Ciepło niskotemperaturowe

w wysokoparametrowych systemach ciepłowniczych

Uwarunkowania regulacyjne,
metodyka oceny i analiza opłacalności

Uwarunkowania regulacyjne

Metodyka oceny

Analiza opłacalności

Low2HighDH

KAPE

Dofinansowane przez Unię Europejską

Low2High

Ciepło niskotemperaturowe w wysokoparametrowych systemach ciepłowniczych

Uwarunkowania regulacyjne, metodyka oceny i analiza opłacalności

Opracowanie

Zespół ds. Transformacji Ciepłownictwa Krajowej Agencji Poszanowania Energii S.A. w składzie:
Dr hab. inż., prof. uczelni Arkadiusz Węglarz, doradca zarządu ds. gospodarki niskoemisyjnej
Krzysztof Skowroński, doradca zarządu ds. transformacji ciepłownictwa
Wojciech Walicki, Kierownik Projektu
Marek Tobiacelli, Kierownik Zespołu Rozwoju Produktów ESCO/EnPC

Opracowanie graficzne i skład: Remedios Krzysztof Przyborowski

Wydawca

Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
Centrum LIM, Al. Jerozolimskie 65/79, 00-697 Warszawa
www.kape.gov.pl

Wydanie pierwsze. Warszawa 2026. | ISBN: 978-83-978950-4-1

Projekt

Publikacja powstała w ramach projektu LIFE22-CET-Low2HighDH „Opracowanie metodyki integracji odnawialnych źródeł energii niskiej jakości z wysokotemperaturowymi sieciami ciepłowniczymi", współfinansowanego przez Unię Europejską z Programu działań na rzecz środowiska i klimatu (LIFE) na podstawie umowy o dofinansowanie nr 101120865. Projekt realizuje konsorcjum ośmiu partnerów z sześciu państw Unii Europejskiej; koordynatorem jest CREARA Consultores SL (Hiszpania). Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. odpowiada w projekcie za obiekty pilotażowe w Polsce. Więcej informacji: low2highdh.eu.

Materiały źródłowe

Publikacja wykorzystuje doświadczenia zdobyte podczas realizacji projektu LIFE Low2High, obejmujące analizy kilku studiów przypadku opracowanych przez partnerów projektu. Szczegółowe studium przypadku przedstawione w niniejszej publikacji dotyczy systemu ciepłowniczego w Rogoźnie.

Zastrzeżenie

Projekt współfinansowany przez Unię Europejską. Wyrażone poglądy i opinie są jednak wyłącznie poglądami autora (autorów) i niekoniecznie odzwierciedlają poglądy Unii Europejskiej lub CINEA. Ani Unia Europejska, ani organ udzielający dotacji nie mogą być za nie pociągnięte do odpowiedzialności.

Spis treści

1. Wprowadzenie 6
1.1. Cel projektu i cel publikacji 7
1.2. Ciepłownictwo wysokoparametrowe jako punkt wyjścia 8
1.3. Czym jest ciepło „low-grade”? 9
1.4. Główne grupy źródeł low-grade 10
1.5. Dlaczego temat jest istotny dla polskiego ciepłownictwa 11
2. Ramy prawne i nowelizacja prawa energetycznego 13
2.1. Zmiana definicji efektywnego systemu ciepłowniczego 13
2.2. Magazyn ciepła i chłodu w przepisach 16
2.3. Wpływ regulacji na kwalifikowalność i opłacalność inwestycji 17
2.4. Ułatwienia w dochodzeniu do statusu systemu efektywnego 19
2.5. Znaczenie tych zmian dla ciepła low-grade 22
3. Analiza pilotażu i wariantów 24
3.1. Metodyka obliczeniowa 24
3.2. Metodyka analizy ekonomicznej 25
3.3. Pilotaż w Rogoźnie 27
3.4. Charakterystyka operatora istniejącego systemu 27
3.5. Parametry sieci ciepłowniczej i odbiorców 28
3.6. Produkcja ciepła i prognoza zapotrzebowania 28
3.7. Zakres analizowanych wariantów 29
3.8. Wariant bazowy 31
3.9. Wariant Low2High 32
3.10. Wariant porównawczy 37

3.11. Zestawienie wyników wszystkich wariantów 43
3.12. Analiza ekonomiczna 45
3.13. Podsumowanie 48
4. Wnioski i rekomendacje 51
4.1. Wnioski 51
4.2. Rekomendacje dla przedsiębiorstw ciepłowniczych 52
4.3. Warunki po stronie otoczenia regulacyjnego 54
4.4. Znaczenie dla transformacji polskiego ciepłownictwa 55
4.5. Rola projektu LIFE Low2HighDH i Krajowej Agencji Poszanowania Energii . . . 56
Wykaz skrótów 57
Wykaz źródeł 58
Spis tabel 59
Spis rysunków 60
O projekcie LIFE Low2HighDH 61
Przypisy 61

1. Wprowadzenie

Transformacja ciepłownictwa systemowego jest jednym z najtrudniejszych elementów transformacji energetycznej. W odróżnieniu od elektroenergetyki, w której energia może być przesyłana na duże odległości i wprowadzana do wspólnej sieci przez bardzo różne technologie, ciepło pozostaje dobrem lokalnym. Jego użyteczność zależy nie tylko od ilości energii, lecz także od temperatury, odległości pomiędzy źródłem i odbiorcą, przebiegu zapotrzebowania w czasie, parametrów hydraulicznych sieci oraz charakterystyki budynków. Ta lokalność jest jednocześnie ograniczeniem i przewagą. Ograniczeniem, ponieważ nie każde dostępne źródło można łatwo wykorzystać. Przewagą, ponieważ system ciepłowniczy może integrować zasoby, które w innym przypadku pozostałyby niewykorzystane: ciepło odpadowe, ciepło zawarte w wodach kopalnianych i ściekach, ciepło geotermalne, ciepło gruntu, wód powierzchniowych i powietrza, a także energię słoneczną magazynowaną w postaci ciepła.

Znaczenie tego zagadnienia jest duże również z punktu widzenia polityki energetycznej. Ogrzewanie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej odpowiadały w 2024 r. za 77,1% końcowego zużycia energii w gospodarstwach domowych Unii Europejskiej, a udział odnawialnych źródeł energii w całym sektorze ogrzewania i chłodzenia wyniósł w tym samym roku 26,7%. Oznacza to, że pomimo widocznego postępu zdecydowana większość energii cieplnej wciąż pochodzi ze źródeł innych niż odnawialne. Komisja Europejska wskazuje dlatego dekarbonizację ogrzewania i chłodzenia jako warunek osiągnięcia unijnych celów klimatycznych i energetycznych. [1]

W Polsce wyzwanie jest szczególnie wyraźne. Według najnowszego raportu URE „Energetyka cieplna w liczbach 2025" paliwa węglowe nadal odpowiadały za 52,8% energii chemicznej paliw zużywanych do produkcji ciepła przez koncesjonowane przedsiębiorstwa, podczas gdy udział odnawialnych źródeł energii wyniósł 15,7%, a paliw gazowych 17,9%. Jednocześnie koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponowały sieciami o łącznej długości ponad 23 000 km, obejmującymi zarówno sieci łączące źródła ciepła z węzłami cieplnymi, jak i sieci niskoparametrowe – zewnętrzne instalacje odbiorcze. Dane te pokazują podwójny charakter polskiego ciepłownictwa: z jednej strony istnieje rozbudowana infrastruktura, duża baza odbiorców i rozwinięte kompetencje eksploatacyjne, z drugiej – wytwarzanie ciepła pozostaje silnie związane z paliwami kopalnymi oraz z parametrami temperaturowymi ukształtowanymi w poprzednich dekadach.

