

ANDRZEJ KOCHANIEWICZ*
HENRYK ŁUKOWICZ

Politechnika Śląska
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych
Gliwice

Ocena ekonomiczna nadkrytycznego bloku węglowego dużej mocy zintegrowanego w różnych konfiguracjach z CCS oraz z odzyskiem ciepła ze spalin w siłowni ORC

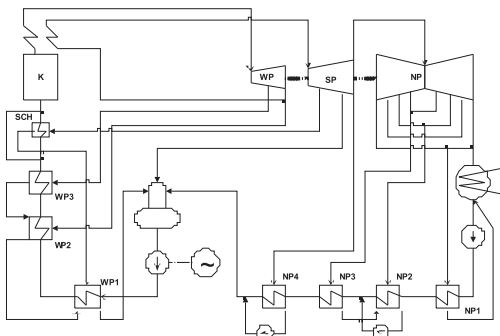
W pracy dokonano analizy wskaźników opłacalności ekonomicznej budowy bloków węglowych o parametrach nadkrytycznych opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Przeanalizowano trzy warianty konfiguracji bloku, tj.: blok wyjściowy, blok wyjściowy+CCS i blok wyjściowy+CCS+ORC. W analizie ekonomicznej wykorzystano tzw. próg rentowności BEP (*break even point*), bazującego na określeniu punktu wyrównania, określającego sytuację w której przychody ze sprzedaży energii elektrycznej pokrywają koszty stałe i koszty zmienne instalacji. Dokonano oceny wpływu zmiany wybranych parametrów takich jak: jednostkowe nakłady inwestycyjne, cena zakupu uprawnień do emisji CO₂, a także wpływu ceny paliwa. Dla tych wszystkich uzmiennionych parametrów określono wpływ ich zmian na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Analizie poddano samodzielny oraz po jego zintegrowaniu z CCS (*carbon dioxide capture and storage*) wysokosprawny nadkrytyczny blok węglowy o mocy 900 MW. Analizowano także wpływ integracji bloku energetycznego z siłownią ORC (*organic Rankine cycle*) i podjęto próbę określenia jego efektywności ekonomicznej, przy czym przyjęto, że obieg ORC zasilany jest ciepłem odpadowym ze spalin wylotowych z kotła.

1 Założenia do analizy ekonomicznej

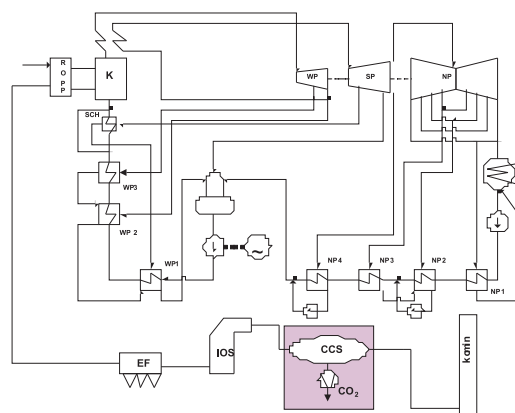
Każda decyzja o budowie nowego lub modernizacji istniejącego bloku energetycznego jest podparta analizą techniczno-ekonomiczną. Kluczowym elementem każdej analizy jest określenie wskaźników ekonomicznych oraz kosztów. W tym

*E-mail: andrzej.kochaniewicz@polsl.pl

kontekście szczególnie ważne jest określenie jednostkowych nakładów inwestycyjnych. W pracy analizowany jest blok energetyczny opalany węglem kamiennym oraz brunatnym. Do określenia jednostkowych nakładów inwestycyjnych wykorzystano opracowanie Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla [1]. Analizie ekonomicznej zostały poddane trzy warianty: blok energetyczny wyjściowy (rys. 1), blok energetyczny wyposażony w CCS (rys. 2), blok energetyczny wyposażony w CCS oraz zintegrowany z małą siłownią ORC (rys. 3). Na rys. 1–3 przedstawiono blok wyjściowy oraz jego kolejne modyfikacje, najpierw do układu dodano system CCS, natomiast wariant ostatni oprócz instalacji CCS, wykorzystuje ciepło odpadowe ze spalin do zasilania siłowni ORC.



