PORÓWNANIE EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ UKŁADÓW KOGENERACYJNYCH Z GENERATOREM GAZU PROCESOWEGO GAZELA

Autorzy: Aleksander Sobolewski, Łukasz Bartela, Anna Skorek-Osikowska, Tomasz Iluk

(„Rynek Energii" – nr 5/2012)

Słowa kluczowe: analiza termodynamiczna, analiza ekonomiczna, kogeneracja rozproszona, mechanizmy wsparcia

Streszczenie. W artykule przedstawiono wyniki analizy ekonomicznej układów skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła bazujących na procesie zgazowania biomasy. Analizę oparto o wyniki badań prowadzonych w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu nad innowacyjnym generatorem zgazowania GazEla. Wyniki tych badań dowodzą możliwości prowadzenia efektywnej produkcji gazu o jakości predysponującej go do wykorzystania w silniku tłokowym lub nawet turbinie gazowej. Celem analiz, dla których wyniki zaprezentowano w niniejszym artykule było porównanie układów integrujących układ produkcji gazu procesowego opartego na wykorzystaniu generatora GazEla właśnie z silnikiem tłokowym oraz turbiną gazową. Porównania dwóch układów dokonano na podstawie uzyskiwanych wartości wskaźników *NPV*. Dodatkowo analizie poddano wpływ zmiany otoczenia ekonomicznego uzmienniając ceny sprzedaży energii elektrycznej, ciepła oraz ceny certyfikatów nadawanych energii elektrycznej produkowanej w oparciu o biomasę oraz w tzw. wysokosprawnym układzie kogeneracyjnym.

1. WSTĘP

W najbliższych latach spodziewać można się wzrostu energetycznego wykorzystania biomasy w małych układach kogeneracyjnych. Naprzeciw trendom rynkowym wychodzą prace badawcze realizowane w takich jednostkach jak Instytut Chemicznej Przeróbki, czy też Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej. Rozwój kogeneracyjnych układów rozproszonych wykorzystujących biomasę jako paliwo związany jest z istniejącym systemem wsparcia, w tym przede wszystkim wsparcia w postaci certyfikatów dla energii wytworzonej w skojarzeniu oraz energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych. Wiele dokumentów państwowych oraz dyrektyw europejskich, wspiera rozwój odnawialnych źródeł energii oraz układów skojarzonych. Mechanizmy wsparcia kreowane w niniejszych dokumentach powodują, że produkcja energii elektrycznej i ciepła w układach CHP staje się alternatywą do energii kupowanej z sieci, zwłaszcza w tych miejscach, gdzie istnieje tanie źródło alternatywnego paliwa [9,12].

Obecnie najczęściej wykorzystywane układy małej i średniej mocy spalające paliwa gazowe to układy z silnikami spalinowymi, układy z turbinami gazowymi oraz układy gazowo-parowe. Popularność tego typu inwestycji wynika przede wszystkim z dobrych wskaźników ekonomicznych (szybki czas zwrotu inwestycji). Charakteryzują się one ponadto wieloma zaletami, z których najważniejsze to wysokie sprawności wytwarzania energii, niskie wskaźniki emisji zanieczyszczeń, możliwość wykorzystania gazów różnej jakości, w tym gazów niskokalorycznych, możliwość optymalnego dopasowania do potrzeb indywidualnego odbiorcy czy uniezależnienie się od dostaw energii z zewnątrz. Istotny jest również fakt, że moc elektryczna układów gazowych w niewielkim stopniu zależy od aktualnego obciążenia cieplnego, a wskaźnik skojarzenia zmienia się w małym stopniu, niezależnie od zmiany mocy cieplnej.

Najistotniejszymi wymaganiami odnośnie paliw nietypowych jest zapewnienie odpowiedniej wartości opałowej gazu, właściwej liczby Wobbego, prędkości spalania oraz odpowiedniej czystości podawanego paliwa [12]. Dlatego też w przypadku układów kogeneracyjnych z generatorami zgazowania duży

nacisk kładzie się na takie zorganizowanie procesu, aby charakterystyka gazu była właściwa dla spalania w wykorzystywanym w układzie silniku lub turbinie gazowej.

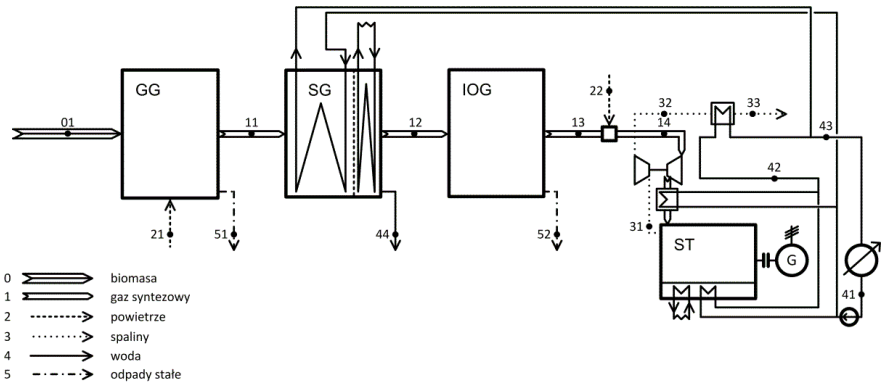
W niniejszym artykule analizom poddano dwa układy skojarzonej produkcji energii elektrycznej oraz ciepła bazujące na wykorzystaniu instalacji do zgazowania biomasy typu Gazela:

- układ z wykorzystaniem silnika tłokowego,
- układ z wykorzystaniem turbiny gazowej.

