

Michał Jasiulewicz

Politechnika Koszalińska

EFEKTYWNOŚĆ EKONOMICZNA ELEKTROCIEPŁOWNI KOGENERACYJNEJ O MAŁEJ MOCY, OPALANEJ BIOMASĄ

ECONOMICAL EFFECTIVENESS OF A LOW POWER CHP PLANT FUELED BY BIOMASS

Słowa kluczowe: kogeneracja ORC, efektywność inwestycji, biomasa

Key words: cogeneration ORC, effectiveness of investment, biomass

Abstrakt. Celem badań było ocena efektywności ekonomicznej oraz określenie działań zmierzających do optymalizacji efektów ekonomicznych instalacji elektrociepłowni kogeneracyjnej małej mocy opalanej biomasą. Wykorzystanie biomasy do celów energetycznych jest najbardziej uzasadnione przy wykorzystaniu lokalnej biomasy w układzie rozproszonym. Przedstawiono analizę ekonomiczną instalacji kogeneracyjnej ORC o małej mocy (2 MW, 320 KWe), wykorzystującej lokalną biomasę agrorolniczą – z upraw plantacji roślin (wierzby) w systemie szybkiej rotacji. Z opracowanego modelu ekonometrycznego wynika, iż największy wpływ na efekt ekonomiczny mają ceny zbytu energii cieplnej, „zielonego certyfikatu”, zbytu energii elektrycznej oraz zakupu biomasy.

Wstęp

Zwiększenie udziału wytwarzanej energii ze źródeł odnawialnych (OZE) staje się ekonomiczną i ekologiczną koniecznością, co znajduje wyraz w priorytetach polityki energetycznej. Zgodnie z dyrektywą UE 2009/28/WE i przyjętego według niej Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) istnieje potrzeba znacznego zwiększenia wykorzystania OZE, zwłaszcza biomasy, której polski potencjał należy do jednego z największych w Europie, tj. 895 PJ [Jasiulewicz 2010].

To, jaką część istniejącego potencjału biomasy zagospodarujemy w Polsce do celów energetycznych, zależy od wielu działań np. władz na szczeblu krajowym, regionalnym i lokalnym, a także przedsiębiorczości lokalnych społeczności. W 2010 r. zdecydowaną większość biomasy stałej wykorzystywanej do celów energetycznych stosuje się w procesie współspalania z węglem kamiennym i brunatnym – 95% [Energia ze źródeł... 2010]. Właściwości fizykochemiczne biomasy znacznie różnią się od węgla kamiennego, co wpływa negatywnie na wydajność procesu spalania. Lokalny rynek biomasy wokół dużych elektrowni wykorzystujących proces współspalania nie jest w stanie zaspokoić potrzeb w zakresie odpowiedniej ilości biomasy. Zachodzi potrzeba transportu z odległych obszarów, co nie znajduje ekonomicznego ani też energetycznego uzasadnienia. Obecnie największa wykorzystywana część biomasy pochodzi z lasów, ale jest ona już w dużym stopniu zagospodarowana – przez ludność wiejską do ogrzewania domów, przez przemysł drzewny, płytowy, meblarski. Duża część odpadów drzewnych wykorzystywana jest do produkcji peletów, których roczna produkcja w Polsce osiąga poziom ok. 400 tys. t. Większość jednak trafia na eksport.

Słabo dotąd zagospodarowanym działem gospodarki w zakresie produkcji surowców energetycznych jest rolnictwo. Zakłada się, że w najbliższych latach nastąpi znaczący wzrost wykorzystania biomasy z rolnictwa [Fock 2011]. Najbardziej efektywne jest wykorzystywanie biomasy stałej nieprzetworzonej w systemie rozproszonej energetyki w układach skojarzonych (energia elektryczna + energia cieplna) – wykorzystanie zasadniczo do zaspokojenia energetycznych potrzeb lokalnych [Jasiulewicz 2009].