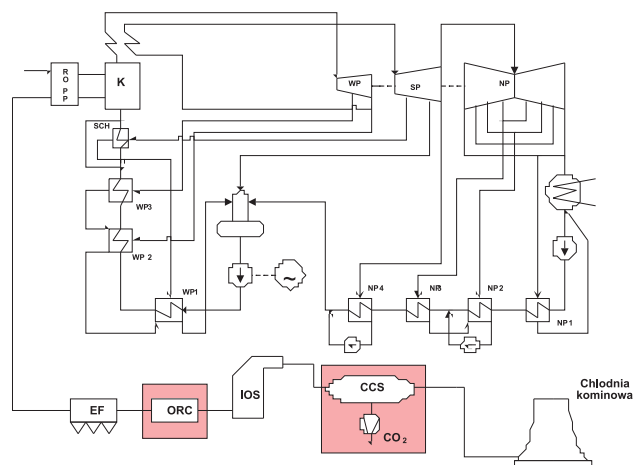
Rysunek 1. Blok wyjściowy



Rysunek 2. Blok wyjściowy z instalacją wychwytyjącą dwutlenek węgla (CCS)

Do określenia jednostkowych nakładów inwestycyjnych na budowę siłowni ORC przyjęto wartość 2981 EUR/kW_{el}. Liczba ta wynika z całkowitych kosztów inwestycyjnych na budowę siłowni ORC [2], według której nakłady inwestycyjne na układ o mocy 958 kW_{el} wynoszą 2855806 EUR. W trzecim wariantcie uwzględniono dodatkowy przychód wynikający ze sprzedaży energii elektrycznej produkowanej przez układ ORC, przy czym założono, że mała siłownia ORC jest zasilana ciepłem odpadowym ze spalin wylotowych z kotła [3]. Jako czynnik obiegowy układu ORC wybrano amoniak. Zależnie od rodzaju spalanej węgla (kamiennego lub brunatnego), i tym samym powstałych spalin wylotowych z kotła, możliwa jest dodatkowa generacja energii elektrycznej, tj.:

- ok. 3,60 MW energii elektrycznej dla spalin z węgla kamiennego,
- ok. 13,65 MW energii elektrycznej dla spalin z węgla brunatnego.



Rysunek 3. Blok wyjściowy z instalacją wychytującą dwutlenek węgla zintegrowany z układem Rankina na czynnik niskowrzący (CCS + ORC)

2 Analiza kosztów produkcji energii elektrycznej

Do wykonania analizy inwestycji ekonomicznej wykorzystano autorski program obliczeniowy [4]. Przedstawiona analiza ekonomiczna ma na celu określenia korzyści finansowych płynących z budowy bloku węglowego pracującego z instalacją CCS w porównaniu do bloku pracującego bez takiej instalacji, a także z blokiem wyposażonym w system CCS zintegrowanym z układem ORC

Do wykonania analizy ekonomicznej zastosowano metodę NPV (Net Present Value) [5]. Metoda NPV należy do grupy metod dynamicznych, określa ona sumę zdyskontowanych oddzielnie dla każdego roku przepływów pieniężnych netto, zrealizowanych w całym okresie objętym rachunkiem przy znanym poziomie stopy dyskontowej. Z punktu widzenia opłacalności inwestycji najlepiej, aby wartość bieżąca netto (NPV) była jak największa: $NPV \rightarrow \max$ (warunek opłacalności inwestycji $NPV > 0$). W sytuacji, gdy $NPV = 0$ inwestycja jest na granicy opłacalności, natomiast dla $NPV < 0$ inwestycja będzie nieekonomiczna. Wartość bieżącą netto określa suma :

$$NPV = \sum_{t=0}^{t=N} \frac{CF_t}{(1+r)^t}, \quad (1)$$

gdzie: CF_t – przepływy gotówkowe w okresie t , r – stopa dyskonta, t – kolejny rok rozważań do momentu rozpoczęcia budowy układu ($t = 0$ – rok rozpoczęcia budowy, $t = N$ ostatni rok rozważań).

W analizie ekonomicznej wykorzystano tzw. próg rentowności BEP (*break event point*), bazuje on na wyznaczeniu punktu wyrównania, który określa sytuację, gdy przychody ze sprzedaży pokrywają koszty stałe i koszty zmienne instalacji. Dla instalacji oznacza to brak ponoszonych strat, ale i brak zysków. Najczęściej w analizach projektów inwestycyjnych progiem rentowności jest graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej C^{gr} [PLN/MWh_{el}]. W pracy graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej wyznaczono przy założeniu, że $NPV(C^{gr}) = 0$ [5]:

$$C^{gr} = \frac{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{[J+(K_{OP}+P_D+K_{obr})-A-L]}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{t=N} \frac{(1-\delta) \cdot N_{el} \cdot \tau_{el}}{(1+r)^t}}, \quad (2)$$

gdzie N_{el} jest mocą zainstalowaną w bloku wyjściowym.

