



Ciepło z odpadów, osadów i wód kopalnianych.

Przewodnik inwestycyjny dla spółek komunalnych

Katowice, 28 lipca 2026r.



Fundusze Europejskie
dla Śląskiego



Rzeczpospolita
Polska

Dofinansowane przez
Unię Europejską



Województwo
Śląskie

Opracowanie:
Park Naukowo-Technologiczny Euro-Centrum
ul. Ligocka 103
40-568 Katowice
pnt.euro-centrum.com.pl

Wprowadzenie

Przedstawione w dokumencie rekomendacje adresowane są do dyrekcji przedsiębiorstw komunalnych np. ciepłowniczych i wodno-kanalizacyjnych, kadry zarządzającej projektami inwestycyjnymi, doradców samorządowych przygotowujących studia wykonalności oraz szeregu innych ekspertów, którzy mierzą się z realizacją projektów transformacyjnych. Skupiają się na przybliżeniu technologii omawianych podczas FNG21, ekonomicznych i prawnych ramach realizacji projektów energetycznych. Siłą dokumentu jest jego prawdziwość wynikająca z bezpośrednich głosów ekspertów uczestniczących w wydarzeniu. Te zebrane zostały w studiach przypadku. Dokument podzielony został na moduły odpowiadające najważniejszym zagadnieniom poruszonym podczas 21 Forum Nowej Gospodarki. Dają one możliwość osobnego zapoznania się z nimi a odwołania do innych modułów łatwo wskażą na najważniejsze powiązania pomiędzy treściami.

Technologie są gotowe. Finansowanie jest dostępne. Potrzebna jest decyzja.

Spis treści

Wprowadzenie	1
▪ Moduł 1 – Mapa technologii	5
1.1. Waste-to-Energy (WtE)	5
1.1.1 Zasada działania	5
1.1.2 Parametry techniczne	5
1.1.3 Wskaźniki ekonomiczne	6
1.1.4 Dojrzałość technologiczna w Polsce	6
1.1.5 Synergie systemowe	6
1.1.6 Główne ryzyka i sposoby ich mitygacji	6
1.2. Wody kopalniane	7
1.2.1 Zasada działania	7
1.2.2 Parametry techniczne	7
1.2.3 Wskaźniki ekonomiczne	7
1.2.4 Dojrzałość technologiczna w Polsce	8
1.2.5 Synergie systemowe	8
1.2.6 Główne ryzyka i sposoby ich mitygacji	8
1.3. Termiczne przekształcanie osadów ściekowych	8
1.3.1 Zasada działania	8
1.3.2 Parametry techniczne	8
1.3.3 Wymagania lokalizacyjne i środowiskowe	9
1.3.4 Wskaźniki ekonomiczne	9
1.3.5 Dojrzałość technologiczna w Polsce	9
1.3.6 Synergie systemowe	10
1.4. Biogaz/biometan	10
1.4.1 Zasada działania	10
1.4.2 Parametry techniczne	10
1.4.3 Wymagania lokalizacyjne i środowiskowe	10
1.4.4 Wskaźniki ekonomiczne	10
1.4.5 Dojrzałość technologiczna w Polsce	11
1.4.6 Synergie systemowe	11
1.4.7 Główne ryzyka i sposoby ich mitygacji	11
▪ Moduł 2 – Finansowanie inwestycji	12
2.1 Krajobraz instrumentów finansowych	12

2.1.1 Źródła finansowania — programy unijne i krajowe	12
2.1.2 Aktualne wybrane nabory na rok 2026.....	13
2.1.3 Fundusze i inicjatywy międzynarodowe	14
2.2 Model PPP krok po kroku	14
2.2.1 Dwa modele PPP w praktyce ciepłownictwa	14
2.2.2 Trwałość projektu i pomoc publiczna	14
2.2.3 Schemat procesowy — 10 kroków	15
2.3 Status efektywnego systemu ciepłowniczego.....	16
2.3.1 Obecna definicja (stan prawny 2026).....	16
2.4 Analiza opłacalności — studia przypadków i metodyka liczenia	16
2.4.1 Case study: ZC Czeczott — pompy ciepła i kocioł elektryczny	16
2.4.2 Case study: biogazownia komunalno-rolnicza jako lokalny model.....	17
2.4.3 Wnioski metodyczne	17
2.4.4 Wsparcie inwestycyjne dla biometanu i biogazu — aktualne nabory	17
2.4.5 Podsumowanie: decyzja, nie unik.....	17
■ Moduł 3 – Ramy prawno-regulacyjne.....	18
3.1 Europejskie ramy regulacyjne	18
3.1.1 EED — dyrektywa o efektywności energetycznej (UE) 2023/1791	18
3.1.3 IED / BAT — emisje przemysłowe i konkluzje BAT dla spalarni odpadów	19
3.1.4 ETS — mechanizm, ceny, perspektywy dla spalarni odpadów.....	19
3.2 Krajowe ramy regulacyjne	20
3.2.1 Napięcie u źródła: niespójne cele PEP2040 i KPEiK	20
3.2.2 Ustawa o odnawialnych źródłach energii	20
3.2.3 Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r.	20
3.2.4 Prawo energetyczne	21
3.2.5 Wody kopalniane: ścieki, odpad czy OZE?	21
3.2.6 Regulacje dotyczące odpadów: hierarchia i status RDF.....	22
3.2.7 Dostęp stron trzecich (TPA): teoria a praktyka	23
3.3 Procedury środowiskowe	23
3.3.1 Ścieżka DŚU dla instalacji WtE — harmonogram realistyczny, nie optymistyczny	23
3.3.2 Konsultacje społeczne — wymóg formalny to za mało.....	24
■ Moduł 4 - Zarządzanie projektem inwestycyjnym	25
4.1 Fazy projektu i kamienie milowe	25
4.1.1 Wspólny szkielet ośmiu faz	25

4.1.2 Zgodność z cyklem projektowym UNIDO	25
4.1.3 Kamienie milowe (bramki decyzyjne)	26
4.1.4 Realistyczne horyzonty w podziale na technologie	27
4.2 Interesariusze i ich role	27
4.3 Studium wykonalności — co musi zawierać	29
4.3.1 Wskaźniki wrażliwości taryfowej i ubóstwa energetycznego	29
4.3.2 Analiza kosztów i korzyści (CBA) oraz klasyfikacja ryzyk — minimalny zakres	30
4.4 Najczęstsze błędy i jak ich unikać	30
■ Moduł 5 – Przykłady dobrych praktyk.....	33
Przykład 1: Park Zielonej Energii (PEC-Gliwice)	33
Przykład 3: Biogazownia utylizacyjna (RCGW Tychy)	35
Przykład 4: Termiczna utylizacja osadów (Wodociągi Krakowskie).....	36
Przykład 5: Odzysk ciepła z wód kopalnianych (Dalkia, KWK Mysłowice-Wesoła)	37
6. Rekomendacje	39
1. Przeanalizuj własne zasoby odpadowe jako potencjał energetyczny, nie tylko jako koszt utylizacji	39
2. Sprawdź, czy nadwyżka energetyczna sąsiedniej spółki komunalnej nie pokrywa Twojego deficytu.....	39
3. Zabezpiecz status efektywnego systemu ciepłowniczego, zanim zrobi to za Ciebie harmonogram UE	40
4. Zabezpiecz wsad na 15–20 lat, zanim złożysz wniosek o finansowanie, nie po	40
5. Zaczynij rozmawiać z mieszkańcami 3–5 lat przed wnioskiem o DŚU, nie po nim	41
Załączniki	41
B.1. Instytucje finansujące.....	41
B.2. Organizacje branżowe	43
B.3. Platformy wymiany wiedzy	44

■ Moduł 1 – Mapa technologii

Kluczowe konkluzje dla tego rozdziału:

- **WtE jest technologią dojrzałą (TRL 9), ale jej sens ekonomiczny zależy od stabilnej dostawy RDF odpowiedniej jakości. Brak instalacji na Śląsku to podwójny koszt: odpady na składowiska zamiast energii, a energia nadal z węgla. To sprawia, że kluczowa jest logistyka paliwa, nie sama technologia - patrz rozdział 1.1.**
- **Woda jest i tak pompowana (100 mln m³/rok, 97% marnowane), więc koszt pozyskania ciepła ogranicza się do pompy ciepła i przyłącza. Technologia jest gotowa (TRL 9) — barierą jest to, że SRK nie może podpisywać długoterminowych umów. To sprawia, że problem jest instytucjonalny, nie techniczny - patrz rozdział 1.2.**
- **Zakaz rolniczego wykorzystania osadów zamyka stare ścieżki utylizacji, czyniąc TUO koniecznością dla dużych oczyszczalni. Efekt ekonomiczny (–40% kosztów w Krakowie) wynika z połączenia TUO z biogazem, nie z samej spalarni. To sprawia, że projekty te trzeba planować łącznie z biogazownią - patrz rozdział 1.3.**
- **Lokalna kogeneracja biogazowa jest dojrzała i opłacalna (TRL 9, zwrot 3–5 lat), a biometan sieciowy blokują wyłącznie przepisy i wymogi PGNiG, nie technologia. To sprawia, że biogaz/CHP to ścieżka gotowa od zaraz, a biometan pozostaje potencjałem zablokowanym administracyjnie – patrz rozdział 1.4.**

1.1. Waste-to-Energy (WtE)

1.1.1 Zasada działania

Odpady dostarczone do zakładu termicznego przetwarzania odpadów (ZTPO) przechodzą kontrolę jakościową i wstępne sortowanie (usuwane są przedmioty niebezpieczne dla urządzeń, np. baterie, metale ciężkie), a następnie trafiają na ruszt, gdzie w temperaturze ok. 850°C są spalane; powstająca para o wysokich parametrach zasila układ turbina-generator, produkujący energię elektryczną i/lub ciepłą (kogeneracja). Najpopularniejszą technologią dla odpadów komunalnych jest palenisko rusztowe – ze względu na możliwość przetwarzania różnorodnych odpadów i najwyższą dostępną obecnie sprawność energetyczną. Instalacje działają w reżimie BAT (najlepsze dostępne techniki) z rozbudowanym systemem oczyszczania spalin¹.

1.1.2 Parametry techniczne

- Kaloryczność RDF (Zabrze): 12–14 MJ/kg (P. Górnik Fortum Power and Heat/ EC Zabrze)
- Wolumen 2025 (Zabrze): 181 000 t RDF/rok (P. Górnik Fortum Power and Heat/ EC Zabrze)
- Udział RDF w miksie (Zabrze 2026): 46% (P. Górnik Fortum Power and Heat/ EC Zabrze)
- Zakład produkcji RDF (Zawiercie): 100 000 t/rok wydajności (P. Górnik Fortum Power and Heat/ EC Zabrze)

¹ <https://prochem.com.pl/poradnik/jak-dziala-spalarnia-smieci/>

1.2. Wody kopalniane

1.2.1 Zasada działania

Woda kopalniana o temperaturze ok. 13–20°C jest wypompowywana z czynnego lub zalanego wyrobiska (szybu, studni głębinowej) na powierzchnię. Ze względu na wysoką mineralizację i korozyjność, przed właściwym wymiennikiem instalowany jest wymiennik pośredni, który oddziela obieg wody kopalnianej od obiegu roboczego instalacji, zapobiegając osadzaniu się zanieczyszczeń i korozji w pompie ciepła. Schłodzona w ten sposób woda kopalniana (po oddaniu ciepła) jest odprowadzana do odbiornika lub z powrotem do wyrobiska. Ciepło przekazane przez wymiennik trafia do dolnego źródła pompy ciepła typu woda/woda, gdzie w obiegu chłodniczym (parownik - sprężarka - skraplacz - zawór rozprężny) następuje podniesienie temperatury czynnika roboczego. Na skraplaczu ciepło jest oddawane do górnego źródła, czyli instalacji grzewczej budynku lub sieci ciepłowniczej (c.o. i c.w.u.), zasilanej już wodą o odpowiednio wyższej temperaturze ^{5,6}.

1.2.2 Parametry techniczne

- Temperatura wód kopalnianych: kilkanaście–kilkadziesiąt °C
- Cel mocy do 2030: ~100 MW z pomp ciepła na wodach kopalnianych (K. Pikoń Politechnika Śląska)

1.2.3 Wskaźniki ekonomiczne

Opłacalność jest immanentna: jeśli woda jest i tak pompowana, koszt krańcowy pozyskania ciepła ogranicza się do instalacji pompy ciepła i przyłącza do sieci (dr inż. Aleksander Sobolewski ITPiE)

- Hanower (Herrenhausen), pompa ciepła 30 MW na ściekach: całkowity koszt inwestycji ok. 56 mln euro, z czego ponad 22 mln euro pochodzi z niemieckiego programu dotacji BEW. Daje to orientacyjnie ok. 1,87 mln euro/MW (przeliczenie własne na podstawie podanych wartości, nie dane źródłowe wprost)⁷.
- Kolonia, planowana pompa ciepła 150 MW na wodzie z Renu: firma Rheinenergie zapowiedziała inwestycję w tę technologię rzędu 3,8 mld euro w ciągu 10 lat (kwota dotyczy całego programu inwestycyjnego firmy w duże pompy ciepła, nie tylko pojedynczej instalacji 150 MW – nie należy tego traktować jako ceny 1:1 za MW)⁸.

⁵ <https://portpc.pl/project/wody-dolowe-zrodlem-ciepla-w-kopalni-sobieski/>

⁶ Solik-Heliasz E., *Wody termalne regionu górnośląskiego i ich zasoby energetyczne*, Prace Naukowe GIG, Katowice 2012

⁷ <https://www.gramwzielone.pl/pompy-ciepla/20358838/megapompa-ciepla-ogrzeje-kilkanascie-tysiecy-gospodarstw-domowych>

⁸ <https://globenergia.pl/plany-budowy-najwiekszej-pompy-ciepla-w-europie/>

1.2.4 Dojrzałość technologiczna w Polsce

- TRL: 9 – wdrożenia operacyjne (Muzeum Śląskie / Strefa Kultury Katowice) – obiekt referencyjny odzysku ciepła z wód pokopalnianych; technologia sprawdzona, problem nie jest techniczny (dr inż. Aleksander Sobolewski ITPiE)
- Status projektu Dalkia: instalacja PC na wodach kopalnianych – start w 2026 r. (A. Goździkowski Dalkia).

1.2.5 Synergie systemowe

- Wody kopalniane powinny pełnić rolę ciepła podstawowego w lokalnych sieciach ciepłowniczych, uzupełnione przez WtE i szczytowe kotły biomasowe (dr Marek Rojczyk, dr Marcin Fice Politechnika Śląska)

1.2.6 Główne ryzyka i sposoby ich mitygacji

- Spółka Restrukturyzacji Kopalń (SRK) nie może podpisywać umów na długoterminowe projekty energetyczne (A. Goździkowski Dalkia).
- W kopalni Boże Dary nie podpisano umowy, ponieważ podmiot jest finansowany pomocowo i nie zna swojego długoterminowego horyzontu działania (A. Goździkowski Dalkia).