Projekt LIFE Low2HighDH odpowiada na tak zarysowane napięcie: między rozbudowaną infrastrukturą wysokoparametrową a koniecznością włączenia do niej źródeł o niskiej temperaturze. Jego przedmiotem nie jest budowa całkowicie nowych, niskotemperaturowych sieci od podstaw, lecz opracowanie metod pozwalających wprowadzać źródła niskotemperaturowe i ciepło odpadowe do istniejących systemów wysokoparametrowych. Projekt jest realizowany od października 2023 r. do września 2026 r. przez konsorcjum ośmiu partnerów z sześciu państw Unii Europejskiej i obejmuje wsparcie trzydziestu systemów ciepłowniczych w Polsce, na Litwie i na Słowacji — dziesięciu pilotażowych i dwudziestu replikacyjnych. Zgodnie z umową o dofi-

nansowanie zakładanym rezultatem jest przygotowanie planów inwestycyjnych oraz wykazanie technicznej i finansowej wykonalności transformacji. Według założeń projektu działania te mają uruchomić inwestycje o wartości około 454 mln euro, zastąpić około 1 TWh paliw kopalnych rocznie oraz ograniczyć emisję CO_2 o około 291 tys. ton rocznie.

1.1. Cel projektu i cel publikacji

Podstawowym celem projektu Low2HighDH jest zwiększenie zdolności właścicieli i operatorów wysokoparametrowych systemów ciepłowniczych do wykorzystywania odnawialnych źródeł ciepła o niskiej temperaturze oraz ciepła odpadowego. Wsparcie projektowe obejmuje dobór rozwiązań technicznych, analizę finansową, przygotowanie planów inwestycyjnych i działania zwiększające gotowość wdrożeniową. Pompy ciepła są w tym podejściu traktowane jako technologia umożliwiająca podniesienie temperatury źródła do poziomu wymaganego przez sieć, a jednocześnie jako element łączący sektor ciepłowniczy z elektroenergetyką.

Celem publikacji jest przełożenie założeń projektu na praktyczną metodykę oceny inwestycji w warunkach rzeczywistych systemów ciepłowniczych. Ma to pomóc w przejściu od ogólnego rozpoznania lokalnego źródła ciepła do oceny, czy i w jaki sposób może ono zostać wykorzystane w istniejącym systemie.

Publikacja koncentruje się zatem nie tylko na dostępności zasobu, lecz na całym procesie przygotowania przedsięwzięcia. Obejmuje on charakterystykę istniejącego źródła i sieci, ocenę temperatury, mocy i zmienności źródła *low-grade*, określenie miejsca i sposobu jego włączenia, dobór urządzeń, wyznaczenie sposobu współpracy z istniejącymi kotłami lub kogeneracją oraz symulację pracy instalacji w ciągu roku. W analizach uwzględniane są również zmiany zużycia paliw i energii elektrycznej, struktury produkcji ciepła, emisji oraz wskaźników związanych ze statusem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Metodyka przyjęta w rozdziale 3 opiera się na godzinowych profilach zapotrzebowania i porównaniu pracy poszczególnych źródeł w całym roku, a nie wyłącznie na ich mocach nominalnych.

Istotnym elementem publikacji jest zestawienie wariantu proponowanego przez projekt Low2High z wariantem bazowym oraz rozwiązaniem porównawczym. Pozwala to ocenić, czy większy udział lokalnego ciepła niskotemperaturowego uzasadnia dodatkowe nakłady, bardziej rozbudowaną infrastrukturę i większą złożoność eksploatacyjną. Przykład Rogoźna pokazuje, że wariant zapewniający największe ograniczenie zużycia paliwa i najwyższy udział ciepła odpadowego nie musi jednocześnie osiągać najlepszych wskaźników finansowych. Rozwiązanie prostsze, oparte na wykorzystaniu kogeneracji rozbudowanej o odzysk ciepła odpadowego, może wymagać niższych nakładów i zapewniać szybszy zwrot, podczas gdy wariant Low2High może przynosić większe korzyści środowiskowe i regulacyjne.

Z tego względu publikacja nie traktuje technologii jako odrębnych urządzeń, lecz jako elementy całego układu: od zasobu energetycznego, przez jego pozyskanie i podniesienie temperatu-

ry, po przyłączenie do sieci, współpracę z pozostałymi źródłami i dostawę ciepła odbiorcom. O powodzeniu inwestycji decyduje dopasowanie wszystkich tych elementów. Pompa ciepła o korzystnych parametrach katalogowych nie zapewni dobrego wyniku, jeżeli źródło jest zbyt odległe, jego temperatura lub przepływ są niestabilne, sieć wymaga bardzo wysokich parametrów, a energia elektryczna jest droga lub niedostępna w wymaganej mocy. Analogicznie, źródło o umiarkowanej temperaturze może być atrakcyjne, jeżeli jest stabilne, położone blisko sieci i może pracować przez dużą liczbę godzin w roku.

Publikacja ma również pokazać, że ocena przedsięwzięcia powinna łączyć wyniki techniczne, energetyczne, środowiskowe, regulacyjne i ekonomiczne. Analiza finansowa obejmuje nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacji, zakup i sprzedaż energii, zużycie paliw oraz koszty emisji, a jej uzupełnieniem jest analiza wrażliwości. Pozwala ona wskazać, które założenia mają największy wpływ na wynik projektu i jakie warunki muszą zostać spełnione, aby dany wariant zachował opłacalność.

1.2. Ciepłownictwo wysokoparametrowe jako punkt wyjścia

Większość systemów rozwijanych w Europie Środkowej i Wschodniej powstawała jako duże, scentralizowane układy projektowane do zasilania budynków o wysokim zapotrzebowaniu na ciepło. W raporcie projektu Low2HighDH systemy w Polsce, na Litwie i na Słowacji opisano zasadniczo jako rozwiązania trzeciej generacji, pracujące zwykle przy temperaturach dystrybucji około 70-120°C. Typowa konfiguracja obejmuje duże źródło kogeneracyjne lub kotłowe oraz jednostki szczytowe uruchamiane w okresach wysokiego obciążenia.