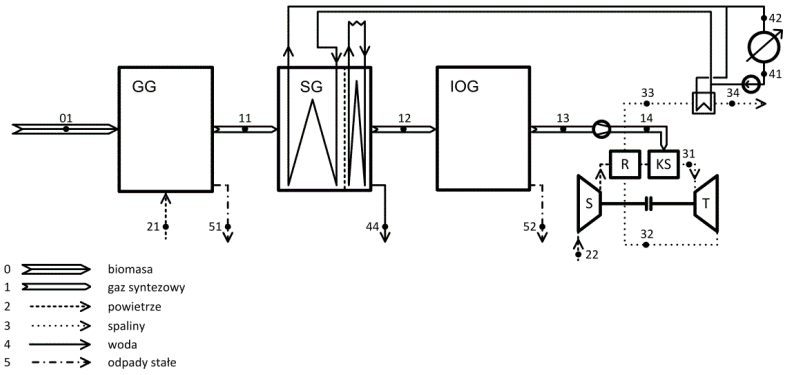
Dla określenia efektywności ekonomicznej analizowanych układów konieczne było zbudowanie odpowiednich modeli termodynamicznych. Przy określaniu założeń posługiwano się rezultatami prac doświadczalnych jakie w ostatnich latach prowadzono w IChPW nad układem wyposażonym w generator typu Gazela. Przykładowe rezultaty tych prac można znaleźć w [7,8,10,11].

2. CHARAKTERYSTYKA BADANYCH UKŁADÓW

Zasadniczo instalacje podzielić można na dwie podstawowe części; tj. część odpowiedzialną za generację gazu procesowego oraz część odpowiedzialną za generację energii elektrycznej oraz ciepła. Na rys. 1 oraz rys. 2 przedstawiono odpowiednio schematy układów: z silnikiem tłokowym oraz z turbiną gazową. Niezależnie od wariantu układu bloki generacji gazu procesowego nie różnią się od siebie i składają się z trzech części , tj. generatora gazu (GG), schładzacza gazu (SG) oraz instalacji oczyszczania gazu (IOG).



Rys. 1. Schemat instalacji z silnikiem tłokowym



Rys. 2. Schemat instalacji z turbiną gazową

Podstawowym produktem procesu zgazowania jest gaz procesowy, którego jakość jak założono predysponuje go do wykorzystania w obrębie turbiny gazowej, bądź silnika tłokowego. Należy nadmienić, że w przypadku dwóch analizowanych układów występują odmienne wymagania odnoszące się do jakości oraz czystości gazów doprowadzanych do części odpowiedzialnych za generację energii elektrycznej. W największym stopniu decydują tutaj wymogi stawiane przez producentów silników oraz turbin. Dla potrzeb analizy założono jednak, że w obu rozpatrywanych przypadkach instalacje generacji oraz oczyszczania gazu procesowego charakteryzują takie same wskaźniki pracy. W dużej mierze pozostałe założenia przyjęte do obliczeń wynikają z badań eksperymentalnych jakie w ostatnim czasie prowadzone były na instalacji z generatorem GazEla opracowanym w IChPW. Dla celów analiz ekonomicznych w odniesieniu do przeprowadzonych badań eksperymentalnych zdecydowano się na większą skalę instalacji zgazowania. Przejęta moc 1,5 MW_t w strumieniu energii chemicznej biomasy poddawanej procesowi zgazowania wydaje się być mocą jaką charakteryzować mógłby się komercyjny odpowiednik generatora GazEla. W tabeli 1 zebrano przyjęte do obliczeń założenia odnoszące się do instalacji generacji gazu procesowego. W dużej mierze założenia opracowano na podstawie wyników testów jakie przeprowadzono w latach 2008-2011. Wykorzystano tutaj wyniki uzyskane podczas testów zgazowania biomasy o składzie: C=41,63%, H=4,93%, O=38,22%, N=0,16%, S=0,03%, Wilgoć=14,60%, A=0,43%. Wartość opałowa biomasy wynosiła 14,2 MJ/kg.

Tabela 1. Wielkości charakterystyczne instalacji zgazowania biomasy

Wielkość	**Oznacz.**	**Jedn.**	**Wartość**
Strumień energii chemicznej biomasy	$\dot{E}_{ch_01}$	kW	1500
Sprawność generatora zgazowania na zimno	η_{GG}	%	63
Sprawność instalacji oczyszczania	η_{IOG}	%	95
Temperatura gazu za generatorem zgazowania	t_{11}	°C	950
Temperatura gazu na wlocie do instalacji oczyszczania gazu	t_{12}	°C	40

Skład gazu uzyskanego podczas badań eksperymentalnych był następujący: H_2=5,9%, CH_4=1,7%, CO=19,8%, CO_2=7,5%, N_2=44,3%, H_2O=20,8%. Przy przepływie gazu przez schładzacz ze strumienia wytrącona zostaje część wilgoci oraz zanieczyszczenia. Na podstawie danych doświadczalnych założono następujący skład gazu po oczyszczeniu: H_2=6,90%, CH_4=1,99%, CO=23,15%, CO_2=8,77%, N_2=51,81%, H_2O=7,38%. Strumienie gazu w poszczególnych punktach układu generacji gazu procesowego wynoszą: $\dot{m}_{11}$=0,2866 kg/s, $\dot{m}_{12}$=0,2572 kg/s, $\dot{m}_{13}$ = 0,2444 kg/s.

