

# ENERGETYCZNE WYKORZYSTANIE BIOGAZU DO PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA W SKOJARZENIU W ŚREDNIEJ WIELKOŚCI OCZYSZCZALNI ŚCIEKÓW.

## Część 2. Analiza ekonomiczna

Abstrakt

Przeprowadzono analizę efektywności ekonomicznej projektu inwestycyjnego polegającego na implementacji układu kogeneracyjnego, pracującego na biogazie produkowanym z osadów w oczyszczalni ścieków. Pomimo wysokich kosztów inwestycyjnych, wynoszących około 1,4 mln zł, własna produkcja energii elektrycznej i ciepła może generować roczne przychody dla zakładu na poziomie 418 tys. zł. Nakłady poniesione na zakup i uruchomienie systemu zwrócą się po około 3 latach.

**Słowa kluczowe:** biogaz; energia elektryczna; ciepło; produkcja; ciepłownię; oczyszczalnie ścieków; analiza ekonomiczna

### Wprowadzenie

W części pierwszej pracy, której celem było opracowanie koncepcji budowy instalacji energetycznego wykorzystania biogazu powstającego w procesie fermentacji osadów do skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepłej na terenie oczyszczalni ścieków w Wadowicach. Przeprowadzono analizę zużycia energii elektrycznej i ciepła oraz profil produkcji biogazu otrzymanego w procesie fermentacji osadów ściekowych w oczyszczalni ścieków w Wadowicach. Oczyszczalnia rocznie przyjmuje 2553 tys. m<sup>3</sup> ścieków, z których w procesie fermentacji metanowej osadów można uzyskać ok. 547 tys. m<sup>3</sup> biogazu. Zużycie energii elektrycznej kształtuje się na poziomie 1187 MWh przy maksymalnym średniomiesięcznym zapotrzebowaniu na moc, wynoszącym 151 kW. Roczne potrzeby grzewcze oczyszczalni wynoszą 8218 GJ, z czego 7888 GJ jest produkowane w kotłowni zakładowej z kotłami gazowymi wyposażonymi w palniki do spalania biogazu o mocy 160 kW każdy. Na podstawie analizy zużycia energii i zapotrzebowania na moc, oraz wielkości produkcji biogazu w oczyszczalni, dobrano moduł kogeneracyjny o mocy elektrycznej 192 kW oraz 214 kW mocy ciepłej. Układ kogeneracyjny zasilany produkowanym w oczyszczalni biogazem będzie mógł rocznie wyprodukować 1060 MWh energii elektrycznej i 4246 GJ ciepła. Praca układu kogeneracyjnego pozwoli pokryć blisko 90% zużycia energii elektrycznej oraz 52% potrzeb ciepłych oczyszczalni. Ciepło wytwarzane w skojarzeniu z energią elektryczną będzie używane na potrzeby: technologiczne podgrzewanie komór fermentacyjnych, oraz socjalne ogrzewanie obiektów i przygotowanie ciepłej wody użytkowej. Celem części drugiej jest analiza ekonomiczna rekomendowanego systemu energetycznego produkującego na potrzeby zakładu energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu. Zakres pracy obejmują analizę bieżących i prognozowanych kosztów ponoszonych za zakup nośników energii przez oczyszczalnię oraz ocenę ekonomiczną zaproponowanego układu w oparciu o obiektywne wskaźniki ekonomiczne.

### Analiza ekonomiczna przedsięwzięcia

Ocena efektywności ekonomicznej dla przedsięwzięcia polegającego na implementacji układu kogeneracyjnego pro-

dukującego energię elektryczną i ciepło na potrzeby oczyszczalni ścieków sprowadza się do wyznaczenia wskaźników należących do mikroekonomicznego rachunku pieniężnego. Stanowią one obiektywne kryteria ułatwiające podejmowanie decyzji inwestycyjnych [1, 2, 3, 4]. Są nimi:

- wartość zaktualizowana netto przedsięwzięcia *NPV* (*net present value*)

Jest to suma wszystkich przyszłych przychodów dla okresu życia inwestycji sprowadzonych do roku bieżącego i pomniejszona o poniesione nakłady inwestycyjne (1):

$$NPV = \sum_{n=1}^{n=t} \frac{WRK_n}{(1+i)^n} - NI \quad [\text{zł}], \quad (1)$$