Stopa dyskonta we wzorach (1) i (2) nie jest wartością stałą, zależy ona od kilku czynników i obliczona została z następującej zależności

$$r = r_K (1 - P_D) u_K + r_w (1 - u_K), \quad (3)$$

gdzie: r_K – stopa kredytu komercyjnego, P_D – podatek dochodowy, u_K – udział kredytu w finansowaniu inwestycji, r_w – oprocentowanie kapitału własnego (np. w obligacjach skarbowych).

Przepływy pieniężne w okresie t zdefiniowane są zależnością

$$CF_\tau = [-J + S_{el} - (K_{OP} + P_D + K_{obr}) + A + L]_\tau, \quad (4)$$

gdzie: J – wydatki inwestycyjne, S_{el} – przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, K_{OP} – koszty operacyjne, P_D – podatek dochodowy, K_{obr} – zmiana kapitału obrotowego, A – amortyzacja, L – wartość likwidacyjna.

Nakłady inwestycyjne można wyrazić, jako jednostkowe nakłady inwestycyjne na wyprodukowanie 1 kW energii elektrycznej pomnożonej przez całkowitą zainstalowaną moc. Jednostkowe nakłady inwestycyjne w przypadku budowy bloku węglowego dla przyjętego układu wyjściowego opisuje równanie

$$J = i_X N_{el}, \quad (5)$$

gdzie: N_{el} – moc zainstalowana w bloku wyjściowym, kW, i_X – jednostkowe nakłady inwestycyjne na moc bloku węglowego opalanego węglem kamiennym lub brunatnym, USD/kW.

Podobne równanie opisuje jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę bloku energetycznego wyposażonego w instalację CCS

$$J = i_{X_CCS} N_{el} . \quad (6)$$

gdzie: i_{X_CCS} – jednostkowe nakłady inwestycyjne na moc bloku węglowego wyposażonego w CCS opalanego węglem kamiennym lub brunatnym, USD/kW. W równaniu (7) do jednostkowych nakładów inwestycyjnych na blok wyposażony CCS dodano nakłady jednostkowe do budowy siłowni ORC. Wariant ten dotyczy bloku wyposażonego w układ CCS oraz zintegrowanego z siłownią ORC

$$J = i_{X_CCS} N_{el} + i_{X_ORC} N_{el_ORC} , \quad (7)$$

gdzie: N_{el_ORC} – moc zainstalowana w siłowni ORC, i_{X_ORC} – jednostkowe nakłady inwestycyjne na moc siłowni ORC, USD/kW.

W tab. 1 wyszczególniono podstawowe dane przyjęte do analizy ekonomicznej.

3 Wyniki analizy ekonomicznej dla różnych konfiguracji układów oraz zależnie od rodzaju węgla

W tab. 2 zostały przedstawione wyniki obliczeń granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej (C^{gr}) dla wyjściowych założeń ekonomicznych dla bloku opalanego węglem kamiennym i brunatnym.

Z porównania wariantów bloku dla założeń wyjściowych (tab. 2) wynika, że graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej najkorzystniejsza jest dla samodzielnego układu węglowego i wynosi 231,77 PLN/MWh_{el}. Związane jest to przede wszystkim z dużo mniejszymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi w porównaniu do innych. Drugą istotą przyczyną takiego stanu rzeczy jest to, że układy wyposażone w CCS pracują z obniżoną mocą. W analizowanych układach rozważano metodę absorpcyjną, w której sorbentem absorbującym CO₂ jest amina o jednostkowej energochłonności 2,83 MJ/kgCO₂. Z uwagi na konieczność podgrzania sorbentu do wymaganej temperatury, część pary pobierana jest z przetłoni turbiny pomiędzy stopniem średnioprężnym a niskoprężnym i zasila układ separacji CO₂. Z tego powodu mniejsza ilość pary bierze udział w procesie rozprężania w turbinie. Oprócz tego część energii elektrycznej pobierana jest w celu zasilania systemu sprężającego i transportującego CO₂.

