

ANALIZA UWARUNKOWAŃ STOSOWANIA PALIWA ALTERNATYWNEGO DO WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA W WARUNKACH PRZEDSIĘBIORSTWA CIEPŁOWNICZEGO

Autorzy: Piotr Krawczyk, Jacek Szczygiel

(„Rynek Energii” – nr 6/2013)

Słowa kluczowe: utylizacja termiczna odpadów, paliwa alternatywne, kogeneracja, ciepłownia komunalna

Streszczenie. Regulacje prawne dotyczące gospodarki odpadami nakładają na podmioty uczestniczące w tym segmencie gospodarki, obowiązki prowadzące do zmniejszenia składowania na rzecz innych form ich zagospodarowania. Preferowanymi kierunkami są: odzysk materiałowy i energetyczny. Potencjał ilościowy paliw wytwarzanych ze zmieszanych odpadów komunalnych w zależności od źródła szacuje się na 4,5 do nawet 6 mln Mg rocznie. Obecnie jedynymi odbiorcami tego typu paliwa, w Polsce, są cementownie. Ich zdolność zagospodarowania możliwej do pozyskania ilości paliwa alternatywnego jest jednak dalece niewystarczająca. Uzupełnieniem budowanego systemu utylizacji termicznej odpadów mogłoby być włączenie się energetyki i ciepłownictwa. Niestety branże te napotykają wiele problemów natury formalnej i ekonomicznej. W niniejszym artykule przedstawiono uwarunkowania formalne, techniczne i ekonomiczne budowy bloku kogeneracyjnego zasilanego paliwem alternatywnym z odpadów komunalnych w warunkach przykładowej ciepłowni komunalnej.

1. WSTĘP

Według Krajowego Planu Gospodarki Odpadami [5], mechaniczno-biologiczne przetwarzanie (MBP) odpadów preferowane jest, lub będzie, w regionach obejmujących powyżej 120 tys. mieszkańców [8]. Zakłady MBP nie są instalacjami ostatecznego zagospodarowania odpadów, lecz ich przygotowania do odzysku lub unieszkodliwiania.

W Polsce praktycznie jedynym odbiorcą paliwa alternatywnego (RDF) są cementownie. W elektrowniach i elektrociepłowniach RDF nie jest wykorzystywany. Przeszkodą są wymagania formalno – prawne ustanowione dla procesu spalania/współspalania odpadów, emisja zanieczyszczeń i możliwość wystąpienia niekorzystnych zmian parametrów popiołu.

Szacuje się, że polskie cementownie wykorzystują ok. 1000 tys. Mg paliw alternatywnych rocznie i mogą zwiększyć ich ilość o ok. 400 tys. Mg [2, 4]. Możliwości współspalania odpadów w tym sektorze są ograniczone. Cementownie nie będą w stanie zagospodarować wszystkich wytworzonych w kraju paliw alternatywnych.

Można postawić tezę, że część wytwórców RDF w kraju nie znajdzie odbiorców na wyprodukowane paliwo, chyba, że otworzy się możliwość jego wykorzystania w energetyce i ciepłownictwie.

Z uchwał Sejmików Wojewódzkich w sprawie wykonania Wojewódzkich Planów Gospodarki Odpadami wynika, że w Polsce ma funkcjonować ponad 70 instalacji mechaniczno – biologicznego przetwarzania odpadów, w których będą wydzielane frakcje nadające się w całości lub części do odzysku energetycznego. Według [2], potencjał produkcji paliwa alternatywnego w Polsce wynosi 4,5 -6 mln t/rok.

W dalszej części artykułu przedstawiono analizę uwarunkowań prawnych, technicznych i ekonomicznych wykorzystania paliwa alternatywnego produkowanego z segregowanych odpadów komunalnych w typowej ciepłowni komunalnej.

2. ANALIZA UWARUNKOWAŃ FORMALNO - PRAWNYCH

Według polskiego katalogu odpadów paliwo alternatywne z posortowanych odpadów komunalnych jest odpadem o kodzie 19 12 10. Powstaje głównie w instalacjach MBP poprzez odsianie (separację) z ogólnego strumienia odpadów komunalnych, tzw. frakcji podsitowej zawierającej głównie odpady biodegradowalne. Pozostałość nadsitowa jest kierowana do przemiału i stanowi strumień paliwa alternatywnego [1, 7, 8].