Ciepło użyteczne produkowane jest w obrębie instalacji silnika lub turbiny gazowej, jak również w obrębie schładzacza gazu procesowego. Dla obu analizowanych wariantów przyjęto takie same założenia odnośnie sposobu generowania ciepła użytecznego w obrębie instalacji schładzania gazu. Z uwagi na przyjętą charakterystykę temperaturową sieci ciepłowniczej tylko część ciepła chłodzenia może zostać wykorzystana w sposób użyteczny. Schłodzenie gazu do temperatury 40°C wymaga doprowadzenia do chłodnicy medium chłodzącego o znacznie niższej temperaturze niż temperatura wody sieciowej. W

związku z powyższym niezależnie od rozpatrywanego wariantu założono, że schładzacz gazu stanowi dwie sekcję wymienników. Sekcja wysokotemperaturowa wykorzystuje jako medium chłodzące wodę sieciową – tutaj gaz schładzany jest do poziomu temperatury zapewniającej efektywność tej sekcji wymiennika równą 90%. Sekcja druga dochładza gaz do temperatury 40°C, przy czym w tym przypadku ciepło chłodzenia nie jest kwalifikowane jako ciepło użyteczne. Założono, że sprawność schładzacza gazu procesowego wynosi 97%.

Dla pierwszego wariantu układu założono, że silnik charakteryzuje nominalna sprawność wytwarzania energii elektrycznej wynosząca 35,0% oraz nominalna temperatura spalin wylotowych równa 500°C. Spaliny ochładzają się w wymienniku sieciowym do temperatury 120°C. Założono, że sprawność ogólna silnika uzyskiwana w warunkach nominalnych wynosi 90%.

Założono, że w przypadku układu z turbiną gazową ciepło użyteczne, podobnie jak miało to miejsce w układzie z silnikiem spalinowym, produkowane jest w obrębie chłodnicy gazu procesowego. Drugim źródłem ciepła użytecznego w tym przypadku są spaliny opuszczające ekspander turbiny gazowej.

Założono, że turbina pracująca w układzie jest konstrukcją z regeneracją ciepła. Nominalnie turbinę charakteryzują: temperatura spalin opuszczających komorę spalania wynosząca 900°C, spręż wynoszący 9 oraz sprawności izentropowe sprężarki oraz ekspandera wynoszące 90%.

Paliwo produkowane w obrębie układu generacji gazu procesowego charakteryzuje się ciśnieniem nieco tylko wyższym od ciśnienia atmosferycznego (założono 102 kPa). W związku z tym istotnym elementem układu generacji energii elektrycznej jest sprężarka paliwa gazowego, której zadaniem jest podniesienie ciśnienia paliwa umożliwiającego wprowadzenia go do komory spalania turbiny gazowej. Założono, że wymagany poziom ciśnienia jest równy poziomowi ciśnienia utleniacza wprowadzanego do komory spalania. Sprawność izentropową sprężarki założono równą 0,9, natomiast iloczyn sprawności silnika elektrycznego oraz sprawności mechanicznej przyjęto na poziomie 0,98.

3. REZULTATY OBLICZEŃ TERMODYNAMICZNYCH

Podstawowym problemem obliczeniowym w niniejszej analizie przedmiotowych systemów jest zagadnienie zmiany obciążeń silnika tłokowego oraz turbiny gazowej po zmianie paliwa projektowego, a więc gazu ziemnego na gaz procesowy. W przypadku silnika tłokowego wykorzystano tutaj metodologię opisaną w [3], natomiast w przypadku turbiny gazowej posłużono się własnym algorytmem obliczeniowym. Dla dwóch wariantów układów przyjęto założenia dla podstawowych wielkości charakteryzujących odpowiednio silnik tłokowy oraz turbinę gazową. Następnym krokiem, było określenie zmian tych wielkości, jakie są wynikiem spalania w maszynach gazu uzyskiwanego w procesach zachodzących w obrębie bloku generacji gazu procesowego. Ostatecznie posługując się rezultatami uzyskanymi na podstawie obliczeń silnika oraz turbiny, jak również rezultatami zebranymi podczas prowadzenia prac doświadczalnych określono wskaźniki efektywności energetycznej oraz wielkości będące podstawą do obliczeń ekonomicznych, a więc strumienie wielkości handlowych takich jak energia elektryczna oraz ciepło użytkowe. W tabeli 2 zestawiono wybrane wielości uzyskane dla silnika tłokowego oraz turbiny gazowej dla dwóch rodzajów spalanego paliwa. Moce znamionowe maszyn zakładano na poziomach, jakie zapewniają wykorzystanie mocy w paliwie na poziomie 1,5 MW. Wyniki uzyskano dla założenia, że podczas spalania gazu procesowego w obrębie maszyn nie jest realizowana regulacja obciążeń, które powodują na ogół spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej i są często wymagane, np. w przypadku turbin celem odsunięcia punktu pracy sprężarki od linii pompażu [1].