Wysoka temperatura zasilania nie jest sama w sobie błędem. Umożliwia dostarczenie dużej mocy przy ograniczonym przepływie, obsługę starszych budynków i instalacji grzejnikowych, przygotowanie ciepłej wody użytkowej oraz zachowanie rezerwy w najzimniejszych godzinach roku. Problem pojawia się wtedy, gdy parametry projektowe stają się barierą dla nowych źródeł. Ciepło dostępne przy temperaturze 10, 20, 40 lub 60°C nie może zostać bezpośrednio wprowadzone do rurociągu zasilającego pracującego przy temperaturze 90-120°C. Im większa różnica pomiędzy temperaturą źródła i temperaturą wymaganą przez sieć, tym większy nakład energii i koszt procesu podniesienia temperatury.

Transformacja nie musi jednak polegać na jednorazowym obniżeniu parametrów całej sieci. Literatura dotycząca przejścia do ciepłownictwa czwartej generacji wskazuje na możliwość równoległego funkcjonowania części systemu o różnych temperaturach, włączania nowych podsieci, wykorzystywania rurociągu powrotnego, poprawy pracy węzłów oraz stopniowego ograniczania wymagań temperaturowych budynków. Redukcja temperatur wymaga równoległych działań w sieci, węzłach i instalacjach odbiorczych: eliminacji błędów temperaturowych, poprawy wymiany ciepła, regulacji hydraulicznej, ograniczania zapotrzebowania budynków i zwiększania powierzchni wymiany ciepła. [2]

Koncepcja Low2High wykorzystuje właśnie tę logikę przejściową. Zamiast zakładać, że niskotemperaturowe źródło będzie czekało na całkowitą przebudowę sieci, analizuje się możliwość jego integracji już w istniejących warunkach. Jednocześnie projekt powinien uwzględniać przyszłe obniżanie temperatur, ponieważ każda redukcja wymaganej temperatury zasilania lub powrotu może poprawić sprawność pompy ciepła, zwiększyć dostępną moc źródła, ograniczyć straty sieciowe i obniżyć koszt jednostkowy ciepła.

1.3. Czym jest ciepło „low-grade”?

Termin „low-grade heat” bywa tłumaczony jako ciepło niskotemperaturowe, ciepło niskopotencjalne albo ciepło niskiej jakości. Żadne z tych określeń nie jest w pełni wystarczające. Temperatura jest najważniejszym parametrem praktycznym, lecz nie wyczerpuje pojęcia jakości energii. Ta sama ilość energii cieplnej dostępna przy 15°C i przy 80°C ma inną zdolność do wykonania użytecznej funkcji. Ponadto ocena zawsze zależy od punktu odniesienia.

W dokumentacji projektu Low2HighDH podkreślono, że literatura nie zawiera jednej, powszechnie przyjętej definicji zasobów low-grade. Raport techniczny proponuje rozumienie ich jako odnawialnych lub kaskadowych źródeł energii dostarczających energię przy relatywnie niskiej temperaturze albo w formie wymagającej dodatkowego przetworzenia, zanim stanie się użyteczna. W odniesieniu do ciepłownictwa najważniejsze jest zatem nie ustalenie jednej granicznej temperatury, lecz stwierdzenie, czy źródło może bezpośrednio spełnić wymagania miejsca wykorzystania.

Definicja robocza przyjęta w publikacji

Ciepło low-grade oznacza energię cieplną dostępną przy temperaturze niższej niż wymagana w punkcie jej wykorzystania, która nie może zostać bezpośrednio dostarczona do sieci lub odbiorcy i wymaga podniesienia temperatury, obniżenia wymagań temperaturowych albo połączenia tych działań.

Definicja ta ma trzy konsekwencje. Po pierwsze, low-grade jest pojęciem względnym: zależy od temperatury źródła i odbiornika. Po drugie, integracja może przebiegać po stronie źródła albo po stronie zapotrzebowania. Można podnieść temperaturę ciepła za pomocą pompy ciepła, ale można również obniżyć temperaturę potrzebną odbiorcom poprzez termomodernizację, modernizację węzłów i instalacji wewnętrznych. Po trzecie, zasób low-grade należy oceniać w skali całego roku. Temperatura, przepływ i dostępna moc często zmieniają się sezonowo, dlatego pojedynczy pomiar nie wystarcza do oceny potencjału.

1.4. Główne grupy źródeł „low-grade”

Źródła low-grade są bardzo zróżnicowane. W pracach projektu grupuje się je w cztery główne kategorie: ciepło otoczenia, czyli naturalne zasoby cieplne obejmujące morza, rzeki, jeziora, wody podziemne, grunt i powietrze; ciepło zawarte w ściekach i pozostałej infrastrukturze komunalnej, w tym w kanalizacji i wodociągach; wody kopalniane; oraz ciepło odpadowe z procesów i urządzeń, obejmujące niskotemperaturowe ciepło odpadowe z przemysłu, a także skraplacze urządzeń chłodniczych w centrach danych, supermarketach, centrach handlowych i obiektach sportowych. W praktyce granice pomiędzy grupami są płynne, lecz podział jest użyteczny, ponieważ każda grupa wiąże się z innym profilem ryzyka, sposobem pozyskania ciepła i modelem współpracy z właścicielem źródła.

1.4.1. Ciepło otoczenia

Powietrze, grunt, wody podziemne i powierzchniowe zawierają ogromne ilości energii cieplnej, lecz zazwyczaj przy niskiej temperaturze. Ich podstawową zaletą jest odnawialność i lokalna dostępność. Ograniczenia zależą od rodzaju zasobu. Powietrze jest dostępne wszędzie, ale jego temperatura spada właśnie wtedy, gdy zapotrzebowanie na ciepło jest najwyższe. Grunt charakteryzuje się większą stabilnością, lecz wymaga odpowiedniej powierzchni, odwiertów i kontroli długookresowego bilansu cieplnego. Wody podziemne i geotermia mogą zapewnić stabilne źródło o korzystniejszej temperaturze, ale wymagają rozpoznania hydrogeologicznego, odpowiednich pozwoleń, materiałów odpornych na skład chemiczny wody oraz rozwiązania kwestii zrzutu lub zatłaczania.

1.4.2. Ciepło ze ścieków oraz infrastruktury komunalnej

Ścieki komunalne mają istotną zaletę: ich przepływ i temperatura są zwykle bardziej stabilne niż parametry powietrza zewnętrznego, a infrastruktura kanalizacyjna przebiega przez obszary zurbanizowane, gdzie istnieje popyt na ciepło. Możliwość odzysku zależy jednak od miejsca instalacji wymiennika, minimalnych przepływów, ryzyka zanieczyszczeń i osadów, wymagań operatora kanalizacji oraz odległości od ciepłowni lub sieci. Rozwiązanie powinno być projektowane tak, aby nie zakłócać procesu oczyszczania ścieków i nie obniżać nadmiernie temperatury medium w punkcie, w którym może to wpływać na proces biologiczny.