W badanej elektrociepłowni o małej mocy 2 MW (320 KWe) kocioł energetyczny jest opalany biomasą. Do wyprowadzenia ciepła z kotła zasilającego w takim układzie stosuje się najczęściej olej silikonowy (*Organic Rankine Cycle* – ORC). Układ ORC stosowany jest do produkcji energii elektrycznej z niskotemperaturowych źródeł ciepła, których obieg wodno-parowy mógłby okazać się mało sprawny. Biomasa świeża dostarczana do ciepłowni ma wilgotność ok. 45-50%, co powoduje, iż trudno jest uzyskać wysoką temperaturę spalania, dlatego uzasadnione jest stosowanie systemu ORC.

Celem badań było określenie opłacalności inwestycji małej elektrociepłowni w systemie skojarzonym i poszukiwanie optymalizacji produkcji oraz uzyskiwanych efektów ekonomicznych w elektrociepłowni (2 MW, 320 KWe) opalanej biomasą.

Material i metodyka badań

Stosowanie od wielu lat w Polsce współspalania węgla z biomasą w dużych centralnych elektrowniach należy uznać jako działanie doraźne, nieefektywne ekonomicznie i ekologicznie nieuzasadnione. Konieczne jest tworzenie rozproszonej sieci małych elektrociepłowni bazujących na istniejącej sieci miejskiej energetyki ciepłej, wykorzystującej głównie jako paliwo węgiel kamienny. Zachodzi jednakże potrzeba zmiany technologii oraz instalacji z dostosowaniem do spalania biomasy świeżej w systemie kogeneracji. Wielkość instalacji powinna zależeć od możliwości wykorzystania lokalnie ciepła w ciągu roku. Działania takie podjęto w ramach projektu strategicznego koordynowanego przez IMP PAN [Jasiulewicz 2011], na przykładzie wdrażanego obecnie systemu kogeneracyjnego ORC w Żychlinie.

W celu określenia opłacalności inwestycji dokonano obliczeń w zakresie zwrotu kapitału NPV, IRR dla 2 obiektów pracujących w ciągu roku 6000 godz. oraz 8000 godz.

Efektywność ekonomiczna inwestycji przy założeniu wykorzystania mocy nominalnej 8000 h/rok

Budowa elektrociepłowni ORC o małej mocy, wykorzystującej spalanie lokalnej biomasy, wymaga instalacji *hi-tech* w tym zakresie, co wiąże się z odpowiednimi nakładami finansowymi. Łączne nakłady inwestycyjne elektrociepłowni 2 MW (320 KWe) w systemie ORC pochłonę ok. 2 769 600 euro, tj. 11,078 mln zł. Największy koszt stanowi wartość urządzeń podstawowych (1,1 mln euro) [Jasiulewicz 2011]. Wartość pozostałych dostaw to 0,29 mln euro, wartość usług związanych z inwestycją – 0,57 mln euro. W ocenie efektywności ekonomicznej przyjęto 5 wariantów pokrycia kosztów inwestycji:

1. 100% przez inwestora ze środków własnych,
2. 50% przez inwestora ze środków własnych oraz 50% wartości uzyskano z kredytu,
3. 20% ze środków własnych inwestora i 80% z kredytu,
4. 20% ze środków własnych inwestora, 20% z dotacji i 60% z kredytu,
5. 10% ze środków własnych, 40% z dotacji i 50% z kredytu.

