

Analiza opłacalności wykorzystania odpadów komunalnych w procesie wytwarzania ciepła systemowego. Studium przypadku dla Pruszkowa

Profitability analysis of municipal solid waste use for district heat generation. Case study for Pruszków.

Liliana Mirosz, Pelagia Mróz*

Słowa kluczowe: spalarnia odpadów, odpady komunalne, system ciepłowniczy, transformacja energetyczna, stopa zwrotu, analiza wrażliwości

Streszczenie

Temat artykułu wynika z potrzeby zwiększania zdolności przerobowej instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych (ITPOK), w związku ze wzrostem ilości tego rodzaju odpadów oraz koniecznością odchodzenia od wykorzystania w ciepłownictwie paliw kopalnych. Zaproponowano studium przypadku takiej instalacji. Wybrano miasto Pruszków, dla którego instalacja miałaby pokrywać jego podstawę ciepłowniczą. Przedstawiono analizę ekonomiczną takiej inwestycji. Wyznaczono niezbędne parametry wejściowe, tj. nominalna moc cieplna instalacji, wymagany strumień odpadów o odpowiednich właściwościach, strumień dostępny z okolic miasta (z uwzględnieniem istniejących instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych), ilość substancji wprowadzanych do powietrza wraz ze spalinami.

Zdefiniowane dane posłużyły do obliczenia opłacalności ITPOK na podstawie przychodów ze sprzedaży ciepła i opłaty bramowej za przyjęcie odpadów, przy uwzględnieniu nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych. W obliczeniach uwzględniono przystąpienie ITPOK do unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS, z ang. EU Emissions Trading System), przy czym wykonano je dla dwóch wariantów. Jeden z nich nie powoduje zmiany cen ciepła ani opłaty bramowej w stosunku do sytuacji, gdy ITPOK nie uczestniczy w EU ETS. Drugi, koszt uczestnictwa związany z EU ETS przerzuca w 50% na odbiorców ciepła i w 50% na dostawców odpadów. Wskaźnik IRR dla pierwszego wariantu wyniósł 2%, natomiast dla drugiego 6%. Należy jednak podkreślić, że w obliczeniach zawyżono nakład inwestycyjny, ze względu na brak aktualnych zakończonych przetargów na instalacje o podobnej przepustowości do analizowanej w artykule. Są to także wartości nieuwzględniające preferencyjnego finansowania z zewnątrz w formie bezzwrotnych dotacji.

Dla uzyskanego większego wyniku (6%) przygotowano analizę wrażliwości IRR. Czynnikiem najmocniej wpływającym na IRR jest nakład inwestycyjny, następnie cena ciepła i opłata bramowa. Zmiany powyższych parametrów w zakresie +/- 20% powodują zmiany IRR w zakresie od ok. 4 do ok. 9%.

W podsumowaniu wskazano, jak można podnieść wartość IRR, a także dlaczego inwestycja w ITPOK jest korzystna dla lokalnej społeczności i środowiska.

Keywords: WTE plant, municipal solid waste, district heating, energy transition, rate of return, sensitivity analysis

Abstract

The topic of the article results from the need to increase the capacity of municipal waste-to-energy (WTE) plants due to the growth of waste generation and the necessity to move away from the use of fossil fuels in district heating. The case study of such a plant was proposed. The city of Pruszków was selected for which the installation would cover its district heating base load. An economic analysis of such an investment was presented. The necessary input parameters were determined, i.e. the nominal thermal power of the installation, the required waste stream with appropriate properties, the stream available from the area around the city (taking into account existing thermal waste treatment installation), and the amount of substances released into the air with exhaust gases.

Defined data were used to calculate the economical profitability of WTE plant taking into account revenues from heat sale and the gate fee for waste acceptance, as well as CAPEX and OPEX. The calculations took into account WTE plant's accession to the EU emissions trading system (EU ETS), and were performed for two variants. One of them does not change heat prices or gate fees compared to the situation when WTE plant does not participate in the EU ETS. The second one transfers the cost of participation related to the EU ETS in 50% to heat consumers and 50% to waste suppliers. The IRR for the first variant was 2%, while for the second one it was 6%. It should be emphasized, however, that the calculations overestimated CAPEX due to the lack of current completed tenders for installations with similar capacity to the one analyzed in the article. These values also do not take into account preferred financing in form of non-refundable grants.

A sensitivity analysis for IRR was prepared for the obtained higher result (6%). The factor that has the greatest impact on IRR is CAPEX, followed by the heat price and the gate fee. Changes in the above parameters in the range of +/- 20% cause changes IRR ranging from approx. 4 to approx. 9%.

The summary indicates how the IRR value can be increased, as well as why the investment in WTE plant is beneficial for the local community and the environment.

* Liliana Mirosz, dr inż., adiunkt w Zakładzie Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych na Wydziale Instalacji Budowlanych Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej, ORCID 0000-0001-8099-4364, liliana.mirosz@pw.edu.pl; Pelagia Mróz, mgr inż., absolwentka Wydziału Instalacji Budowlanych Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska Politechniki Warszawskiej

1. Wprowadzenie

W 2022 r. udział paliw węglowych w polskim ciepłownictwie systemowym wyniósł 66,2% [4], ale z uwagi na regulacje Unii Europejskiej (UE), dotyczące odchodzenia od paliw kopalnych, węgiel nie jest paliwem przyszłości. Jednocześnie widać wzrostowy trend w ilości odpadów komunalnych powstających w Polsce, które mogłyby w większym zakresie uczestniczyć w transformacji energetycznej. Masa zebranych odpadów komunalnych pomiędzy 2016 a 2022 r. wzrastała średnio o ok. 3% rocznie [8, 9, 10].

Gdy mowa o potencjale odpadów komunalnych jako paliwa, należy przytoczyć hierarchię postępowania z odpadami. Zgodnie z nią termiczne przekształcanie odpadów znajduje się bezpośrednio przed składowaniem, a więc gdy wyczerpią się inne możliwości, takie jak recykling czy ponowne użycie (rys. 1).