1.4.3. Wody kopalniane

Wody kopalniane są szczególnym przypadkiem źródła antropogeniczno-środowiskowego. W regionach pogórniczych ich odpompowywanie może być konieczne niezależnie od wykorzystania energetycznego. Powstaje więc możliwość połączenia kosztu utrzymania bezpieczeństwa wodnego z produkcją ciepła. Kluczowe parametry to temperatura i przepływ wody, ich zmienność, jakość chemiczna, niezawodność systemu odwadniania, lokalizacja szybu lub wypływu oraz możliwość długoterminowego zagwarantowania dostępu do zasobu. Wykorzystanie wód

kopalnianych może tworzyć nową funkcję gospodarczą dla infrastruktury terenów poeksploatacyjnych, lecz wymaga jasnego podziału odpowiedzialności pomiędzy właścicielem zasobu, operatorem odwadniania i przedsiębiorstwem ciepłowniczym.

1.4.4. Ciepło odpadowe z procesów i urządzeń

Ciepło odpadowe powstaje w zakładach przemysłowych, centrach danych, instalacjach chłodniczych, oczyszczalniach, obiektach handlowych i wielu innych procesach. Z punktu widzenia systemu ciepłowniczego może być szczególnie atrakcyjne, ponieważ jest już produktem ubocznym istniejącej działalności. Nie oznacza to jednak, że jest darmowe. Konieczne są wymienniki, rurociągi, układy rezerwowe, automatyka, pomiary i umowy określające dostępność, cenę, odpowiedzialność oraz skutki przestojów źródła. Ryzyko biznesowe jest istotne: okres ekonomicznego życia sieci ciepłowniczej może być dłuższy niż horyzont działalności zakładu dostarczającego ciepło odpadowe.

1.5. Dlaczego temat jest istotny dla polskiego ciepłownictwa

Polskie ciepłownictwo stoi równocześnie przed koniecznością ograniczenia emisji, wymiany starzejących się aktywów, dostosowania do nowych kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego oraz utrzymania akceptowalnych cen dla odbiorców. Wysoki udział węgla oznacza ekspozycję na koszty emisji i ryzyko regulacyjne. Zastępowanie węgla wyłącznie gazem może obniżyć emisje lokalne i częściowo emisje CO_2, lecz nie rozwiązuje problemu długoterminowej neutralności klimatycznej ani zależności od cen paliw. Z kolei pełna elektryfikacja za pomocą kotłów elektrodowych lub oporowych może być przydatna jako źródło elastyczne, ale nie wykorzystuje lokalnej energii środowiskowej i wytwarza w przybliżeniu jedną jednostkę ciepła z jednej jednostki energii elektrycznej. Pompy ciepła pozwalają natomiast zwielokrotnić użyteczną produkcję ciepła dzięki poborowi energii z otoczenia lub strumienia odpadowego.

Integracja źródeł low-grade ma także wymiar bezpieczeństwa i rozwoju lokalnego. Wykorzystuje zasoby, których nie można łatwo eksportować i które są mniej podatne na międzynarodowe kryzysy paliwowe. Inwestycje tworzą zapotrzebowanie na lokalne prace projektowe, budowlane i serwisowe, a w przypadku wód kopalnianych lub infrastruktury komunalnej mogą nadawać istniejącym aktywom nowe funkcje. Dla samorządu oznacza to możliwość powiązania polityki ciepłowniczej z gospodarką wodno-ściekową, rewitalizacją terenów pogórniczych, planowaniem przestrzennym i poprawą jakości powietrza.

Nie należy jednak przedstawiać źródeł niskotemperaturowych jako rozwiązania automatycznie tańszego. Wysokie nakłady początkowe, koszt energii elektrycznej, ograniczenia przyłączeniowe, wysoka temperatura sieci i ryzyko niewykorzystania mocy mogą pogorszyć wyniki ekonomiczne. Szczególnie ważny jest sposób pracy w ciągu roku. Instalacja projektowana wyłącznie na kilka najzimniejszych dni może mieć niski stopień wykorzystania, podczas gdy układ pokrywający

obciążenie podstawowe przy umiarkowanej mocy może osiągnąć lepszy wynik finansowy. Stąd konieczność porównania wariantów inwestycyjnych oraz analizy wrażliwości.

Koncepcja Low2High jest więc istotna nie dlatego, że proponuje jedną technologię dla całego sektora, lecz dlatego, że tworzy ramy do oceny lokalnych możliwości. Transformacja ciepłownictwa będzie zbiorem wielu projektów o różnej skali, wspólnym mianownikiem jest konieczność dopasowania jakości źródła do jakości wymaganej przez sieć i odbiorców. O tym, czy takie dopasowanie zostanie uznane za wystarczające, rozstrzygają jednak nie parametry techniczne, lecz kryteria zapisane w przepisach — i to one, wraz z opublikowanym w 2026 r. projektem Strategii Transformacji Ciepłownictwa, wyznaczają dziś ramy każdej decyzji inwestycyjnej w tym sektorze. Poświęcony jest im kolejny rozdział.

2. Ramy prawne i nowelizacja prawa energetycznego

Ramy prawne ciepłownictwa systemowego przestały być tłem decyzji inwestycyjnych i stały się jednym z ich głównych parametrów. Dla przedsięwzięć wykorzystujących ciepło low-grade ma to znaczenie szczególne, ponieważ przepisy rozstrzygają nie tylko o tym, czy dane rozwiązanie jest dopuszczalne, lecz także o tym, czy strumień ciepła w ogóle zostanie zaliczony do wielkości, od których zależy pozycja regulacyjna przedsiębiorstwa i jego dostęp do finansowania. Rozdział opisuje cztery obszary tych ram — definicję efektywnego systemu ciepłowniczego, status magazynu ciepła, mechanizmy przekładające regulację na rachunek ekonomiczny oraz ścieżki dochodzenia do statusu systemu efektywnego — a następnie zestawia je z przedmiotem publikacji. Przy przepisach jeszcze nieuchwalonych każdorazowo wskazano, że chodzi o projekt, wraz z jego datą.

2.1. Zmiana definicji efektywnego systemu ciepłowniczego

Obowiązująca definicja zawarta jest w art. 7b ust. 4 ustawy — Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r. poz. 43, ze zm.). System jest efektywny energetycznie, jeżeli do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się w nim co najmniej w 50% energię z odnawialnych źródeł energii, w 50% ciepło odpadowe, w 75% ciepło pochodzące z kogeneracji albo w 50% połączenie tych trzech kategorii. Konstrukcja jest alternatywna: wystarczy spełnić jedno z czterech kryteriów. Dla polskiego sektora, w którym kogeneracja odpowiada za znaczną część produkcji, kryterium kogeneracyjne było dotąd ścieżką najczęściej wykorzystywaną — i to ono decyduje o tym, że część systemów posiada status efektywny bez istotnego udziału źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego.