1.3. Termiczne przekształcanie osadów ściekowych

1.3.1 Zasada działania

Termiczne przekształcanie osadów ściekowych odbywa się dwiema głównymi ścieżkami: (1) suszenie i współspalanie w zewnętrznych instalacjach (cementownie, energetyka zawodowa, spalarnie odpadów komunalnych) lub (2) monospalanie w dedykowanych obiektach zlokalizowanych na terenie oczyszczalni ścieków (mogących przyjmować też osady dowożone z sąsiednich, mniejszych oczyszczalni). Monospalanie jest rozwiązaniem skierowanym głównie do dużych oczyszczalni – ze względu na wysoki koszt inwestycyjny i stopień skomplikowania instalacji wymagający wykwalifikowanej obsługi⁹. Warunkiem termicznego unieszkodliwienia osadu jest osiągnięcie odpowiedniego poziomu suchej masy (powyżej 30% suchej masy), stąd kluczowa rola etapu suszenia poprzedzającego spalanie¹⁰.

1.3.2 Parametry techniczne

- Skala produkcji (case Kraków): 80 000 Mg osadu/rok; 15 000 Mg suchej masy/rok (M. Szubra Wodociągi Krakowskie).
- Województwo śląskie produkuje ok. 66 000 ton suchej masy osadów ściekowych rocznie³ (dr Marek Rojczyk, dr Marcin Fice Politechnika Śląska)

⁹ Cezary Jędrzejewski - *Suszenie termiczne: bilans energetyczny i efekty ekonomiczne suszarni osadów ściekowych*, 2016.

¹⁰ Łukasiewicz J., *Termiczna utylizacja osadów ściekowych*, Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy, 2009

- Osad o suchości ~90% osiąga wartość opałową zbliżoną do węgla brunatnego (dr Marek Rojczyk, dr Marcin Fice Politechnika Śląska)

W Polsce działa obecnie ok. 30 suszarni termicznych osadów o łącznej szacunkowej przepustowości ok. 170 tys. Mg s.m./rok, co stanowi ok. 25% całkowitej ilości osadów powstających w krajowych oczyszczalniach komunalnych¹¹. Przykład dużej instalacji monospalania: STUOŚ na oczyszczalni "Czajka" w Warszawie przetwarza rocznie ok. 180 tys. ton osadów (ok. 500 ton/dobę) oraz dodatkowo ok. 8 tys. ton odpadów technologicznych – czyli ponad dwukrotnie więcej niż model krakowski (80 tys. Mg/rok)¹².

1.3.3 Wymagania lokalizacyjne i środowiskowe

- Rosnące koszty składowania i zaostrzające się normy (zakaz rolniczego stosowania osadów) zamykają dotychczasowe ścieżki utylizacji
- Każda oczyszczalnia o przepustowości >50 000 RLM powinna posiadać lub współdzielić instalację termicznej utylizacji osadów (TUO) zintegrowaną z odzyskiem ciepła do sieci lub procesu technologicznego

1.3.4 Wskaźniki ekonomiczne

Redukcja kosztów utylizacji o 40% – efekt wdrożenia TUO w Krakowie od 2024 r. (M. Szubra Wodociągi Krakowskie).

Budowa Stacji Termicznej Utylizacji Osadów Ściekowych (STUOŚ) na oczyszczalni "Czajka" w Warszawie (oddana do eksploatacji 31.12.2012 r.) kosztowała ponad 447 mln zł netto (kontrakt zrealizowany w konsorcjum z Veolia Water Technologies i Warbud SA, w ramach unijnego projektu "Zaopatrzenie w wodę i oczyszczanie ścieków w Warszawie")¹³. Przy przepustowości ok. 180 tys. ton osadów/rok daje to orientacyjnie ok. 2 480 zł kosztu inwestycyjnego na tonę rocznej przepustowości¹⁴. Dla porównania cała inwestycja "Czajka" (modernizacja oczyszczalni + STUOŚ + układ przesyłowy pod Wisłą) kosztowała łącznie ok. 730 mln euro¹⁵.

1.3.5 Dojrzałość technologiczna w Polsce

- TRL: 9 — technologia wdrożona komercyjnie (Wodociągi Krakowskie) (M. Szubra Wodociągi Krakowskie).
- Model referencyjny: Kraków / Wodociągi Krakowskie – stacja TUO przetwarza 80 000 Mg osadu/rok

¹¹ <https://portalkomunalny.pl/plus/artykul/suszenie-termiczne-bilans-energetyczny-i-efekty-ekonomiczne-suszarni-osadow-sciekowych/>

¹² <https://www.mpwik.com.pl/view/termiczne-przekształcanie-osadow>

¹³ <https://www.mpwik.com.pl/view/informacja-mpwik-dotyczyca-stacji-termicznej-utylizacji-osadow-sciekowych-stuos>

¹⁴ https://journals.pan.pl/Content/128643/PDF/68-73_fotorepotraz_pl.pdf?handler=pdf

¹⁵ <https://archiwum.tvn24.pl/magazyn-tvn24/233/tvn24.pl/magazyn-tvn24/katastrofa-czy-moze-nic-sie-nie-stalo-o-co-tak-naprawde-chodzi-z-awaria-czajki,233,4015.html>

1.3.6 Synergie systemowe

- Ciepło z utylizacji zamknięte w procesie poduszania (pętla wewnętrzna) (M. Szubra Wodociągi Krakowskie).
- Biogaz pofermentacyjny (Kraków: ~5 mln m³/rok) powinien trafiać do kogeneracji, nie być spalany pochodnią (M. Szubra Wodociągi Krakowskie).

1.4. Biogaz/biometan

1.4.1 Zasada działania

Biogazownia to zespół instalacji, w których materia organiczna (biomasa, osady ściekowe, odpady organiczne) poddawana jest fermentacji beztlenowej (metanowej) przez bakterie metanowe w hermetycznych, izolowanych komorach fermentacyjnych (bioreaktorach), w temperaturze mezofilnej 30–40°C lub termofilnej 50–60°C¹⁶. Powstający biogaz (głównie metan i CO₂) trafia do zbiornika biogazu, a następnie – po osuszeniu i oczyszczeniu (m.in. z siarkowodoru) – do agregatu/układu kogeneracyjnego, który wytwarza jednocześnie energię elektryczną i ciepłą. Pozostałość pofermentacyjna może być wykorzystana jako nawóz. Typowe elementy instalacji: zbiornik wstępny na substrat, komora fermentacyjna, zbiornik pofermentacyjny, zbiornik biogazu, układ kogeneracyjny, system sterowania¹⁷.

1.4.2 Parametry techniczne

- MWh/rok (case Tychy – RCGW): biogazownia pokrywa 210% własnego zapotrzebowania energetycznego RCGW; nadwyżka sprzedawana do sieci (Z. Gieleciak RCGW Tychy).
- Rurociąg biogazu Tychy: 6,5 km; budowa 6 miesięcy (Z. Gieleciak RCGW Tychy).
- Biogaz Kraków (Wodociągi Krakowskie): ~5 mln m³/rok (dr inż. Aleksander Sobolewski ITPiE)
- Wymóg jakościowy PGNiG dla biometanu: 41–42 MJ – oceniony jako absurdalny (Z. Gieleciak RCGW Tychy).

1.4.3 Wymagania lokalizacyjne i środowiskowe

- Odbiór administracyjny rurociągu biogazu Tychy trwał 9 miesięcy z powodu braku przepisów (Z. Gieleciak RCGW Tychy).
- Brak przepisów dotyczących wstrzykiwania biometanu do sieci gazowej – bariera regulacyjna, nie techniczna (Z. Gieleciak RCGW Tychy).

1.4.4 Wskaźniki ekonomiczne

Łatwiej i taniej spalać biogaz lokalnie niż czyścić go do standardu biometanu (ocena jakościowa, bez prezentowania wartości podczas FNG21) (Z. Gieleciak RCGW Tychy).

¹⁶ <https://fermentor.plus/porownanie-roznych-technologii-fermentacji-beztlenowej/>

¹⁷ <https://instsani.pl/technik-urzadzen-i-systemow-energetyki-odnawialnej/vademecum-energetyki-odnawialnej/biogaz/biogazownie/budowa-i-zasada-dzialania-biogazowni/>

Średni koszt budowy biogazowni w Polsce w przeliczeniu na moc zainstalowaną silnie zależy od skali: dla dużych instalacji rzędu 1,1 MW – ok. 15 mln zł/MW¹⁸; dla mniejszych, ok. 230 kW – koszt jednostkowy rośnie do ok. 21 mln zł/MW¹⁸; dla mikrobiogazowni rolniczych (ok. 40 kW) – nawet ok. 35 mln zł/MW¹⁹ (silny efekt skali – im mniejsza instalacja, tym drożej wypada 1 MW). Okres zwrotu inwestycji: średnio ok. 3 lata dla dużych biogazowni (~1,1 MW), ok. 5 lat dla mniejszych (~230 kW).

1.4.5 Dojrzałość technologiczna w Polsce

- TRL biogaz CHP: 9 – w Polsce >120 biogazowni, 102 z agregatem kogeneracyjnym (dr Marek Rojczyk, dr Marcin Fice Politechnika Śląska)
- TRL biometan do sieci: 8–9; w Polsce działa pierwsza (jedna) biometanownia (Z. Gieleciak RCGW Tychy).
- Tylko 109 oczyszczalni ścieków ma instalacje biogazowe – potencjał techniczny jest wielokrotnie większy (Z. Gieleciak RCGW Tychy).
- Case study RCGW Tychy: pierwszy w Polsce rurociąg przesyłu biogazu (6,5 km); biogazownia pokrywa 210% własnego zapotrzebowania energetycznego, nadwyżka sprzedawana do sieci; odbiorcy: trolejbusy miejskie Tychy (energia elektryczna), planowane lodowisko jako kolejny odbiorca (Z. Gieleciak RCGW Tychy).
- Biogazownia Tychy (utylicacyjna) obsługuje potrzeby oczyszczalni ścieków + aquaparku; przyjmuje odpady przemysłowe i medyczne poza osadami oczyszczalni; energia elektryczna zaspokaja roczne potrzeby trolejbusów tyskich (dr Marek Rojczyk, dr Marcin Fice Politechnika Śląska)

1.4.6 Synergie systemowe

- Biogaz z oczyszczalni ścieków i biogazowni komunalnych powinien być zagospodarowywany lokalnie przez kogenerację CHP – ścieżka krótsza, tańsza i wolna od barier regulacyjnych blokujących biometan sieciowy
- Biogaz jest źródłem stabilnym, lecz nieregulowanym – może być magazynowany, co czyni go buforem elastyczności w sieci ciepłowniczej (dr inż. Aleksander Sobolewski ITPIE)
- Rekomendacja systemowa: biogaz/CHP jako elastyczne uzupełnienie systemu (dr inż. Aleksander Sobolewski ITPIE)

1.4.7 Główne ryzyka i sposoby ich mitygacji

- Bariera skalowania w kierunku biometanu (uzdatnienie do standardu sieciowego i wstrzyknięcie do sieci gazowej) jest regulacyjna, nie techniczna: brak przepisów + wymóg jakościowy PGNiG (41–42 MJ) oceniony przez praktyków jako absurdalny (Z. Gieleciak RCGW Tychy).
- Produkcja biometanu i przesyłanie go do PEC-u ocenione zostało jako błędna ścieżka przez praktyków (Z. Gieleciak RCGW Tychy).

¹⁸ <https://www.gramwzielone.pl/bioenergia/2795/ile-kosztuje-budowa-biogazowni-i-kiedy-sie-zwroci>

¹⁹ <https://magazynbiomasa.pl/mikrobiogazownia-w-kazdej-wsi-teraz-to-mozliwe/>

■ Moduł 2 – Finansowanie inwestycji

Polskie ciepłownictwo systemowe znajduje się w trudnej sytuacji finansowej, od wielu lat notując trwałą nierentowność, co ogranicza zdolność przedsiębiorstw do realizacji niezbędnych inwestycji modernizacyjnych. Jednocześnie sektor stoi przed koniecznością przeprowadzenia kosztownej transformacji energetycznej, której całkowity koszt do 2050 r. szacowany jest na 299–466 mld zł, przy czym większość podmiotów to małe i średnie przedsiębiorstwa o ograniczonych możliwościach kapitałowych.

- ***Kluczowa konkluzja dla tego rozdziału: potrzebujemy zewnętrznego finansowania, ale dostępnych środków zawsze będzie za mało względem skali potrzeb. To sprawia, że decydującym czynnikiem sukcesu nie jest sama dostępność programów, lecz jakość przygotowania projektu — patrz rozdział 2.1.5.***

2.1 Krajobraz instrumentów finansowych

2.1.1 Źródła finansowania — programy unijne i krajowe

Wieloletnie Ramy Finansowe (WRF) UE na lata 2021–2027 przewidują dla Polski ok. 139 mld euro w formie dotacji i 34 mld euro w formie pożyczek. Kluczowe programy:

Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki (FEnG), 7,9 mld euro. Ścieżka SMART finansuje projekty B+R oraz wdrożenie innowacji, w tym moduł „zazielenienie przedsiębiorstw”.

Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko (FEniKS), ponad 24 mld euro. Obejmuje wsparcie efektywności energetycznej budynków i procesów wytwórczych, rozwój infrastruktury ciepłowniczej (wysokosprawna kogeneracja, systemy ciepłownicze i chłodnicze, magazyny energii cieplnej/elektrycznej integrujące OZE) oraz rozwój OZE.

Krajowy Plan Odbudowy (KPO). Komponent B obejmuje działanie B1.1.1 (inwestycje w źródła ciepła w systemach ciepłowniczych) oraz B1.2.1 (efektywność energetyczna i OZE w przedsiębiorstwach).

Regionalne Programy Operacyjne (RPO). 16 programów wojewódzkich, łączny budżet 153 mld zł (ok. 44% całego budżetu UE dla Polski). RPO WSL (Województwa Śląskiego) 2014–2020 dysponował blisko 3,47 mld euro (ok. 11% alokacji na programy regionalne) z EFRR i EFS, z czego 1,108 mld euro trafiło na Zintegrowane i Regionalne Inwestycje Terytorialne w czterech subregionach województwa, a 124,7 mln euro zarezerwowano dla Bytomia i Radzionkowa w ramach Obszarów Strategicznych Interwencji. Obecny program Fundusze Europejskie dla Śląskiego 2021–2027, będący następcą RPO WSL, zapewnia regionowi rekordową kwotę 5,14 mld euro, na którą składają się: 2,09 mld euro z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR), 0,83 mld euro z Europejskiego Funduszu Społecznego (EFS) oraz 2,22 mld euro z Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST) - to ponad dwukrotnie więcej niż w poprzedniej perspektywie 2014–2020^{20, 21, 22}.