Tabela 2 Wyniki obliczeń dla silnika tłokowego zasilanego gazem ziemnym oraz gazem procesowym

Wielkość	Jedn.	Silnik tłokowy		Turbina gazowa	
		GZ	GP	GZ	GP
Moc elektryczna	kW	314,21	288,76	291,79	363,83
Użyteczny strumień ciepła wysokotemp.	kW	189,61	252,73	-	79,65
Użyteczny strumień ciepła niskotemp.	kW	258,53	258,53	318,06	389,51
Użyteczny strumień ciepła chłodzenia	kW	-	253,44	-	253,44
Strumień energii chemicznej paliwa gazowego trafiającego do silnika	kW	897,75	897,75	878,83	897,75
Sprawność ogólna silnika/turbiny	-	0,8492	0,8911	0,6939	0,7504
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej	-	0,3500	0,3217	0,3320	0,3165
Sprawność wytwarzania ciepła	-	0,4992	0,5695	0,3619	0,4339
Sprawność ogólna instalacji zintegrowanej	-	-	0,7023	-	0,6181
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej w układzie zintegrowanym	-	-	0,1925	-	0,1895
Sprawność wytwarzania ciepła użytecznego w układzie zintegrowanym	-	-	0,5098	-	0,4286

4. ZAŁOŻENIA DO ANALIZ EKONOMICZNYCH

Przeprowadzenie analizy ekonomicznej dla przedmiotowych układów CHP wymagało określenia wielkości odnoszących się do technicznych aspektów użytkowania instalacji, jak również wielkości charakteryzujących otoczenie ekonomiczne funkcjonowania instalacji.

W pierwszej kolejności założono, że układy pracują przez 6000 godzin w roku dla potrzeb systemu ciepłowniczego zapewniając ciepło w podstawie zapotrzebowania. Założono tym samym dla nich stały profil produkcji w całym rozpatrywanym w roku okresie pracy. Przy takim założeniu moc w paliwie doprowadzanym do instalacji, moc elektryczna oraz strumienie ciepła użytecznego są wielkościami średniorocznymi.

Założono, iż produkowane w układach ciepło użyteczne sprzedawane jest w całości w cenie 38,58 PLN/GJ. Produkowana energia elektryczna pomniejszona o potrzeby własne instalacji sprzedawana jest w cenie 195,32 PLN/MWh. Wskaźnik potrzeb własnych założony został na poziomie 10%. W przypadku instalacji z turbiną gazową wskaźnik ten nie obejmuje mocy niezbędnej do napędu sprężarki paliwa.

W przypadku analizowanych układów CHP istotne znaczenie w aspekcie ekonomicznym ma dodatkowy przychód z obrotu prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia.

Dla określania wielkości stanowiących o ilości przyznawanych tzw. certyfikatów żółtych wymagane jest określanie wielkości *EUF* (*Energy Utilization Factor)*, będącej średnioroczną sprawnością wytwarzania ciepła użytecznego oraz energii elektrycznej wytworzonej w tzw. wysokosprawnej kogeneracji. Istnieje przy tym możliwość dowolnego definiowania osłony kontrolnej dla bilansowania układu. Dzięki założeniu stałego odbioru ciepła użytecznego z układów pracujących w podstawie zapotrzebowania

wysoka wartość wskaźnika *EUF* zostanie uzyskana dla układu kogeneracyjnego bilansowanego z wyodrębnieniem z niego układu generacji gazu procesowego.

Dla certyfikacji energii elektrycznej tzw. certyfikatami zielonymi osłona bilansowa dotyczyć musi układu, do którego doprowadzane jest paliwo kwalifikowane w poczet OZE. W tym wypadku występuje konieczność bilansowania układów zgodnie z osłonami bilansowymi obejmującymi wszystkie komponenty układów.

Do analizy ekonomicznej założono następujące ceny zbywanych certyfikatów: dla certyfikatów żółtych 125,27 PLN/MWh, dla certyfikatów zielonych 275,73 PLN/MWh.