Rys. 1. Hierarchia sposobów postępowania z odpadami
Fig. 1. Waste management hierarchy

Po wydzieleniu ze strumienia odpadów części nadającej się do recyklingu lub ponownego użycia pozostaje frakcja, z której można następnie wydzielić część odpowiednią dla termicznego przekształcania odpadów. Jednym ze sposobów wydzielenia takiej frakcji odpadów jest obróbka mechaniczna w instalacjach mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów (w skrócie MBP). Jedną z frakcji powstających w instalacjach MBP jest odpad o kodzie 19 12 12, zgodnie z Katalogiem odpadów [36]. Jest to tzw. frakcja nadsitowa o wymiarze ponad 80 mm, której parametry w Polsce są z reguły wystarczające dla efektywnego prowadzenia procesu termicznego przekształcania z odzyskiem energii, i to już przy wartości opałowej 7-9 MJ/kg [6]. Jednocześnie, zgodnie z aktualnym stanem prawnym odpad o kodzie 19 12 12 może być składowany tylko, gdy wartość ciepła spalania nie jest wyższa niż 6 MJ/kg suchej masy [33]. Wartość opałowa to ok. 90% wartości ciepła spalania [15, 29]. Zatem nieco niższa niż rekomendowana do procesu termicznego przekształcania odpadów. Dodatkowym zagadnieniem jest ilość powstającej w ciągu roku frakcji nadsitowej, która nie spełnia kryteriów składowania. Przewyższa ona obecnie zdolności przerobowe instalacji termicznego przekształcania odpadów eksploatowanych w Polsce. Zatem system gospodarki odpadami nie może zostać domknięty, ze względu na brak dostępnej infrastruktury przetwarzania odpadów z odzyskiem energii.

W 2022 r. w Polsce 38% odpadów komunalnych zostało umieszczonych na składowiskach. Recykling stanowił 27%, biologiczne procesy przetwarzania 14%, a przekształcanie termiczne z odzyskiem energii 21% [10]. Rozkład ten niestety nie realizuje odwróconej piramidy przedstawionej na rys. 1. Udział odpadów składowanych jest większy niż odzyskiwanych poprzez termiczne przekształcanie.

Termiczne przekształcanie odpadów z odzyskiem energii wpisuje się w strategię gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ). Jest ona obecnie jednym z celów zrównoważonego rozwoju, który jest elementem polityki energetycznej i klimatycznej UE [39]. Model GOZ polega na utrzymaniu pozyskanych zasobów jak najdłużej w obiegu,

a także na zminimalizowaniu wytwarzania odpadów, podejmując działania na każdym etapie cyklu życia produktu.

Z uwagi na powyższe, postanowiono dokładniej zbadać, na ile kwestia budowy i eksploatacji instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych (ITPOK) może być atrakcyjna dla inwestorów. W tym celu przeprowadzono analizę ekonomiczną dla konkretnej lokalizacji w Polsce. Podobne kroki mogą być przeprowadzone dla innych lokalizacji.

2. Założenia i obliczenia

2.1. Wybór lokalizacji dla studium przypadku

W celu wyboru lokalizacji do analizy studium przypadku, przestudiowano doświadczenia Danii. W Danii produkcja odpadów komunalnych jest jedną z największych spośród krajów członkowskich UE. W 2021 r. było to w przeliczeniu na osobę 769 kg/rok. Dla porównania w tym samym roku w Polsce produkcja na osobę wynosiła 362 kg/rok [5]. W Danii instalacje termicznego przekształcania odpadów są na ogół budowane w pobliżu miast, zapewniając im podstawę ciepłowniczą [17]. Na tej podstawie, w niniejszym studium przypadku, zaproponowano instalację pokrywającą zapotrzebowanie podstawy ciepłowniczej miasta Pruszków, zasilaną odpadami komunalnymi pochodzącymi z miasta i jego okolic.

2.2. Potencjał paliwowy w studium przypadku

2.2.1. Wymagane właściwości paliwowe odpadów

Odpady kierowane do rozpatrywanej instalacji termicznego przekształcania są oznaczone numerem 19 12 12 zgodnie z Katalogiem odpadów [36]. Są to zmieszane odpady komunalne stanowiące tzw. frakcję nadsitową (powyżej 80 mm) [35].

Wartość opałowa frakcji nadsitowej zmieszanych odpadów komunalnych została przyjęta na poziomie 10 MJ/kg [3, 43].

Aby paliwo mogło spalać się na ruszcie w sposób autotermiczny (czyli osiągając stabilne spalanie bez podawania paliwa dodatkowego), musi posiadać wartość opałową, zawartość popiołu oraz zawartość wilgoci z określonego zakresu. Zakres ten często jest podawany w formie graficznej na tzw. trójkącie Tannera. Na osiach będących bokami trójkąta, podaje się udziały: części palnych, części niepalnych oraz wilgoci. Obszar spalania autotermicznego mieści się w zakresie wymienionych parametrów odpowiednio: min. 25%, maks. 60%, maks. 50%. Parametry odpadów komunalnych frakcji nadsitowej w Polsce są z reguły wystarczające dla efektywnego prowadzenia procesu termicznego przekształcania z odzyskiem energii, i to już przy wartości opałowej 7-9 MJ/kg [6].

2.2.2. Dostępny strumień odpadów

Dostępny strumień odpadów oszacowano na podstawie m.in. liczby mieszkańców w regionie i masy wytwarzanych przez nich odpadów, odległości od innych instalacji termicznego przekształcania odpadów i ich przepustowości w założonym promieniu odległości.

W niniejszym studium przypadku masę wytwarzanych odpadów określono na podstawie liczby ludności powiatów i średniej masy odpadów wytwarzanych przez mieszkańca (średnia dla województwa), w promieniu 50, 100 i 150 km od planowanej lokalizacji spalarni - Pruszkowa [7, 8, 9, 10]. W promieniu 50 i 100 km znalazły się powiaty z województwa mazowieckiego i łódzkiego, a w promieniu 150 km również z województwa świętokrzyskiego, lubelskiego, podlaskiego, warmińsko-mazurskiego oraz kujawsko-pomorskiego.

Przykładowo dla promienia 50 km od Pruszkowa wykorzystano informacje o masie wytwarzanych odpadów w 2022 r. w województwie mazowieckim - 358 kg/os/rok oraz łódzkim - 356 kg/os/rok [10]. Zakładając, że instalacja termicznego przekształcania odpadów zostanie uruchomiona w 2029 r., i przyjmując średnioroczny wzrost wytwarzanej

masy odpadów 3% (średni wzrost dla całej Polski pomiędzy latami z zakresu 2016-2022 na podstawie [8, 9, 10]), masa wytwarzanych odpadów może wynieść odpowiednio 427 kg/os/rok i 425 kg/os/rok. Dla powiatów znajdujących się w promieniu 50 km od Pruszkowa zsumowano liczbę mieszkańców oddzielnie dla każdego województwa, co pozwoliło na określenie masy odpadów z tego regionu na poziomie 1 318 447 Mg/rok. Analogiczne obliczenia przeprowadzono dla pozostałych dwóch obszarów.