Przy założeniu wykorzystania mocy nominalnej przez 8000 godz./rok (tab. 1) roczny efekt ekonomiczny jest relatywnie wysoki i wynosi 1255702,86 zł. Obliczone efekty ekonomiczne dla poszczególnych 5 wariantów przedstawiają się następująco:

W wariantcie 1. (100% środków własnych) wskaźnik IRR (zwrotu kapitału) uzyskuje wartość 0, czyli pokrycie kosztów nakładów kapitałowych nastąpił w 2023 r., tj. po 12 latach eksploatacji. W kolejnych latach przyjmuje wartość dodatnią, podobnie jak wskaźnik NPV już w 2024 r., tj. po 13 latach eksploatacji, uzyskuje wartość dodatnią (479 445 zł) i w kolejnych latach jego wartość znacząco wzrasta w przyjętym okresie analizy, tj. do 2026 r. Wartość skumulowana *NcFt* (*Cash flow in netto – accumulated* utrzymuje wartości ujemne do 2020 r. i w 2021 r., tj. po 10 latach eksploatacji, uzyskuje wartość dodatnią (496 057 zł), a w kolejnych latach jego wartość wzrasta.

Przedstawione na rysunkach 1 i 2 wskaźniki oparte o obliczenia własne, obrazują wyraźnie lepsze efekty ekonomiczne przy założeniu wykorzystania mocy nominalnej 8000 godz./rok niż przy 6000 godz./rok w wariantcie 1. Wskaźnik zwrotu kapitału IRR (rys. 2) wyraźnie wskazuje, iż po 11 latach eksploatacji (2022 r.) następuje zwrot poniesionych nakładów i odtąd przybiera wartości dodatnie. Poziom kształtowania wartości NPV (rys. 1), jako jednego z najbardziej istotnych wskaźników, dowodzi iż jego wartości ujemne, zmniejszające się corocznie od 2011 r. osiągają poziom 0 w 2022 r., tj. po 11 latach eksploatacji, i odtąd wzrastają jego wartości dodatnie, osiągając poziom 2 mln zł w 2026 r.

Dobłą dynamikę wzrostu osiągają także wskaźniki ROA i ROE, natomiast ROS zachowuje poziom 33%. Wskaźnik ROA osiąga poziom 70% (2025 r.) a ROE 57% (2025 r.). Wielkość rocznych wskaźników ROE i ROA jest na poziomie 5%, a wskaźnika ROS na poziomie 34%.

W przyjętym wariantcie 2. (50% udziału własnego i 50% kredytu) efekt ekonomiczny elektrociepłowni w latach 2011-2026 jest znacznie korzystniejszy. Jak wynika z danych w wariantcie 2., poziom kapitału IRR (zwrotu kapitału) przybiera dużą dynamikę od 2017 r. (po 6 latach eksploatacji) i przekracza poziom 0, czyli zwrotu kapitału w 2024 r., tj. po 13 latach eksploatacji, utrzymując w następnych latach dodatnie wzrastające wartości. Podobnie kształtuje się poziom wskaźnika NPV, którego wartość zmniejsza się do 2016 r. i od tego momentu dynamicznie wzrasta, przekraczając poziom 0 w 2024 r. w następnych nadal ROE i ROA wykazują wysoką dynamikę, a wskaźnik ROS utrzymuje się na poziomie ok. 30% (od 2017 r.). Wskaźniki roczne (ROA, ROS, ROE) po okresie wolnego wzrostu w pierwszych 5 latach eksploatacji przybierają stałe wartości.

Wielkość wskaźników ekonomicznych eksploatacji elektrociepłowni w latach 2011-2026 w wariantcie 3) (20% kapitał własny + 80% kredyt) obrazuje lepsze efekty niż w wariantach 1. i 2. Jak wynika z przeprowadzonej analizy, poziom wskaźników rocznych ROS w latach 2012-2017 systematycznie wzrasta