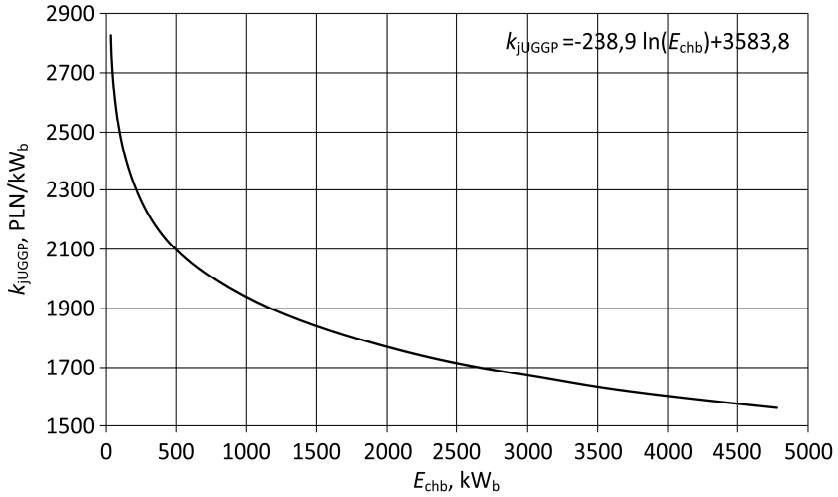
Istotnym elementem w obrębie przepływów pieniężnych jest koszt związany z zakupem paliwa. Założono, iż w przeciągu okresu użytkowania do układu doprowadzana jest jednorodna biomasa o charakterystyce pokazanej w tabeli 1. Cenę biomasy łącznie z dostawą przyjęto na poziomie 20 PLN/GJ. Po stronie kosztów istotnym elementem jest również koszt związany z użytkowaniem wody (głównie dla celów oczyszczania gazu procesowego). Jednostkowe zużycie wody założono na poziomie 0,25 m^3/GJ energii chemicznej zawartej w wyprodukowanym gazie procesowym [2]. Cenę za wodę oraz jednostkowy koszt związany z odprowadzaniem ścieków założono odpowiednio: 2,5 PLN/m^3 i 6 PLN/m^3. Inne założenia zebrano w tabeli 3.

Tabela 3 Wybrane założenia przyjęte do analizy ekonomicznej

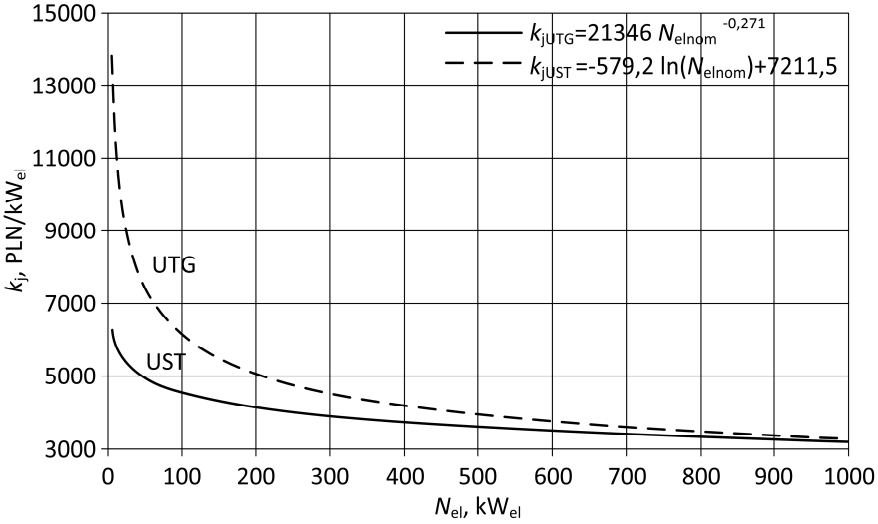
Wielkość	Wartość
Czas pracy układu	20 lat
Czas budowy	2 lata
Udział nakładów inwestycyjnych w poszczególnych latach budowy	50%/50%
Udział środków własnych	50%
Udział kredytu komercyjnego	50%
Okres spłaty kredytu komercyjnego	7 lat
Stopa kredytu komercyjnego	6,5%
Stopa amortyzacji	6,67%
Podatek dochodowy	19%
Stopa dyskonta	4,86%
Jednostkowe koszty eksploatacji układu	2,0 PLN/MWh
Jednostkowe koszty remontów układu (% nakładów inwestycyjnych)	2,0%
Jednostkowe koszty zakupu innych produktów nieenergetycznych	1,5 PLN/MWh
Jednostkowe koszty korzystania ze środowiska	0,3 PLN/GJ_{GP}
Jednostkowe koszty ubezpieczenia (% nakładów inwestycyjnych)	0,5%
Liczba zatrudnionych pracowników	4 osoby
Jednostkowe koszty utrzymania pracownika	5500 PLN/os./m-c

Dla określania nakładów inwestycyjnych posłużono się wskaźnikami nakładów jednostkowych osobno dla układu generacji gazu procesowego (UGGP) oraz układu generacji energii elektrycznej. W analizie koszt inwestycyjny związany z zakupem oraz zabudową układu generacji gazu procesowego określano w oparciu o wskaźnik jednostkowy zgodnie z zależnością pokazaną na rysunku 3. Dla określenia kosztu

związanego z zakupem oraz zabudową instalacji silnika (UST) oraz turbiny gazowej (UTG) posłużono się zależnością kosztu jednostkowego od mocy nominalnych maszyn pokazanych na rysunku 4.