²⁰ <https://funduszeue.slaskie.pl/web/guest/w/podstawowe-informacje>

²¹ <https://poradnikprzedsiębiorcy.pl/-fundusze-europejskie-dla-slaskiego>

²² <https://www.slaskie.pl/content/slaskie-na-drodze-do-transformacji>

Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST). 40 mld euro w UE, z czego Polska otrzyma do 3,5 mld euro — środki dostępne wyłącznie dla projektów realizowanych w konkretnych powiatach województw: śląskiego, dolnośląskiego, małopolskiego, wielkopolskiego i łódzkiego.

Fundusz Modernizacyjny (FM). Zasilany środkami ze sprzedaży 2% ogólnej puli uprawnień do emisji CO₂. Operatorem krajowym jest NFOŚiGW.

2.1.2 Aktualne wybrane nabory na rok 2026

Poniższe zestawienie porządkuje nabory otwarte lub planowane w 2026 r., bezpośrednio adresowane do czterech technologii FNG21. Terminy mają charakter wstępny tam, gdzie tak zaznaczono, i wymagają potwierdzenia na dzień składania wniosku.

Program	Na co	Dla kogo	Termin 2026	Wsparcie
Ciepłownictwo powiatowe (Fundusz Modernizacyjny)	Budowa/modernizacja/przebudowa instalacji $\geq 0,5$ MWt wyłącznie OZE/niskoemisyjnych, min. 70% ciepła do sieci	Przedsiębiorstwa ciepownicze	01.10–31.12.2026	dotacja 50% + pożyczka do 100% kk
Poprawa bezpieczeństwa energetycznego przez biometan (FM)	Nowe instalacje fermentacji biomasy z modułem oczyszczania do biometanu i przyłączeniem do sieci	Przedsiębiorstwa	18.05.2026 i 18.08.2026	dotacja do 45%
Wysokosprawna kogeneracja z biogazu, w tym z odpadów komunalnych (FM)	Budowa/rozbudowa/modernizacja instalacji fermentacji biomasy pod kątem wysokosprawnej kogeneracji	Przedsiębiorstwa	wstępnie: październik 2026	dotacja 40% + pożyczka do 100% kk
Źródła wysokosprawnej kogeneracji (FEniKS)	Jednostki wytwórcze >50 kWe w wysokosprawnej kogeneracji opartej o OZE; magazyny energii jako element dodatkowy	Przedsiębiorstwa, JST, spółdzielnie mieszkaniowe	06.05–15.07.2026	100% (79,21% EFRR + 20,29% NFOŚiGW)
Ochrona infrastruktury energetycznej i magazyny ciepła (FEniKS)	Magazyny ciepła dual-use z infrastrukturą towarzyszącą (przyłączenie do sieci, sterowanie)	Przedsiębiorstwa, administracja publiczna	do 30.09.2026	30–65%
Energia dla wsi (FM)	Elektrownie wodne, instalacje biogazu rolniczego w kogeneracji, magazyny energii	Spółdzielnie energetyczne, rolnicy	III/IV kw. 2026	dotacja 30–65% + pożyczka do 100%

2.1.3 Fundusze i inicjatywy międzynarodowe

LIFE — instrument UE współfinansujący projekty ochrony środowiska i klimatu.

Fundusz Innowacyjny — ok. 38 mld euro na projekty demonstracyjne wysoce innowacyjnych technologii niskoemisyjnych.

Horizont Europa — 95,5 mld euro na badania i innowacje 2021–2027; Filar II (53,5 mld euro) obejmuje klastry klimat oraz energia i transport.

Instrument pożyczkowy EBI dla sprawiedliwej transformacji — 1,5 mld euro dotacji z budżetu UE i do 10 mld euro pożyczek własnych EBI.

2.2 Model PPP krok po kroku

2.2.1 Dwa modele PPP w praktyce ciepłownictwa

A. PPP jako uzupełnienie dotacji (model hybrydowy)

Istota rozwiązania: połączenie dotacji (FEniKS, KPO, NFOŚiGW) z kapitałem i know-how partnera prywatnego. Dotacja obniża bazę kosztową projektu, a partner prywatny finansuje pozostałą część i bierze na siebie ryzyko techniczne i operacyjne.

- ▶ Mniejszy wydatek publiczny — dotacja pomniejsza bazę kosztową inwestycji.
- ▶ Ochrona budżetu JST — partner zapewnia wkład własny i finansowanie dłużne, więc inwestycja nie obciąża wskaźnika zadłużenia gminy
- ▶ Transfer ryzyka — odpowiedzialność za projekt, budowę i sprawność technologiczną spoczywa na partnerze komercyjnym.

B. PPP jako pełna alternatywa dla dotacji

Ten model stosuje się w dwóch sytuacjach: gdy na dany cel brakuje programów dotacyjnych (lub kryteria unijne wykluczają daną technologię), albo gdy sytuacja finansowa gminy uniemożliwia jej zabezpieczenie wkładu własnego i samodzielne wdrożenie procedury przetargowej.

- ▶ 100% CAPEX i OPEX po stronie partnera — samorząd nie angażuje własnych środków majątkowych.
- ▶ Ochrona limitów zadłużenia — analogicznie jak w modelu hybrydowym, przez opłatę za dostępność lub opłaty od użytkowników.

2.2.2 Trwałość projektu i pomoc publiczna

W prawidłowo skonstruowanej umowie PPP infrastruktura (np. biogazownia) przez cały czas pozostaje własnością podmiotu publicznego lub spółki komunalnej, albo przechodzi na jego własność bezwzględnie i bezkosztowo po zakończeniu umowy — partner prywatny jest jedynie operatorem. Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej wydaje w tym zakresie „Wytyczne w zakresie realizacji projektów PPP współfinansowanych ze środków funduszy europejskich”, regulujące ścieżkę, w której beneficjentem dotacji jest gmina, a podmiotem ponoszącym wydatki i operującym — partner prywatny.

Kluczowe wyzwanie modelu PPP+dotacja to wyeliminowanie ryzyka transferu nienależnej korzyści do partnera prywatnego. Dwa warunki muszą być spełnione łącznie:

- Konkurencyjna i przejrzysta procedura wyboru — zgodna z ustawą o PPP i Prawem zamówień publicznych.
- Mechanizm transferu korzyści (netting-out) — dotacja unijna musi pomniejszać wkład finansowy do odzyskania z projektu, a nie podwyższać marżę partnera prywatnego. .

2.2.3 Schemat procesowy — 10 kroków

#	Krok	Kto odpowiada	Czas	Co może pójść nie tak
1	Identyfikacja projektu i analiza wstępna	Podmiot publiczny, doradztwo Centralnej Jednostki PPP	1–3 mies.	Brak jasno zdefiniowanego problemu publicznego
2	Analiza przedrealizacyjna: studium wykonalności, analiza ryzyk, porównanie z zamówieniem klasycznym	Podmiot publiczny + doradca	3–6 mies.	Zaniżony budżet na doradztwo — najczęstsza przyczyna unieważnienia postępowania na dalszym etapie
3	Decyzja o trybie (PPP vs. koncesja vs. PZP) i modelu wynagrodzenia partnera	Podmiot publiczny, zatwierdzenie rady/sejmiku	1–2 mies.	Wybór trybu niedopasowanego do struktury przychodów projektu
4	Alokacja ryzyk	Doradca transakcyjny + podmiot publiczny	równoległe z 2–3	Nadmierne przerzucenie ryzyka podnosi koszt kapitału; zbyt małe — ryzyko klasyfikacji jako dług publiczny
5	Ogłoszenie postępowania	Podmiot publiczny	2–4 mies.	Zbyt wąskie kryteria ograniczają liczbę oferentów
6	Dialog / negocjacje z partnerami	Podmiot publiczny + doradca	3–9 mies.	Rozjazd oczekiwań co do podziału ryzyka regulacyjnego
7	Wybór partnera i negocjacje warunków umowy	Komisja przetargowa	2–4 mies.	Odwołania do KIO — opóźnienie 2–6 mies.
8	Podpisanie umowy, zamknięcie finansowe	Obie strony + banki partnera	1–3 mies. po wyborze	Brak zamknięcia finansowego mimo podpisanej umowy
9	Realizacja: budowa, uruchomienie, faza operacyjna	Partner (budowa/finansowanie/eksploatacja), podmiot publiczny (nadzór)	18–36 mies. budowy + 15–20 lat eksploatacji	Przekroczenie budżetu/harmonogramu

#	Krok	Kto odpowiada	Czas	Co może pójść nie tak
10	Monitoring i ocena realizacji umowy	Podmiot publiczny	cały okres umowy	Brak KPI z etapu 2-3 uniemożliwia obiektywną ocenę

2.3 Status efektywnego systemu ciepłowniczego

2.3.1 Obecna definicja (stan prawny 2026)

Zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne, system ciepłowniczy lub chłodniczy jest efektywny energetycznie, jeśli wykorzystuje co najmniej: 50% energii z OZE, lub 50% ciepła odpadowego, lub 75% ciepła z kogeneracji, lub 50% połączenia powyższych źródeł. Według badania Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, tylko ok. 20% przedsiębiorstw ciepłowniczych spełnia to kryterium.

2.4 Analiza opłacalności — studia przypadków i metodyka liczenia

2.4.1 Case study: ZC Czeczott — pompy ciepła i kocioł elektryczny

Problem: duża emisja CO₂ i wysoki udział węgla w miksie paliwowym.

Parametr (wariant bazowy W0)	Wartość
Produkcja ciepła	97 681 GJ/rok
Sprzedaż ciepła	82 061 GJ/rok
Ciepło z kotłów węglowych	41 659,7 GJ/rok
Emisja CO ₂	12 453,1 Mg/rok
Koszt CO ₂ (2028)	5,29 mln PLN/rok

Po inwestycji (pompy ciepła + kocioł elektryczny) emisja nie spada do zera, ale znacząco zmniejsza się ekspozycja na koszt CO₂: redukcja emisji o 5 187,8 Mg/rok. Koszt CO₂ na GJ sprzedanego ciepła spada z 64,5 PLN/GJ (W0) do 37,6 PLN/GJ (W1) już w 2028 r. — oszczędność 26,9 PLN/GJ; w 2030 r. oszczędność rośnie do 32,2 PLN/GJ (77,4 wobec 45,2 PLN/GJ).

Ekonomika inwestycji: CAPEX 22,38 mln zł, co przy współczynniku odzysku kapitału (4% / 15 lat) daje zannualizowany koszt 2,01 mln zł/rok. Oszczędność OPEX w 2028 r. wynosi 3,16 mln zł/rok — a więc przewyższa roczny koszt kapitału. LCOH inkrementalny (dodatkowy koszt ciepła z tytułu inwestycji, odniesiony do sprzedaży) wynosi -14,0 PLN/GJ bez dotacji i -20,7 PLN/GJ z dotacją — wartość ujemna oznacza, że inwestycja obniża, a nie podwyższa, koszt systemu.

Wniosek: 3,16 mln zł oszczędności OPEX przewyższa 2,01 mln zł rocznego CAPEX. Projekt obniża koszt systemu, ponieważ oszczędność operacyjna wynikająca z redukcji ekspozycji na CO₂ przekracza roczny koszt kapitału zainwestowanego w transformację.

2.4.2 Case study: biogazownia komunalno-rolnicza jako lokalny model

Proponowany model biogazowni o mocy 0,5 MWe wykorzystuje lokalne odpady biodegradowalne oraz substraty rolnicze i spożywcze do produkcji energii elektrycznej, ciepła i pofermentu wykorzystywanego jako nawóz, tworząc lokalny system gospodarki o obiegu zamkniętym. Analiza ekonomiczna wskazuje na wysoką opłacalność przedsięwzięcia (IRR 19,3–27,0%, okres zwrotu 4,1–5,5 lat oraz dodatnie NPV we wszystkich wariantach), przy czym wyniki mogą być jeszcze korzystniejsze dzięki wsparciu dotacyjnemu. Kluczowymi warunkami sukcesu są zapewnienie stabilnych dostaw substratów, odbioru ciepła, uzyskanie wymaganych decyzji środowiskowych oraz certyfikacja pofermentu jako nawozu. Naturalną formą organizacji i zarządzania takim przedsięwzięciem jest spółdzielnia energetyczna.

2.4.3 Wnioski metodyczne

- ▶ Analiza jednego roku lub jednego wskaźnika LCOH bywa myląca — case studies pokazują, że decydujące znaczenie ma pełna taryfa systemowa w horyzoncie 10+ lat i moment przecięcia kosztów wariantu inwestycyjnego z wariantem status quo.
- ▶ To ukryty, rosnący w czasie koszt CO₂ — a nie sama cena nowej technologii — decyduje ostatecznie o opłacalności transformacji.

2.4.4 Wsparcie inwestycyjne dla biometanu i biogazu — aktualne nabory

Program „Poprawa bezpieczeństwa energetycznego poprzez wykorzystanie biometanu” (Fundusz Modernizacyjny) finansuje budowę instalacji fermentacji biomasy z modułem oczyszczania do biometanu i przyłączeniem do sieci — dla przedsiębiorstw, terminy naboru 18 maja i 18 sierpnia 2026 r., dotacja do 45% kosztów kwalifikowanych.

Program „Wysokosprawna kogeneracja z biogazu wytwarzanego z biomasy, w tym z odpadów komunalnych” (Fundusz Modernizacyjny) finansuje budowę, rozbudowę lub modernizację instalacji fermentacji pod kątem wysokosprawnej kogeneracji — dla przedsiębiorstw, nabór wstępnie planowany na październik 2026 r., dotacja 40% + pożyczka do 100% kosztów kwalifikowanych.

2.4.5 Podsumowanie: decyzja, nie unik

Koszt CO₂ pojawi się w systemie ciepłowniczym niezależnie od decyzji gminy. Pytanie brzmi, czy gmina zrealizuje projekt, który ten koszt ograniczy.

- ▶ 2026 — decyzja, audyt energetyczny, studium wykonalności.
- ▶ 2027 — wniosek, zamknięcie finansowania, przetarg.
- ▶ 2028 — koszt CO₂ w pełni widoczny w rachunku paliw i modelu taryfowym.

Kto czeka, wchodzi w lata 2028–2030 z węglem w miksie i rachunkiem, który trzeba będzie przenieść na mieszkańców. Zaniechanie inwestycji jest równie dużą decyzją inwestycyjną jak jej podjęcie — różnica polega na tym, że zamiast finansować CAPEX w OZE, gmina finansuje przyszły, rosnący koszt CO₂.

■ Moduł 3 – Ramy prawno-regulacyjne

Odzysk energii z odpadów komunalnych, osadów ściekowych i wód kopalnianych jest dziś technicznie i finansowo dojrzały — pokazują to działające instalacje w Zabrze, Krakowie czy Tychach. Największą barierą transformacji śląskiego ciepłownictwa nie jest jednak technologia ani kapitał, lecz otoczenie regulacyjne: przepisy unijne i krajowe.

3.1 Europejskie ramy regulacyjne

3.1.1 EED — dyrektywa o efektywności energetycznej (UE) 2023/1791



EED A EFEKTYWNE SYSTEMY CIEPŁOWNICZE



EED decyduje o tym, czy dany system ciepłowniczy może korzystać ze **statusu „efektywnego systemu ciepłowniczego”** — a od tego statusu zależy m.in. dostęp do części instrumentów wsparcia oraz zasady, na jakich strony trzecie mogą przyłączać do sieci energię odnawialną.