Tabela 1. Podstawowe dane do analizy ekonomicznej

Wyszczególnienie	Rodzaj spalanego węgla					
	Kamienny			Brunatny		
Rodzaj układu	Blok wyjściowy	Blok wyjściowy z CCS	Blok wyjściowy +CCS+ORC	Blok wyjściowy	Blok wyjściowy z CCS	Blok wyjściowy +CCS+ORC
Moc bloku (brutto) [MW]	900,00	767,00	770,60	900,00	715,00	726,65
Jednostkowe nakłady inwestycyjne [USD/kW _{el}]	2000	3200	3200	2100	3400	3400
Spadek energii elektrycznej spowodowany koniecznością poboru pary z bloku w celu podgrzania sorbentu w instalacji CCS [MW]		80,00	80,00		120,00	120,00
Spadek energii elektrycznej związany z koniecznością zasilenia zespołu sprężającego w procesie transportu CO ₂ [MW]	0	53,00	53,00	0	65,00	65,00
Wskaźnik potrzeb własnych bloku	0,075					
Jednostkowe nakłady inwestycyjne na ORC [USD/kW _{el}]	0	0	3974,68	0	0	3974,68
Czas pracy układu w roku [h/a]	8000					
Okres budowy [lat]	3					
Okres eksploatacji [lat]	20					
Rozdział nakładów inwestycyjnych na kolejne lata budowy [%]	20/30/50					
Udział środków własnych [%]	20					
Udział kredytu komercyjnego [%]	80					
Stopa kredytu komercyjnego [%]	8,0					
Cena węgla [zł/Mg]	300			110		
Cena uprawnień do emisji CO ₂ [Euro/MgCO ₂]	10					
Emisja CO ₂ [kg/s]	176,360	17,63	17,63	217,696	21,76	21,76
Stopień wychwytu CO ₂ [%]	0	90	90	0	90	90
Miesięczne wynagrodzenie [PLN/osobę m-c]	4500					
Stawka amortyzacji [%]	7,0					
Stopa dyskonta [%]	6,334					
Stopa podatku dochodowego [%]	19,0					
Wartość likwidacyjna odniesiona do nakładów inwestycyjnych [%]	20,0					

Tabela 2. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej (C^{gr}) dla rozważanych układów opalanych węglem kamiennym i brunatnym

Jednostka	Rodzaj węgla	Blok wyjściowy	Blok wyjściowy + CCS	Blok wyjściowy + CCS+ORC
PLN/MWh _{el}	kamienny	231,77	277,35	275,75
PLN/MWh _{el}	brunatny	259,21	316,43	309,92

4 Wpływ wybranych parametrów na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej

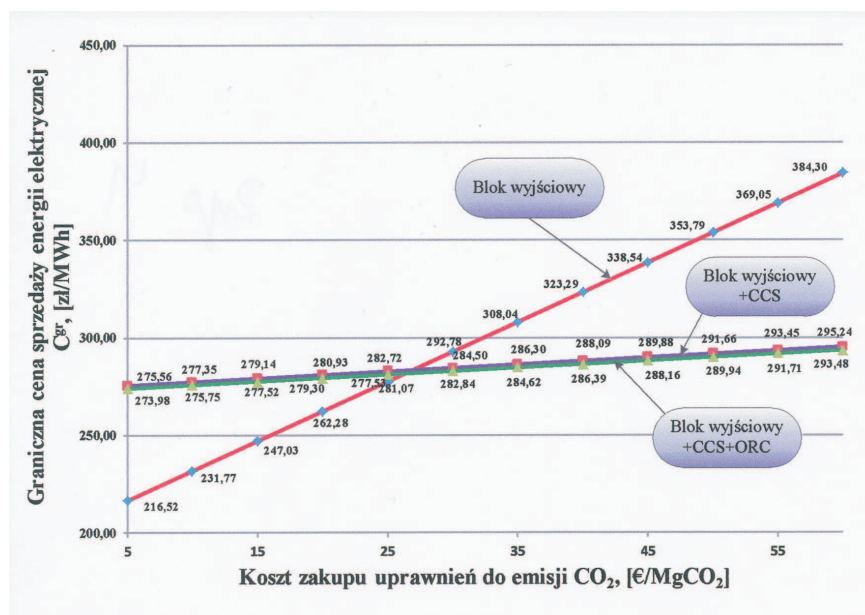
4.1 Wpływ zmiany ceny zakupu uprawnień do emisji CO₂ na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej

Ze względu na obowiązujący w Unii Europejskiej system handlu emisjami, cena zakupu uprawnień do emisji CO₂ podlega znacznym wahaniom. Konieczne jest zatem wykonywanie analizy wpływu zmiany ceny zakupu uprawnień emisji CO₂ na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Analizę taką przeprowadzono w zakresie cen od 5 do 60 EUR/t CO₂. Wpływ ceny uprawnień do emisji CO₂ przedstawiono na rys. 4 i 5. Uwzględniono również rodzaj spalane go węgla.