Rys. 3. Nakład jednostkowy związany z zakupem oraz zabudową układu generacji gazu procesowego w funkcji strumienia energii chemicznej biomasy poddawanej zgazowaniu



Rys. 4. Nakłady jednostkowe związane z zakupem oraz zabudową układu silnika tłokowego oraz turbiny gazowej w funkcji nominalnej mocy elektrycznej

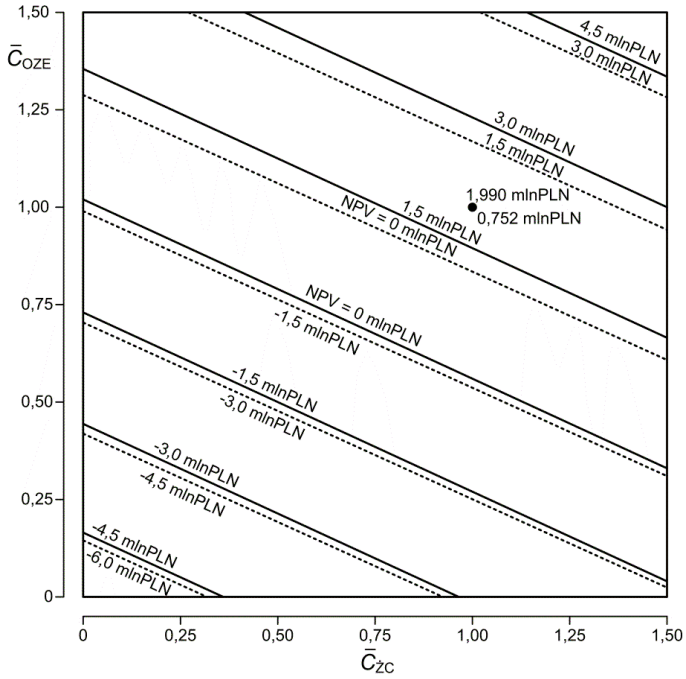
Zalecanymi sposobami zakwalifikowania przedsięwzięcia do udanego bądź nieudanego, jest wyznaczenie i porównanie podstawowych wskaźników oceny ekonomicznej [4-6]. Najczęściej wykorzystywane metody oceny efektywności ekonomicznej to tzw. metody dynamiczne. Przy ocenie analizowanych rozwiązań posłużono się bieżącą (zaktualizowaną) wartością netto *NPV* (ang. *Net Present Value*):

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

gdzie: CF_t – przepływ pieniężny obliczony na koniec roku *t*, *r* – stopa dyskonta.

5. REZULTATY ANALIZ EKONOMICZNYCH

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń ekonomicznych odpowiednio dla układu z silnikiem tłokowym oraz turbiną gazową uzyskano wartości zaktualizowane netto wynoszące 1,990 mln PLN oraz 0,752 mln PLN. Układ silnika tłokowego zintegrowanego z instalacją zgazowania biomasy charakteryzuje się więc większą opłacalnością inwestycyjną niż układ z turbiną gazową. Warto podkreślić, iż dla obu układów uzyskano dodatnie wartości zaktualizowane netto. Wysoka opłacalność ekonomiczna związana jest z założeniem ekonomicznie przychylnych warunków funkcjonowania badanych układów, a przede wszystkim możliwości uzyskiwania dodatkowych przychodów ze sprzedaży certyfikatów zielonych i żółtych. Wpływ zmiany cen certyfikatów zielonych (C_{OZE}) oraz certyfikatów żółtych ($C_{ŻC}$) w zakresie wartości względnych od 0 do 150% (w odniesieniu do wartości przyjętych w punkcie 4) pokazano na rys. 5. Z kolei na rys. 6 w tym samym ujęciu pokazano wpływ zmiany ceny sprzedaży energii elektrycznej oraz ceny sprzedawanego ciepła. Obie ceny uzmienniano w tym przypadku względem ceny nominalnej przyjętej do obliczeń wstępnych w zakresie od 50% do 200%.



Rys. 5. Wpływ zmiany ceny certyfikatów zielonych oraz ceny certyfikatów żółtych na wartość wskaźnika *NPV* dla układu z silnikiem tokowym (linia ciągła) oraz turbiną gazową (linia przerywana)

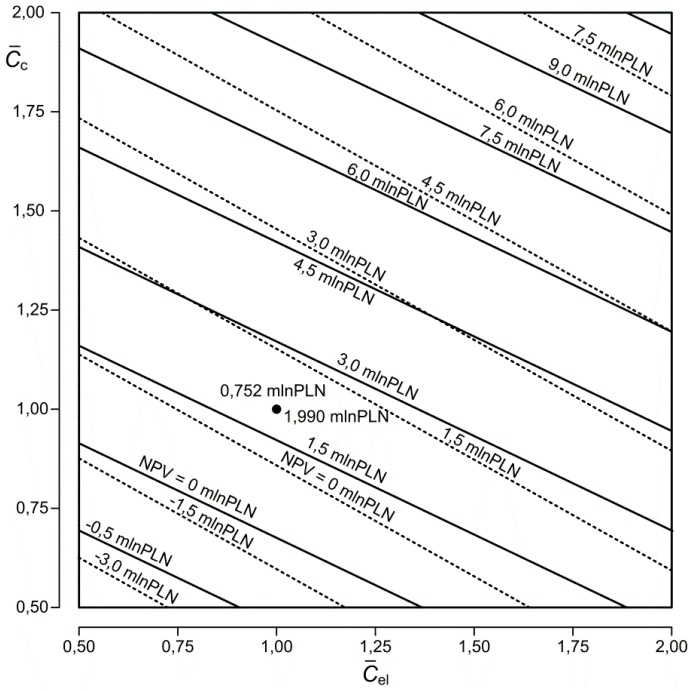
Na podstawie rezultatów zaprezentowanych na rys. 5 i rys. 6 wyciągnąć można następujące wnioski:

a) zachowanie ceny certyfikatów żółtych na poziomie wstępnie założonym, przy równoczesnym spadku ceny certyfikatów zielonych o około 44% w przypadku układu z silnikiem tłokowym i o około 16% w przypadku układu z turbiną gazową spowoduje uzyskanie warunków rentowności dla badanych inwestycji,

b) zachowanie ceny certyfikatów zielonych na poziomie wstępnie założonym, przy równoczesnym spadku ceny certyfikatów żółtych o około 96% w przypadku układu z silnikiem tłokowym i o około 22% w przypadku układu z turbina gazową spowoduje uzyskanie warunków rentowności dla badanych inwestycji,

c) zachowanie ceny sprzedaży energii elektrycznej na poziomie wstępnie założonym, przy równoczesnym spadku ceny sprzedaży ciepła o około 32% w przypadku układu z silnikiem tłokowym i o około 14% w przypadku układu z turbina gazową spowoduje uzyskanie warunków rentowności dla badanych inwestycji.

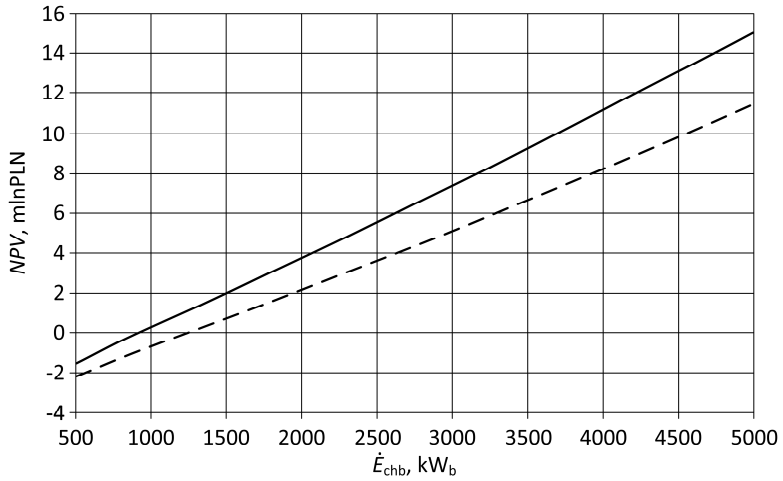
d) zachowanie ceny sprzedaży ciepła na poziomie wstępnie założonym, przy równoczesnym spadku ceny sprzedaży energii elektrycznej o około 25% w przypadku układu z silnikiem tłokowym spowoduje uzyskanie warunków rentowności dla badanej inwestycji; w przypadku układu z silnikiem spadek ceny sprzedaży ciepła nawet o 50% gwarantuje ciągle dodatnią wartość wskaźnika *NPV*.



Rys. 6. Wpływ zmiany ceny energii elektrycznej oraz ceny ciepła na wartość wskaźnika *NPV* dla układu z silnikiem tokwym (linia ciągła) oraz turbiną gazową (linia przerywana)

W dalszej kolejności układy kogeneracyjne poddano analizie wpływu ich wielkości (mocy) na wskaźnik efektywności ekonomicznej *NPV*. Podczas analizy wszystkie założone oraz określone na bazie analizy technicznej sprawności utrzymywano na stałym poziomie. Bez zmian pozostawiono także założenia przedstawione w punkcie 4. Również, zgodnie z tymi założeniami wielkością, która podczas skalowania układów podlegała innej niż liniowej relacji względem mocy układu były nakłady inwestycyjne (patrz rys. 3 oraz rys. 4). Wielkość układów wyrażona w strumieniach energii chemicznej doprowadzanej biomasy podlegała zmianom w zakresie od 500 do 5000 kW. Na rys. 7 pokazano wyniki analizy wpływu wielkości układu na wskaźnik *NPV*.

Z uzyskanych rezultatów wynika, że układ z silnikiem spalinowym przy poczynionych założeniach jest efektywny ekonomicznie przy mocy termicznej generatora gazu około 920 kW, zaś układ z turbina gazową od mocy termicznej (w paliwie) około 1250 kW.



Rys. 7. Wpływ wielkości instalacji (strumienia energii chemicznej podawanej biomasy) na wskaźnik *NPV* (linia ciągła – układ z silnikiem tłokowym, linia przerywana – układ z turbiną gazową)

6. PODSUMOWANIE

Działalność polegająca na produkcji ciepła i energii elektrycznej w układzie kogeneracyjnym zintegrowanym z termicznym zgazowaniem biomasy jest przedsięwzięciem trudnym. Związane jest to z procesem obróbki biomasy surowej i stopniową konwersją jej energii chemicznej w energię użyteczną w złożonym układzie maszyn i urządzeń. Poza rodzajem wykorzystywanej technologii, dochodzi jeszcze aspekt otoczenia finansowego i prawnego, w którym funkcjonuje przedsiębiorstwo. Chodzi głównie o mechanizmy wsparcia dla odnawialnych źródeł energii i kogeneracji, a także o zmienność kosztów produkcji i ceny rynkowe wytworzonych produktów. Ocena opłacalności inwestycji jest podstawowym zadaniem analizy wykonalności projektu inwestycyjnego, mówiąca o wielkości zysków i stopie zwrotu zainwestowanego kapitału (lub ich braku).