Udział odpadów kierowanych do przetwarzania termicznego w odpadach komunalnych wytwarzanych przez mieszkańców przyjęto na poziomie 25%. Jest to cel w gospodarce odpadami komunalnymi na rok 2035 [20]. Pozostałe 65% odpadów komunalnych ma być poddane recyklingowi i ponownemu użyciu, natomiast do 10% poddane składowaniu.

W analizie uwzględniono przepustowość innych obiektów znajdujących się na badanym obszarze, tj. instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych (ITPOK) (uwzględniono instalacje istniejące w Warszawie i Starachowicach oraz planowane, które posiadają już przynajmniej decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach: w Warszawie (rozbudowa), Łodzi, Siedlcach, Wysokiem Mazowieckiem) i cementowni (w Karsach, w Nowinach) [14]. Należy zaznaczyć, że cementownie przekształcają zarówno odpady pochodzenia komunalnego jak i innego, a odpady o kodzie 19 12 12 stanowiły jedynie 0,01% wsadu w 2020 r. [13]. Jednak w przypadku cementowni w analizie uwzględniono maksymalne zdolności przerobowe, określone w decyzjach dopuszczających do przetworzenia odpadów komunalnych oraz odpadów pochodzących z przetworzenia odpadów komunalnych wykazanych w Bazie danych o produktach i opakowaniach oraz o gospodarce odpadami (BDO) [14]. Mając powyższe na uwadze, uzyskany dostępny strumień frakcji nadsitowej w obszarze do 150 km od Pruszkowa w rzeczywistości może być znacznie większy.

Energię chemiczną w dostępnych odpadach określono zgodnie ze wzorem:

$$Q = S \cdot Q_i / (t \cdot 3,6) \quad (1)$$

gdzie:

Q – energia chemiczna w odpadach, MW

S – masa dostępnych odpadów, Mg/rok

Q_i – wartość opałowa odpadów, MJ/kg

t – dyspozycyjność instalacji, h/rok.

Przyjęto następujące założenia:

- masa dostępnych odpadów określona zgodnie z procedurą opisaną wyżej (wyniki w tab. 1),
- wartość opałowa odpadów dla frakcji nadsitowej niesegregowanych odpadów komunalnych – 10 MJ/kg z zakresu podawanego w [3, 42],
- dyspozycyjność instalacji 8 000 h/rok.

Na rys. 2 przedstawiono dla przykładu największy z badanych obszarów, natomiast w tab. 1 zawartość energii chemicznej w dostępnych odpadach, oszacowaną dla wszystkich trzech promieni.

Tabela 1. Potencjał paliwowy wokół Pruszkowa (opracowanie własne na podstawie [7, 8, 9, 10, 14, 20, 42])

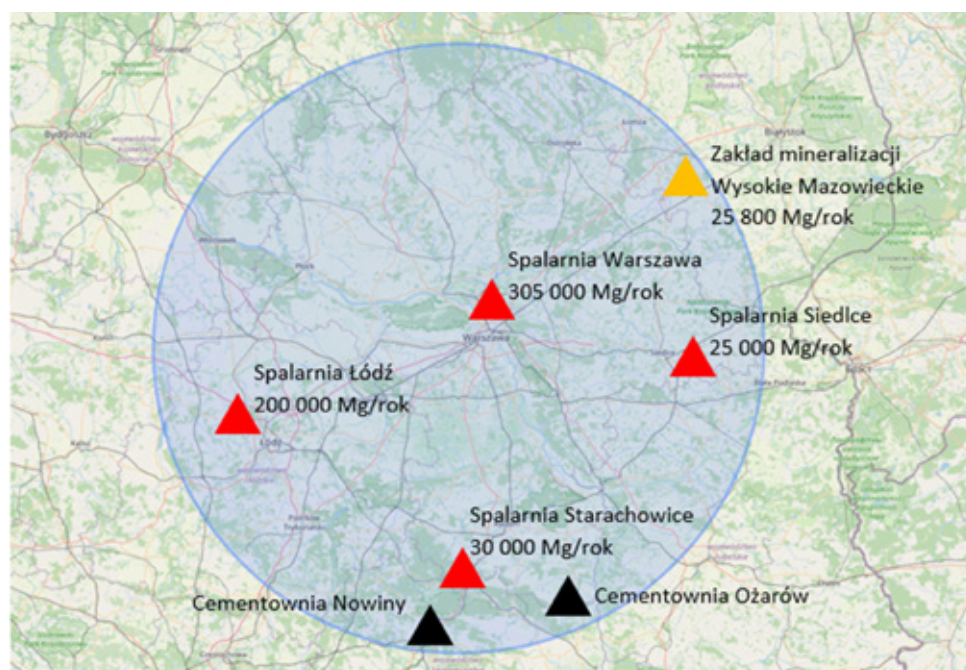
Table 1. The fuel potential around Pruszków (own study based on [7, 8, 9, 10, 14, 20, 42])

Odległość od Pruszkowa	Wytwarzane odpady komunalne	Odpady kierowane do instalacji termicznego	Odpady dostępne	Energia chemiczna w dostępnych odpadach
km	Mg/rok	Mg/rok	Mg/rok	MW
50	1 318 447	329 612	24 612	9
100	2 642 361	660 590	130 590	45
150	3 915 071	728 768	142 968	50

2.3. Proponowana instalacja

2.3.1. Wybór technologii przekształcania odpadów z odzyskiem energii

Najstarszą technologią przekształcania odpadów z odzyskiem energii jest ich spalanie, czyli technologia wykorzystywana w procesie wytwarzania energii z paliw stałych pochodzenia kopalnego. Natomiast najpopularniejszą metodą spalania odpadów pochodzenia komunalnego, jest technologia rusztowa. I tą, jako charakteryzującą się największym doświadczeniem eksploatacyjnym, ale też odpowiednimi produktami prowadzonego procesu, przyjęto do dalszych analiz. Jednak poniżej pokrótce omówiono pozostałe metody, stosowane znacznie rzadziej.