PROGI CZASOWE (art. 26 i Załącznik III)

Wymagania udziału odnawialnych źródeł energii (OZE), ciepła odpadowego lub kogeneracji w systemie **rosną w czasie** — aż do 2050 r.



KROK POŚREDNI JUŻ W 2028 R.

Zgodnie z art. 26 dyrektywy EED, do 1 stycznia 2028 r. jednym z dopuszczalnych kryteriów uznania systemu za efektywny jest udział wysokosprawnej kogeneracji na poziomie **co najmniej 80%** — ale wyłącznie takiej, która dodatkowo spełnia wskaźnik emisyjności **poniżej 270 g CO₂/kWh** łącznie wytworzonego ciepła i energii elektrycznej.



STAN WDROŻENIA W POLSCE

Obowiązująca definicja efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego i chłodniczego w art. 7b ust. 4 Prawa energetycznego **nie jest dostosowana** do wymogów art. 26 dyrektywy EED.



LOKALNE PLANY CIEPŁOWNICZE

EED nakłada na gminy powyżej **45 000 mieszkańców** obowiązek opracowania lokalnych planów ogrzewania i chłodzenia.

Plany obejmują mapowanie potencjału:



niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych



wysokosprawnej kogeneracji



odzysku ciepła odpadowego



odnawialnych źródeł energii (OZE)

3.1.2 RED III — obszary przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO)

Dyrektywa RED III (zmieniająca dyrektywę RED) zakłada stopniowy wzrost wykorzystania energii odnawialnej w ogrzewaniu i chłodzeniu — o 0,8 punktu procentowego rocznie w latach 2021–2025 i o 1,1 punktu procentowego rocznie w latach 2026–2030.

Obszary przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO): art. 15 dyrektywy RED III wprowadza wymóg wyznaczenia przez państwa członkowskie obszarów, na których procedura wydawania zezwoleń (permittingu) dla budowy i przyłączenia do sieci instalacji OZE nie powinna przekraczać 12 miesięcy.

W PRAKTYCE — CO TO OZNACZA DLA TWOJEJ SPÓŁKI

- ▶ Sprawdź w urzędzie gminy lub marszałkowskim, czy i kiedy planowane jest wyznaczenie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO) na terenie Twojej gminy — to może realnie skrócić harmonogram inwestycji w OZE o kilka miesięcy do roku.
- ▶ Jeśli planujesz opierać status efektywnego systemu na biomasie, zweryfikuj już dziś łańcuch dostaw surowca pod kątem kryteriów zrównoważonego rozwoju RED III, zanim staną się one w pełni wiążące.

3.1.3 IED / BAT — emisje przemysłowe i konkluzje BAT dla spalarni odpadów

Instalacje termicznego przekształcania odpadów podlegające pozwoleniu zintegrowanemu muszą spełniać wymogi konkluzji BAT (najlepszych dostępnych technik) — prawnie wiążących decyzji Komisji Europejskiej.

Cykl weryfikacji BAT: warunki pozwolenia są ponownie rozpatrywane w ciągu 4 lat od publikacji nowych konkluzji BAT dla danej działalności. Drugi cykl rewizji dokumentów referencyjnych BAT (BREF) dla spalania odpadów rozpoczął się od 2024 r. — oznacza to nadchodzące zaostrzenie limitów emisji dla instalacji już istniejących i planowanych.

W PRAKTYCE — CO TO OZNACZA DLA TWOJEJ SPÓŁKI

- ▶ Jeśli eksploatujesz lub planujesz instalację WtE, uwzględnij w biznesplanie rezerwę CAPEX na modernizację związaną z nowym cyklem konkluzji BAT — nie traktuj obecnych limitów emisji jako stałych na cały okres eksploatacji.
- ▶ Przed złożeniem wniosku o pozwolenie zintegrowane skonsultuj się z prawnikiem środowiskowym w kwestii aktualnego stanu transpozycji IED 2.0 w Polsce.

3.1.4 ETS — mechanizm, ceny, perspektywy dla spalarni odpadów

Spalarnie odpadów niekomunalnych już podlegają unijnemu systemowi handlu emisjami (EU ETS). Instalacje spalające wyłącznie odpady komunalne są obecnie wyłączone, ale trwa proces oceny ich włączenia.

Harmonogram: od 2024 r. instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych raportują roczne emisje. Do 31 grudnia 2026 r. Komisja Europejska ma przedstawić sprawozdanie oceniające możliwość włączenia sektora do EU ETS, z perspektywą startu od 2028 r. — decyzja nie jest jeszcze przesądzona.

W PRAKTYCE — CO TO OZNACZA DLA TWOJEJ SPÓŁKI

- ▶ Modeluj ekonomikę planowanych instalacji WtE w dwóch wariantach — z kosztem ETS od 2028 r. i bez niego — zamiast zakładać jeden optymistyczny scenariusz.
- ▶ Jeśli planujesz inwestycje redukujące emisje CO₂ do 2030 r., przygotuj już dziś dokumentację umożliwiającą ubieganie się o dodatkową pulę bezpłatnych uprawnień

dla ciepłownictwa — mechanizm krajowy nie jest jeszcze uregulowany, ale warto być gotowym, gdy tylko zostanie wdrożony.

3.2 Krajowe ramy regulacyjne

3.2.1 Napięcie u źródła: niespójne cele PEP2040 i KPEiK

Transformację polskiego ciepłownictwa wyznaczają dziś dwa główne dokumenty strategiczne — Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040) oraz Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK, zaktualizowany projektem z października 2024 r.) — a ich cele nie są ze sobą w pełni spójne.

PEP2040 zakłada: że do 2030 r. co najmniej 85% systemów ciepłowniczych lub chłodniczych o mocy zamówionej powyżej 5 MW ma spełniać kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, wzrost udziału OZE o 1,1 punktu procentowego rocznie (do 28% w 2030 r.) oraz czterokrotny wzrost liczby efektywnych systemów ciepłowniczych do 2030 r.

KPEiK zakłada: wzrost udziału OZE o 0,8–1,1 punktu procentowego rocznie, ale do wyższego poziomu — 35,2% w 2030 r. i około 62,6% w 2040 r. — z naciskiem na pompy ciepła, kotły elektrodowe zasilane OZE, magazyny ciepła, ciepło odpadowe i geotermię. KPEiK dopuszcza też, że w dużych systemach nadal potrzebne będą inwestycje w gaz ziemny, który docelowo ma zostać zastąpiony biometanem.

3.2.2 Ustawa o odnawialnych źródłach energii

Aktualny tekst jednolity: Dz.U. 2026 poz. 68. Ustawa reguluje m.in. zasady wsparcia dla biometanu — kluczowe dla wykorzystania potencjału regionalnych biogazowni, w tym RCGW Tychy.

System wsparcia biometanu: od 1 lipca 2025 r. obowiązuje system dopłat do ceny rynkowej (FIP) dla instalacji biometanowych. Procedowana nowelizacja (projekt UD332) ma rozszerzyć wsparcie o system aukcyjny dla instalacji powyżej 1 MW, z kontraktami różnicowymi (CfD) na okres do 20 lat, a także uprościć budowę gazociągów bezpośrednich i doprecyzować zasady rozliczania biometanu wtłaczanego do sieci gazowej.

Ryzyko polityczne: regulacje biometanowe zostały włączone do szerszego projektu nowelizacyjnego powiązanego z tzw. ustawą wiatrakową, której poprzednia wersja została zawetowana przez Prezydenta RP w sierpniu 2025 r. Sektor biogazowo-biometanowy pozostaje więc zależny od sporu politycznego niezwiązanego bezpośrednio z jego interesami.

Ułatwienia już obowiązujące: 30 kwietnia 2026 r. weszła w życie nowelizacja Prawa energetycznego usprawniająca procedurę przyłączania źródeł OZE do sieci — niezależnie od losów UD332, ta część zmian już funkcjonuje.

3.2.3 Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r.

Status dokumentu: projekt jest obecnie na etapie konsultacji publicznych (nr ID275 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów), prowadzonych przez Ministerstwo Energii.

Termin zgłaszania uwag upłynął 15 lipca. Strategia procedowana jest jako program rozwoju w rozumieniu ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju i nie została jeszcze przyjęta uchwałą Rady Ministrów.

Kluczowe cele do 2040 r.: do 52,2% udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, do 5,5 GWt mocy w źródłach Power-to-Heat (pompy ciepła, kotły elektryczne), do 576 GWh pojemności magazynów ciepła, do 10 PJ zagospodarowanego ciepła odpadowego, docelowo 100% ciepła systemowego ze źródeł nisko- i bezemisyjnych oraz do 60 PJ produkcji ciepła systemowego mniej dzięki poprawie efektywności energetycznej. Szacowane nakłady inwestycyjne w sektorze do 2040 r. wynoszą 197–231 mld zł.

Elementy istotne dla biogazowni/biometanu: Strategia wskazuje gaz ziemny i biomasę jako paliwa przejściowe, z docelowym zastępowaniem gazu ziemnego gazami odnawialnymi i zdekarbonizowanymi (głównie biometanem) w jednostkach kogeneracyjnych zasilających sieci ciepłownicze. Dokument postuluje też liberalizację wymogu Taksonomii UE nakładającego na inwestycje gazowe obowiązek przejścia na gazy odnawialne do 2035 r., z uwagi na trudne do przewidzenia tempo rozwoju krajowej podaży biometanu.

Ryzyko: dokument ma obecnie charakter projektu poddanego konsultacjom - nie jest aktem prawa powszechnie obowiązującego, a jego ostateczny kształt, harmonogram wdrażania oraz status po przyjęciu przez Radę Ministrów pozostają niepewne.

3.2.4 Prawo energetyczne

Definicja ciepła odpadowego: implementując EED, do ustawy dodano art. 3 pkt 20i, definiujący ciepło odpadowe jako produkt uboczny instalacji przemysłowych, wytwórczych lub sektora usług, który bez dostępu do sieci ciepłowniczej pozostałby niewykorzystany. Polska wdrożyła tę definicję wprost, bez krajowego doprecyzowania.

Warunki przyłączenia do sieci ciepłowniczej: w polskim prawie brakuje odrębnej, szczegółowej regulacji analogicznej do warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Kwestię reguluje ogólny obowiązek przyłączenia z Prawa energetycznego oraz — na poziomie unijnym — mechanizm dostępu stron trzecich z EED dla systemów powyżej 25 MWt. To obszar, w którym brak precyzyjnych przepisów wykonawczych bywa źródłem sporów między wytwórcami ciepła odpadowego a operatorami sieci.

3.2.5 Wody kopalniane: ścieki, odpad czy OZE?

Kluczowym czynnikiem decydującym o opłacalności i możliwości finansowania projektów pomp ciepła wykorzystujących wody kopalniane jest niejednoznaczny status prawny tych wód. Obecnie są one zasadniczo traktowane jako ścieki przemysłowe, co wiąże się z koniecznością uzyskania pozwoleń wodnoprawnych oraz ponoszenia opłat za ich odprowadzanie. Prawo przewiduje jednak wyjątki, zwłaszcza w przypadku zatłaczania wód z powrotem do górotworu lub wykazania, że po odpowiednim oczyszczeniu mają one status wód niezanieczyszczonych. Dodatkowo w instalacjach działających w obiegu zamkniętym wody kopalniane mogą być kwalifikowane inaczej niż w systemach opartych na jednorazowym poborze i zrzucie, co stwarza większą elastyczność regulacyjną.

Równocześnie nie zostało jednoznacznie rozstrzygnięte, czy energia odzyskiwana z wód kopalnianych może być traktowana jako odnawialne źródło energii. Choć przepisy o OZE i unijna dyrektywa RED wskazują możliwość uznania energii cieplnej zawartej w ściekach za energię odnawialną, brak jednoznacznych regulacji krajowych powoduje niepewność interpretacyjną. Ma to istotne znaczenie dla inwestorów, ponieważ od kwalifikacji projektu zależy dostęp do pomocy publicznej i preferencyjnych źródeł finansowania. W efekcie obecne bariery prawne i niejasności regulacyjne stanowią jeden z najważniejszych czynników ograniczających rozwój projektów wykorzystujących potencjał energetyczny wód kopalnianych.

W PRAKTYCE — CO TO OZNACZA DLA TWOJEJ SPÓŁKI

- ▶ Jeśli planujesz projekt pompy ciepła na wodach kopalnianych, zabezpiecz się indywidualną interpretacją prawną klasyfikacji wód (ściek / odpad / OZE) jeszcze przed etapem projektowania instalacji — od niej zależy zarówno obowiązek pozwolenia wodnoprawnego, jak i dostępność pomocy publicznej.
- ▶ Projektuj instalację w modelu zamkniętego obiegu (pobór — odzysk ciepła — zatłoczenie do górotworu) zamiast jednorazowego poboru i zrztu — to jednocześnie ogranicza opłaty za usługi wodne i daje mocniejszą podstawę do klasyfikacji jako energia otoczenia/OZE.
- ▶ Wspieraj — za pośrednictwem REC-S1 i Rady Programowej — postulat legislacyjny o wprost uregulowanie statusu wód kopalnianych jako OZE w ustawie o OZE, zgodnie z rekomendacją zawartą w rządowym Wieloletnim Programie Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych.

3.2.6 Regulacje dotyczące odpadów: hierarchia i status RDF

Status prawny RDF: paliwo alternatywne (kod 19 12 10) podlega temu samemu reżimowi prawnemu, co odpady, z których powstało. Zgodnie z unijnym rozporządzeniem o przemieszczaniu odpadów (WSO, (UE) 2024/1157), zmieszane odpady komunalne przetworzone na RDF zachowują status odpadów komunalnych zmieszanych, nawet przy niewielkiej domieszce takiego surowca w całym ładunku.

Zakaz składowania: od 2016 r. obowiązuje zakaz składowania frakcji odpadów o kaloryczności powyżej 6 MJ/kg, co od dekady wymusza poszukiwanie alternatywnych ścieżek zagospodarowania kalorycznej frakcji odpadów resztkowych.

W PRAKTYCE — CO TO OZNACZA DLA TWOJEJ SPÓŁKI

- ▶ Rosnąca nadpodaż RDF na rynku krajowym, wynikająca z unijnych ograniczeń eksportowych, to argument za budową lub rozbudową lokalnych mocy odbioru (WtE) — RDF, który dziś eksportujesz lub za którego przyjęcie płacisz, może stać się przewidywalnym, lokalnym paliwem.
- ▶ W materiałach komunikacyjnych kierowanych do mieszkańców i radnych konsekwentnie rozróżniaj recykling od odzysku energetycznego — mylenie tych pojęć osłabia wiarygodność argumentacji za WtE.

