20
Koszt kapitału obcego (%)		8

Wyniki szacunku nakładów przedstawiono w tabeli 5.

TABELA 5. Wyniki szacunku nakładów dla wytwarzania energii elektrycznej i paliw ciekłych (FT/IGCC) [mln zł]

TABLE 5. Capital investment estimation for power generation and liquid fuel production (FT/IGCC) [mln zł]

Wariant	III	IV
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe	6 483	6 536
Odsetki w okresie budowy	891	899
Rozruch	567	572
Przyrost kapitału obrotowego netto	162	163
Całkowite nakłady inwestycyjne	8 104	8 171

Wytwarzanie wodoru

Oszacowane zostały nakłady dla dwóch wariantów:

Wariant V: Produkcja wodoru według technologii Shell

Wariant VI: Produkcja wodoru według Technologii Texaco

Podstawowe dane operacyjne i ekonomiczne:

Wariant	V	VI
Współcz. rocznego czasu efektywnej pracy (%)	85	85
Zużycie węgla (Mg/godz)	140	152
Produkcja wodoru (Mg/rok)	107 744	107 446
Wartość opałowa węgla (kJ/kg)	21 600	
Czas życia instalacji (lata)	20	
Faza budowy (miesiące)	36	
Kapitał obcy (%)	80	
Kapitał własny (%)	20	
Koszt kapitału obcego (%)	8	

Wyniki szacunku nakładów przedstawiono w tabeli 6.

TABELA 6. Wyniki szacunku nakładów dla wytwarzania wodoru, mln zł

TABLE 6. Capital investment estimation for hydrogen production, mln zł

Wariant	V	VI
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe	1 352	1 504
Odsetki w okresie budowy	186	207
Rozruch	118	132
Przyrost kapitału obrotowego netto	34	38
Całkowite nakłady inwestycyjne	1 690	1 881

Wytwarzanie energii elektrycznej i metanolu

Oszacowane zostały nakłady dla układu poligeneracyjnego obejmującego wytwarzanie energii elektrycznej w zintegrowanym układzie gazowo-parowym (IGCC) połączonym z syntezą metanolu w fazie:

Jednokrotnej – *Wariant VII*

Z recyklem – *Wariant VIII*

Podstawowe dane operacyjne i ekonomiczne:

Wariant	VII	VIII
Moc elektryczna netto (MW _e)	301,1	60,9
Współcz. rocznego czasu efektywnej pracy (%)	85	85
Zużycie węgla (Mg/godz)	250	250
Produkcja metanolu (Mg/rok)	408 934	968 948
Wartość opałowa węgla (kJ/kg)	19 800	
Czas życia instalacji (lata)	20	
Faza budowy (miesiące)	36	
Kapitał obcy (%)	80	
Kapitał własny (%)	20	
Koszt kapitału obcego (%)	8	

Wyniki szacunku nakładów przedstawiono w tabeli 7.

TABELA 7. Wyniki szacunku nakładów dla wytwarzania energii elektrycznej i metanolu [mln zł]

TABLE 7. Capital investment estimation for power generation and methanol production [mln zł]

Wariant	VII	VIII
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe	2 788	2 557
Odsetki w okresie budowy	383	352
Rozruch	244	224
Przyrost kapitału obrotowego netto	70	64
Całkowite nakłady inwestycyjne	3 485	3 196

Podsumowanie

W pracy przedstawiono algorytmy oraz wyniki szacowania nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji dla układów technologicznych konwersji węgla ukierunkowanej na wytwarzanie energii elektrycznej, paliw płynnych, wodoru oraz metanolu z uwzględnieniem kosztów usuwania CO₂. Dla układu podstawowego IGCC (*wariant I i II*) charakterystyczny wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych (overnight cost) przyjmuje wartość 5110 zł/kW i 6850 zł/kW_e (1700 i 2280 USD/kW_e) odpowiednio dla instalacji bez i z usuwaniem CO₂. Zatem koszty instalacji do usuwania ditlenku węgla powodują wzrost nakładów jednostkowych o około 30%.