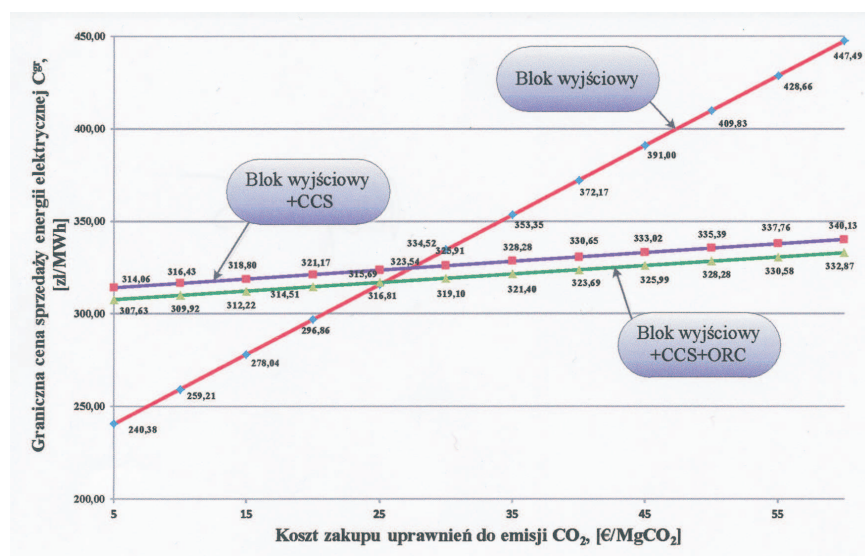
Dla układu wyjściowego opalanego węglem kamiennym i brunatnym wraz ze wzrostem ceny zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla charakterystyka granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej jest pochylona pod znacznym kątem do osi cen emisji. Dlatego nawet przy niewielkich wzrostach cen do zakupu uprawnień, znacząco wzrasta graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej. Układy wyposażone w CCS swoją przewagę zaczynają osiągać w okolicach ceny 30 EUR/MgCO₂, dotyczy to wariantu zarówno z węglem kamiennym i brunatnym (rys. 4 i 5). Analiza nie uwzględniała darmowych przydziałów do emisji CO₂. Należy jednak zwrócić uwagę, że wpływ przydziału darmowych uprawnień do emisji CO₂ nie zmienia charakteru przebiegu oraz nachylenia charakterystyk, a spowoduje jedynie ich nieznaczne obniżenie co do wartości.

4.2 Wpływ zmiany ceny zakupu paliwa na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej

Koszty związane z zakupem paliwa reprezentują istotny składnik kosztów stałych. Cena paliwa jest jednym z istotniejszych parametrów wpływających na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. W tym kontekście należy podkreślić, że istot-



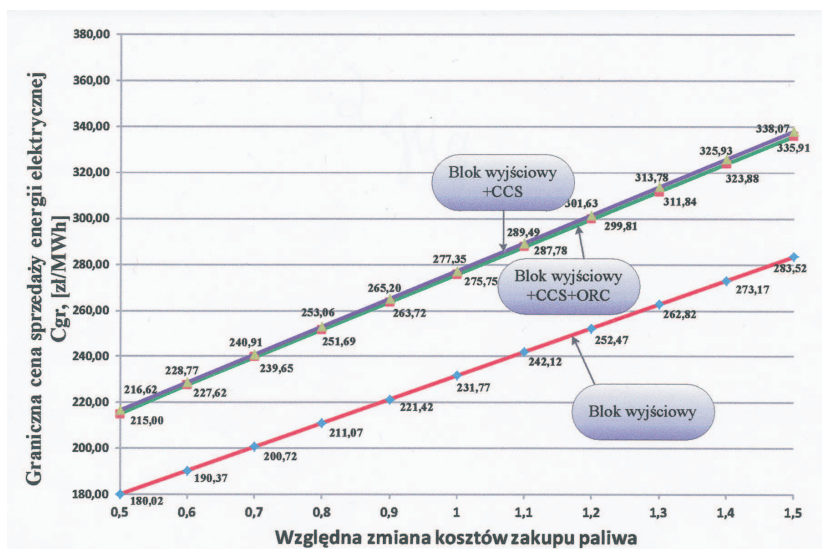
Rysunek 4. Wpływ ceny uprawnień do emisji CO₂ na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej dla bloku opalanego węglem kamiennym