- wskaźnik wartości zaktualizowanej netto *NPVR* (*net present value ratio*)

Jest to relacja NPV do wartości nakładów inwestycyjnych (2):

$$NPVR = \frac{NPV}{NI} \quad [\text{zł}], \quad (2)$$

- wewnętrzna stopa zwrotu *IRR* (*internal rate of return*)

Jest ona obliczana z rachunku przepływów pieniężnych, jest to taka wartość stopy dyskonta, przy której wartość bieżąca netto *NPV* (*Net Present Value*) jest równa zero (3):

$$\sum_{n=1}^{n=t} \frac{WRK_n}{(1+IRR)^n} - NI = 0 \quad [\%], \quad (3)$$

- prosty okres zwrotu *PP<sub>s</sub>* (*static payback period*) jest to czas niezbędny do odzyskania poniesionych nakładów inwestycyjnych (4):

$$PP_s = \frac{NI}{WRK} \quad [\text{lata}], \quad (4)$$

- dyskontowany okres zwrotu nakładów *PBP* (*payback period*)

Jest to okres czasu, w którym dyskontowane przepływy pieniężne pokrywają poniesione nakłady inwestycyjne. Dyskon-

towany okres zwrotu nakładów uwzględnia zmienną wartość zainwestowanej kwoty w czasie (5):

$$PBP = \frac{\ln \left[ \frac{1}{1 - \left( \frac{NI}{WRK} \right) \cdot i} \right]}{\ln(1+i)} \quad [\text{lata}], \quad (5)$$

gdzie:

$i$  - stopa dyskonta [%],

$n$  - zakładana ilość lat cyklu życia instalacji,

$NI$  - nakłady inwestycyjne [tys. zł],

$WRK$  - wartość rocznych korzyści [tys. zł].

Podstawowe założenia ekonomiczne dla analizowanego systemu kogeneracyjnego zestawiono w tab. 1.

Tab. 1. Podstawowe założenia do obliczeń ekonomicznych  
Table 1. Basic assumptions for the economic calculation

Wyszczególnienie	Wartość
$KI$ - nakłady inwestycyjne, [tys. zł]	1418
$WRK$ - wartość rocznych korzyści ( $OZ+PZ - KE$ )*, [tys. zł]	495,7
$n$ - zakładany okres eksploatacji układu kogeneracyjnego [lata]	15
$i$ - stopa dyskonta [%]	6

\* opis w tekście poniżej

Nakłady inwestycyjne  $NI$  dla rekomendowanego systemu są sumą kosztów zakupu urządzenia wraz z osprzętem, które dla modułu kogeneracyjnego o mocy 192 kW i mocy ciepłej 214 kW wynoszą 1078 tys. zł. Koszty realizacji inwestycji kształtują się na poziomie 340 tys. zł [5].

W celu wyznaczenia wartości rocznych korzyści  $WRK$  związanych z implementacją układu kogeneracyjnego w zakładzie obliczono roczne oszczędności związane z zakupem nośników energetycznych, przychody związane ze sprzedażą praw majątkowych oraz koszty eksploatacji instalacji.

Szacując poziom rocznych oszczędności, obliczono całkowite koszty ponoszone na zakup nośników energetycznych w dwunastomiesięcznym okresie odniesienia, a następnie na podstawie przeprowadzonego bilansu energetycznego określono koszty uniknięte związane z pracą modułu kogene-

racyjnego. Zgodnie z zasadą kosztów unikniętych przyjęto, że energia elektryczna wytwarzana w skojarzeniu zastępuje energię elektryczną zakupioną przez inwestora po koszcie zgodnym z obowiązującymi taryfami. Oszczędności z produkcji energii elektrycznej są równoważne kosztom jej zakupu. Inwestor rozlicza się z Zakładem Energetycznym ENION S.A. według grupy taryfowej B23, dla której średnioważona stawka za MWh zakupionej energii elektrycznej wynosi 320 zł. Dla potrzeb obliczenia kosztów energii cieplnej, do analizy przyjęto koszt zakupu GJ energii cieplnej z sieci grzewczej MPEC wynoszący 29 zł, plus opłaty stałe wynoszące 2,5 tys. zł za miesiąc. Wyniki analizy zestawiono w tab. 2.