Z uzyskanych rezultatów analiz ekonomicznych wynika, że układ silnika tłokowego zintegrowanego z instalacją zgazowania biomasy charakteryzuje się większą opłacalnością inwestycyjną niż układ z turbiną gazową. Niemniej jednak dla obu układów uzyskano dodatnie wartości zaktualizowane netto. Podkreślić należy, że warunkiem wysokiej opłacalności jest utrzymanie mechanizmów wsparcia w postaci certyfikacji produkowanej energii elektrycznej tzw. certyfikatami zielonymi i żółtymi.

LITERATURA

[1] Chmielniak T., Rusin A., Czwiertnia K.: Turbiny gazowe. Ossolineum, Wrocław, 2001.

[2] Elsenbruch T. (GE Jenbacher). Latest Developments in the Use of Wood Gas in Gas Engines. IDGTE Toronto, Canada, 12 czerwiec 2008.

[3] Kalina J.: Integrated biomass gasification combined cycle distributed generation plant with reciprocating gas engine and ORC. Applied Thermal Engineering 31 (2011), 2829-2840.

[4] Kotowicz J., Bartela Ł.: Optymalizacja termodynamiczna i ekonomiczna elektrowni gazowo-parowej z wykorzystaniem algorytmów genetycznych. Rynek Energii, Nr 2(75), 2008, s.31-38.

[5] Kotowicz J., Bartela Ł.: The influence of the legal and economical environment and the profile of activities on the optimal design features of a natural-gas-fired combined heat and power plant. (2011) Energy, 36 (1) , pp. 328-338.

[6] Kotowicz J., Skorek-Osikowska A., Bartela Ł.: Economic and environmental evaluation of selected advanced power generation technologies. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A, Journal of Power and Energy, Maj 2011 (225), s. 221-232.

[7] Kotowicz J., Sobolewski A., Iluk T., Matuszek K.: Biomass gasification in a fixed-bed gasifier. Rynek Energii, 2(81), 2009, 52-58.

[8] Kotowicz J., Sobolewski A., Iluk T., Matuszek K.: Zgazowanie biomasy w reaktorze ze złożem stałym. Rynek Energii, Nr 2(81), 2009, s.52-58.

[9] Milewski J., Wołowicz M., Badyda K., Misztal Z.: 36 kW Polymer exchange membrane fuel cell as combined heat and power unit. ECS Transactions, Volume 42, Issue 1, 2012, Pages 75-87, Fuel Cell Seminar and Exposition; Orlando, FL; 31 October 2011 - 3 November 2011

[10] Sobolewski A., Kotowicz J., Iluk T., Matuszek K.: Badania eksperymentalne zgazowania biomasy pod katem wykorzystania gazu procesowego w układzie kogeneracji. Przemysł Chemiczny, Nr 6, 2010, s.794-799.

[11] Sobolewski A., Kotowicz J., Iluk T., Matuszek K.: Wpływ rodzaju biomasy na parametry pracy generatora gazu ze złożem stałym. Rynek Energii, Nr 3(82), 2009, s.53-58.

[12] Skorek J., Kalina J.: Gazowe układy kogeneracyjne. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2005.

COMPARISON OF THE ECONOMIC EFFICIENCY OF CHP PLANTS INTEGRATED WITH GAZELA GENERATOR

Key words: thermodynamic analysis, economic analysis, distributed cogeneration, support mechanisms

Summary. This paper presents the results of an economic analysis of the combined heat and power plants, based on a biomass gasification process. The analysis is based on the results of the research conducted at the Institute for Chemical Processing of Coal in Zabrze on the innovative gasifier GazEla. The results of the research demonstrate the possibility of the effective production of gas with the quality enabling for its use in a piston engine or even in a gas turbine. The purpose of the analysis, the results of which are presented in this paper, was to compare the systems that integrate the process gas production based on the use of the generator GazEla with a piston engine and a gas turbine. A comparison of the two systems was based on the obtained values of *NPV* indicator. In addition, the impact of changes in the economic environment by changing a break-even price of electricity, heat and prices of certificate given for electricity produced from biomass and so-called high-efficiency cogeneration system was analyzed.

Aleksander Sobolewski, dr inż. Jest Zastępcą Dyrektora ds. Badań i Rozwoju w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu. Jest specjalistą w zakresie inżynierii chemicznej, koksownictwa oraz termicznego przetwórstwa odpadów. Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, ul. Zamkowa 1, 41-803 Zabrze, E-mail: asob@ichpw.zabrze.pl

Łukasz Bartela, dr inż. Jest adiunktem w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, E-mail: lukasz.bartela@polsl.pl

Anna Skorek-Osikowska, dr inż. Jest adiunktem w Zakładzie Miernictwa i Automatyki Procesów Energetycznych w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej w Gliwicach, ul. Konarskiego 18, 44-100 Gliwice, E-mail: anna.skorek@polsl.pl

Tomasz Iluk, dr inż. Jest pracownikiem Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu, ul. Zamkowa 1, 41-803 Zabrze, E-mail: tiluk@ichpw.zabrze.pl