Analiza kosztów inwestycyjnych układów poligeneracyjnych (*warianty III do VIII*), ich wpływ na koszty wytwarzania przedstawionych w pracy produktów chemicznych konwersji węgla oraz przybliżone symulacje mocy elektrycznej i termicznej rozważanych układów wskazują, że mogą być one korzystniejsze pod względem efektu ekonomicznego od układu podstawowego IGCC nawet w przypadku ponoszenia dodatkowych kosztów inwestycyjnych związanych z usuwaniem CO₂. Bierze się to stąd, że produkty chemiczne dają większą wartość dodaną niż energia elektryczna [12].

Literatura

- [1] BEHRENS W., HAWRANEK P., 2006 — Manual for the Preparation Industrial Feasibility Studies. UNIDO, 1993. / Project Analysis Software – COMFAR (Computer Model for Feasibility Analysis and Reporting), UNIDO.
- [2] PETERS M.S., TIMMERHAUS K.D., 1991 — Plant design and economics for chemical engineers. McGraw-Hill International Editions, Singapore.

- [3] RAO A.B., RUBIN E.S., BERKENPAS M.B., 2004 – An integrated modeling framework for carbon management technologies. Department of Engineering and Public Policy, Pittsburgh, PA 15213–3890.
- [4] AIKEN R., DITZEL K.H., MORRA F., WILSON D.S., 2004 — Coal-Based Integrated Gasification Combined Cycle: Market Penetration Strategies and Recommendations. Final Report. Department of Energy (DOE), DE-AM26-99FT40575.
- [5] GRAY D., SALERNO S., TOMLINSON G., 2004 — Current and Future IGCC Technologies: Bituminous Coal to Power, Mitretek Technical Report (USA).
- [6] Gasification Plant Cost and Performance Optimization, Task 2 Report. Coke/Coal Gasification with Liquids Co-production, Bechtel Corp., Global Energy Inc., Nexant Inc., 2003.
- [7] Ramezan MASSOOD, Nsakala NSAKALA YA, Liljedahl GREGORY N., Gearhart LOREN E., HESTERMANN Rolf, REDERSTORFF Barry, 2006 — Carbon dioxide capture from existing coal-fired power plants. DOE/NETL-401/120106.
- [8] Gasification Plant Cost and Performance Optimization, Task 2 Report. Coke/Coal Gasification with Liquids Co-production. Bechtel Corp., Global Energy Inc., Nexant Inc., 2003.
- [9] CHIESA P., CONSONNI S., KREUTZ T., WILLIAMS R., 2005 — Co-production of hydrogen, electricity and CO₂ from coal with commercially ready technology. Part B: Economic analysis. International Journal of Hydrogen Energy 30, 769–784.
- [10] LONGANBACH J.R., RUTKOWSKI M.D., KLETT M.G., WHITE J.S., SCHOFF R.L., BUCHANAN T.L., 2002 — Hydrogen Production Facilities Plant Performance and Cost Comparisons. The United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
- [11] The Hydrogen Economy – Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs. The National Academies Press, Washington, D.C., 2004.
- [12] SCIAŻKO M., ZAPART L., DRESZER K., 2006 — Analiza efektywności zgazowania węgla połączonego z usuwaniem ditlenku węgla. Polityka Energetyczna t. 9.

Lesław ZAPART, Marek SCIAŻKO, Krzysztof DRESZER

Capital investment estimates for future technologies of coal conversion

Abstract

Selection of coal processing technological option for power generation, hydrogen, methanol or liquid fuels production can be generally connected with coal gasification. Algorithms and capital investment cost estimations for chosen plant configurations are presented in the paper taking into account CO₂ capture costs.

KEY WORDS: capital investment, coal conversion gasification, polygeneration, liquid fuels, hydrogen, methanol