2.1. Regulacje prawne

Instalacje termicznego przekształcania odpadów muszą być zbudowane i eksploatowane w zgodzie z wymogami prawa ze szczególnym uwzględnieniem następujących rozporządzeń:

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 marca 2002 r. w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów z późniejszymi zmianami (Dz. U. 2002 nr 37 poz. 339),
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 04 listopada 2008 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz. U. Nr 206, Poz. 1291),
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. 2011 Nr 95, Poz. 558).

Spalarnie winny być projektowane, wyposażane, budowane i eksploatowane w taki sposób, aby można było podnieść w kontrolowany i jednorodny sposób temperaturę gazu powstającego w trakcie procesu po ostatnim podaniu powietrza do spalania, nawet w najbardziej niesprzyjających warunkach, do temperatury 850 °C, mierzonej przez dwie sekundy blisko ściany wewnętrznej lub w innym reprezentatywnym miejscu komory spalania.

Przekształcanie termiczne odpadów powinno zapewniać odpowiedni poziom ich przetworzenia wyrażony jako maksymalna zawartość nieutlenionych związków organicznych, której miernikiem mogą być oznaczane zgodnie z Polskimi Normami:

- całkowita zawartość węgla organicznego w żuźlach i popiołach paleniskowych nieprzekraczająca 3% lub:
- udział części palnych w żuźlach i popiołach paleniskowych nieprzekraczający 5%.

Standardy emisji zanieczyszczeń dla instalacji termicznego przekształcania odpadów określa Rozporządzenie Ministra Środowiska (Dz. U. 2011 Nr 95, Poz. 558). Zgodnie jego postanowieniami w instalacjach przekształcania termicznego odpadów należy monitorować emisję w zakresie: pyłu ogółem, substancji organicznych, chlorowodoru, fluorowodoru, ditlenku siarki, monotlenku węgla, tlenków azotu, metali ciężkich i ich związków oraz dioksyn i furanów.

Kwestie związane z zasadami funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w kraju określa ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. 2011 Nr 122 poz.695).

Ustawa w artykule 1 ust. 5 określa rodzaje instalacji objętych systemem lub rodzaje działalności prowadzonych w instalacjach objętych systemem, w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od 1 stycznia 2013 r. W załączniku B zawarto wykaz instalacji objętych systemem handlu, w tym instalacje spalania paliw. W wykazie nie uwzględniono instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych.

Instalacje spalające odpady komunalne i paliwa alternatywne nie uczestniczą w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Emisja dwutlenku węgla z tych instalacji nie jest zatem objęta koniecznością ubiegania się o uprawnienia do emisji.

Art. 159.1. ustawy o odpadach z dnia 8 stycznia 2013 r. stanowi, że część energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów zawierających frakcje biodegradowalne może stanowić energię z odnawialnego źródła. Warunki techniczne zakwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcenia odpadów jako energii z odnawialnego źródła energii, określa rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 czerwca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych (Dz.U.10.117.788).

Zgodnie z przywołanymi przepisami produkcja energii odnawialnej z odpadów może dotyczyć tylko nie-segregowanych odpadów komunalnych, dla których wykazano poprzez badania, że zawartość części biodegradowalnych przekracza w nich 42%.

Niestety w myśl polskich uregulowań prawnych, energia odzyskana ze spalania paliwa alternatywnego powstałego z odpadów komunalnych nie może być zakwalifikowana jako energia odnawialna w żadnej części.

3. NADBUDOWA WĘGLOWEJ CIEPŁOWNI KOMUNALNEJ UKŁADEM KOGENERACYJNYM ZASILANYM PALIWEM ALTERNATYWNYM

Analizie poddano jeden z klasycznych, będących obecnie w eksploatacji układów komunalnej ciepłowni węglowej. Założono, że obecnie w ciepłowni są zainstalowane trzy kotły główne wodne. Dwa kotły typu WR 25 oraz jeden kocioł WR 10. Kotły, opalane węglem kamiennym, zapewniają produkcję ciepła w sezonie grzewczym oraz na potrzeby ciepłej wody użytkowej. Zapotrzebowanie mocy do pokrycia c.w.u założono 5 MW.