Rysunek 5. Wpływ ceny uprawnień do emisji CO₂ na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej dla bloku opalanego węglem brunatnym

ny wpływ na ocenę efektywności ekonomicznej ma sprawność bloku, która oczywiście wpływa na zużycie paliwa. Przykładowo, blok opalany węglem kamiennym i taki sam blok opalany węglem brunatnym pracują z różnymi sprawnościami, a ponadto różna jest cena ich paliw.

Analizę wrażliwości zmiany ceny paliwa na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej wykonano w zakresie $\pm 50\%$ wartości zakupu paliwa, co przedstawione zostało na rys. 6 i 7.

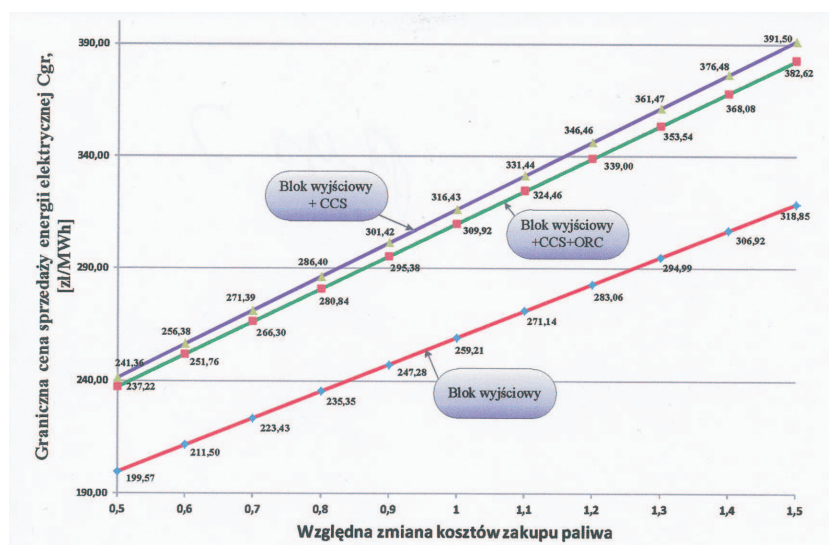


Rysunek 6. Wpływ względnej zmiany ceny węgla kamiennego na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej

Nachylenie charakterystyk obrazujących zmianę ceny granicznej sprzedaży energii przebieg. W tych porównaniach następuje jedynie przesunięcie względem siebie wartości funkcji. W przypadku bloków wyposażonych w CCS oraz w CCS+ORC graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej jest większa w porównaniu do bloku wyjściowego. Największy wpływ na większą graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej ma tu energochłonność instalacji CCS.

4.3 Wpływ zmiany względnych jednostkowych nakładów inwestycyjnych na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej

Ważne znaczenie w analizie ekonomicznej ma właściwe określenie jednostkowych nakładów inwestycyjnych. Nie jest to rzecz oczywista z uwagi na to, że technologie będące przedmiotem tej analizy są bardzo dynamicznie rozwijane i trudno przewidywać jak zmienią się owe nakłady za kilka miesięcy, szczególnie w kontekście

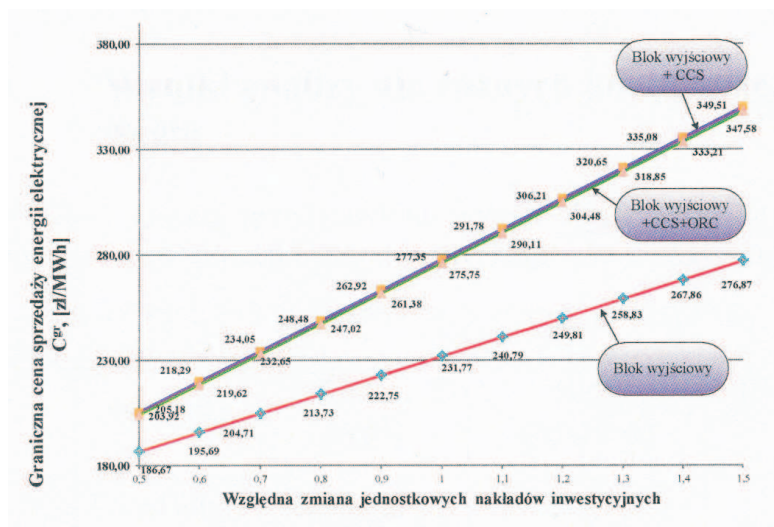


Rysunek 7. Wpływ względnej zmiany ceny węgla brunatnego na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej

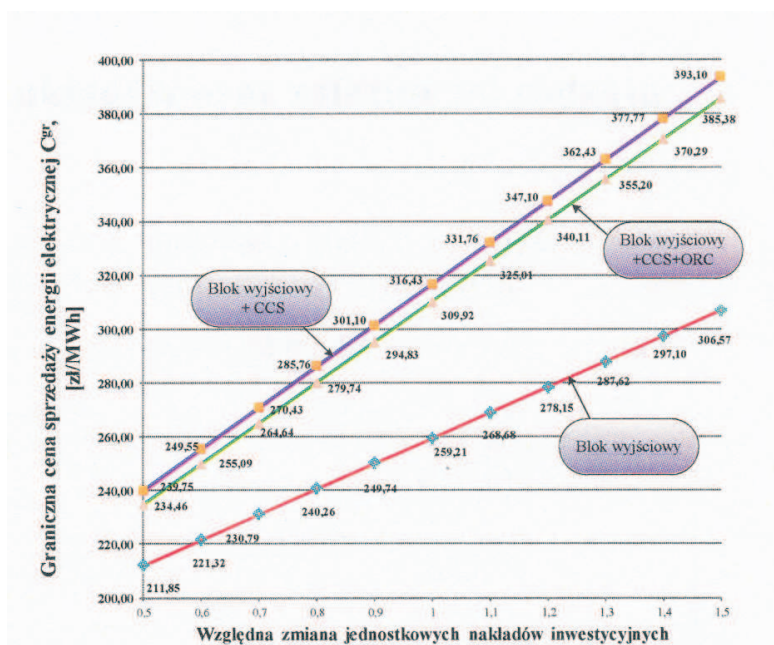
technologii CCS, gdzie należy oczekiwać, że jednostkowe nakłady inwestycyjne na tego typu obiekty będą maleć. Na rys. 8 i 9 przedstawiono wpływ względnej zmiany jednostkowych nakładów inwestycyjnych na określony wskaźnik efektywności ekonomicznej. Badanie wpływu zmian jednostkowych nakładów inwestycyjnych zostało przeprowadzone dla $\pm 50\%$ wartości nakładów.

5 Podsumowanie

Zasadniczym celem wykonanej analizy była ocena efektywności ekonomicznej wysokosprawnych bloków węglowych wytwarzających energię elektryczną. Przedmiotem rozważań były układy przystosowane zarówno do wychwytu dwutlenku węgla oraz układy wykorzystujące ciepło odpadowe ze spalin. Należy tutaj zaznaczyć, że podnoszenie sprawności bloku to także jeden ze sposobów na zmniejszenie emisji CO_2 . Jako podstawy wskaźnik porównań ekonomicznych przyjęto graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Wskaźnik ten wyznacza minimum opłacalności sprzedaży energii elektrycznej przy określonych założeniach finansowych. Graniczna cena sprzedaży energii elektrycznej jest zależna od bardzo wielu parametrów, przy czym największy wpływ na jej wielkość mają jednostkowe nakłady inwestycyjne (rys. 8 i 9), cena paliwa (rys. 6 i 7) oraz wysokość ceny uprawnień do emisji (rys. 4 i 5). Układy pracujące bez CCS są bardzo wrażliwe



Rysunek 8. Wpływ względnej zmiany jednostkowych nakładów inwestycyjnych na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej dla bloku opalanego węglem kamiennym