Rys. 2. Obszar 150 km wokół rozpatrywanej lokalizacji – instalacje istniejące i planowane (wykonano za pomocą narzędzia do mapowania Mapsdirections.info)

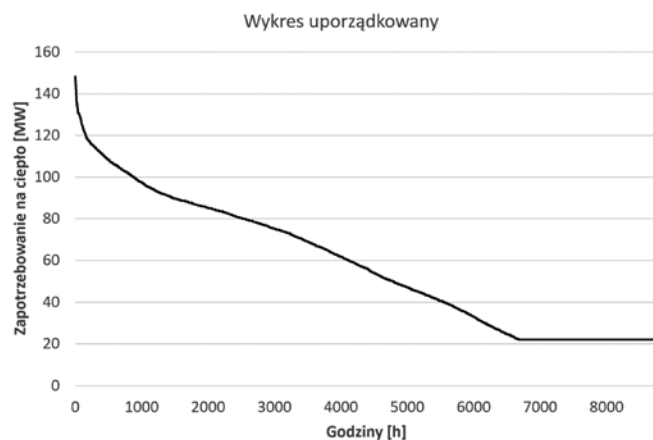
Fig. 2. The area of 150 km around the considered localisation – existing and planned plants (performed with Mapsdirections.info mapping tool)

Jednym ze sposobów termicznego przetwarzania odpadów jest zgazowanie. Jest to proces polegający na przemianie podawanego paliwa w paliwo gazowe w niedoborze tlenu (z kontrolowaną ilością czynnika utleniającego, najczęściej powietrza lub pary wodnej). Produktami zgazowania są gaz syntezowy oraz pozostałości w formie ciała stałego [1, 41, 43].

Innym sposobem przekształcania odpadów z odzyskiem energii jest piroliza. Jest to proces polegający na zgazowaniu i odgazowaniu paliwa, oparty na podgrzewaniu go bez dopływu powietrza. W ten sposób częściowo przekształca się go w substancje gazowe, ciekłe oraz stałą pozostałość [32, 43].

2.3.2. Rynek ciepła

Podstawą do analizy ekonomicznej ITPOK, poza określeniem dostępnego strumienia odpadów, jest oszacowanie rynku ciepła. W niniejszym studium przypadku obliczenia oparto o wielkość istniejącego systemu ciepłowniczego, ale rozważania mogą być rozszerzone o sprawdzenie, czy jest zapotrzebowanie na rozwój lub zdywersyfikowanie miks paliwowego przedsiębiorstwa. Na rys. 3 przedstawiono wykres uporządkowany dla zapotrzebowania na ciepło, pokrywane przez istniejący system ciepłowniczy Pruszkowa. Odczytano z niego podstawę ciepłowniczą w wysokości 22,08 MW, którą jest moc na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej. Dzieląc tę wartość przez sprawność przesyłu ciepła, przyjętą jako 87,03% [4], uzyskano moc cieplną niezbędną do wytworzenia przez instalację ITPOK – 25,37 MW.



Rys. 3. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na ciepło – studium przypadku (opracowanie własne na podstawie [12, 21])

Fig. 3. Ordered diagram of heat demand for the district heating system – case study (own study based on [12, 21])

2.3.3. Wymagany strumień odpadów

Strumień odpadów, niezbędnych do pokrycia zapotrzebowania na podstawę ciepłowniczą, określono na podstawie bilansu ciepła dla układu spalania:

$$\dot{B} \cdot Q_i \cdot \eta_k + \dot{V} \cdot i_2 = \dot{V} \cdot i_1 \quad (2)$$

gdzie:

\dot{B} – strumień odpadów, Mg/h,

Q_i – wartość opałowa odpadów, kJ/kg,

η_k – sprawność wytwarzania ciepła, %,

\dot{V} – strumień masowy przepływu wody obiegowej przez wymiennik ciepła, Mg/h,

$i_{1,2}$ – entalpia wody na wejściu i wyjściu z wymiennika ciepła, kJ/kg.

W bilansie tym przyjęto następujące założenia:

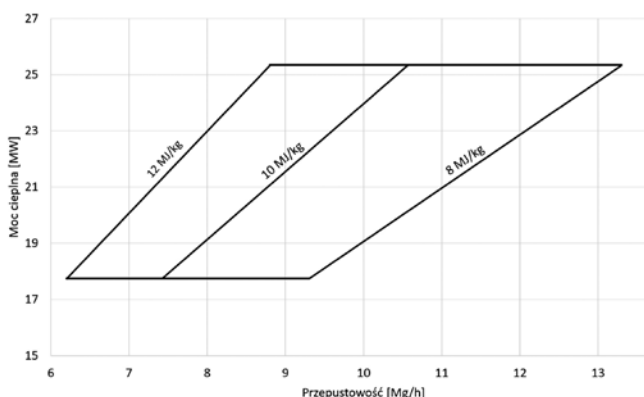
- wartość opałowa odpadów dla frakcji nadsitowej niesegregowanych odpadów komunalnych – 10 000 kJ/kg [3, [42],
- sprawność wytwarzania ciepła całego obiegu – 86% [23],

- strumień masowy przepływu wody obiegowej przez wymiennik ciepła obliczony dla wytwarzanej mocy cieplnej – 275,4 Mg/h, przy sprawności wymiennika ciepła 98% [34],
- entalpia wody dla temperatury na wejściu i wyjściu z wymiennika ciepła 150/70°C – odpowiednio 632,1 kJ/kg i 293,01 kJ/kg.

Godzinowy strumień odpadów wyniósł 10,612 Mg/h. Po uwzględnieniu dyspozycyjności instalacji 8 000 h/rok, uzyskano zapotrzebowanie odpadów na poziomie 84 898 Mg/rok. Wartość ta mieści się w strumieniu odpadów oszacowanym w rozdziale 2.2.2. z terenu o promieniu 100 km od Pruszkowa.

2.3.4. Punkt pracy instalacji

Istotnym elementem analiz, związanych z ITPOK, jest przygotowanie wykresu spalania. Prezentuje on zależność pomiędzy trzema parametrami: wartością opałową, strumieniem odpadów i mocą w nich zawartą. Zestawienie tych danych pozwala określić punkt pracy ITPOK i następnie określić wymaganą mieszankę podawanego paliwa. Na podstawie rys. 4. określono punkt pracy instalacji, przy założeniu pracy w podstawie ciepłowniczej i wcześniej wyznaczonych wartości: moc cieplna – 25,37 MW, wartość opałowa – 10 MJ/kg, strumień odpadów – 10,612 Mg/h. Liniami ukośnymi wykreślono wartość opałową podawanej mieszanki paliwowej, która przy odpowiednim strumieniu podawanych odpadów pozwoli instalacji pracować z założoną zdolnością przerobową.



Rys. 4. Wykres spalania – studium przypadku (opracowanie własne)

Fig. 4. Burndown chart – case study (own study)

2.3.5. Strumień spalin oraz wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza

Koszty związane z korzystaniem ze środowiska, w zakresie wprowadzania gazów i pyłów do powietrza, określono na podstawie wartości średnich dobowych standardów emisyjnych. Choć w rzeczywistości emisje z instalacji ITPOK są znacznie mniejsze, w analizie przyjęto wartości graniczne (tab. 2.).