W myśl przywołanych uregulowań, instalacja przekształcania termicznego paliwa alternatywnego ma status spalarni odpadów, która winna być zaprojektowana z uwzględnieniem wymagań procesowych i emisyjnych dla tego typu jednostek. Nie jest możliwe prowadzenie procesu spalania odpadów w kotłach typu WR. Nie jest również możliwa przebudowa istniejących kotłów w kierunku wypełnienia wymagań procesowych oraz emisyjnych stawianych instalacjom do termicznej utylizacji odpadów. W celu umożliwienia wykorzystywania paliwa alternatywnego w warunkach ciepłowni konieczne jest, zatem zastąpienie jednego z kotłów jednostką przystosowaną do spalania analizowanego paliwa, zarówno od strony wymagań technicznych jak i emisyjnych.

W zanalizowanym zakładzie przyjęto, że nowa instalacja zastąpi istniejący dotychczas kocioł WR 10.

W warunkach ciepłowni instalacja spalania RDF może zostać zaprojektowana jako układ kogeneracyjny lub jednostka ciepłownicza (kocioł wodny). Na potrzeby niniejszej analizy wybrano układ kogeneracyjny z kotłem parowym i turbiną upustowo - kondensacyjną. Założono, że instalacja pracuje całorocznie. Poza sezonem grzewczym będzie, jako jedyne źródło, pokrywała zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową systemu ciepłowniczego. Przyjęto, że minimum technologiczne analizowanej instalacji, przy pracy na potrzeby cwu będzie wynosiło 50% jej obciążenia nominalnego. Założono ponadto, że:

- blok stanowić będzie oddzielny obiekt powiązany z istniejącymi instalacjami i infrastrukturą przedsiębiorstwa,
- blok energetyczny zostanie zlokalizowany w istniejącym budynku kotłowni - wymagana rozbudowa kotłowni,
- praca bloku - 8060 godz. w roku. W sezonie grzewczym blok z turbiną parową pracuje przez 5200 godzin w podstawie z pełną mocą cieplną 10 MW. Poza sezonem grzewczym blok pracuje przez 2860 godzin z mocą cieplną odpowiadającą zapotrzebowaniu na c.w.u. Założona przerwa technologiczna - 700 godzin w roku,
- moc cieplna bloku poza sezonem grzewczym - 5 MW przy temperaturze pary z upustu ciepłowniczego - 90°C (ok. 0.7 bara),

- max udział pary kierowanej do upustu regulowanego w sezonie grzewczym - 85 %,
- paliwo podstawowe; RDF o wartości 15 MJ/kg,
- paliwo wspomagające; olej opałowy lekki.

3.1. Układ kogeneracyjny zasilany paliwem alternatywnym

Z analizy zrealizowanych inwestycji oraz danych literaturowych [3, 9, 10] wynika, że odpady komunalne i powstałe z nich paliwa alternatywne najczęściej spala się w piecach rusztowych wyposażonych w instalacje do odzysku energii. Dla analizowanego bloku wykorzystano rozwiązanie proponowane przez Fabrykę Kotłów SEFAKO SA. tj: kocioł rusztowy, parowy, z narzutnikowym podawaniem paliwa i rusztem wibracyjnym chłodzonym wodą. Kotły przystosowane do spalania odpadów są zazwyczaj jednostkami wielociągowymi, wykonanymi w technologii ścian szczelnych z własną konstrukcją wsporczą.

Wykorzystanie rusztu wibracyjnego według SEFAKO [6] niesie wiele zalet w stosunku do spalania na ruszcie schodkowym. Są to min.:

- wysokie obciążenie cieplne rusztu wibracyjnego -dla paliwa alternatywnego od 1.5 MW/m² do 2 MW/m²,
- możliwość spalania z relatywnie małym nadmiarem powietrza,
- podawanie paliwa na ruszt przez strefę płomienia na tylną jego powierzchnię.

Przy spalaniu paliw zawierających chlor należy zabezpieczyć wybrane powierzchnie wymiany ciepła przed korozją chlorową. W proponowanym rozwiązaniu zabezpieczenie jest wykonywane przez napawanie inconelowej warstwy ochronnej.