Projekt ustawy o zmianie ustawy — Prawo energetyczne z dnia 15 maja 2026 r., wdrażający dyrektywę 2023/1791 w sprawie efektywności energetycznej, zastępuje jednorazowe kryterium trajektorią progów rosnących w kolejnych horyzontach czasowych. Zmienia się przy tym sama nazwa instytucji: projekt skreśla w przepisach wyraz „energetycznie", pozostawiając „efektywny system ciepłowniczy lub chłodniczy". Poniższe zestawienie odtwarza projektowane brzmienie art. 7b ust. 4 (projekt, stan na 15 maja 2026 r.).

Tabela 2-1 Kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego w kolejnych horyzontach czasowych

Okres	Progi alternatywne — co najmniej
do 31 grudnia 2027 r.	50% OZE albo 50% ciepła odpadowego, albo 75% ciepła z kogeneracji, albo 50% ich połączenia
od 1 stycznia 2028 r.	50% OZE albo 50% ciepła odpadowego, albo 50% OZE i ciepła odpadowego łącznie, albo 80% ciepła z wysokosprawnej kogeneracji, albo 50% połączenia, w którym udział OZE wynosi co najmniej 5%

Okres	Progi alternatywne — co najmniej
od 1 stycznia 2035 r.	50% OZE albo 50% ciepła odpadowego, albo 50% OZE i ciepła odpadowego łącznie, albo 80% połączenia OZE, ciepła odpadowego i ciepła z wysokosprawnej kogeneracji, przy udziale OZE lub ciepła odpadowego co najmniej 35%
od 1 stycznia 2040 r.	75% OZE albo 75% ciepła odpadowego, albo 75% OZE i ciepła odpadowego łącznie, albo 95% połączenia, przy udziale OZE lub ciepła odpadowego co najmniej 35%
od 1 stycznia 2045 r.	75% OZE albo 75% ciepła odpadowego, albo 75% ich połączenia
od 1 stycznia 2050 r.	100% OZE albo 100% ciepła odpadowego, albo 100% ich połączenia

Trzy elementy tej konstrukcji zmieniają logikę planowania inwestycji.

Po pierwsze, kogeneracja przestaje być ścieżką samodzielną. Od 2028 r. kryterium kogeneracyjne dotyczy wyłącznie wysokosprawnej kogeneracji i wymaga 80% udziału, a od 2035 r. znika jako kryterium odrębne — pozostaje wyłącznie jako składnik połączenia, w którym udział energii z odnawialnych źródeł lub ciepła odpadowego musi wynosić co najmniej 35%. Po 2045 r. kogeneracja nie występuje w kryteriach w ogóle. Przedsiębiorstwo, które dziś domyka status wyłącznie kogeneracją, ma zatem wyznaczony horyzont, w którym musi wprowadzić do rachunku strumienie odnawialne lub odpadowe.

Po drugie, projekt dopuszcza alternatywę emisyjną. Zgodnie z projektowanym art. 7b ust. 4c przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła może wystąpić do ministra właściwego do spraw energii o zastosowanie — zamiast progów udziałowych — kryterium maksymalnej emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła dostarczoną odbiorcom: do 100 kg/MWh od 2035 r., do 50 kg/MWh od 2045 r. i 0 kg/MWh od 2050 r. Wniosek składa się nie później niż dwanaście miesięcy przed rozpoczęciem danego okresu, a wybrane kryterium stosuje się przez cały ten okres. Uzasadnienie projektu odnotowuje, że limit oparty na emisji jest co do zasady trudniejszy do spełnienia — jest to więc ścieżka dla systemów o wyraźnie zaawansowanej dekarbonizacji, nie sposób odroczenia wymagań.

Alternatywa emisyjna ma swoje źródło w art. 26 ust. 2 dyrektywy 2023/1791, który wyznacza pełną trajektorię emisji gazów cieplarnianych: do 200 g ekwiwalentu CO_2/kWh do końca 2025 r., 150 g od 2026 r., 100 g od 2035 r., 50 g od 2045 r. i 0 g od 2050 r., mierzoną na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom — jako jedyne z kryteriów premiuje więc także ograniczanie strat sieciowych. Projekt krajowy przewiduje tę ścieżkę dopiero od 2035 r., co nie jest luką transpozycji, lecz konsekwencją mechanizmu notyfikacyjnego z art. 26 ust. 3 dyrektywy: wybór kryterium emisyjnego dla danego okresu wymaga powiadomienia Komisji co najmniej sześć miesięcy przed jego rozpoczęciem, a okno dla okresu rozpoczynającego się 1 stycznia 2026 r. zamknęło

się z początkiem lipca 2025 r.; najbliższe otwiera się przed okresem od 2035 r. Projektowany art. 7b ust. 4e odzwierciedla ten mechanizm, przewidując przekazywanie Komisji wykazu przedsiębiorstw stosujących kryterium emisyjne co najmniej sześć miesięcy przed rozpoczęciem okresu.

Po trzecie — i z punktu widzenia tej publikacji najważniejsze — projekt przesądza sposób zaliczania ciepła z pomp ciepła. Zgodnie z projektowanym art. 7b ust. 4b za energię z odnawialnych źródeł uznaje się cały strumień ciepła wytworzony przez pompę ciepła wykorzystującą energię odnawialną, a w przypadku zagospodarowania ciepła odpadowego w instalacji z pompą ciepła — całość ciepła wytworzonego w tej instalacji, pod warunkiem że dokumentacja producenta potwierdza w dniu przyjęcia protokołu odbioru instalacji spełnienie kryterium minimalnego szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczanego zgodnie z art. 116 ust. 1b ustawy o odnawialnych źródłach energii. Kwalifikowany jest więc efekt użyteczny, a nie sama energia pobrana z dolnego źródła.

Reguła ta ma umocowanie w samej dyrektywie o efektywności energetycznej: zgodnie z jej motywem 107 do celów obliczania udziału energii ze źródeł odnawialnych w sieci ciepłowniczej ciepło w całości pochodzące z pompy ciepła i trafiające do sieci powinno być rozliczane jako energia ze źródeł odnawialnych, pod warunkiem że pompa ciepła spełnia w momencie instalacji minimalne warunki efektywności określone w załączniku VII do dyrektywy 2018/2001. Z dyrektywy 2018/2001 pochodzi zatem warunek sprawności, a nie sama zasada zaliczania całego strumienia. Sposób obliczania energii odnawialnej wychwyconej przez pompy ciepła określa art. 116 ust. 1a i 1b ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2026 r. poz. 68, ze zm.), wdrażający dyrektywę 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą 2023/2413. Warto zwrócić uwagę na różnicę, która w praktyce bywa źródłem nieporozumień: na potrzeby obowiązku zakupu ciepła, o którym mowa w dalszej części rozdziału, za energię odnawialną uznaje się wyłącznie część strumienia obliczoną według wzoru uwzględniającego sezonowy współczynnik wydajności, natomiast na potrzeby kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego projektowany przepis zalicza cały strumień. Są to dwie odrębne reguły, stosowane do dwóch różnych celów prawnych. Wielkości obliczone na potrzeby jednego z nich nie mogą być używane zamiennie na potrzeby drugiego, a w zestawieniach wyników trzeba za każdym razem wskazać, którą regułę zastosowano.