Tabela 2. Porównanie ilości substancji wprowadzanych do powietrza z istniejącej instalacji ITPOK Poznań ze standardami emisyjnymi (opracowanie własne na podstawie [26, 37])

Table 2. The comparison of the amount of substances released to the air from the existing WTE plant Poznań with emission standards (own study based on [26, 37])

Substancja	Standard emisyjny (średnie 30-minutowe)	Ilość substancji z ITPOK wg monitoringu emisji
mg/m ³ przy zawartości 11% tlenu w gazach odlotowych		
Pyły	30	1,2
Całkowity węgiel organiczny	20	1,29
Chlorowodór	60	6,01
Fluorowodór	4	0,14
Dwutlenek siarki	200	0,8
Tlenek węgla	100	5,9
Tlenek azotu	400	162,9

Strumienie emitowanych substancji obliczono na podstawie strumienia gazów suchych, dla obciążenia maksymalnego instalacji odniesionego do warunków umownych, tj. temperatury 273,15 K i ciśnienia 101,3 kPa [37]. Jedynie emisja dwutlenku węgla została określona wskaźnikowo - na podstawie wskaźnika emisji 100 kg/GJ energii w spalanych odpadach [19].

Strumień gazów suchych obliczono zgodnie z poniższymi wzorami:

$$\dot{V}_{sp\ such} = V_{sp\ such} \cdot \dot{B} \quad (3)$$

$$V_{sp\ such} = V_{sp} - V_{H_2O} \quad (4)$$

gdzie:

$\dot{V}_{sp\ such}$ – strumień spalin suchych w warunkach umownych, m³_u/h,
 $V_{sp\ such}$ – ilość spalin suchych w warunkach umownych, m³_u/kg odpadów,

\dot{B} – strumień odpadów, kg/h,

V_{sp} – ilość spalin wilgotnych w warunkach umownych, m³_u/kg odpadów,

V_{H_2O} – ilość pary wodnej w spalinach w warunkach umownych, m³_u/kg odpadów.

Ilość spalin wilgotnych określono na podstawie zależności:

$$V_{sp} = V_{sp\ min} + (\lambda - 1) \cdot V_{p\ min} \quad (5)$$

gdzie:

V_{sp} – ilość spalin wilgotnych w warunkach umownych, m³_u/kg odpadów,

$V_{sp\ min}$ – minimalna ilość spalin wilgotnych w warunkach umownych, m³_u/kg odpadów,

λ – współczynnik nadmiaru powietrza, -

$V_{p\ min}$ – minimalna ilość powietrza do spalania, m³_u/kg odpadów.

Minimalną ilość spalin wilgotnych na jednostkę masy paliwa i minimalną ilość powietrza do spalania obliczono poniższymi wzorami Rosina-Fehlinga dla paliw stałych. Są one zalecane w przypadku, gdy skład chemiczny paliwa nie jest znany [30].

$$V_{sp\ min} = 1,39 + 0,23 \cdot Q_i \quad (6)$$

$$V_{p\ min} = 0,507 + 0,245 \cdot Q_i \quad (7)$$

gdzie:

$V_{sp\ min}$ – minimalna ilość spalin wilgotnych w warunkach umownych, m³_u/kg odpadów,

$V_{p\ min}$ – minimalna ilość powietrza do spalania, m³_u/kg odpadów,

Q_i – wartość opałowa odpadów, MJ/kg.

Przy obliczaniu współczynnika nadmiaru powietrza przyjęto 11% zawartość tlenu w spalinach, aby móc bezpośrednio obliczać wielkość emisji na podstawie standardów emisyjnych [37].

$$\lambda = \frac{21}{21 - [O_2]} \quad (8)$$

gdzie:

λ – współczynnik nadmiaru powietrza, -

$[O_2]$ – zawartość procentowa tlenu w spalinach, %.

Ilość pary wodnej w spalinach określono na podstawie poniższego wzoru. Zawartość wodoru założono na poziomie 0,05, natomiast zawartość wilgoci 0,12 [31].

$$V_{H_2O} = 22,71 \cdot \left(\frac{H}{2} + \frac{W}{18} \right) \quad (9)$$

gdzie:

V_{H_2O} – ilość pary wodnej w spalinach w warunkach umownych, m³_u/kg odpadów,

H – udział masowy wodoru w odpadach, -

W – udział masowy wilgoci w odpadach, -

Uzyskano strumień spalin suchych w warunkach umownych na poziomie 66 046 m³_u/h. Iloczyn tej wartości i średnich dobowych standardów emisyjnych posłużył do obliczenia ilości emitowanych substancji (poza dwutlenkiem węgla, którego emisje wyznaczono opisaną wcześniej metodą wskaźnikową) - tab. 3.

Tabela 3. Ilość substancji wprowadzanych do powietrza – studium przypadku (opracowanie własne na podstawie [19, 37])

Table. 3. The amount of substances released to the air - case study (own study based on [19, 37])

Substancja	Ilość substancji kg/rok
Pyły	5 284
Substancje organiczne w postaci gazów i par (jako całkowity węgiel organiczny)	5 284
Chlorowodór	5 284
Fluorowodór	528
Dwutlenek siarki	26 418
Tlenek węgla	26 418
Tlenek azotu	105 674
Kadm i tal	26
Rtęć	26
Antymon, arsen, ołów, chrom, kobalt, miedź, mangan, nikiel i wanad	264
Dioksyny i furany (wskaźnik toksyczności 1, przyjęto maksymalną wartość)	53
Dwutlenek węgla	84 898 194

2.4. Analiza ekonomiczna

2.4.1. Koszty

W skład kosztów rozpatrywanej instalacji uwzględniono: nakład inwestycji, koszt wynagrodzeń pracowników, opłaty za wprowadzanie gazów i pyłów do atmosfery, opłaty za reagenty do instalacji oczyszczania spalin, za zagospodarowanie lub unieszkodliwianie pozostałości z procesu spalania, żużli i popiołów, związane z utrzymaniem technicznym instalacji oraz pozostałe. Uwzględniono również opłaty związane z uczestnictwem w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisjami (EU ETS, z ang. EU Emissions Trading System). Zgodnie z Ustawą o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych instalacje spalania odpadów nie są zobligowane do rozliczania się w EU ETS (na dzień 20.09.2023) [45]. Jednak od 2028 r. prawdopodobnie już będą [18]. Zatem w obliczeniach zostały uwzględnione.