Rysunek 9. Wpływ względnej zmiany jednostkowych nakładów inwestycyjnych na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej dla bloku opalanego węglem brunatnym

na zmianę ceny zakupu uprawnień. W przypadku, gdy rynek handlu emisjami będzie ulegał znacznym wahaniom, będzie to istotnie wpływało na zmianę granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. W najbliższej przyszłości nie należy oczekiwać spadków cen zakupu uprawnień, a raczej ich wzrostu. W obliczu wysokich kosztów zakupu uprawnień układy wyposażone w CCS wykazują małą wrażliwość zmian cen zakupu uprawnień do emisji na graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Przy wzroście cen zakupu uprawnień do emisji CO₂ układy z CCS staną się konkurencyjne. Z analizy wynika ponadto, że układy z CCS swoją przewagę będą wykazywać po przekroczeniu ceny zakupu uprawnień na poziomie około 30 EUR/MgCO₂. Instalacje CCS są bardzo dynamicznie rozwijane przede wszystkim pod kątem zmniejszenia energochłonności, co zapewne i tak spowoduje w niedalekiej przyszłości ich jeszcze większą konkurencyjność.

Integracja obiegu ORC wykorzystującego ciepło odpadowe z blokiem wyposażonym w CCS nie wpływa na zmiany jakościowe, dotyczy to wszystkich charakterystyk, a jedynie na niewielkie zmiany ilościowe. Z przeprowadzonej analizy wynika, że integracja obiegu ORC z blokiem powinna w niewielkim stopniu obniżyć graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. W analizie układów ORC założono ogólne jednostkowe nakłady inwestycyjne. Technologie ORC są bardzo kosztowne, m.in. ze względu na kosztowne wymienniki ciepła. W tym przypadku jednak koszty instalacji ORC będą znacząco zredukowane, ponieważ układ ORC wykorzystuje ciepło odpadowe, a ciepło odpadowe zaliczane jest do odnawialnych źródeł energii.

Energia elektryczna wytworzona ze źródeł odnawialnych ma przyznane „zielone świadectwa”. Spowoduje to uruchomienie wielu mechanizmów łagodzących koszty związane z budową takich jak: ulgi podatkowe czy też wsparcie projektów odnawialnych źródeł energii z funduszu Unii Europejskiej oraz Funduszu Ochrony Środowiska. W tym kontekście ważne jest, aby Polska polityka energetyczna miała na celu osiągnięcie 15% do roku 2020 udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym.

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] *Ocena stanu aktualnego i perspektyw rozwoju czystych technologii węglowych możliwych do zastosowania w siłowniach energetycznych w Polsce wraz z opracowaniem charakterystyk techniczno-ekonomicznych*. Raport końcowy Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla, Warszawa 2008.
- [2] Hackl R., Harvey S.: *Applying process integration methods to target for electricity production from industrial waste heat using organic Rankine cycle (ORC) technology*. World Renewable Energy Congress – Sweden 8-13 May, 2011.
- [3] Łukowicz H., Kochaniewicz A.: *Analysis of the use of waste heat obtained from coal-fired units in organic Rankine cycles and for brown coal drying*. Energy, (9.04.2012), ISSN 0360-5442, 10.1016/j.energy.2012.03.035.
- [4] Kotowicz J.: *Podstawy metodologiczne oceny efektywności inwestycji energetycznych*. Opr. wewn. Politechnika Śląska, Gliwice 2010.
- [5] Kotowicz J., Skorek-Osikowska A., Bartela Ł.: *Economic and environmental evaluation of selected advanced power generation technologies*. Proc. Inst. Mech. Eng., A-J. Pow. Energ. **225**(2011), 221–232.

An economic analysis of a high capacity coal-fired power unit for supercritical steam parameters integrated in different configurations with the carbon capture system (CCS) and with heat recovery from the organic Rankine cycle (ORC) exhaust gases

S u m m a r y

This paper presents the analysis of the indices of the economic profitability of the construction of brown- and hard coal-fired power plants for supercritical steam parameters. Three variants of the power plant configuration are analysed within this study: the initial power plant, the initial power plant + CCS, the initial power plant + CCS + ORC. The economic analysis employs the break-even point (BEP), which is based on the determination of the point of balance between the income from the sale of electricity and the plant fixed and variable costs. The impact of change in selected parameters, such as investment expenditures per unit, the price of the CO₂ emissions allowances and the price of fuel, is analysed. The effect of changes in all these variable parameters on the minimum selling price of electricity is determined. The analysis concerns a high efficiency 900 MW coal-fired power unit for supercritical steam parameters as the initial plant and its variant after integration with the CCS. The impact of a further integration of the power unit with an ORC plant is analysed and an attempt is made to determine the economic efficiency of such integration. It is assumed that the ORC is fed with the waste heat from the boiler exhaust gases.