Ta sama dyrektywa wyznacza ścieżkę wzrostu udziału energii odnawialnej. Zgodnie z jej art. 23 ust. 1 każde państwo członkowskie zwiększa udział energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia o co najmniej 0,8 punktu procentowego jako roczną średnią dla lat 2021–2025 i o co najmniej 1,1 punktu procentowego dla lat 2026–2030, przy czym na poczet tego wzrostu można zaliczyć ciepło odpadowe i chłód odpadowy do wysokości 0,4 punktu procentowego. Zaliczenie to nie jest neutralne: skorzystanie z niego podwyższa sam wymagany wzrost o połowę wykorzystanych punktów procentowych (do górnych granic 1,0 punktu w latach 2021–2025 i 1,3 punktu w latach 2026–2030), a niezależnie od wielkości wiążących każde państwo członkowskie dąży do dodatkowych orientacyjnych podwyżek określonych w załączniku Ia do dyrektywy — dla Polski 0,8 punktu procentowego rocznie w latach 2021–2025 i 0,5 punktu w latach 2026–2030. Dla sa-

mego ciepłownictwa systemowego art. 24 ust. 4 wyznacza cel orientacyjny — dążenie do wzrostu udziału energii odnawialnej oraz ciepła i chłodu odpadowego o około 2,2 punktu procentowego rocznie w latach 2021–2030. Termin transpozycji dyrektywy upłynął 21 maja 2025 r.; zasadnicza część przepisów ciepłowniczych ma zostać wdrożona odrębnym projektem nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii, skierowanym do konsultacji publicznych w maju 2026 r. Kierunek jest zatem przesądzony, a szczegółowe brzmienie przepisów krajowych — jeszcze nie.

Skala zadania wynika z punktu wyjścia. Projekt Strategii Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r. podaje, że systemy efektywne stanowią obecnie około 22% wszystkich systemów w kraju[3]. Oznacza to, że dla większości systemów pytanie nie brzmi, jak utrzymać status, lecz jak go osiągnąć — i to według kryteriów, które w horyzoncie realizacji typowej inwestycji będą już zaostrzone. Inwestycja przygotowywana w 2026 r., oddawana do użytku w 2028 lub 2029 r. i eksploatowana przez dwie dekady, przechodzi przez trzy kolejne progi. Projektowanie pod kryterium obowiązujące w dniu podejmowania decyzji jest zatem projektowaniem pod warunek, który wygaśnie w trakcie amortyzacji majątku.

2.2. Magazyn ciepła i chłodu w przepisach

Do lipca 2026 r. polskie prawo energetyczne nie posługiwało się pojęciem magazynu ciepła. Definicja magazynu energii obejmowała instalacje umożliwiające magazynowanie energii, w tym magazyn energii elektrycznej, bez wyraźnego odniesienia do ciepła i chłodu.

Zmieniła to ustawa z dnia 11 czerwca 2026 r. o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki (Dz. U. z 2026 r. poz. 900), która weszła w życie 21 lipca 2026 r. Dodany art. 3 pkt 10kb ustawy — Prawo energetyczne stanowi, że magazyn ciepła lub magazyn chłodu to instalacja umożliwiająca magazynowanie ciepła lub chłodu w postaci energii cieplnej w celu późniejszego wprowadzenia jej do sieci ciepłowniczej lub chłodniczej. Równocześnie rozszerzono ogólną definicję magazynu energii, tak aby wprost obejmowała magazyn ciepła i magazyn chłodu. Warto odnotować, że definicja weszła do porządku prawnego ustawą deregulacyjną, a nie ustawą transponującą dyrektywę o efektywności energetycznej — dwa nurty legislacyjne dotyczące tego samego sektora biegły w 2026 r. równolegle.

Konsekwencje definicji sięgają dalej niż terminologia. Ta sama ustawa zmienia art. 45 ust. 1 pkt 1b ustawy — Prawo energetyczne, obejmując kosztami uzasadnionymi kalkulacji taryf działalność w zakresie wytwarzania, przetwarzania, przesyłania, dystrybucji i obrotu ciepłem, jego magazynowania oraz zagospodarowania ciepła odpadowego; przepis w nowym brzmieniu wchodzi w życie po upływie osiemnastu miesięcy od ogłoszenia. Dodawany art. 45 ust. 1la nakazuje przy ustalaniu uzasadnionego zwrotu z kapitału uwzględniać poziom ryzyka technicznego i ekonomicznego właściwego dla poszczególnych rodzajów infrastruktury, w tym instalacji magazynowania ciepła. Magazyn przestaje więc być z punktu widzenia regulacji urządzeniem pomocniczym o niejasnym statusie kosztowym, a staje się rodzajem infrastruktury o własnym profilu ryzyka.

Definicja nie przesądza jednak wszystkiego — i to również jest ustalenie istotne dla praktyki. Magazyn nie jest odrębnie zaliczany w kryteriach efektywnego systemu ciepłowniczego, ponieważ te odnoszą się do wytwarzania ciepła, a nie do jego przechowywania. Wpływ magazynu na status systemu jest zatem pośredni: magazyn pozwala zwiększyć liczbę godzin pracy źródeł kwalifikowanych i ograniczyć pracę źródeł szczytowych, przez co podnosi udział ciepła zaliczanego do licznika kryterium. Jest to zależność techniczna, którą regulacja honoruje wynikowo, a nie wprost.

Dla źródeł low-grade ma to znaczenie praktyczne. Strumienie, którymi zajmuje się ta publikacja — ciepło odpadowe procesów pracujących okresowo, ciepło ze ścieków i infrastruktury komunalnej, energia otoczenia — rzadko są dostępne wtedy, kiedy zapotrzebowanie jest najwyższe. Doświadczenia projektowe wskazują, że przy źródłach o pracy nieciągłej magazyn ciepła jest elementem bardzo często koniecznym, ponieważ odpowiada na niedopasowanie profilu dostępności do profilu odbioru, a nie na niedopasowanie temperatur. Definicja prawna nadaje ramy temu, co i tak jest warunkiem wykorzystania tych źródeł; przesądza natomiast o tym, w jakiej pozycji rachunku taryfowego magazyn się znajdzie.

Instrumenty wsparcia idą w tym samym kierunku, choć ostrożniej. Projekt programu priorytetowego Fundusz Transformacji Ciepłownictwa przewiduje kwalifikowalność budowy magazynów ciepła, lecz wyłącznie jako przedsięwzięcia fakultatywnego i pod warunkiem zintegrowania magazynu ze źródłem ciepła realizowanym w ramach tego samego przedsięwzięcia[4]. Magazyn nie jest więc traktowany jako inwestycja samodzielna, tylko jako element układu.