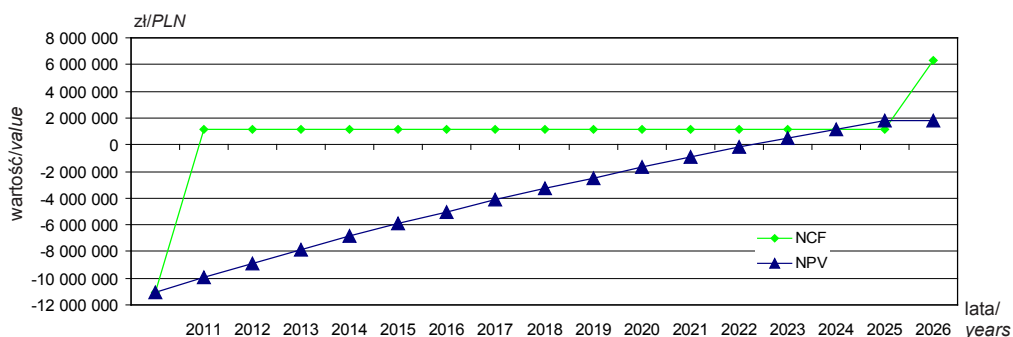
Tabela 1. Oszacowanie efektywności ekonomicznej inwestycji ORC 2 MW (320 KWe), przy 8000 h/rok pracy nominalnej mocy

Table 1. Assessment of economic efficiency of investment in an ORC 2 MW (320 KWe), 8000 h/year of nominal work power

Elektrociepłownia na biomasę w układzie ORC/ ORC power plant based on biomass utilization	Jedn./ Units	Wartość/ Value
Nakłady inwestycyjne/Investment cost	zł/PLN	11 078 400,00
Elektryczna moc nominalna na wyściu układu ORC/ Nominal electricity output power in ORC units	MW	0,32
Ciepłna moc nominalna na wyściu układu ORC/Nominal heat output in ORC units		1,42
Wyjściowa moc cieplna w strumieniu biomasy/Initial heat power in biomass flow		2,00
Wartość opałowa biomasy/LHV (low heat value) of biomass	kJ/kg	14 000,00
Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie suchej biomasy/ Maximum demand for dry biomass	t/h	0,51
Przeliczeniowa ilość godzin pracy rocznie z mocą nominalną/ Hours of operation per year related to nominal capacity	h	8 000,00
Roczne zapotrzebowanie biomasy/Annual biomass (dry) demand	t/h	4 116,34
Cena zakupu biomasy/Biomass price	zł/t	400,00
Koszt zakupu biomasy rocznie/ Annual biomass purchase costs	zł/rok/ PLN/year	1 646 537,14
Roczne stałe koszty eksploatacji i remontów + obsługa księgową, biurową i prawną + ubezpieczenia, podatki od nieruchomości + nadzory i inspekcje/ Annual fixed costs of exploitation and services + administration and bookkeeping + insurance and real estate taxes	2,50%	276 960,00
Koszty eksploatacyjne ogółem/ Total operating costs	zł/rok/ PLN/year	1 923 497,14
Roczna produkcja en.elektrycznej/Annual electricity production	MWh	2 560,00
Roczna produkcja en.ciepłej/Annual heat production		11 360,00
Roczna produkcja en.ciepłej/Annual production of heat	GJ	40 896,00
Cena energii elektrycznej/Electricity sales price	zł/MWh/ PLN/ MWh	255,00
Cena „zielonego certyfikatu”/Price of „green certificate”		268,00
Cena zbytu en.ciepłej/Heat sales price	zł/GJ/ PLN/GJ	45,00
Przychód ze sprzedaży en.elekt./Annual revenues from electricity sales	zł/rok/ PLN/year	1 338 880,00
Przychód ze sprzedaży en.ciepłej/Annual revenues from heat sales		1 840 320,00
Przychody ogółem/Total annula revenues		3 179 200,00
Roczny efekt ekonomiczny/Annual gross return		1 255 702,86

Źródło: obliczenia własne

Source: own study



Rysunek 1. Poziom kształtowania NPV w okresie 2011-2026, przy założeniu 8000 h/rok, wariant 1.