Kocioł spalający odpady musi być wyposażony w wielostopniowy system oczyszczania spalin, pozwalający na usunięcie ze strumienia spalin większości zanieczyszczeń. W skład typowej instalacji oczyszczania spalin wchodzi następujące systemy:

- redukcji kwaśnych zanieczyszczeń - polegający na usuwaniu ze spalin kwaśnych substancji (HCL, HF i SO₂) przy wykorzystaniu reagentów,
- odpylania spalin, który może składać się z: elektrofiltrów, filtrów tkaninowych, cyklonów,
- redukcji metali ciężkich, dioksyn i furanów - metody pierwotne plus adsorpcja na powierzchni węgla aktywnego,
- usuwania tlenków azotu - metody pierwotne plus metody wtórne SNCR lub SCR.

3.2. Obliczenia bilansowe układu kogeneracyjnego

W wyniku przeprowadzonych obliczeń bilansowych określono parametry pracy analizowanego bloku w poszczególnych stanach pracy. Przyjęto, że w okresie lata para z upustu turbiny będzie zasilala wymiennik ciepłowniczy pierwszego stopnia. Dla rozpatrywanego okresu przyjęto: temperatury podgrzewanej wody c.w.u. - 50/82⁰C, czas pracy bloku w okresie lata: 2860 godz.

Tabela 1
Podstawowe wskaźniki produkcyjne bloku
w okresie lata i sezonu grzewczego

Wyszczególnienie	Jedn.	Wielkość	
		lato	sezon grzewczy
Wydajność kotła	Mg/h	17,1	18,4
Parametry pary przed turbiną: ciśnienie : temperatura	MPa ⁰ C	4,0 400	4,0 400
Ciśnienie wylotowe	MPa	0,07	0,07
Moc elektryczna (brutto)	MW _e	3,85	2,92
Moc elektryczna (netto)	MW _e	3,35	2,42
Moc cieplna	MW _t	5	10
Parametry wody c.w.u.	⁰ C	50/82	65/118

Wyszczególnienie	Jedn.	Wielkość	
		lato	sezon grzewczy
wlot / wylot			
Sprawność elektryczna obiegu (brutto)	%	23	17,48
Sprawność elektryczna obiegu (netto)	%	20,1	14,5
Zużycie paliwa (wart. opalowa = 15 MJ/kg)	Mg/h	4	4
Udział pary do upustu	%	49	85

Dla sezonu grzewczego przyjęto: temperatury podgrzewanej wody c.w.u. – 65/118 0C, czas pracy bloku w sezonie grzewczym: 5 200 godz./rok.

3.3. Gospodarka paliwem alternatywnym

Konsumpcja paliwa alternatywnego w rozpatrywanym bloku parowym wyniesie ok. 32 000 Mg/rok.

Gęstość nasypowa RDF wynosi ok. 250 kg/m³. Zaopatrzenie elektrociepłowni w paliwo wymaga wykonania 1600 kursów/rok samochodów ciężarowych o ładowności 20 t. Statystycznie ok. 6,5 kursów przypadających na każdy dzień roboczy w roku.

Korzystniejszy jest transport paliwa alternatywnego koleją (jeśli istnieją takie możliwości). Dostawy realizowane wagonami samorozładowniczymi umożliwiają rozładunek RDF wprost

do bunkrów magazynowych skąd paliwo przekazywane jest do hali magazynowej.

Stosowanym sposobem magazynowania jest przechowywanie paliwa alternatywnego w podziemnym bunkrze - zbiorniku zlokalizowanym w wielkogabarytowej hali.

4. ANALIZA EKONOMICZNA WYKORZYSTANIA PALIWA ALTERNATYWNEGO

Wartość nakładów inwestycyjnych dla analizowanego bloku na podstawie ofert zebranych od potencjalnych dostawców określono na ok. 100 mln PLN (netto).

W poniższej analizie założono ponadto:

- paliwo o wartości opałowej 15 MJ/kg,
- okres pracy instalacji 15 lat,
- pierwszy rok pracy instalacji - 2016,
- finansowanie inwestycji z kredytu. Przyjęto oprocentowanie kredytu komercyjnego w wysokości 5,5 % (WIBOR+2%). Przyjęto, że kredyt będzie stanowił 50 % nakładów a spłata kredytu rozłożona będzie na 15 lat. Pozostałe 50% będzie pochodziło z dotacji,
- stopa dyskonta - 6,5%,
- opłata za przyjęcie paliwa alternatywnego do utylizacji 50 PLN/Mg,
- wartość opałową stosowanego węgla: 22 MJ/kg,
- cena węgla: 320 PLN/Mg,
- roczny wzrost cen węgla na poziomie 2% (rok do roku),
- cenę energii elektrycznej: 150 PLN/Mg,
- roczne koszty serwisowania instalacji: 1400000 PLN,
- jednostkowy koszt zagospodarowania odpadów stałych - 350 PLN/Mg (w analizowanym zakładzie będzie powstawało ok. 5200 ton/rok tego typu odpadów),
- koszt za emisję zgodnie z ceną obecną 5 Euro/Mg CO₂.