2.3. Wpływ regulacji na kwalifikowalność i opłacalność inwestycji

Status efektywnego systemu ciepłowniczego działa jak brama, przez którą przechodzą trzy odrębne strumienie skutków.

Pierwszy dotyczy trwałości bazy odbiorców. Zgodnie z art. 7b ust. 1 ustawy — Prawo energetyczne podmiot dysponujący obiektem nieprzyłączonym do sieci ciepłowniczej ani niewyposażonym w indywidualne źródło ciepła, położonym na terenie, na którym istnieją techniczne warunki dostarczania ciepła, przyłącza obiekt do sieci, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia. Obowiązek ten nie ma zastosowania, jeżeli planowane jest indywidualne źródło o współczynniku nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8, wytwarzające nie mniej niż 60% ciepła z odnawialnych źródeł. Symetrycznie art. 7b ust. 3e pozwala odłączyć się od sieci, która nie jest elementem systemu efektywnego, w celu samodzielnego wytwarzania ciepła w źródle spełniającym te same warunki. Utrata statusu nie jest zatem wyłącznie kwestią wizerunkową ani sprawozdawczą — otwiera odbiorcom drogę wyjścia z systemu, a każde odejście odbiorcy pogarsza gęstość sprzedaży i rachunek pozostałych.

Drugi strumień to taryfy. Zgodnie z § 11 ust. 1 rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. poz. 718, ze zm.) ceny i stawki opłat ustala się na podstawie planowanych kosztów uzasadnionych działalności, kosztów modernizacji i rozwoju oraz uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego. Artykuł 45 ust. 1 pkt 1b ustawy — Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym, przewiduje przy tym, że dla działalności w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzających ciepło oraz instalacji zagospodarowujących ciepło odpadowe zwrot z kapitału zaangażowanego jest nie mniejszy niż 7%. Jest to jedyna kategoria inwestycji ciepłowniczych objęta ustawową gwarancją minimalnego poziomu zwrotu — i dotyczy dokładnie tych aktywów, którymi zajmuje się ta publikacja. Odrębną ścieżką pozostaje uproszczony sposób kalkulacji taryf dla źródeł kogeneracyjnych, przewidziany w § 13 rozporządzenia jako uprawnienie, a nie obowiązek, przy czym okres stosowania taryfy skalkulowanej w ten sposób wynosi rok od dnia wprowadzenia jej do stosowania.

Zestawienie tych przepisów prowadzi do obserwacji, którą doświadczenia z pracy nad programami inwestycyjnymi potwierdzają bardzo często: metodyka taryfowa rozstrzyga o zdolności transformacyjnej przedsiębiorstwa co najmniej tak silnie jak katalog dostępnych technologii. Program transformacji planuje się na piętnaście do dwudziestu lat, a warunki jego finansowania rozstrzygają się w cyklu rocznym. Przedsiębiorstwo, które potrafi wykazać kwalifikowalność nakładów i przewidywalny zwrot w wieloletnim horyzoncie, jest w stanie sfinansować rozwiązanie droższe inwestycyjnie; przedsiębiorstwo, które musi domykać rachunek w każdym kolejnym roku taryfowym, wybierze rozwiązanie o krótszym okresie zwrotu, niezależnie od jego wartości długoterminowej. Różnica między wariantami inwestycyjnymi bywa w tym ujęciu mniejsza niż różnica między ramami, w których się je rozlicza.

Trzeci strumień to koszty emisji. Duże źródła sektora ponoszą je w istniejącym systemie handlu uprawnieniami. Odrębny system obejmujący paliwa wykorzystywane w budynkach, transporcie drogowym i dodatkowych sektorach, ustanowiony rozdziałem IVa dyrektywy 2003/87/WE w brzmieniu nadanym dyrektywą 2023/959, miał zostać uruchomiony w 2027 r. Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2026/667 z dnia 11 marca 2026 r., zmieniającym rozporządzenie (UE) 2021/1119 w odniesieniu do ustanowienia unijnego pośredniego celu klimatycznego na 2040 r., uruchomienie to zostało przesunięte do 2028 r.[5] Mechanizm działa kierunkowo w obie strony: podnosi koszt ciepła wytwarzanego z paliw kopalnych niezależnie od skali źródła, a jednocześnie — w miarę dekarbonizacji ciepła sieciowego — może poprawiać jego pozycję wobec ogrzewania indywidualnego opartego na paliwach kopalnych. Warto przy tym odnotować, czym mechanizm stabilizacyjny nie jest: przekroczenie średniej ceny aukcyjnej 45 EUR za tonę ekwiwalentu CO_2 w cenach z 2020 r., korygowanej o inflację, przez dwa kolejne miesiące uruchamia uwolnienie uprawnień z rezerwy stabilności rynkowej, lecz nie stanowi pułapu ceny[6]. Analizy wrażliwości oparte na założeniu górnego ograniczenia kosztu emisji przyjmują zatem warunek, którego przepisy nie gwarantują.

Instrumenty wsparcia domykają ten obraz. Projekt programu priorytetowego Fundusz Transformacji Ciepłownictwa, poddany konsultacjom publicznym w lipcu 2026 r., przewiduje budżet 3 mld zł, dotacje do 50% kosztów kwalifikowanych i pożyczki do 200 mln zł na okres do dwudziestu lat; beneficjentami mają być przedsiębiorstwa posiadające koncesję w danej sieci oraz spółki celowe z ich większościowym udziałem[7]. Dla przedmiotu tej publikacji rozstrzygające jest jednak nie kryterium finansowe, lecz kryterium jakościowe odnoszące się do statusu systemu efektywnego: projekt programu przewiduje, że wniosek, którego przedsięwzięcie nie przyczynia się do zwiększenia udziału ciepła kontrybuującego do osiągnięcia tego statusu, podlega odrzuceniu. Na dzień sporządzenia rozdziału program pozostaje projektem po konsultacjach; nie został ustanowiony ani nie ogłoszono naboru. Jest to przy tym przykład instrumentu, a nie jedyne źródło finansowania przedsięwzięć tego rodzaju. Podobnie Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r. pozostaje projektem uchwały Rady Ministrów, z planowanym przyjęciem w pierwszym kwartale 2027 r.[8] Przedsięwzięcia przygotowywane dziś muszą więc być odporne na to, że szczegółowe parametry wsparcia są jeszcze nieustalone, podczas gdy kierunek wymagań jest już przesądzony.

2.4. Ułatwienia w dochodzeniu do statusu systemu efektywnego

Zaostrzanie kryteriów jest w projektowanych przepisach równoważone ścieżkami dojścia — nie w postaci odroczenia progów, lecz w postaci sformalizowanego procesu.