Figure 1. The NPV level in the period 2011-2026 assuming 8000 h/year, variant 1

Źródło: opracowanie własne

Source: own study

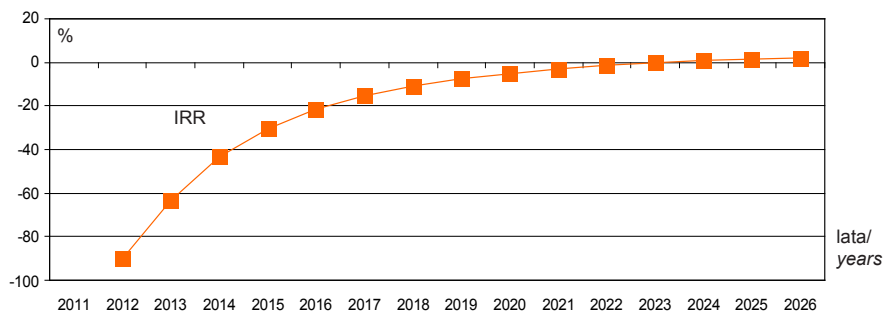
od poziomu ujemnego (-10%) do dodatniego 33% i utrzymuje się na tym poziomie do 2026 r., poziom wskaźnika ROE również od wartości ujemnej 2012 r. (-5%) wzrasta do 2017 r. do poziomu 18% i utrzymuje się na tym poziomie wskaźnik roczny do analizowanego 2026 r., a wskaźnik ROE wzrasta od -5% (2012 r. do 19% (w 2017 r.) i utrzymuje się na tym poziomie do 2026 r.

Jednym z najistotniejszych wskaźników jest wielkość NPV. Jak wynika z analizy, jego wartość w latach 2012-2016 systematycznie maleje, a od tego momentu wzrasta sukcesywnie, przekraczając próg 0 w 2024 r. i w kolejnych latach zachowuje wysoką dynamikę i wartości dodatnie, osiągając w 2026 r. 135 996 zł, co wskazuje na dobre dalsze perspektywy eksploatacji.

Odpowiednio do NPV kształtuje się wskaźnik NCF. Analogicznie do poprzedniego wskaźnika NPV, kształtuje się wielkość zwrotu kapitału IRR – wartość tego wskaźnika rośnie dynamicznie od 2017 r. z poziomu -44% aż do końca analizowanego okresu, tj. do 2026 r., osiągając poziom 2%, a poziom 0 w 2024 r. Wskaźniki NPV jak IRR ujawniają, iż zwrot poniesionych nakładów następuje po 12 latach eksploatacji elektrociepłowni i w kolejnych latach wykazuje dobrą dynamikę efektywności ekonomicznej.

W wariantcie 4. (20% kapitału własnego + 60% kredytu + 20% dotacji), przy eksploatacji elektrociepłowni 8000 h/rok, –następuje dalsza poprawa efektywności.

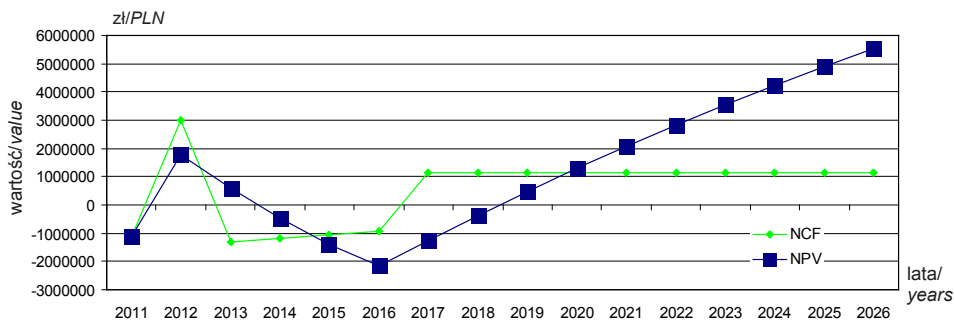
Na uwagę zasługuje przyjęty wariant 5. (10% kapitału własnego + 40% dotacji + 50% kredytu). Wartości efektów ekonomicznych pracy elektrociepłowni w wymiarze 8000 h/rok przedstawiono na rysunkach 3 i 4. Wielkość wskaźnika IRR (zwrotu kapitału) szybko wzrasta do poziomu -43% w 2017 r., osiągając w 2019 r. 10% i dalej utrzymując wysoką dynamikę aż do końca analizowanego okresu, tj. do 2026 r. osiągając poziom 35%, co wskazuje na szybki zwrot kapitału i dalszy jego dynamiczny wzrost w następnych latach eksploatacji. Podobnie wskaźnik NPV, którego wartość szybko wzrasta, osiągając wartość dodatnią w 2019 r. (478 660 zł) i wzrastając dynamicznie aż do końca analizowanego okresu tj. do 2026 r. osiągając poziom 5 554 803. Również wskaźniki roczne oraz wskaźniki dla całego analizowanego okresu ROA, ROE, ROS wykazują podobną dynamikę, potwierdzając iż wariant ten jest najkorzystniejszy uzasadnia racjonalność inwestycji pod względem ekonomicznym.