W analizowanym okresie koszty ponoszone na zakup energii elektrycznej wyniosły ok. 380 tys. zł, natomiast ciepło sieciowe kosztowało ok. 29 tys. zł. W przypadku implementacji układu kogeneracyjnego, dla którego priorytetem jest produkcja energii elektrycznej koszty związane z zakupem energii obniżą się do ok. 41 tys. zł. Natomiast w przypadku zakupu ciepła koszty zakładowe wzrosną z ok. 39 tys. zł do 117 tys. Jest to związane z tym, że planowany układ kogeneracyjny jest w stanie pokryć około 52% potrzeb ciepłych, a pozostałą ilość trzeba będzie dokupować z sieci miejskiej. W chwili obecnej ciepło jest produkowane w zakładowej kotłowni zasilanej biogazem a tylko jego ewentualne niedobory pokrywa się z sieci MPEC. Przeprowadzona analiza kosztów zakupu energii pozwoliła określić wielkość rocznych oszczędności, która jest różnicą pomiędzy kosztami zakupu energii elektrycznej i ciepła aktualnie ponoszonymi a prognozowanymi. Szacuje się, że implementacja systemu kogeneracyjnego zasilanego biogazem produkowanym w oczyszczalni przyniesie oszczędności ( $OZ$ ) na poziomie ok. 260,8 tys. zł rocznie.

W kalkulacji obok oszczędności związanych z zakupem nośników energii, wzięto pod uwagę przychody ze sprzedaży praw majątkowych do energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, tzw. zielone certyfikaty. Wynika to z ustawy z dnia 8 stycznia 2010 Prawo energetyczne [6], która promuje energię pochodzącą z układów wysokosprawnej kogeneracji wykorzystujących biogaz. Rekomendowany układ kogeneracyjny spełnia wymagania ustawowe, dlatego w obliczeniach uwzględniono przychód ze sprzedaży praw majątkowych „zielonych certyfikatów” na poziomie 282 zł·MWh<sup>-1</sup> [7]. Układ kogeneracyjny zasilany produkowanym w oczyszczalni biogazem będzie mógł rocznie wyprodukować 1060 MWh energii elektrycznej, zatem roczny przychód

Tab. 2. Analiza aktualnych i prognozowanych kosztów zakupu energii  
Table 2. Analysis of current and forecasted energy purchase costs

Miesiąc	Koszty zakupu energii elektrycznej [tys. zł]		Koszty zakupu ciepła [tys. zł]	
	aktualnie	prognozowane	aktualnie	prognozowane
styczeń	25,7	3,5	6,3	16,4
luty	28,1	2,6	5,3	17,5
marzec	34,6	3,2	2,5	15,8
kwiecień	32,8	3,0	2,5	11,7
maj	25,5	2,4	4,0	12,8
czerwiec	30,6	5,6	2,7	8,8
lipiec	34,8	8,5	2,5	5,1
sierpień	36,0	4,8	2,5	3,9
wrzesień	27,3	2,5	2,5	10,0
październik	33,8	3,1	2,5	13,0
listopad	34,7	3,2	2,5	13,5
grudzień	35,9	0,0	3,4	15,7
<b>Razem</b>	<b>379,8</b>	<b>40,7</b>	<b>38,9</b>	<b>117,2</b>

zakładu (PZ) z tytułu sprzedaży praw majątkowych wyniesie 298,9 tys. zł.

Eksploataowanie instalacji energetycznego wykorzystania biogazu wiąże się z kosztami związanymi z jej utrzymaniem. Podstawowymi czynnikami wpływającymi na poziom kosztów eksploatacji (KE) układu kogeneracyjnego są koszty serwisowania i materiały eksploatacyjne oraz koszty remontowe (odtworzeniowe). Zręczalowany średni roczny koszt eksploatacji w okresie rocznym pracy systemu kogeneracyjnego wynosi ok. 64 tys. zł [5].