3.2.7 Dostęp stron trzecich (TPA): teoria a praktyka

Zasada dostępu stron trzecich do sieci ciepłowniczych (TPA) ma umożliwiać wprowadzanie do systemu ciepła pochodzącego od niezależnych producentów, w tym z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego, co jest zgodne zarówno z polskim Prawem energetycznym, jak i wymaganiami dyrektywy RED III. Rozwiązanie to mogłoby ułatwić integrację nowych źródeł, takich jak instalacje odzysku ciepła z wód kopalnianych czy oczyszczalni ścieków, zwiększając udział energii niskoemisyjnej w systemach ciepłowniczych. W praktyce wdrażanie TPA napotyka jednak istotne bariery techniczne i ekonomiczne związane z monopolistycznym charakterem sieci ciepłowniczych. Szczególnie problematyczne jest to w przypadku dominujących w wielu śląskich miastach sieci promienistych, podczas gdy efektywne funkcjonowanie TPA jest znacznie łatwiejsze w systemach pierścieniowych lub kratownicowych, które umożliwiają bardziej elastyczny przepływ ciepła od wielu dostawców.

Dla podmiotu chcącego dostarczać ciepło odpadowe lub ciepło z OZE do istniejącej sieci, realny dostęp do sieci zależy więc nie tylko od przepisów, ale od topologii konkretnej sieci ciepłowniczej — warto to zweryfikować z operatorem sieci już na wczesnym etapie planowania projektu, zanim inwestycja w źródło ciepła zostanie poniesiona.

W PRAKTYCE — CO TO OZNACZA DLA TWOJEJ SPÓŁKI

- ▶ Jeśli planujesz dostarczać ciepło odpadowe lub z OZE do istniejącej sieci ciepłowniczej (np. z odzysku wód kopalnianych lub oczyszczalni ścieków), zweryfikuj z operatorem sieci jej topologię — realny dostęp na zasadzie TPA jest znacznie bardziej prawdopodobny dla sieci pierścieniowych/kratownicowych niż promienistych.
- ▶ Jeśli zarządzasz siecią o mocy powyżej 25 MW, przygotuj się na rosnącą presję regulacyjną (RED III) do przyłączania zewnętrznych dostawców OZE i ciepła odpadowego — warto z wyprzedzeniem określić własne zasady i procedurę takiego przyłączenia, zamiast reagować dopiero na konkretny wniosek.

3.3 Procedury środowiskowe

3.3.1 Ścieżka DŚU dla instalacji WtE — harmonogram realistyczny, nie optymistyczny

Termin ustawowy: organ ma miesiąc na wydanie decyzji, w sprawach szczególnie skomplikowanych — dwa miesiące. W te terminy nie wlicza się jednak czasu obiegu korespondencji między organami współdziałającymi, uzupełnień dokumentacji ani udziału społeczeństwa.

Harmonogram realistyczny: dla instalacji WtE, zwykle kwalifikowanej jako przedsięwzięcie "mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko" i wymagającej pełnego raportu OOŚ, w procedurę zaangażowane są co najmniej trzy organy współdziałające: Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska, Państwowy Powiatowy Inspektor Sanitarny oraz Wody Polskie. Łączny czas wydania DŚU dla przedsięwzięć tej skali wynosi zwykle 6 miesięcy lub więcej, a przy

odwołaniach, sprzeciwach społecznych lub konieczności uzupełnień dokumentacji może sięgać 12–24 miesięcy.

Najkosztowniejszy błąd na starcie: błędna kwalifikacja przedsięwzięcia jako "mogące potencjalnie" zamiast "mogące zawsze" znacząco oddziaływać na środowisko. Jeśli organ w toku postępowania nałoży obowiązek pełnej oceny oddziaływania, postępowanie zostaje zawieszone, a inwestor ma ustawowo do 3 lat na złożenie raportu OOS.

3.3.2 Konsultacje społeczne — wymóg formalny to za mało

Kluczowy wniosek operacyjny: doświadczenia z instalacjami WtE w Polsce pokazują, że komunikacja społeczna rozpoczęta dopiero na etapie formalnego obwieszczenia w ramach DŚU jest spóźniona o lata. Sprawdzoną praktyką jest rozpoczęcie dialogu ze społecznością lokalną 3–5 lat przed planowanym złożeniem wniosku o DŚU — z transparentnym przedstawieniem technologii, danych emisyjnych i konkretnych korzyści, takich jak stabilizacja cen ciepła.

■ Moduł 4 - Zarządzanie projektem inwestycyjnym

4.1 Fazy projektu i kamienie milowe

Niezależnie od wybranej technologii, projekt ciepłowniczy oparty o odpady, osady lub wody kopalniane przechodzi przez ten sam szkielet faz. Różnice między technologiami dotyczą przede wszystkim długości poszczególnych etapów oraz tego, który etap staje się „wąskim gardłem” — a nie samej sekwencji działań. Największym błędem planistycznym samorządów jest szacowanie horyzontu inwestycji na podstawie cyklu politycznego (4 lata) zamiast rzeczywistego cyklu inwestycyjnego (5–6 lat dla instalacji WtE).

4.1.1 Wspólny szkielet ośmiu faz

1. Koncepcja i identyfikacja zasobu — potwierdzenie dostępności i stabilności wsadu (RDF, wody kopalniane, osady, biogaz) w horyzoncie min. 15–20 lat.
2. Studium wykonalności — analiza wariantowa, model finansowy, wstępna ocena środowiskowa
3. Struktura prawna i zamknięcie finansowe — wybór modelu (spółka celowa, PPP, finansowanie dłużne), decyzje instytucji finansujących.
4. Projekt techniczny i pozwolenia — projekt budowlany, decyzja środowiskowa, pozwolenie na budowę, warunki przyłączenia.
5. Postępowanie o udzielenie zamówienia — dialog techniczny, przetarg na wykonawcę (EPC) lub dostawcę technologii
6. Budowa i montaż — realizacja robót, nadzór inwestorski, zarządzanie zmianą.
7. Rozruch i optymalizacja — testy gwarancyjne, osiągnięcie parametrów projektowych.
8. Eksploatacja komercyjna — przejęcie przez operatora, monitoring efektywności, raportowanie do instytucji finansującej.

4.1.2 Zgodność z cyklem projektowym UNIDO

Szkielet ośmiu faz stosowany w niniejszym module jest praktycznym rozwinięciem czteroetapowego cyklu projektowego rekomendowanego w metodyce UNIDO, przyjętej także w przewodniku „Jak przygotować wstępny biznesplan dla projektu transformacji lokalnego systemu ciepłowniczego” (SO RIS Energetyka, PPO WSL 2030). Kluczowa wartość tego podejścia dla samorządu i spółki komunalnej: każdemu etapowi odpowiada inny, malejący przedział dokładności kosztorysu — i tej dokładności nie wolno mylić z ostatecznym budżetem.

Etap cyklu (UNIDO)	Cel etapu	Orientacyjna dokładność kosztorysu
Koncepcja techniczna	Weryfikacja, czy pomysł ma sens techniczny i rynkowy — warianty, szacunkowy popyt, bariery regulacyjne.	±30–50% (metoda top-down, benchmarki rynkowe)

Etap cyklu (UNIDO)	Cel etapu	Orientacyjna dokładność kosztorysu
Wstępne studium wykonalności	Odrzucenie słabych wariantów, wybór 1–2 najlepszych — wstępny model finansowy, identyfikacja ryzyk i braków danych.	±20–30% (kosztorys częściowo bottom-up + korekty lokalne)
Studium wykonalności (pełne, „bankowalne”)	Dowiedzenie, że projekt jest wykonalny i gotowy do finansowania — pełny kosztorys, model finansowy 15–25 lat, pełne CBA, harmonogram, struktura finansowania.	±10–15% (szczegółowy kosztorys bottom-up, oferty dostawców)
Raport inwestycyjny / decyzja finansowania	Zapewnienie udziałowców i instytucji finansującej — streszczenie studium wykonalności, warunki kredytu lub dotacji.	1:1 ze studium wykonalności

4.1.3 Kamienie milowe (bramki decyzyjne)

Każda faza powinna kończyć się formalną decyzją „go/no-go” podejmowaną przez właściciela (samorząd) na podstawie rekomendacji spółki komunalnej — nie odwrotnie.

- Decyzja Rady Programowej / Zarządu spółki o rozpoczęciu prac koncepcyjnych.
- Pozytywne studium wykonalności zatwierdzone przez właściciela.
- Zamknięcie finansowe — podpisanie umów finansowania.
- Prawomocna decyzja środowiskowa i pozwolenie na budowę.
- Podpisanie umowy z wykonawcą (EPC) / dostawcą technologii.
- Zakończenie robót budowlano-montażowych.
- Osiągnięcie parametrów gwarancyjnych i przejście do eksploatacji (COD — commercial operation date).

4.1.4 Realistyczne horyzonty w podziale na technologie

TECHNOLOGIA	HORYZONT: KONCEPCJA → PIERWSZE CIEPŁO	CO NAJCZĘŚCIEJ WYDŁUŻA HARMONOGRAM
 WtE / RDF	 54–66 mies. (4,5–5,5 roku)	 Skala inwestycji i wieloetapowy proces środowiskowy; ograniczona liczba doświadczonych wykonawców EPC na rynku europejskim.
 Wody kopalniane (pompy ciepła)	 30–42 mies. (2,5–3,5 roku) — przy założeniu, że bariera kontraktowa jest rozwiązana	 Brak instrumentu prawnego umożliwiającego SRK zawieranie umów 15–20-letnich — bez tego projekt może utknąć w fazie 1 bezterminowo (tzw. „faza zero”).
 Osady ściekowe	 36–48 mies. (3–4 lata)	 Integracja z istniejącą oczyszczalnią i siecią ciepłowniczą; konieczność uzgodnień między spółką wod-kan a spółką ciepłowniczą, jeśli to odrębne podmioty.
 Biometan	 24–36 mies. (2–3 lata) dla instalacji gotowej do załączenia	 Bariera regulacyjna dot. załączania biometanu do sieci gazowej — brak jednolitej, szybkiej ścieżki przyłączeniowej.

4.2 Interesariusze i ich role

Projekty hybrydowe (odpady/osady/woda kopalniana → ciepło) angażują siedem grup interesariuszy o odmiennych, częściowo sprzecznych logikach działania. Doświadczenie FNG21 pokazuje, że najczęstszą przyczyną poślizgów nie są bariery technologiczne, lecz brak jasno przypisanej odpowiedzialności między właścicielem a operatorem oraz zbyt późne włączenie regulatora i społeczności lokalnej.

Interesariusz / rola	Czego oczekuje	Co może zablokować projekt	Jak zarządzać relacją
Samorząd (właściciel)	Stabilność cen ciepła dla mieszkańców; realizacja celu politycznego bez nadmiernego ryzyka budżetowego; zgodność z celami klimatycznymi gminy/metropolii.	Brak decyzji właścicielskiej (wkład kapitałowy, poręczenie), zmiana priorytetów politycznych po wyborach samorządowych.	Ujęcie projektu w wieloletniej prognozie finansowej; regularne raportowanie postępu do Rady/Sejmiku niezależnie od cyklu wyborczego; jasny podział ról właściciel–operator od fazy koncepcyjnej.
Spółka komunalna (operator: PEC,	Wykonalna operacyjnie technologia, przewidywalne OPEX, brak przerzucenia	Brak kompetencji wewnętrznych do prowadzenia dużego CAPEX; opór wobec zmiany modelu	Wczesne włączenie zarządu spółki w decyzje strategiczne; wsparcie doradcze przy pierwszym

Interesariusz / rola	Czego oczekuje	Co może zablokować projekt	Jak zarządzać relacją
PWiK, spółka odpadowa)	ryzyka technicznego na spółkę bez rekompensaty.	biznesowego (z dostawcy ciepła sieciowego na operatora wielosektorowego).	projekcie tego typu; jasna umowa operatorska określająca podział ryzyk.
Instytucja finansująca (NFOŚiGW, BGK, banki komercyjne, EBI)	Kompletne studium wykonalności, zabezpieczenie długoterminowych umów na wsad, status „efektywnego systemu ciepłowniczego”, jasna struktura zabezpieczeń.	Braki formalne we wniosku (zob. 4.3); brak instrumentu gwarancyjnego dla projektów hybrydowych; nadmierna koncentracja ryzyka po stronie JST.	Konsultacje przedaplikacyjne; wspólny wniosek GZM + UM WSL o instrument gwarancyjny (REC-S1); transparentna komunikacja o statusie przygotowania dokumentacji.
Wykonawca (EPC / generalny wykonawca)	Jasna, funkcjonalna specyfikacja (nie nadmiernie szczegółowa), realistyczny harmonogram, przewidywalny proces odbiorów i płatności.	Niejasny podział ryzyka jakości wsadu, zbyt krótki czas na przygotowanie oferty, brak dialogu technicznego przed przetargiem.	Dialog techniczny przed ogłoszeniem przetargu (zob. 4.5); realistyczne kary umowne powiązane z faktycznym ryzykiem, nie punitywne.
Operator technologii (dostawca licencji, serwis)	Dostęp do stabilnych parametrów wsadu zgodnych ze specyfikacją; długoterminowy kontrakt serwisowy.	Niezgodność rzeczywistego wsadu z założeniami projektowymi (np. zmienna kaloryczność RDF, wahania wydajności wód kopalnianych).	Wspólna weryfikacja parametrów wsadu na etapie studium wykonalności; klauzule korekcyjne w umowie serwisowej.
Regulator (URE, wojewoda, GDOŚ, minister właściwy ds. energii/klimatu, WIOŚ)	Zgodność z prawem ochrony środowiska, prawem energetycznym, definicją EED; w przypadku wód kopalnianych — jasność co do dysponenta zasobu (SRK).	Brak podstawy prawnej do długoterminowego kontraktowania (bariera SRK); przewlekłość postępowań środowiskowych przy braku wcześniejszych konsultacji.	Wczesny kontakt z regulatorem (pre-consultation); wspólna petycja samorządów do właściwego ministra (REC-S1); dokumentowanie precedensów dla kolejnych projektów.
Społeczność lokalna (mieszkańcy, NGO, media lokalne)	Brak uciążliwości (odory, hałas, ruch ciężarowy), stabilna lub niższa cena ciepła, poczucie wpływu na decyzję.	Protesty społeczne na etapie decyzji środowiskowej (efekt NIMBY), kampanie medialne oparte na niepełnej informacji.	Rozpoczęcie komunikacji społecznej 3–5 lat przed inwestycją — nie na etapie wniosku o decyzję środowiskową; transparentne udostępnianie danych o emisjach i technologii.

4.3 Studium wykonalności — co musi zawierać

Poniższa lista 15 elementów odpowiada zakresowi oczekiwanemu przez instytucje finansujące (w tym NFOŚiGW) dla projektów ciepłowniczych opartych o odpady, osady i wody kopalniane. Elementy 1–5 dotyczą analizy zasobu i popytu, 6–9 modelu finansowego, 10–15 struktury formalno-prawnej i organizacyjnej.