Przyjmując założony czas pracy (2860 godzin lato, 5200 godzin sezon grzewczy) wyznaczono ilość ciepła wytwarzanego przez analizowany blok w ciągu roku z następującej zależności

$$Q_{TP} = T_n \cdot Q_n \cdot 3,6 + T_{CWU} \cdot Q_{CWU} \cdot 3,6,$$

gdzie:

T_n , T_{CWU} - czas pracy bloku z mocą cieplną w ciągu roku odpowiednio: nominalną i na potrzeby c.w.u., h,

Q_n , Q_{CWU} - moc cieplna bloku z turbiną parową odpowiednio nominalna i na potrzeby c.w.u., MW,

$$Q_{TP} = 23\,8680 \text{ GJ/a.}$$

W celu wytworzenia obliczonej ilości ciepła w dotychczasowym układzie ciepłowni i przy założeniu sprawności kotłów w ciepłowni na poziomie 84% należałoby dostarczyć następującą ilość energii chemicznej w węglu:

$$Q_{kTP} = \frac{Q_{TP}}{\eta_k}$$

$$Q_{kTP} = \frac{238680}{0,84} = 277535 \text{ GJ/a.}$$

Ponieważ do analizowanej ciepłowni, przed podjęciem budowy bloku na paliwo alternatywne, dostarczana jest energia chemiczna w węglu w ilości ok. 720000GJ, to współczynnik zastąpienia węgla biomasą w produkcji ciepła po wdrożeniu analizowanego układu będzie wynosił

$$f = \frac{284680 \text{ GJ/a}}{720000 \text{ GJ/a}} \cdot 100\% = 39,5\%.$$

Ponieważ przekształcanie termiczne odpadów nie powoduje emisji CO₂ (zgodnie z przywołanymi regulacjami) to zastąpienie węgla biomasą pozwoli ograniczyć ewidencjonowaną emisję tego gazu. Konsekwencją dla ciepłowni będzie przychód wynikający z konieczności kupowania mniejszej ilości uprawnień do emisji CO₂, po uruchomieniu bloku z turbiną parową w stosunku do scenariusza zakładającego nie podjęcia tej inwestycji. Przychody dla ciepłowni będą wynikały również ze zmniejszonej ilości węgla, wykorzystywanego po realizacji przedsięwzięcia (ok. 12650 Mg/rok). Uniknięte koszty zakupu węgla wyznaczyć można, w kolejnych latach życia instalacji, ze wzoru:

$$K_{aw} = m_w \cdot f \cdot c_w,$$

gdzie:

K_{uw} – uniknięte koszty zakupu węgla, PLN/a,

m_w – masa spalanego węgla, Mg/a,

f – współczynnik zastąpienia energii chemicznej w węglu energią chemiczną w biomasie,

c_w – cena węgla w danym roku, PLN/a.

Następny przychód wynika z wytwarzania w rozpatrywanej instalacji energii elektrycznej. Ilość wytworzonej energii elektrycznej obliczyć można korzystając z następującej zależności:

$$E_{TP} = T_n \cdot E_n \cdot 3,6 + T_{CWU} \cdot E_{CWU} \cdot 3,6,$$

gdzie:

E_{TP} - ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w bloku z turbiną parową, MW,

E_n, E_{CWU} - moc elektryczna bloku w sezonie grzewczym i w lecie odpowiednio, MW,