Rysunek 2. Poziom kształtowania IRR w okresie 2011-2026, przy założeniu 8000 h/rok, wariant 1
Figure 2. The IRR level in the period 2011-2026 assuming 8000 h/year, variant 1

Źródło: opracowanie własne

Source: own study

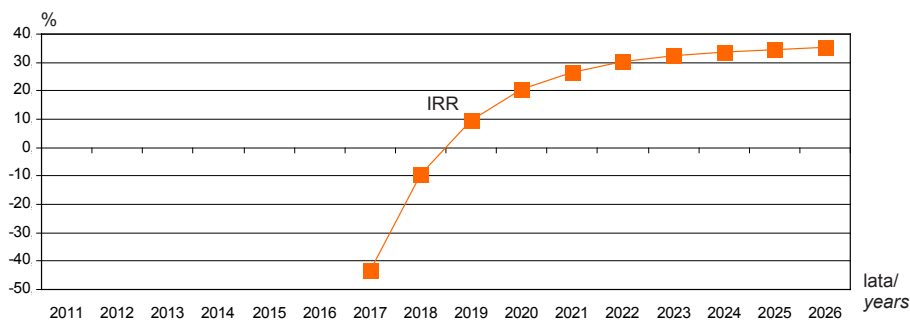


Rysunek 3. Poziom NPV w okresie 2011-2026, przy 8000 h/rok (wariant 5.)

Figure 3. The NPV level in the period 2011-2026 assuming 8000 h/year (variant 5.)

Źródło: opracowanie własne

Source: own study



Rysunek 4. Poziom IRR w okresie 2011-2026, przy 8000 h/rok (wariant 5.)

Figure 4. The IRR level in the period 2011-2026 assuming 8000 h/year (variant 5.)

Źródło: opracowanie własne

Source: own study

Z przeprowadzonej analizy w zakresie efektywności ekonomicznej wynika, iż przy uwzględnieniu z 2011 r. cen biomasy oraz sprzedaży energii elektrycznej, ciepłej i cen giełdowych certyfikatów najkorzystniejszą wersją instalacji kogeneracyjnej o małej mocy (2 MW) ORC jest zapewnienie wykorzystania mocy nominalnej przez 8000 h/rok, przy założeniu niewielkiego udziału środków własnych, częściowego kredytowania i skorzystania z dotacji (środków UE lub krajowych).

Wyniki przeprowadzonej analizy efektywności ekonomicznej inwestycji elektrociepłowni o małej mocy opalanej biomasą (2 MW, 320 KW) uzasadniają to, że przy prawie pełnym wykorzystaniu pracy elektrociepłowni, tj. 8000 h/rok, inwestycja jest w pełni opłacalna, zwrot kapitału następuje w ekonomicznie uzasadnionym terminie. Natomiast dokonane obliczenia Jasiulewicza [2011] dla wariantu wykorzystania elektrociepłowni przy wykorzystaniu 6000 godz./rok dowodzą, iż zwrot kapitału można uznać za satysfakcjonujący tylko w przypadku uzyskania większych subsydiów do inwestycji.