1. Analiza zasobu / wsadu — dostępność, jakość i stabilność w czasie (np. ilość i skład RDF, temperatura i wydajność wód kopalnianych, ilość i skład osadów, potencjał substratu do biogazowni).
2. Analiza popytu na ciepło — stan obecny i prognoza (min. 15–20 lat), krzywa obciążenia, scenariusz demograficzny i termomodernizacyjny odbiorców.
3. Warianty technologiczne — analiza porównawcza minimum trzech wariantów technologicznych plus wariant zerowy (kontynuacja stanu obecnego).
4. Lokalizacja i dostępność terenu — stan własności, zgodność z MPZP, dostępność uzbrojenia i dróg dojazdowych.
5. Wstępna ocena środowiskowa (screening OOS) — identyfikacja ryzyk środowiskowych mogących zablokować dalszy etap.
6. Model finansowy — horyzont min. 20–25 lat, WACC, LCOE, NPV, IRR liczone dla projektu i dla kapitału własnego.
7. Struktura finansowania — źródła kapitału (dług, kapitał własny, dotacje, w tym KPO i programy NFOŚiGW) wraz ze wskazaniem etapu pozyskania każdego z nich.
8. Analiza ryzyka i macierz ryzyk — z jednoznaczną alokacją ryzyka do strony najlepiej zdolnej nim zarządzać.
9. Analiza wrażliwości — wpływ zmiany cen nośników energii, przekroczenia CAPEX i opóźnień harmonogramu na rentowność.
10. Status „efektywnego systemu ciepłowniczego” wg definicji dyrektywy EED — warunek dostępu do preferencyjnego finansowania.
11. Harmonogram rzeczowo-finansowy — powiązanie kamieni milowych z transzami finansowania.
12. Struktura prawno-organizacyjna projektu — forma realizacji (spółka celowa, PPP), w tym projekt umów na długoterminową dostawę wsadu.
13. Analiza otoczenia regulacyjnego — pełna lista wymaganych decyzji i pozwoleń wraz z realistycznym czasem ich uzyskania.
14. Plan zaangażowania interesariuszy — harmonogram konsultacji społecznych, poprzedzający, a nie następujący po wniosku o decyzję środowiskową.
15. Plan trwałości projektu — zarządzanie eksploatacją po zakończeniu okresu trwałości wymaganego przez instytucję finansującą, w tym plan utrzymania i reinwestycji.

4.3.1 Wskaźniki wrażliwości taryfowej i ubóstwa energetycznego

Ponieważ przestanie FNG21 wprost stawia stabilność cen ciepła dla mieszkańców jako miarę sukcesu sprawiedliwej transformacji, studium wykonalności powinno zawierać nie tylko standardową analizę wrażliwości CAPEX/cen nośników, lecz również ocenę tego, jak zmiana taryfy wpłynie na odbiorców o niskich dochodach. W praktyce warto posługiwać się trzema uzupełniającymi się miarami:

- Udział gospodarstw domowych o wysokich wydatkach na energię względem dochodu (tzw. podejście „niski dochód – wysoki koszt”) — pozwala oszacować, jaka część odbiorców systemu jest już dziś narażona na ubóstwo energetyczne.
- Relacja kosztu energii do dochodu gospodarstwa domowego jako prosty wskaźnik obciążenia budżetu domowego kosztami ciepła.
- Elastyczność zużycia względem zmiany ceny w grupie gospodarstw wrażliwych — im wyższa elastyczność, tym większe ryzyko, że planowana podwyżka taryfy przełoży się na spadek wolumenu sprzedaży i wzrost zaległości płatniczych, a nie tylko na wzrost przychodu spółki.

Włączenie tych wskaźników do modelu finansowego pozwala urealnić prognozę przychodów (korekta wolumenu sprzedaży przy planowanych zmianach taryf) oraz ryzyka należności, zamiast zakładać mechaniczny, liniowy wzrost przychodu wraz z taryfą.

4.3.2 Analiza kosztów i korzyści (CBA) oraz klasyfikacja ryzyk — minimalny zakres

Pełna analiza kosztów i korzyści społeczno-ekonomicznych powinna: (1) zidentyfikować wszystkie efekty projektu, także pozarynkowe — np. redukcję emisji, poprawę jakości powietrza, nowe miejsca pracy; (2) wycenić efekty pozarynkowe metodami uznanymi w praktyce ewaluacyjnej (m.in. gotowość do zapłaty, metody hedoniczne, transfer wartości z innych badań); (3) zdyskontować przyszłe strumienie społeczną stopą dyskontową rzędu 4–5%; (4) doprowadzić do wskaźnika relacji korzyści do kosztów powyżej jedności jako progu opłacalności społecznej. Równolegle warto sklasyfikować ryzyka projektu według czterech kategorii — technicznych, finansowych, regulacyjnych i społecznych — i dla każdej przypisać sposób pomiaru oraz miejsce, w którym ryzyko jest uwzględnione w modelu finansowym (np. korekta wolumenu, korekta stopy dyskontowej, wydłużenie harmonogramu).

Brak akceptacji społecznej i brak planu zarządzania interesariuszami są w praktyce jednymi z najczęściej pomijanych kategorii ryzyka w studiach wykonalności — mimo że ich materializacja (protesty, opóźnienie decyzji środowiskowej) należy do najdroższych w skutkach, co potwierdzają zarówno debaty FNG21, jak i doświadczenia z innych projektów ciepłowniczych w regionie.

4.4 Najczęstsze błędy i jak ich unikać

Zestawienie sporządzone na podstawie debat panelowych FNG21 oraz doświadczeń prelegentów (m.in. wątku bariery kontraktowej SRK sygnalizowanego przez Andrzeja Goździkowskiego oraz modelu synergii wod-kan/ciepłownictwo referowanego na przykładzie Wodociągów Krakowskich).

Nr	Błąd	Skutek	Jak zapobiec
1	Rozpoczęcie procedury pozwoleńowej bez wcześniejszej komunikacji społecznej.	Protesty mieszkańców, blokada na etapie decyzji środowiskowej, opóźnienie 12–24 miesięcy.	Rozpoczęcie dialogu ze społecznością lokalną 3–5 lat przed inwestycją, nie na etapie wniosku o decyzję środowiskową.
2	Brak zabezpieczonej długoterminowej umowy na dostawę wsadu przed złożeniem wniosku o finansowanie.	Odrzucenie wniosku lub decyzja warunkowa instytucji finansującej, utrata harmonogramu naboru.	Zabezpieczenie listów intencyjnych lub umów przedwstępnych na wsad (min. 15–20 lat) już na etapie studium wykonalności.
3	Brak instrumentu prawnego umożliwiającego długoterminowe kontraktowanie zasobu (np. bariera SRK dla wód kopalnianych).	Projekt utyka w fazie koncepcyjnej mimo potwierdzonej dostępności zasobu — czas nieograniczony.	Równoległe prace regulacyjne na poziomie ministerialnym; wspólna petycja samorządów (GZM + UM WSL) do właściwego ministra; docelowo powołanie REC-S1 jako platformy koordynującej.
4	Niedoszacowanie kosztów integracji systemowej (przyłączenie, modernizacja sieci ciepłowniczej).	Przekroczenie CAPEX, konieczność renegotjacji warunków finansowania w trakcie realizacji.	Uwzględnienie pełnego kosztu integracji z siecią już w studium wykonalności, nie dopiero na etapie projektu technicznego.
5	Zbyt krótki horyzont modelu finansowego względem cyklu życia instalacji.	Zaniżony IRR, odrzucenie projektu przez inwestora lub bank mimo realnej rentowności długoterminowej.	Model finansowy w horyzoncie min. 20–25 lat, zgodnym z żywotnością instalacji.
6	Brak potwierdzenia statusu „efektywnego systemu ciepłowniczego” na etapie aplikowania o wsparcie.	Brak dostępu do preferencyjnego finansowania i części instrumentów wsparcia UE.	Zaplanowanie spełnienia kryteriów EED jako odrębnego kamienia milowego przed złożeniem wniosku.
7	Nieadekwatna alokacja ryzyka jakości wsadu w umowie z wykonawcą (ryzyko w całości po stronie zamawiającego).	Spory kontraktowe, przestoje instalacji, spadek dostępności poniżej gwarantowanej.	Macierz ryzyk z jasnym przypisaniem stron oraz mechanizmami korekcyjnymi/waloryzacyjnymi w kontrakcie.
8	Traktowanie postępowania o udzielenie zamówienia wyłącznie jako procedury cenowej.	Wybór wykonawcy bez odpowiedniego doświadczenia technologicznego, ryzyko niedotrzymania parametrów gwarancyjnych.	Kryteria oceny ofert poza ceną: doświadczenie referencyjne, gwarancje efektywności, dialog techniczny przed przetargiem (zob. 4.5).

Nr	Błąd	Skutek	Jak zapobiec
9	Brak jasnego podziału odpowiedzialności inwestycyjnej między właścicielem (samorząd) a operatorem (spółka komunalna).	Rozmyta odpowiedzialność, opóźnienia decyzyjne na styku organów właścicielskich i zarządu spółki.	Umowa inwestycyjno-operatorska definiująca podział ról i decyzji już od fazy koncepcyjnej.
10	Traktowanie spółek wod-kan i ciepłowniczych jako odrębnych światów bez analizy synergii.	Utracone oszczędności skali i możliwe do osiągnięcia redukcje kosztów (np. rzędu - 40% w modelu odzysku ciepła z osadów).	Wspólne studia wykonalności i wczesna koordynacja między spółkami komunalnymi różnych sektorów na poziomie właściciela.
11	Prezentowanie Radzie/Zarządowi wstępnego szacunku kosztów (dokładność $\pm 30-50\%$, metoda top-down) jako ostatecznego budżetu inwestycji.	Utrata zaufania właściciela przy naturalnym uszczegółowieniu kosztorysu w kolejnych fazach; ryzyko wstrzymania projektu przy pierwszej korekcie w górę.	Komunikowanie przedziału dokładności kosztorysu adekwatnego do fazy cyklu projektowego (zob. 4.1) i jego aktualizacja przy przejściu do kolejnego etapu.
12	Brak analizy wrażliwości taryfowej i ubóstwa energetycznego odbiorców w modelu finansowym.	Niedoszacowanie spadku wolumenu sprzedaży i wzrostu zaległości płatniczych przy planowanych podwyżkach taryf; konflikt z celem stabilności cen ciepła dla mieszkańców.	Włączenie wskaźników wrażliwości taryfowej do modelu finansowego już na etapie studium wykonalności (zob. 4.3).

■ Moduł 5 – Przykłady dobrych praktyk

Przykład 1: Park Zielonej Energii (PEC-Gliwice)

Status: w budowie, planowane uruchomienie II kw. 2028 r.

Kontekst

Park Zielonej Energii powstaje jako element transformacji systemu ciepłowniczego Gliwic. Inwestycja odpowiada na dwa kluczowe wyzwania: konieczność ograniczenia wykorzystania węgla oraz zagospodarowania odpadów komunalnych nienadających się do recyklingu. Po uruchomieniu instalacja ma pokrywać około 25% zapotrzebowania miasta na ciepło, jednocześnie wspierając rozwój gospodarki o obiegu zamkniętym. Inwestycja ma pokryć docelowo ok. 25–30% zapotrzebowania ciepłego Gliwic, zastępując rocznie ok. 25 tys. ton węgla.

Decyzja

Zdecydowano się na budowę zintegrowanego systemu łączącego blok kogeneracyjny z kotłem wielopaliwowym, termiczną farmę solarną, magazyn ciepła oraz pompę ciepła odzyskującą energię ze spalin. Takie rozwiązanie umożliwia jednocześnie produkcję energii elektrycznej i ciepła przy wykorzystaniu odpadów, które nie mogą zostać poddane recyklingowi, zwiększając jednocześnie udział odnawialnych źródeł energii w miejskim systemie ciepłowniczym.

Realizacja

Realizacja Parku Zielonej Energii wymagała pozyskania finansowania z wielu źródeł, obejmujących środki własne PEC-Gliwice, dofinansowanie Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, budżet miasta oraz fundusze Górnośląsko-Zagłębiowskiej Metropolii. W trakcie realizacji wzrosły również koszty inwestycji, co wynikało z rozszerzenia jej zakresu o farmę solarną, magazyn ciepła i pompę ciepła. Dodatkowym wyzwaniem była koordynacja prac prowadzonych przez różnych wykonawców oraz budowanie akceptacji społecznej dla projektu poprzez podkreślanie jego proekologicznego charakteru. Istotnym warunkiem przyszłej eksploatacji będzie także zapewnienie ciągłych dostaw odpadów nienadających się do recyklingu, stanowiących podstawowe paliwo dla instalacji.



EFEKT (PLANOWANY)

WSKAŹNIK	WARTOŚĆ
Przetwarzane odpady	ok. 40 tys. t/rok



PARAMETRY TECHNICZNE I EKONOMICZNE

WSKAŹNIK	WARTOŚĆ
Moc instalacji	ok. 21 MW, mocy cieplnej oraz do 4,63 MWe mocy elektrycznej
Produkcja ciepła	ok. 136 tys. MWh/rok
Produkcja energii elektrycznej	ponad 20 tys. MWh/rok
Redukcja zużycia węgla	ok. 25 tys. t/rok
Redukcja emisji CO ₂	ponad 43 tys. t/rok
Farma solarna	moc 13,5 MW, dodatkowa redukcja zużycia węgla o ok. 1,5 tys. t/rok
Całkowite nakłady inwestycyjne (CAPEX)	ok. 750 mln zł

Przykład 2: Elektrociepłownia Zabrze (Fortum)

Status: modernizacja w toku, planowane zakończenie do końca 2027 r.

Kontekst

Elektrociepłownia Fortum w Zabrzu, uruchomiona w 2019 r., jest jednym z najważniejszych źródeł ciepła dla Zabrza i Bytomia, zapewniając ogrzewanie blisko 70 tys. gospodarstw domowych. Instalacja została zaprojektowana jako jednostka wielopaliwowa wykorzystująca węgiel oraz paliwo RDF, których obecny udział wynosi odpowiednio około 60% i 40%. Głównym impulsem do modernizacji było zobowiązanie Fortum do całkowitego wycofania węgla ze wszystkich zakładów do końca 2027 r. oraz rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂. Obecnie elektrociepłownia wykorzystuje rocznie około 170–200 tys. ton paliwa RDF o wartości opałowej 12–14 MJ/kg.

Decyzja

Zamiast zwiększenia udziału paliwa RDF do 100%, zdecydowano o zastąpieniu węgla biomasą i przyjęciu docelowego miksu paliwowego składającego się w około 70% z biomasy oraz 30% z RDF. Rozwiązanie to pozwala całkowicie wyeliminować spalanie węgla przy jednoczesnym zachowaniu wysokiej elastyczności pracy instalacji. Dodatkową korzyścią jest ograniczenie kosztów wytwarzania energii o około 20–30%, wynikające przede wszystkim z uniknięcia opłat za emisję CO₂, mimo niższej wartości opałowej biomasy w porównaniu z węglem.