Przy powyższych danych

$$E_{TP} = 22165 \text{ MWh}.$$

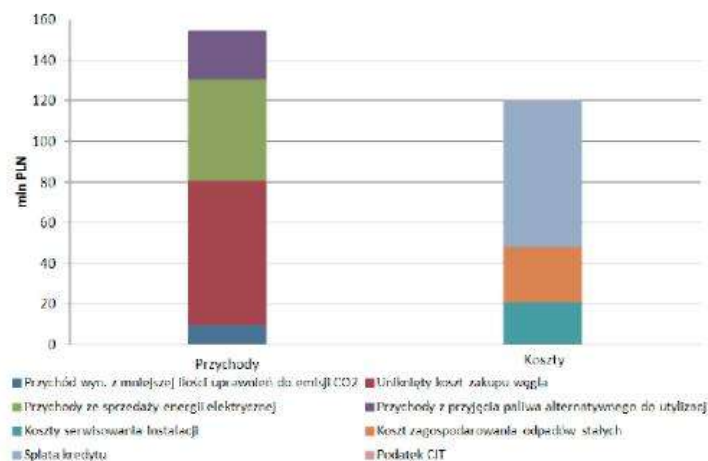
Ostatni przychód, wynikający z podjęcia rozpatrywanej inwestycji, związany jest z przyjęciem odpadów do utylizacji.

Po stronie kosztów znajdują się: koszty serwisowania instalacji oraz koszty zagospodarowania odpadów stałych powstałych z procesu spalania.

Na podstawie powyższych danych wyznaczono wartość NPV dla rozpatrywanego przedsięwzięcia. Do obliczeń NPV jako nakłady inwestycyjne przyjęto wartość całkowitych nakładów pomniejszonych o dotację. Takie podejście pozwala ocenić rentowność przedsięwzięcia w warunkach danego przedsiębiorstwa, tj.

$$NPV \approx - 31,5 \text{ mln zł}$$

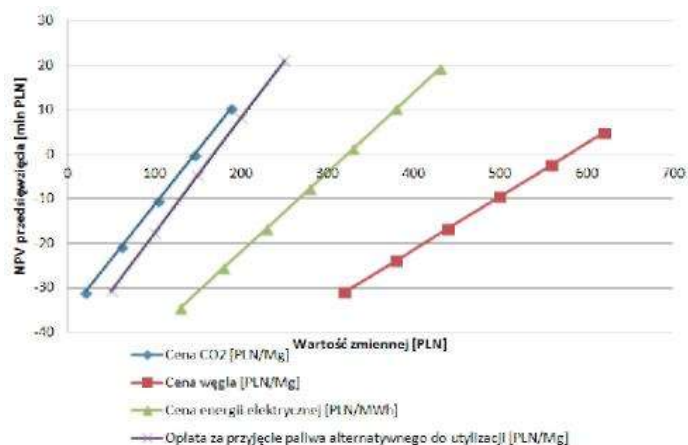
Wartość NPV analizowanego przedsięwzięcia dla przyjętych założeń jest ujemna. Należy ocenić, że inwestycja jest, przy tych założeniach, nierentowna. Na rysunku 1 zestawiono sumaryczne przychody i koszty w rozpatrywanym okresie życia instalacji.



Rys. 1. Sumaryczne przychody i koszty w okresie 15 lat wynikające z podjęcia inwestycji

Poniżej przedstawiono uproszczoną analizę wrażliwości przedsięwzięcia na: cenę CO₂, cenę węgla, cenę energii elektrycznej oraz wysokość opłaty za przyjęcie paliwa alternatywnego do utylizacji.

Poszczególne wykresy pokazujące zależność pomiędzy NPV a: ceną CO₂, ceną węgla, ceną energii elektrycznej, wysokością opłaty za przyjęcie paliwa alternatywnego do utylizacji zostały sporządzone przy założeniu niezmienności pozostałych parametrów.



Rys. 1. Zależność NPV przedsięwzięcia w funkcji ceny uprawnień do emisji 1 Mg CO₂, ceny węgla, ceny energii elektrycznej oraz opłaty za przyjęcie paliwa alternatywnego do utylizacji

Z przeprowadzonej analizy wynika, że inwestycja dla przyjętych założeń ekonomicznych jest nierentowna. Aby uzyskać wynik NPV równy zero po 15 latach pracy instalacji dla niezmiennych wartości: za emisję CO₂, cenę węgla oraz cenę energii elektrycznej, należałoby podwyższyć opłatę za przyjęcie paliwa alternatywnego do utylizacji z 50 do ok. 160 PLN/Mg.

Jak pokazują powyższe wykresy wynik analizy ekonomicznej przedsięwzięcia jest bardzo wrażliwy na wszystkie elementy kształtujące przychód.