Przeprowadzona analiza ekonomiczna w oparciu o przyjęte założenia pozwoliła określić efektywność przedsięwzięcia, a jej wyniki zamieszczono w tab. 3.

Tab. 3. Analiza efektywności projektu inwestycyjnego  
Table 3. Analysis of the effectiveness of the investment project

Wyszczególnienie	Wartość
NPV [tys.zł]	3396
NPVR [zł]	2,40
IRR [%]	34,6
PP <sub>o</sub> [lata]	2,9
PBP [lata]	3,2

### Wnioski

Na podstawie przeprowadzonej analizy ekonomicznej można wysunąć następujące wnioski:

- roczne koszty ponoszone przez oczyszczalnię ścieków w Wadowicach na zakup energii elektrycznej oraz ciepła w chwili obecnej wynoszą około 418 tys. zł,
- implementacja systemu kogeneracyjnego może przynieść

roczne korzyści z tytułu własnej produkcji energii elektrycznej i ciepła na poziomie 495 tys. zł,

- inwestycja w układ kogeneracyjny jest rentowna, świadcząc o tym może współczynnik IRR równy 34,6%,
- nakłady poniesione na zakup i uruchomienie systemu zwrócą się po około 3 latach,
- w zakładanym 15-letnim okresie eksploatacji pracujący w oczyszczalni ścieków układ kogeneracyjny przyniesie dochód w wysokości 3396 tys. zł,
- każda złotówka zainwestowana na implementację systemu przyniesie zysk w wysokości 2,40 zł.

### Bibliografia

- [1] Bławat F.: Analiza Ekonomiczna. Gdańsk: Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, 2010.
- [2] Johnson H.: Ocena projektów inwestycyjnych. Maksymalizacja wartości przedsiębiorstwa. Warszawa: LIBER, 2000.
- [3] Analiza ekonomiczna w przedsiębiorstwie. Pod red. M. Jerzemowskiej. Warszawa: PWE, 2006.
- [4] Laudyn D.: Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce. Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 1999.
- [5] Pluta A.: Analiza techniczno-ekonomiczna dotycząca korzyści wdrożenia systemu kogeneracyjnego dla energetycznego wykorzystania biogazu na oczyszczalni ścieków. Maszynopis. Centrum Elektroniki Stosowanej CES sp. z o.o. Kraków. 2009.
- [6] Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 prawo energetyczne (Dz.U. nr 21 poz. 104).
- [7] Towarowa Giełda Energii <http://www.tge.pl/pl/41/rynek-praw-majatkowych>.

## BIOGAS ENERGY USE FOR THE PRODUCTION OF ELECTRICITY AND HEAT IN COMBINATION IN THE MEDIUM SEWAGE TREATMENT PLANT.

### Part 2. Economic analysis

#### Abstract

Cost-effectiveness analysis of an investment project involving the implementation of the cogeneration system running on biogas from waste-water treatment plants was carried out. Despite the high investment costs amounting to approximately 1.4 million. PLN, own production of electricity and heat can generate annual revenues for the facility at 418 thousand PLN. Expenditures incurred in purchasing and commissioning of the system will pay off after about 3 years.

**Key words:** biogas; electric energy; heat; production; hasting plants; sewage treatment plants; economic analysis



**KOSZTY PRACY MASZYN LEŚNYCH**

ISBN 978-83-927505-2-9

Przemysłowy Instytut Maszyn Rolniczych  
Poznań 2009

## KOSZTY PRACY MASZYN LEŚNYCH

Książka adresowana jest przede wszystkim do prywatnych przedsiębiorców Leśnych, Służb Leśnych i pracowników technicznych w Nadleśnictwach, Dyrekcjach Regionalnych oraz Dyrekcji Generalnej Lasów Państwowych i ma na celu przedstawienie sposobu wyliczenia kosztów usług maszynowych wykonywanych w lasach.

Wydawca: Przemysłowy Instytut Maszyn Rolniczych  
60-963 Poznań, ul. Starołęcka 31  
tel. 061 87-12-200; fax 061 879-32-62;  
e-mail: [office@pimr.poznan.pl](mailto:office@pimr.poznan.pl); Internet: <http://www.pimr.poznan.pl>