Realizacja

Modernizacja elektrociepłowni wymaga dostosowania istniejącej infrastruktury do spalania dużych ilości biomasy. W tym celu realizowana jest budowa trzech silosów magazynowych,

stacji rozładunku oraz systemu transportu paliwa. Jednocześnie niższa wartość opałowa biomasy powoduje spadek nominalnej mocy kotła o około 15%. Dodatkowym wyzwaniem jest utrzymanie ciągłości dostaw ciepła podczas prowadzenia modernizacji oraz koordynacja prac realizowanych przez kilku wykonawców. Łączne nakłady inwestycyjne na projekt wynoszą około 85 mln euro (ok. 370 mln zł).



EFEKT (PLANOWANY)

 WSKAŹNIK	 WARTOŚĆ
 Docelowy miks paliwowy	70% biomasa, 30% RDF, 0% węgla
 Odbiorcy ciepła	ok. 70 tys. gospodarstw domowych
 Zużycie paliwa RDF	170–200 tys. t/rok
 Redukcja emisji CO ₂	ok. 280 tys. t/rok
 Spadek kosztów produkcji energii	20–30% względem systemu opartego na węglu
 Moc wycofywana z wykorzystania węgla	ok. 100 MW
 Całkowite nakłady inwestycyjne (CAPEX)	ok. 370 mln zł



Przykład 3: Biogazownia utylizacyjna (RCGW Tychy)

Status: w pełnej eksploatacji od 2011/2012 r., w trakcie rozbudowy

Kontekst

Regionalne Centrum Gospodarki Wodno-Ściekowej w Tychach jest przykładem wykorzystania odpadów biodegradowalnych i osadów ściekowych do produkcji energii odnawialnej. Instalacja obsługuje oczyszczalnię ścieków oraz Wodny Park Tychy, odpowiadając na rosnące zapotrzebowanie na energię i konieczność zagospodarowania odpadów komunalnych oraz przemysłowych. Obecnie zakład przetwarza ponad 100 tys. ton odpadów biodegradowalnych rocznie, a dzięki produkcji biogazu pokrywa z nadwyżką zapotrzebowanie energetyczne obu obiektów. W związku z rosnącą ilością przyjmowanych odpadów realizowana jest rozbudowa instalacji mająca zwiększyć jej możliwości produkcyjne.

Decyzja

Zdecydowano się na budowę zintegrowanego systemu produkcji energii z biogazu, obejmującego oczyszczalnię ścieków oraz drugą bioelektrociepłownię zlokalizowaną przy Wodnym Parku Tychy. Oba obiekty połączono pierwszym w Polsce 6,5-kilometrowym rurociągiem biogazu, co umożliwiło efektywne wykorzystanie energii tam, gdzie występuje największe zapotrzebowanie. Zrezygnowano natomiast z wtłaczania biometanu do sieci

gazowej, uznając lokalne wykorzystanie biogazu w kogeneracji za rozwiązanie bardziej efektywne ekonomicznie i energetycznie.

Realizacja

Realizacja inwestycji wymagała budowy pionierskiego w skali kraju rurociągu biogazu o długości 6,5 km. Choć sama budowa trwała około sześciu miesięcy, proces odbiorów administracyjnych wydłużył się do dziewięciu miesięcy z powodu braku odpowiednich regulacji prawnych. Całość pierwszego etapu została sfinansowana ze środków własnych spółki. Obecnie największym wyzwaniem jest dalsza rozbudowa instalacji poprzez budowę nowych komór fermentacyjnych, które pozwolą zwiększyć produkcję biogazu z ponad 6 do około 12 mln m³ rocznie. Ograniczeniem dalszego rozwoju pozostają również obowiązujące przepisy prawa energetycznego, które utrudniają sprzedaż nadwyżek energii bezpośrednio lokalnym odbiorcom.



EFEKT

WSKAŹNIK	WARTOŚĆ
 Produkcja biogazu	ponad 6 mln m³/rok (docelowo ok. 12 mln m ³ /rok)
 Produkcja energii elektrycznej	ok. 15 tys. MWh/rok
 Pokrycie własnego zapotrzebowania energetycznego	ok. 210%
 Nadwyżka energii sprzedawana do sieci	ok. 3 GWh/rok
 Ograniczenie zużycia węgla	ok. 4,7–5,4 tys. t/rok
 Przetwarzane odpady biodegradowalne	ponad 100 tys. t/rok
 Finansowanie rozbudowy	pożyczka BGK – 60 mln zł
 Długość rurociągu biogazu	6,5 km

Przykład 4: Termiczna utylizacja osadów (Wodociągi Krakowskie)

Status: Stacja Termicznej Utylizacji Osadów (STUO) w eksploatacji od 2010 r.; projekt pompy ciepła wykorzystującej ścieki oczyszczone w przygotowaniu.

Kontekst

Wodociągi Miasta Krakowa od wielu lat rozwijają rozwiązania umożliwiające odzysk energii z procesów oczyszczania ścieków. Głównym wyzwaniem była konieczność zagospodarowania rosnącej ilości osadów ściekowych oraz ograniczenia kosztów ich utylizacji, przy jednoczesnym zwiększeniu efektywności energetycznej przedsiębiorstwa. Zakład Oczyszczania Ścieków Płaszów obsługuje około 780 tys. równoważnej liczby mieszkańców, a każdego dnia oczyszcza średnio około 220 tys. m³ ścieków. Rozwój instalacji wpisuje się również w długoterminową

strategię zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego w miejskim systemie ciepłowniczym.

Decyzja

Zdecydowano się na budowę Stacji Termicznej Utylizacji Osadów wykorzystującej technologię spalania osadów ściekowych w złożu fluidalnym, dzięki czemu możliwe stało się ich bezpieczne zagospodarowanie oraz odzysk energii. Rozwiązanie uzupełniono produkcją biogazu w procesie fermentacji osadów, wykorzystywanego następnie w układach kogeneracyjnych do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Kolejnym etapem transformacji jest planowana budowa pompy ciepła o mocy około 30 MW wykorzystującej energię ścieków oczyszczonych jako nowe źródło ciepła dla miejskiej sieci ciepłowniczej.

Realizacja

Realizacja inwestycji obejmowała budowę Stacji Termicznej Utylizacji Osadów oraz rekultywację terenów dawnych lagun osadowych. Równolegle rozbudowano układ kogeneracyjny i sieć ciepłowniczą wykorzystującą ciepło odzyskane z procesu oczyszczania ścieków. Obecnie prowadzone są kolejne działania zwiększające samowystarczalność energetyczną oczyszczalni, obejmujące modernizację gospodarki elektroenergetycznej, cieplnej i biogazowej oraz przygotowanie inwestycji związanej z budową wielkoskalowej pompy ciepła. Wyzwaniem pozostaje integracja kilku technologii odzysku energii w jeden spójny system zasilający zarówno potrzeby własne przedsiębiorstwa, jak i miejski system ciepłowniczy.

EFEKT

 WSKAŹNIK	 WARTOŚĆ
 Przepustowość STUO	ok. 64 t suchej masy/dobę
 Redukcja masy osadów	ok. 88%
 Redukcja kosztów utylizacji osadów	ok. 40%
 Ilość przetwarzanych osadów	ok. 80 tys. t/rok
 Produkcja biogazu	ok. 5 mln m³/rok
 Produkcja energii własnej	ok. 20 GWh/rok
 Planowana pompa ciepła	moc ok. 30 MW
 Całkowite nakłady na pompę ciepła	ok. 280 mln zł
 Bilans energetyczny spółki	zapotrzebowanie 80 GWh/rok , produkcja własna ~20 GWh/rok

Przykład 5: Odzysk ciepła z wód kopalnianych (Dalkia, KWK Mysłowice-Wesoła)

Status: w budowie, planowane uruchomienie w III kw. 2026 r.

Kontekst

Projekt realizowany przez Dalkia Polska Energia powstaje w ramach strategii dekarbonizacji przedsiębiorstwa, zakładającej całkowite odejście od wykorzystania węgla do 2029 r. Inwestycja wykorzystuje potencjał wód dołowych odprowadzanych z kopalni Mysłowice-Wesoła, które mimo stosunkowo niskiej temperatury stanowią stabilne źródło energii odnawialnej. Celem projektu jest zwiększenie udziału niskoemisyjnych źródeł ciepła w systemie ciepłowniczym oraz wykorzystanie infrastruktury pogórnictwa do produkcji energii. Planowana instalacja będzie wykorzystywała wodę o temperaturze około 25°C, wypompowywaną z głębokości około 655 m.

Decyzja

Dalkia, we współpracy z Polską Grupą Górniczą, zdecydowała się na budowę pompy ciepła typu woda-woda o mocy 2 MW, wykorzystującej energię zgromadzoną w wodach dołowych. Lokalizację wybrano ze względu na bliskość istniejącej infrastruktury technicznej, obejmującej rurociągi wody dołowej, sieć ciepłowniczą oraz infrastrukturę elektroenergetyczną. Rozwiązanie to pozwala zagospodarować energię, która dotychczas pozostawała niewykorzystana, jednocześnie ograniczając zużycie paliw kopalnych i emisję gazów cieplarnianych.

Realizacja

Realizacja projektu poprzedzona została kilkuletnimi analizami technicznymi dotyczącymi parametrów wód dołowych oraz możliwości ich wykorzystania jako źródła ciepła. Jednym z głównych wyzwań było dostosowanie instalacji do pracy z wodą pompowaną z dużej głębokości oraz integracja nowego źródła z istniejącą siecią ciepłowniczą. Istotnym aspektem było również zapewnienie długoterminowej współpracy pomiędzy Dalkią i Polską Grupą Górniczą oraz wykorzystanie istniejącej infrastruktury kopalnianej bez zakłócania procesu odwadniania zakładu górniczego. Projekt stanowi jedno z pierwszych w Polsce zastosowań pomp ciepła na taką skalę wykorzystujących energię wód kopalnianych.

EFEKT (PLANOWANY)

 WSKAŹNIK	 WARTOŚĆ
 Moc instalacji	2 MW
 Produkcja ciepła	ok. 50 tys. GJ/rok
 Oszczędność energii końcowej	ok. 5260 MWh/rok
 Redukcja emisji CO ₂	ok. 1319 t/rok
 Głębokość poboru wody	ok. 655 m
 Temperatura wód dołowych	ok. 25°C
 Szacunkowy koszt jednostkowy	ok. 4 mln zł/MW
 Potencjał regionalny	ok. 100 MW mocy z pomp ciepła do 2030 r.

6. Rekomendacje

1. Przeanalizuj własne zasoby odpadowe jako potencjał energetyczny, nie tylko jako koszt utylizacji

Problem: Spółki komunalne wciąż traktują generowane przez siebie osady, odpady biodegradowalne i ciepło odpadowe jako koszt do zutylizowania, a nie jako zasób energetyczny do przeanalizowania, mimo że dojrzała technologia i sprawdzone wzorce regionalne pokazują wymierny, policzalny potencjał.

Rekomendacje:

1. Wykonaj inwentaryzację własnych strumieni odpadowych (osady, odpady biodegradowalne, ciepło odpadowe z procesów) z podaniem wolumenu (Mg/rok) i parametrów jakościowych (kaloryczność, sucha masa).
2. Dla każdego zidentyfikowanego strumienia policz dwa warianty: koszt dzisiejszej utylizacji (składowanie/wywóz) vs. koszt przetworzenia energetycznego z uwzględnieniem redukcji kosztów utylizacji.
3. Sprawdź, czy produkt uboczny już zbudowanej instalacji (poferment, biogaz, ciepło odpadowe) można spiąć w drugą pętlę wartości, zamiast traktować pierwszą inwestycję jako projekt zamknięty.
4. Zlecenie audytu miks paliwowego i policzenie własnego ukrytego rachunku CO₂ jest działaniem możliwym bez czekania na decyzję zewnętrzną.

2. Sprawdź, czy nadwyżka energetyczna sąsiedniej spółki komunalnej nie pokrywa Twojego deficytu

Problem: Spółki komunalne w tej samej gminie czy metropolii rzadko sprawdzają, czy nadwyżka energetyczna jednej (np. biogazowni przy oczyszczalni) mogłaby pokryć deficyt drugiej (np. ciepłowni) — mimo że technicznie i w dużej mierze prawnie jest to już dziś możliwe, a modelowe przykłady pokazują opłacalność takiej komplementarności.

Rekomendacje:

1. Zmapuj energetyczne nadwyżki i deficyty wszystkich spółek komunalnych na terenie tej samej gminy/metropolii — które mają nadwyżkę biogazu, ciepła odpadowego czy energii elektrycznej i potraktuj to jak wewnętrzny „rynek” do zbilansowania, zanim nadwyżka trafi do sieci ogólnej po niższej cenie (wzorem identyfikacji nadwyżki w RCGW Tychy).
2. Formalizuj współpracę międzyspółkową poprzez klastery energii lub porozumienie o dostawie ciepła/energii — to legalny już dziś mechanizm, który omija barierę braku sprzedaży bezpośredniej „za płotem”, zamiast czekać na zmianę przepisów.
3. Jeśli zarządzasz siecią ciepłowniczą o mocy >25 MW, przygotuj z wyprzedzeniem własną procedurę przyłączania zewnętrznych dostawców OZE/ciepła odpadowego z sąsiednich

spółek (np. oczyszczalni czy biogazowni) zgodną z RED III — zamiast reagować dopiero na konkretny wniosek.

4. REC-S1 (Śląska Platforma Transformacji Ciepłownictwa) zyskuje dodatkowe uzasadnienie: agregacja projektów poniżej progów bankowalności dużych instrumentów oraz finansowanie wspólnego, wysokiej jakości studium wykonalności — to właśnie ten etap najczęściej decyduje o powodzeniu PPP.

3. Zabezpiecz status efektywnego systemu ciepłowniczego, zanim zrobi to za Ciebie harmonogram UE

Problem: Tylko ok. 20% polskich przedsiębiorstw ciepłowniczych spełnia dziś kryterium „efektywnego systemu ciepłowniczego” (art. 7b ust. 4 UPE), a próg dla systemów opartych głównie na kogeneracji gazowej rośnie już od 2028 r. (75%→80%), by po 2035 r. w praktyce wykluczyć samodzielną kogenerację gazową z kwalifikowalności. Bez tego statusu spółka traci dostęp do pomocy publicznej na modernizację sieci.

Rekomendacje:

1. Zleć audyt obecnego miksu paliwowego pod kątem art. 7b ust. 4 UPE i progów unijnych obowiązujących od 2028, 2035 i 2050 r. — traktuj progi unijne jako obowiązujące de facto już dziś, niezależnie od tempa nowelizacji polskiej ustawy.
2. Projektuj nowe instalacje hybrydowo od samego początku, z OZE/ciepłem odpadowym jako trzonem, a kogeneracją gazową wyłącznie jako uzupełnieniem przejściowym, a nie jako rozwiązaniem docelowym.
3. W każdym wniosku o dofinansowanie wprowadź potwierdzenie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego jako odrębny, wczesny kamień milowy harmonogramu projektu — nie jako formalność sprawdzaną dopiero na etapie składania wniosku.