5. PODSUMOWANIE

Nie istnieją przeszkody natury techniczno-technologicznej budowy w przedsiębiorstwach ciepłowniczych instalacji termicznego przekształcania paliw alternatywnych.

Odczuwalną dokuczliwością lokalizacji instalacji w terenie zabudowanym może być natężenie ruchu samochodów transportujących paliwo do elektrociepłowni i wywożących uboczne produkty spalania.

Spalarnia RDF jest instalacją neutralną pod względem emisji CO₂ i nie uczestniczy w handlu uprawnieniami do emisji. Paliwa alternatywne, mimo, że zawierają te same frakcje biodegradowalne nie są traktowane jako paliwa odnawialne a energia z nich wytworzona w żadnej części nie jest kwalifikowana jako odnawialna

Konsekwencją budowy bloku parowego zasilanego paliwami alternatywnymi jest możliwość wyłączenia z eksploatacji istniejących w ciepłowni kotłów węglowych o mocy równoważnej mocy cieplnej bloku w warunkach zimowych/letnich.

LITERATURA

[1] Bilitewski B., Hardtle G., Marek K.: Podręcznik gospodarki odpadami. Teoria i praktyka. Wydawnictwo Seidel Przywecki. Wydanie pierwsze, Warszawa 2003

[2] Błachowicz K.: Jasne reguły gry. Recykling 2013, nr 7, str. (151-152)

[3] Bogusławski P.: Analiza termicznego przekształcania odpadów komunalnych w warunkach zmian wymogów dotyczących składowania – Rozprawa doktorska na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa -Politechnika Warszawska 2012

[4] Kalisz M.: Kompleksowy system gospodarki odpadami komunalnymi z zastosowaniem MBP. Siła ekobiz-nesu 2013 nr 5, str. (2-8)

[5] Krajowy plan gospodarki odpadami 2014. Załącznik do uchwały nr 217 Rady Ministrów z dnia 24 grudnia 2010 r. (poz. 1183)

[6] Łaskawiec, J.M., Zabiełło Z., Smorąg H.: SEFAKO – nowe, innowacyjne rozwiązania projektowo – technologiczne dla wyspy kotłowej. Artykuł zamieszczony na stronie www.klaster-energia.wroc.pl

[7] Ministerstwo Środowiska: Wytyczne dotyczące wymagań dla procesów kompostowania, fermentacji i mechaniczno – biologicznego przetwarzania odpadów. Grudzień 2008.

[8] Sieja L.: Regionalne instalacje MBP odpadów komunalnych w Polsce. Siła ekobiznesu 2013 nr 7, str. (2-6)

[9] Wandrasz J.: Termiczne unieszkodliwianie odpadów: restrukturyzacja procesów termicznych. Futura Grzegorz Łuczak, 2007.

[10] Wielgościński G.: Przegląd technologii termicznego przekształcania odpadów. Materiały III konferencji „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych – aspekty prawne, realizacja inwestycji, finansowanie, technologie” Warszawa, 23-24 lutego 2011

Ta praca została dofinansowana przez Unię Europejską z Europejskiego Funduszu Społecznego w ramach stypendium przyznawanego przez Politechnikę Warszawską.

REFUSE DERIVED FUEL AS A FUEL FOR CHP PLANT IN A HEATING PLANT CONDITIONS

Key words: thermal treatment of waste, RDF, cogeneration, municipal heating plant

Summary. Legislation on waste management in our country requires reduction in landfilling. The preferred di-rections of waste management are material and energy recovery. Quantitative potential of fuels produced from mixed waste is estimated to be from 4.5 to 6 million tons per year . Currently, the only recipients of this type of fuel in Poland are cement plants. Their potential for usage all possible amount of RDF is quite insufficient. Power plants and heat plants should be also part of this system. The paper presents the formal conditions, technical and economical construction of a cogeneration unit powered alternative fuel from municipal waste in the conditions of sample heating utilities.

Piotr Krawczyk – dr inż., pracownik Instytutu Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej, e-mail: piotr.krawczyk@itc.pw.edu.pl

Jacek Szczygiel – mgr inż., od lat związany z Uczelnianym Centrum Badawczym Energetyki i Ochrony Środowiska Politechniki Warszawskiej, e-mail: ucb@itc.pw.edu.pl