Wskaźnik nakładu inwestycyjnego założono na poziomie 7 180 zł/Mg, zgodnie z aktualnym przetargiem dla podobnej, choć niemal pięciokrotnie mniejszej, instalacji [24]. W rzeczywistości wskaźnik nakładu będzie się kształtował na niższym poziomie ze względu na to, że instalacja analizowana w artykule jest znacznie większa. Nakład inwestycyjny wyniósł 610 mln zł.

Koszty eksploatacyjne wymieniono w tabeli 4. Wskaźniki eksploatacji, poza wprowadzaniem gazów i pyłów do powietrza oraz związanych z uczestnictwem w EU ETS, pochodzą z publikacji z 2014 r., zatem zostały skorygowane wskaźnikiem inflacji. Przyjęto średnią inflację z okresu ostatnich 10 lat (2013-2022) w wysokości 3% [11].

Udział frakcji biodegradowalnej w odpadach oszacowano na podstawie przykładowej morfologii odpadów o kodzie 19 12 12, tj. biomasa organicz-

na - 12%, biomasa drewniana - 11%, papier - 10%, pozostałe (tworzywa sztuczne, kamienie i metal) – 67% [16]. Założono, że biomasa w całości jest biodegradowalna. Udział frakcji biodegradowalnej w papierze przyjęto na poziomie 90% [38]. Zatem w obliczeniach uwzględniono 32% udział frakcji biodegradowalnej w odpadach podawanych do ITPOK. Koszt uprawnień do emisji będzie wówczas przyjmowany tylko dla pozostałego udziału strumienia odpadów – 68% .

Tabela 4. Koszty eksploatacji – studium przypadku (opracowanie własne na podstawie: wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza [25], związane z uczestnictwem w EU ETS [16, 19, 38], pozostałe koszty [40, 46])

Table 4. Operating costs - case study (own study based on: emission of gases and dust particles into the air [25], related to participation in the EU ETS [16, 19, 38], other costs [40, 46])

Koszty eksploatacji	Mln zł/rok
Wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza	0,4
Związane z uczestnictwem w EU ETS	21,9
Utrzymanie techniczne instalacji	4,8
Wynagrodzenia pracowników	3,9
Zagospodarowanie/unieszkodliwianie pozostałości z procesu spalania, zużycie popiołów	2,9
Reagenty do instalacji oczyszczania spalin i zużycie materiałów	1,9
Inne	5,8

2.4.2. Zyski

Co pod względem ekonomicznym jest szczególną różnicą pomiędzy inwestycjami przetwarzającymi termicznie odpady w celu wytworzenia ciepła a źródłami ciepła zasilanymi innymi paliwami jest to, że ITPOK za przyjęcie odpadów otrzymują zapłatę, tzw. opłatę bramową (ang. gate fee). Zatem wśród zysków należy wyróżnić przychód za przyjęcie odpadów i przychód za sprzedaż ciepła. Jednocześnie pojawia się konieczność uczestnictwa instalacji w EU ETS w niedalekiej przyszłości. Zatem obliczenia przeprowadzono dla dwóch wariantów:

- koszty związane z przystąpieniem do EU ETS nie wpływają na wysokość opłaty bramowej i cenę ciepła,
- koszty związane z przystąpieniem do EU ETS przerzucono w 50% na opłatę bramową i w 50% na cenę ciepła.

Cenę uprawnień do emisji dwutlenku węgla przyjęto na podstawie średniej ceny z 2022 r. na poziomie 81 EUR/Mg, co po przeliczeniu średnim kursem EUR/PLN 4,6872 daje 379,66 zł/Mg [18].

Na podstawie cennika zagospodarowania odpadów na 2023 r. założono, że za przyjęcie odpadów ITPOK otrzymuje 450 zł/Mg [22]. W wariantcie z korektą wynikającą z przerzucenia kosztów przystąpienia do EU ETS m.in. na dostawców odpadów będzie to odpowiednio 566,26 zł/Mg.

Instalacje termicznego przekształcania odpadów zgodnie z Prawem energetycznym traktowane są jako odnawialne źródła energii [44]. Zatem zysk za sprzedaż ciepła obliczono na podstawie średniej ceny ciepła dla odnawialnych źródeł energii, podawanej przez Urząd Regulacji Energetyki za rok 2022 – 74,45 zł/GJ [27, 28]. W wariantcie z przerzucaniem kosztów uczestnictwa w EU ETS na odbiorców ciepła cena ta wyniesie 104,45 zł/GJ.

2.4.3. Wskaźniki efektywności ekonomicznej

Analiza ekonomiczna uwzględniła przepływy finansowe związane z nakładem inwestycyjnym, przychodami ze sprzedaży ciepła oraz za przyjęcie odpadów, kosztami eksploatacyjnymi związanymi z uczestnictwem w EU ETS, gospodarczym korzystaniem ze środowiska oraz z czynnościami operacyjnymi. Jako kryteria do oceny analizy ekonomicznej przyjęto dwa wskaźniki: bieżącą wartość netto (NPV, z ang. Net Present Value) oraz wewnętrzną stopę zwrotu, IRR (z ang. Internal Rate of Return). Obydwa są stosowane w praktyce jako skuteczna ocena opłacalności projektu. Ich wartość podlega weryfikacji np. przez banki, jeżeli instalacja miałaby być finansowana przez źródła zewnętrzne.

Przyjęty czas życia instalacji to 25 lat. Czas amortyzacji inwestycji to 7 lat. Podatek od dochodu założono na poziomie 19%. Stopę dyskontową przyjęto jako średnią stopę dyskontową wksli NBP z pięciu kolejnych zmian (między 0.06.2022 a 05.10.2023), tj. 6%.

Obliczenia wykonano dla obu wariantów opisanych w rozdziale 2.4.2. W wariantcie, w którym koszt związany z uczestnictwem w EU ETS nie jest przerzucany na dostawców odpadów ani odbiorców ciepła, NPV wyniosło 140 mln zł, a IRR 2%. W drugim przypadku było to odpowiednio 389 mln zł i 6%. Uzyskane IRR są niższe niż minimalna rentowność, 8%, zakładana w aktualnym raporcie Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) [2]. Należy jednak podkreślić, że w obliczeniach zawyżono nakład inwestycyjny, ze względu na brak aktualnych zakończonych przetargów na instalacje o podobnej przepustowości do analizowanej w artykule.