4. Zabezpiecz wsad na 15–20 lat, zanim złożysz wniosek o finansowanie, nie po

Problem: Największym, najczęściej pomijanym ryzykiem projektów opartych o odpady i biomasę nie jest technologia, lecz brak zabezpieczonej długoterminowej umowy na dostawę wsadu w momencie składania wniosku o finansowanie, co skutkuje odrzuceniem wniosku, decyzją warunkową instytucji finansującej lub utratą całego harmonogramu naboru.

Rekomendacje:

1. Zabezpiecz listy intencyjne lub umowy przedwstępne na dostawę wsadu (min. 15–20 lat) już na etapie studium wykonalności — przed, nie po złożeniu wniosku o finansowanie.
2. Zaprojektuj bufor operacyjny (magazyn/silos) na min. 3–5 dni pracy instalacji przy założonym minimum kalorycznym wsadu, wzorem EC Zabrze, i wpisz jakość wsadu jako osobny punkt w macierzy ryzyk kontraktowych z wykonawcą, z mechanizmem korekcyjno-waloryzacyjnym.

3. Wykorzystaj rosnącą krajową nadpodaż RDF, wynikającą z unijnych ograniczeń eksportowych od maja i listopada 2026 r., jako policzalny w czasie argument biznesowy w rozmowie z Radą Nadzorczą/Zgromadzeniem Wspólników za budową lub rozbudową lokalnych mocy odbioru.

5. Zaczniij rozmawiać z mieszkańcami 3–5 lat przed wnioskiem o DŚU, nie po nim

Problem: Spółki komunalne wciąż traktują komunikację społeczną jako formalność towarzyszącą wnioskowi o decyzję środowiskową, podczas gdy ustawowy termin 1–2 miesięcy na DŚU w praktyce wydłuża się do 6–24 miesięcy właśnie wtedy, gdy dialog ze społecznością zaczyna się za późno. Park Zielonej Energii w Gliwicach pokazuje, że sam etap uzyskiwania zgód środowiskowych może trwać dłużej niż sama budowa.

Rekomendacje:

1. Zaplanuj harmonogram inwestycji zakładając realistyczny czas trwania DŚU (6–24 miesiące), nie ustawowy (1–2 miesiące), i rozpocznij dialog ze społecznością lokalną 3–5 lat przed planowanym złożeniem wniosku — z transparentnym przedstawieniem danych emisyjnych i konkretnych korzyści, np. stabilizacji cen ciepła.
2. Przeprowadź wstępną konsultację z RDOŚ przed formalnym złożeniem wniosku, by zweryfikować kwalifikację przedsięwzięcia (mogące zawsze vs. potencjalnie znacząco oddziaływać) — błędna kwalifikacja na starcie to najkosztowniejszy błąd proceduralny w całym module środowiskowym.
3. Zaplanuj element komunikacyjny wzorem Gliwic: nazwij inwestycję pozytywnie, nie zaczynając komunikacji od słowa „spalarnia”, ale też go nie ukrywając; dodaj element publicznie dostępny/edukacyjny (jak wieża widokowa PEC Gliwice); konsekwentnie odróżniaj w materiałach recykling od odzysku energetycznego, by nie osłabiać wiarygodności argumentacji.

Załączniki

Poniższe zestawienie porządkuje instytucje i zasoby wymienione lub istotne w kontekście technologii, mechanizmów finansowania i ram regulacyjnych omówionych w Modułach 1–4 niniejszego poradnika. Zestawienie ma charakter informacyjny - dane kontaktowe, zakresy programów oraz nabory zmieniają się w czasie, dlatego przed złożeniem wniosku lub nawiązaniem kontaktu zalecana jest weryfikacja aktualności danych na stronie internetowej danej instytucji.

B.1. Instytucje finansujące

Instytucje krajowe, regionalne i międzynarodowe dysponujące instrumentami dotacyjnymi, pożyczkowymi lub gwarancyjnymi.

Instytucja	Zakres wsparcia i dane kontaktowe
Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW)	Krajowy operator Funduszu Modernizacyjnego; programy priorytetowe dla ciepłownictwa powiatowego, biometanu i wysokosprawnej kogeneracji z biogazu (zob. rozdz. 2.1.2). ul. Pańska 97, 00-834 Warszawa · infolinia 22 45 90 800 · fundusz@nfosigw.gov.pl · gov.pl/web/nfosigw
Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Katowicach (WFOŚiGW)	Regionalny partner wdrażający w woj. śląskim programy NFOŚiGW i część ścieżek FEniKS; punkty konsultacyjne w Katowicach, Bielsku-Białej i Częstochowie. ul. Plebiscytowa 19, 40-035 Katowice · tel. 32 60 32 200 · wfosigw.katowice.pl
Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK)	Państwowy bank rozwoju; finansowanie dłużne i doradztwo przy strukturyzacji projektów PPP w ciepłownictwie, gospodarce odpadami i sektorze wodno-kanalizacyjnym, w tym obligacje komunalne (zob. rozdz. 2.2). Al. Jerozolimskie 7, 00-955 Warszawa · infolinia 22 475 93 33 · bgk.pl – Finansowanie projektów PPP
Śląskie Centrum Przedsiębiorczości (SCP)	Instytucja Pośrednicząca programu Fundusze Europejskie dla Śląskiego 2021–2027 dla projektów przedsiębiorstw, w tym działań wspierających transformację MŚP. ul. Katowicka 47, 41-500 Chorzów · tel. 32 743 91 60 · scp@scp-slask.pl · scp-slask.pl
Główny Punkt Informacyjny Funduszy Europejskich w Katowicach (Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego)	Bezpłatne konsultacje dla beneficjentów nt. wszystkich programów unijnych dostępnych w regionie (FEniKS, FEnG, KPO, Fundusze Europejskie dla Śląskiego); szkolenia i spotkania informacyjne. ul. Korfańskiego 79, 40-160 Katowice · tel. 32 77 44 720 / 721 / 724 · funduszeue.slaskie.pl
Górnśląsko-Zagłębiowska Metropolia (GZM)	Związek metropolitalny 41 gmin konurbacji katowickiej; koordynacja projektów międzygminnych, w tym inicjatyw z zakresu gospodarki energetycznej i odpadowej spółek komunalnych (zob. studium przypadku RCGW Tychy, rozdz. 5). ul. Barbary 21A, 40-053 Katowice · tel. 32 718 07 42 · urząd@metropoliagzm.pl · metropoliagzm.pl
Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR)	Instytucja pośrednicząca ścieżki SMART programu Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki (FEnG), w tym moduł „zazielenienie przedsiębiorstw”. ul. Chmielna 69, 00-801 Warszawa · Punkt Informacyjny: 22 39 07 170 / 191 · info@ncbr.gov.pl · gov.pl/web/ncbr
Krajowy Punkt Kontaktowy Programów Badawczych UE (KPK PB UE) przy NCBR	Krajowy punkt kontaktowy dla programów Horyzont Europa i LIFE (w tym projekty demonstracyjne z zakresu energetyki i środowiska). Regionalnym partnerem KPK w woj. śląskim jest Park Naukowo-Technologiczny Euro-Centrum w Katowicach (zob. część B). ul. Chmielna 69, 00-801 Warszawa · tel. +48 664 032 135 · kpk@ncbr.gov.pl · kpk.gov.pl
Europejski Bank Inwestycyjny (EBI)	Instrument pożyczkowy dla sprawiedliwej transformacji (1,5 mld euro dotacji z budżetu UE i do 10 mld euro pożyczek własnych EBI, zob. rozdz. 2.1.3); finansowanie dłużne dużych projektów infrastrukturalnych. Biuro w Warszawie: Plac Piłsudskiego 1, 00-078 Warszawa · tel. +48 22 152 53 50 · warsaw@eib.org · eib.org

B.2. Organizacje branżowe

Izby gospodarcze, stowarzyszenia branżowe, jednostki samorządowe i instytuty badawcze właściwe dla czterech technologii omawianych w Module 1 (WtE, wody kopalniane, termiczne przekształcanie osadów ściekowych, biogaz/biometan) oraz organizator Forum Nowej Gospodarki.

Organizacja	Profil działalności i dane kontaktowe
Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie (IGCP)	Organizacja branżowa sektora ciepłowniczego; opiniowanie regulacji, promocja ciepła systemowego, wydawca „Nowoczesnego Ciepłownictwa” i platformy edukacyjnej „Lekcje Ciepła”. ul. Migdałowa 4 lok. 22, 02-796 Warszawa · tel. 22 644 70 19 · bi.warszawa@igcp.org.pl · igcp.pl
Polska Izba Gospodarki Odpadami (PIGO)	Reprezentacja przedsiębiorców branży gospodarki odpadami, w tym operatorów instalacji termicznego przekształcania odpadów (WtE); opiniowanie aktów prawnych. ul. Z. Słomińskiego 19 lok. 95, 00-195 Warszawa · tel. 22 620 59 90 · biuro@pigo.org.pl · pigo.org.pl
Krajowa Izba Gospodarki Odpadami (KIGO)	Ogólnopolska izba gospodarcza branży odpadowej; reprezentacja interesów przedsiębiorstw wobec administracji rządowej i samorządowej. ul. Świętokrzyska 20 pok. 415, 00-002 Warszawa · tel. 22 826 54 13 · biuro@kigo.pl · kigo.pl
Izba Gospodarcza Biogazu i Biometanu (IGBB)	Reprezentacja branży biogazu i biometanu wobec ustawodawcy; wspólne stanowiska legislacyjne z Polską Organizacją Biometanu. tel. +48 735 259 944 · kontakt@igbb.org · igbb.org
Polska Organizacja Biometanu (POB)	Organizacja skupiająca podmioty paliwowe, energetyczne i ciepłownicze działające na rzecz rozwoju rynku biometanu w Polsce; członek European Biogas Association (EBA). ul. Piękna 18, 00-549 Warszawa · tel. 506 262 504 · office@bioCH4.org · bioch4.org
Polskie Stowarzyszenie Biometanu	Stowarzyszenie branżowe wspierające inwestorów instalacji biometanowych i gazyfikację gmin wiejskich w oparciu o biogaz rolniczy. al. Jana Pawła II 70/2, 00-175 Warszawa · tel. +48 797 560 223 · biometan@biometan.org · biometan.org.pl
Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC)	Organizacja branżowa technologii pomp ciepła; istotna dla projektów odzysku ciepła z wód kopalnianych (zob. rozdz. 1.2 i studium przypadku Dalkia / KWK Mysłowice-Wesoła, rozdz. 5). ul. Cechowa 51/48, 30-614 Kraków · tel. +48 664 979 972 · biuro@portpc.pl · portpc.pl
Śląski Związek Gmin i Powiatów (SZGiP)	Największa regionalna organizacja samorządowa w Polsce, zrzeszająca 160 jednostek samorządu terytorialnego woj. śląskiego; platforma wymiany doświadczeń i wspólnego rzecznictwa, w tym w sprawach energetyki komunalnej. ul. Kościuszki 43 lok. 5, 40-048 Katowice · tel. 32 251 10 21 · związek@silesia.org.pl · silesia.org.pl
Główny Instytut Górnictwa – Państwowy Instytut Badawczy (GIG-PIB)	Instytut badawczy z Zakładem Ochrony Wód oraz Zakładem Analiz Środowiskowych; ekspertyzy, studia wykonalności i monitoring hydrogeologiczny dla projektów wykorzystania wód kopalnianych i gospodarki odpadowej (zob. rozdz. 1.2). Plac Gwarków 1, 40-166 Katowice · tel. 32 259 20 00 · gig@gig.eu · gig.eu
Park Naukowo-Technologiczny Euro-Centrum	Organizator Forum Nowej Gospodarki (FNG), na którego materiałach oparty jest niniejszy poradnik; partner Regionalnego Obserwatorium Innowacji w ramach PPO WSL 2030 i regionalny punkt kontaktowy KPK Programów Badawczych UE. Kontakt do kolejnej edycji FNG i zgłoszeń projektów pilotażowych (zob. Zakończenie). ul. Ligocka 103, 40-568 Katowice · tel. 32 205 00 92 · kontakt@euro-centrum.com.pl · euro-centrum.com.pl

B.3. Platformy wymiany wiedzy

Serwisy branżowe i portale informacyjne, w tym źródła cytowane w przypisach niniejszego poradnika, umożliwiające bieżące śledzenie zmian regulacyjnych, naborów i dobrych praktyk sektorowych.

Platforma	Profil i adres
CIRE.pl – Centrum Informacji o Rynku Energii	Codzienny serwis informacyjny o rynku energii, dekarbonizacji, decentralizacji i cyfryzacji polskiej energetyki. cire.pl
PortalKomunalny.pl (wyd. Abrys)	Serwis o gospodarce komunalnej i ochronie środowiska (odpady, wodociągi, energia, samorząd i prawo); redagowany m.in. przez zespoły „Przeglądu Komunalnego” i „Wodociągi-Kanalizacja”. Cytowany wielokrotnie w niniejszym poradniku (zob. przypisy). portalkomunalny.pl
Teraz Środowisko	Serwis informacyjno-branżowy poświęcony ochronie środowiska, gospodarce odpadami i gospodarce wodno-ściekowej. teraz-srodowisko.pl
GramWZielone.pl	Serwis o odnawialnych źródłach energii, w tym pompach ciepła i biogazowniach. Cytowany w niniejszym poradniku (zob. przypisy 7 i 18). gramwzielone.pl
GlobEnergia	Serwis branżowy o odnawialnych źródłach energii i magazynach energii. Cytowany w niniejszym poradniku (zob. przypis 8). globenergia.pl
Magazyn Biomasa / magazynbiomasa.pl	Wydawnictwo poświęcone biogazowi, peletowi i biomasie; organizator konferencji i szkoleń branżowych OZE. Cytowany w niniejszym poradniku (zob. przypis 19). magazynbiomasa.pl
Nowoczesne Ciepłownictwo / Lekcje Ciepła	Czasopismo branżowe i platforma edukacyjna Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie dot. ciepłownictwa systemowego. nowoczesnecieplownictwo.pl · lekcjeciepla.pl
Regionalne Obserwatorium Innowacji / Sieć Regionalnych Obserwatoriów Specjalistycznych (SO RIS) – PPO WSL 2030	Regionalna platforma monitoringu technologii i innowacji województwa śląskiego (w tym SO RIS Energetyka, zob. rozdz. 4.2), prowadzona przez Urząd Marszałkowski Województwa Śląskiego we współpracy z parkami technologicznymi, w tym Euro-Centrum. ris.slaskie.pl
Portal „Fundusze Europejskie dla Śląskiego”	Bieżące nabory, szkolenia, webinaria i punkty informacyjne programu regionalnego 2021–2027. funduszeue.slaskie.pl

Stan na lipiec 2026 r. Dane kontaktowe i zakresy programów poszczególnych instytucji mogą ulec zmianie; w przypadku planowania konkretnego wniosku o dofinansowanie należy każdorazowo zweryfikować aktualne warunki naboru na stronie internetowej właściwej instytucji.