Na uwagę zasługuje ogromny wpływ ceny zakupu surowca w postaci zrębek. Przy dokonywanej analizie uwzględniono znaczący wzrost ceny biomasy (ok. 200% w stosunku do 2010 r.). Wpłynął on ujemnie na wyniki efektywności ekonomicznej, tj. NPV (zwrot kapitału), IRR (wewnętrzna stopa zwrotu), jak również parametry ekonomiczne, takie jak: ROA, ROS, ROE [Jasiulewicz 2011].

Wyniki analizy inwestycji kogeneracyjnej małej mocy (2 MW) opalanej biomasą wskazują, iż inwestycja jest w pełni uzasadniona ekonomicznie pod warunkiem prawie pełnego wykorzystania czasu jej pracy w ciągu roku (8000 h/rok) przy pełnej mocy nominalnej – w systemie kogeneracji ORC.

W szczególności uzasadnioną formą inwestycji jest skorzystanie z dotacji finansowych (środków UE lub krajowych). Przy wariacie wykorzystania środków wsparcia wykorzystanie subsydiów, np. 40% kosztów inwestycji, przyczynia się do zwrotu poniesionych nakładów już po 7 latach – (NPV). Poziom wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) po 7 latach uzyskuje relatywnie wysoki poziom, tj. ok. 35%, w wartościach bezwzględnych NPV osiąga po 15 latach pracy ok. 5-6 mln zł.

W przypadku innych form finansowania, np. wyłącznie ze środków własnych lub częściowego kredytowania wyniki efektywności ekonomicznej są niższe, ale także potwierdzają opłacalność inwestycji. Natomiast w przypadku analizowanej inwestycji w przyjętych wariantach 1.-4., pracy elektrociepłowni w wymiarze 6000 h/rok inwestycja nie jest uzasadniona ekonomicznie.

Techniczno-ekonomiczne aspekty instalacji kogeneracyjnej ORC zmierzące do optymalizacji produkcji

Działania zmierzające do optymalizacji produkcji zależą od wielu parametrów zmiennych, takich jak: ilość godzin pracy rocznie (maks. 8760 h/rok), ceny zakupu biomasy, ceny zbytu energii elektrycznej, ceny zbytu energii ciepłej, ceny „zielonego certyfikatu”. W zależności od wielkości poszczególnych zmiennych kształtuje się roczny efekt ekonomiczny, który w przypadku przyjęcia wartości minimalnych zmiennych osiąga wartość 330 tys. zł/rok, a przy uwzględnieniu wartości maksymalnych – 5,2 mln zł/rok. Działania zmierzające do optymalizacji efektów ekonomicznych powinny zmierzać do obniżenia kosztów zakupu biomasy, a jednocześnie do maksymalizacji czasu pracy elektrociepłowni na rok przy wykorzystaniu mocy nominalnej w układzie Kogeneracji ORC. Ceny zbytu energii elektrycznej są ustalone centralnie (URE), więc nie można na nie wpłynąć; ceny zbytu energii ciepłej znajdują się w dużym stopniu pod kontrolą społeczną i nie można ich radykalnie podnosić. Zatem w największym stopniu należy dążyć do wykorzystania największej liczby godzin pracy elektrociepłowni w ciągu roku, w układzie kogeneracji