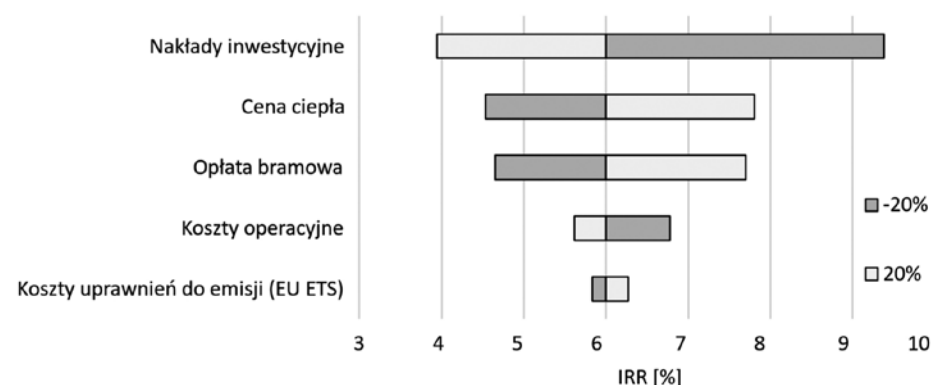
2.4.4. Analiza wrażliwości

Aby zredukować ryzyko inwestora, w zakresie decyzji dotyczącej budowy i eksploatacji ITPOK, przygotowano analizę wrażliwości IRR. Założono zmienność wybranych parametrów w zakresie -20% i +20%. Obliczenia wykonano dla wariantu, w którym koszt związany z przystąpieniem do EU ETS jest przerzucony po połowie na odbiorców ciepła i dostawców odpadów. Wyniki przedstawiono na rys. 5.

IRR jest najbardziej wrażliwe na zmianę nakładów inwestycyjnych. 20% wzrost nakładów powoduje spadek IRR do 4%, jednocześnie 20% spadek nakładów podniesie IRR do ponad 9%. Również cena ciepła oraz opłata bramowa są istotne dla opłacalności inwestycji, choć w mniejszym stopniu. 20% wzrost tych przychodów przyczyni się do wzrostu IRR zbliżonego do minimum przyjmowanego przez PTEZ [2]. Zmiana kosztów operacyjnych i kosztów uprawnień do emisji (które w tym wariantcie są przerzucane na odbiorców ciepła i dostawców odpadów) nie ma większego wpływu na wynik. Analizując powyższe, należy jednak zauważyć, że obliczenia były wykonane bez uwzględnienia preferencyjnego finansowania z zewnątrz w formie bezzwrotnych dotacji.

Wnioski

Odpady komunalne stanowią potencjalne źródło energii, którego wciąż znaczny udział w Polsce jest tracony poprzez składowanie odpadów na składowiskach. Wykorzystanie potencjału odpadów pozwala



Rys. 5. Analiza wrażliwości IRR – studium przypadku (opracowanie własne)

Fig. 5. The sensitivity analysis of IRR – case study (own study)

na zredukowanie ich składowania, a dodatkowo wprowadza się nowe paliwo do miks paliwowego, co zwiększa bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Analiza ekonomiczna, którą przeprowadzono, pokazuje możliwość uzyskania wewnętrznej stopy zwrotu z instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych na poziomie 6%. Jest to wartość przy wysokim poziomie nakładów inwestycyjnych (wskaźnik nakładów został założony, jakby inwestycja była niemal pięciokrotnie mniejsza, w związku z brakiem aktualnych danych z przetargów dla instalacji o podobnej przepustowości do analizowanej w artykule). Dodatkowo wsparcie w postaci zewnętrznej dotacji również podniesie opłacalność projektu.

Przeprowadzone kalkulacje pokazały jak istotnie na wynik wskaźników ekonomicznych wpływa przyjęty nakład inwestycyjny, następnie cena ciepła i opłata bramowa. IRR zmienia się w zakresie od ok. 4% do ok. 9% przy zmianie wskaźników o +/-20%. Zmienność pozostałych kosztów operacyjnych w opisanym przedziale nie ma większego znaczenia.

Szacunki pokazały, że wolumen odpadów komunalnych z terenu w promieniu 100 km od Pruszkowa znacznie przewyższa zapotrzebowanie na odpady dla ITPOK pracującego na podstawie ciepłowniczki miasta, przedstawionego w niniejszym studium przypadku. Oznacza to stosunkowo niewielką odległość do transportowania odpadów. Odległość ta ma znaczenie w aspekcie wysokości opłaty bramowej, akceptowalnej przez dostawcę odpadów. A jak pokazały przeprowadzone obliczenia, wysokość opłaty bramowej jest czynnikiem istotnie wpływającym na opłacalność ekonomiczną inwestycji.

Podsumowując, budowa instalacji przyniesie korzyści zarówno dla inwestora, lokalnej społeczności oraz dla środowiska. Instalacja zapewni stabilny zysk, który, choć nie wydaje się wysoki, pozwoli na bezpieczne powiększanie kapitału. Lokalna społeczność będzie mogła kupić ciepło po cenie referencyjnej, która aktualnie jest najniższa dla jednostek stanowiących odnawialne źródła energii [27, 28]. Ostatecznie, również środowiskowy aspekt przedsięwzięcia wykaże pozytywny efekt, poprzez ograniczanie eksploatacji nieodnawialnych źródeł energii oraz zmniejszenie ilości odpadów kierowanych na składowiska.