– kotła opalanego biomasą lokalnego pochodzenia, ze względu na wysokie koszty transportu. Wskazane jest zakładanie własnych plantacji upraw energetycznych z pełnym wyposażeniem technicznym do zakładania uprawy, zbioru, transportu biomasy, co umożliwi obniżenie kosztów zakupu biomasy, a jednocześnie zagwarantuje bezpieczeństwo surowcowe, elastyczność dostaw, logistyki, aktywizacji obszarów wiejskich. W przyjętych, różnych wariantach pokrycia kosztów inwestycji oraz uwzględnionych parametrów zależnych, w najkorzystniejszym wariantcie powinno się uzyskać przychód 1,5 mln zł/rok przy cenie zakupu biomasy 300 zł/t s.m., cenie sprzedaży energii elektrycznej 200 zł/MWh, cenie „zielonego certyfikatu” 200 zł MWh i cenie zbytu energii cieplnej 50 zł/GJ. Przy cenie sprzedaży energii cieplnej w cenie 40 zł/GJ uzyskano efekt ekonomiczny na poziomie 1,1 mln zł/rok. Należy zwrócić uwagę, że przy wysokiej cenie zakupu biomasy (400-450 zł/t s.m.) oraz niskiej cenie sprzedaży energii cieplnej (20 zł/GJ) uzyskuje się ujemny dochód roczny (-81,5-287,3 tys. zł). Wskazuje to, jak duży wpływ wywierają poszczególne czynniki (zmienne) na końcowy efekt ekonomiczny.

Wnioski

1. Przy wzroście ceny zakupu biomasy o 1 PPS, przy założeniu, że cena energii elektrycznej „zielonego certyfikatu” oraz cena zbytu energii cieplnej nie ulegną zmianie, nastąpi spadek rocznego efektu ekonomicznego o 4117 jednostek wartości.
2. Przy wzroście ceny energii elektrycznej o 1% i założeniu niezmiennych cen skupu biomasy, „zielonego certyfikatu” i zbytu energii cieplnej, wzrośnie roczny efekt ekonomiczny o 2560 jednostek.
3. Przy wzroście ceny „zielonego certyfikatu” o 1% przy założeniu niezmiennych cen biomasy, energii elektrycznej i cieplnej – nastąpi wzrost wielkości rocznego efektu ekonomicznego o 2560 jednostek.
4. Przy wzroście ceny zbytu energii cieplnej o 1% i założeniu niezmiennych cen biomasy, energii elektrycznej „zielonego certyfikatu” nastąpi spowoduje wzrost wielkości rocznego efektu ekonomicznego o 40896 jednostek.

Literatura

Energia ze źródeł odnawialnych w 2009 r. 2010: GUS, Warszawa.

Fock T. 2011: Biomass and Biogas in Mecklemburg – Vorpommern, Germany – supply potentials and private household demand. [W:] Use of Biomass In Power Engineering – Economic and Ecological Aspects (red. M. Jasiulewicz). Polish Aconomics Association, Koszalin Universty of Technology, Koszalin, 9-18.

Jasiulewicz M. 2009: Potencjał biomasy w rozwoju energetyki rozproszonej i produkcji biopaliw. [W:] Stan pozyskiwania odnawialnych źródeł energii w Polsce. Wyd. PWSiP w Łomży, IMP PAN w Gdańsku, Łomża.

Jasiulewicz M. 2010: Potencjał biomasy w Polsce. Politechnika Koszalińska, Koszalin.

Jasiulewicz M. 2011: Efektywność ekonomiczna inwestycji kogeneracyjnej 2 MW (200-400 KWe). Raport do Projektu Strategicznego (2011 r.), koordynowanego przez IMP PAN w Gdańsku.

Summary

Biomass utilization for power generation depends on the dispersion of locally available biomass. The paper presents the economic analysis of the CHP investment in a low power ORC (2MW, 320 KWh) supported by the locally utilized biomass supplied by agricultural producers, particularly, from the SRC willow plantations. The developed economic model shows the effectiveness is influenced by the prices of generated heat, „green certificate”, power, and biomass.

Adres do korespondencji:

dr hab. Michał Jasiulewicz, prof. PK
Politechnika Koszalińska
Instytut Ekonomii i Zarządzania
ul. Kwiatkowskiego 6E
75-343 Koszalin
tel. (94) 343 91 61
e-mail: michal.jasiulewicz@tu.koszalin.pl