LITERATURA

- [1] Arena Umberto. 2012. "Process and technological aspects of municipal solid waste gasification. A review". *Waste Management* 32 (4) : 625-639.
- [2] Bolesta Joanna [red.]. 2023. „Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce.” Warszawa: Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych.
- [3] Czajor Przemysław, Michalak Marcin. 2020. „Rachunek kosztów w procesie zagospodarowania odpadów komunalnych”. Łódź: Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego.
- [4] Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła URE/Oddziały Terenowe URE/szczegółowe dane zbiorcze Kościelewski R. 2023. „Energetyka ciepła w liczbach - 2022.” Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki.
- [5] Eurostat. 2023. „Generation of municipal waste per capita”. Dostęp 13.09.2023. <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser>.
- [6] Famielec Stanisław, Famielec Józefa. 2016. „Ekonomiczne i techniczne uwarunkowania procesów spalania odpadów komunalnych”. *Prace naukowe uniwersytetu ekonomicznego we Wrocławiu* 454.
- [7] Główny Urząd Statystyczny. 2018. „Powierzchnia, ludność oraz lokaty według powiatów i miast na prawach powiatu”. Dostęp 15.02.2023. <https://stat.gov.pl>.
- [8] Główny Urząd Statystyczny. 2018. „Ochrona środowiska 2018”. Warszawa: Główny Urząd Statystyczny.
- [9] Główny Urząd Statystyczny. 2020. „Ochrona środowiska 2020”. Warszawa: Główny Urząd Statystyczny.
- [10] Główny Urząd Statystyczny. 2023. „Ochrona środowiska 2023”. Warszawa: Główny Urząd Statystyczny.
- [11] Główny Urząd Statystyczny. 2023. „Roczne wskaźniki cen towarów i usług konsumpcyjnych. Dostęp 19.09.2023. <https://stat.gov.pl>.
- [12] Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej Państwowy Instytut Badawczy. 2023. „Dane meteorologiczne”. Dostęp 13.09.2023. <https://danepubliczne.imgw.pl>.
- [13] Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy. 2021. „Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych w Polsce w roku 2020 – dane BDO”. Warszawa: Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy.
- [14] Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy. 2022. „Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych w Polsce w 2021 r.”. Warszawa: Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy.
- [15] Jaglarz Gabriela, Generowicz Agnieszka. 2015. „Charakterystyki energetyczne odpadów komunalnych po procesach odzysku i recyklingu”. *Ekonomia i środowisko*. 2 (53).
- [16] Jodkowski Wiesław, Sitka Andrzej, Szumilo Bogusław. 2014. „Gasification of the over-size fraction of municipal waste with thermal power generation”. *Archives of Waste Management and Environmental Protection* 16 (3) : 45-52.
- [17] Kirkeby Janus, Grohnheit Poul Erik, Møller Andersen Frits, Herrmann Ivan Tengbjerg, Karlsson Kenneth Bernard. 2014. “Experiences with waste incineration for energy production in Denmark”. Roskilde: DTU Management Engineering.
- [18] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. 2022. „Raport z rynku CO2 nr 129”. Warszawa: Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.
- [19] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami. 2022. „Wartości opalowe (WO) i wskaźniki emisji CO2 (WE) w roku 2020 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2023”. Warszawa: Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.
- [20] Krajowy Plan Gospodarki Odpadami. 2028. „Uchwała nr 96 Rady Ministrów z 12.06.2023 w sprawie Krajowego planu gospodarki odpadami 2028. Dz.U. 2023 poz. 702”.
- [21] Masiota-Tomaszewska Joanna, Karkowski Andrzej, Nabagło Kamil. 2021. „Program Ochrony Środowiska dla Gminy Miasto Pruszków na lata 2020–2023 z perspektywą do roku 2027”. Poznań: Green Key Joanna Masiota-Tomaszewska.
- [22] Miejski Zakład Gospodarki Odpadami Komunalnymi w Koninie. 2022. „Uchwała nr 33/12/2022 Zarządu MZGOK Sp. z o.o. z siedzibą w Koninie z 28.12.2022”.
- [23] Namiecińska Olga, Wielgosiński Grzegorz, Targaszewska Agata. 2017. „Oddziaływanie emisji zanieczyszczeń ze spalania odpadów”. *Nowa Energia* 1 (55).
- [24] Nyska Energetyka Ciepła – Nysa Sp. z o.o. 2023. Dostęp 20.09.2023. <https://necnysa.eu/news/item/105-budowa-kotłowni-z-kotlem-parowym-na-palivo-alternatywne-eko-ciepłownia>
- [25] Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z 04.09.2023 w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2024. Dz.U. 2023 poz. 914.
- [26] PreZero. 2023. „Monitoring Emisji”. Dostęp 19.09.2023. <https://prezero-zielonaenergia.pl/raporty-z-pracy-instalacji/monitoring-emisji/>
- [27] Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. 2023. „Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 18/2023 w sprawie średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji w roku 2022”. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki.
- [28] Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. 2023. „Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 17/2023 wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w rozporządzeniu Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2020 r., poz. 718 ze zm.)”. Warszawa: Urząd Regulacji Energetyki.
- [29] Primus Arkadiusz, Rosik-Dulewska Czesława. 2018. „Potencjał paliwowy frakcji nadsitowej odpadów komunalnych i jego rola w krajowym modelu gospodarki odpadami”. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 105 : 121–134.
- [30] Pudlik Wiesław. 2021. „Termodynamika”. Gdańsk: Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej.
- [31] Rajca Przemysław, Zajemska Monika. 2018. „Ocena możliwości wykorzystania paliwa RDF na cele energetyczne”. *Rynek Energii* 4 (137).
- [32] Retajczyk Monika, Wróblewska Agnieszka. 2018. „Piroliza biomasy jako źródło energii”. *Wiadomości chemiczne* 72 (3-4).
- [33] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 16.07.2015 w sprawie dopuszczania odpadów do składowania na składowiskach. Dz.U. 2015 poz. 1277.
- [34] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju z 27.02.2015 w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej. Dz.U. 2015 poz. 376 z późn. zm. do 2022.
- [35] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 28.12.2022 w sprawie mechaniczno-biologicznego przetwarzania niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych. Dz.U. 2023 poz. 56.
- [36] Rozporządzenie Ministra Klimatu z 02.01.2020 w sprawie katalogu odpadów. Dz.U. 2020 poz. 10.
- [37] Rozporządzenie Ministra Klimatu z 24.09.2020 w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów. Dz.U. 2020 poz. 1860 z późn. zm. do 2022.
- [38] Rozporządzenie Ministra Środowiska z 8.06.2016 w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów. Dz.U. 2016 poz. 847.
- [39] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady z 18.06.2020 (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088.
- [40] Sartori Davide, Catalano Gelsomina, Genco Mario, Pancotti Chiara, Sirtori Emanuela, Vignetti Silvia, Del Bo Chiara. 2014. “Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects. Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020”. Publications Office of the European Union.
- [41] Ściążko Marek, Nowak Wojciech. 2017. „Technologie zgazowania odpadów komunalnych”. *Nowa Energia* 1.
- [42] Tobiasen Lasse, Kamuk Bettina. 2013. „Waste to energy (WTE) systems for district heating”. *Waste to Energy Conversion Technology* 120 (45).
- [43] Traven Luka. 2023. “Sustainable energy generation from municipal solid waste: A brief overview of existing technologies”. *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering* 8 (100491).
- [44] Ustawa z 10.04.1997 - Prawo energetyczne. Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z późn. zm. do 2022.
- [45] Ustawa z 12.06.2015 o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Dz.U. 2015 poz. 1223 z późn. zm. do 2022.
- [46] Vaitkus Žygimantas, Stankiewicz Edyta. 2013. “Key Considerations in Planning Waste-to-Energy Facilities”. *JASPERS Staff Working Papers, Knowledge Economy and Energy Division*.