Ścieżką podstawową jest plan przewidziany w projektowanym art. 16 ust. 8d–8j. Przedsiębiorstwo zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła o mocy zamówionej przez odbiorców przekraczającej 5 MW, którego system nie spełnia kryteriów efektywnego systemu, uzupełnia plan rozwoju o część określającą przedsięwzięcia niezbędne do ich spełnienia. Część ta obejmuje co najmniej: przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy nowych źródeł ciepła, w tym instalacji odnawialnego źródła energii; konwersję źródeł na jednostki kogeneracji; informacje dotyczące efektywności energetycznej systemu oraz możliwości obniżenia temperatury zasilania w sieci ciepłowniczej; przewidywany sposób finansowania; harmonogram realizacji. Plan przedkłada się do uzgodnienia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki nie rzadziej niż co pięć lat, w terminie do 31 marca, a uznaje się go za uzgodniony, jeżeli Prezes URE nie odmówi uzgodnienia w terminie dziewięćdziesięciu dni. Wytwórcy przyłączeni do danej sieci przekazują operatorowi informacje niezbędne do sporządzenia planu w terminie trzydziestu dni. Zgodnie z przepisami przejściowymi projektu część tę sporządza się po raz pierwszy w terminie trzech miesięcy od wejścia ustawy w życie. Warto przy tym odnotować różnicę miary: dyrektywa 2023/1791 wyznacza próg 5 MW całkowitą mocą wyprodukowanych ciepła i chłodu (zalecenie Komisji wskazuje na moc zainstalowaną jednostek wytwórczych), a projekt — mocą zamówioną przez odbiorców; dla systemu w Rogoźnie różnica nie ma znaczenia, dla zakresu podmiotowego obowiązku w skali kraju może mieć.

Zwraca uwagę pozycja trzecia tego katalogu. Ustawodawca umieszcza możliwość obniżenia temperatury zasilania wśród obowiązkowych elementów planu dojścia do statusu systemu efektywnego — a więc czyni z parametru czysto technicznego element dokumentu uzgadnianego z regulatorem. Dla systemów rozważających włączenie źródeł niskotemperaturowych jest to zmiana o realnym znaczeniu: analiza, która dotąd bywała podejmowana wyłącznie z inicjatywy przedsiębiorstwa, staje się wymaganym składnikiem planowania.

Ścieżką drugą jest szczególna reguła dla inwestycji nowych. Projektowany art. 7b ust. 4a przewiduje, że przy budowie systemu albo znacznej modernizacji jednostek go zaopatrujących system uznaje się za efektywny, jeżeli spełnia kryteria w dniu rozpoczęcia dostarczania ciepła po zakończeniu inwestycji, nie nastąpił wzrost wykorzystania paliw kopalnych innych niż gaz ziemny w istniejącym źródle w porównaniu ze średnią z trzech poprzednich lat pełnej eksploatacji, a żadna nowa jednostka wytwórcza nie wykorzystuje paliw kopalnych — z wyjątkiem jednostek zasilanych gazem ziemnym, których budowa lub znaczna modernizacja zakończy się do 31 grudnia 2030 r. Data ta wyznacza granicę, po której gaz przestaje być rozwiązaniem otwierającym drogę do statusu systemu efektywnego.

Ścieżką trzecią jest wspomniane wyżej kryterium emisyjne, dostępne na wniosek i wiążące przez cały wybrany okres.

Odrębnym mechanizmem, który dla ciepła odpadowego działa jak przymus rozpoznania, są obowiązkowe analizy kosztów i korzyści. Projektowany art. 10a ust. 1 obejmuje nimi budowę lub znaczną modernizację instalacji cieplnych o średniej rocznej całkowitej mocy nominalnej cieplnej powyżej 10 MW, instalacji przemysłowych powyżej 8 MW, obiektów infrastruktury usługowej — wymieniając wprost oczyszczalnie ścieków — powyżej 7 MW oraz ośrodków przetwarzania danych powyżej 1 MW. Projektowany art. 10b ust. 5c idzie dalej: podmiot planujący budowę lub znaczną modernizację ośrodka przetwarzania danych o mocy przekraczającej 1 MW jest obowiązany korzystać z ciepła odpadowego na własne potrzeby albo udostępniać je lub sprzedawać odbiorcom, chyba że analiza wykaże, iż nie jest to technicznie lub ekonomicznie wykonalne. Wyniki analiz przekazuje się gminie i ministrowi właściwemu do spraw energii, a gmina publikuje je i uwzględnia przy przygotowaniu planów zaopatrzenia. Powstaje w ten sposób obieg informacji o dostępnych strumieniach, którego dotąd nie było.

Planowanie gminne zmienia w projekcie charakter. Uchylany jest art. 19, a wraz z nim instytucja założeń do planu zaopatrzenia; obowiązkowy staje się plan zaopatrzenia sporządzany co najmniej na piętnaście lat i aktualizowany co najmniej raz na trzy lata, obejmujący między innymi plan działań w zakresie wykorzystania niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych, wysokosprawnej kogeneracji, odzyskiwania ciepła odpadowego i chłodu odpadowego oraz energii z odnawialnych źródeł energii. W gminach liczących ponad 45 000 mieszkańców plan zawiera dodatkowo odrębną część dotyczącą ogrzewania i chłodzenia. Doświadczenia z dotychczasowej praktyki planowania lokalnego skłaniają do ostrożności w ocenie skutków: o wartości takiego dokumentu decyduje nie jego zakres przedmiotowy, lecz to, czy proces jego sporządzania fak-

tycznie zbiera przy jednym stole właścicieli źródeł, sieci i strumieni odpadowych. Ta sama litera przepisu daje bardzo różne wyniki w zależności od tego, jak jest egzekwowana.

Odrębną kwestią pozostaje wprowadzanie ciepła do sieci przez podmiot zewnętrzny. Reguluje ją nie Prawo energetyczne, lecz art. 116 ustawy o odnawialnych źródłach energii — i są to przepisy obowiązujące, nie projektowane. Prawo krajowe przewiduje obowiązek zakupu ciepła wytworzonego w przyłączonych do danej sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła odpadowego w rozumieniu art. 3 pkt 20i Prawa energetycznego oraz — od 21 lipca 2026 r., na mocy przywołanej wyżej ustawy deregulacyjnej — ciepła wytworzonego w kotłach elektrycznych konwertujących na ciepło energię elektryczną z odnawialnych źródeł. Nie jest to jednak bezwarunkowe prawo dostępu do sieci, a poszczególne ograniczenia leżą w różnych aktach. Sama ustawa ogranicza obowiązek do ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych danego przedsiębiorstwa. Warunki techniczne zakupu oraz warunek cenowy określa rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 15 lipca 2024 r. w sprawie obowiązku zakupu ciepła lub chłodu oraz ciepła odpadowego oraz sposobu załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej (Dz. U. poz. 1084): obowiązek zakupu jest realizowany, jeżeli oferowana cena nie przekracza średniorocznej ceny ciepła z pozostałych, nieodnawialnych źródeł przyłączonych do tej samej sieci w roku poprzednim, powiększonej o wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych. Przestrzeganie warunków technicznych kontroluje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Rozporządzenie to zachowuje moc nie dłużej niż do 21 lipca 2027 r.; nowe wyda minister właściwy do spraw energii. Ustawa przewiduje ponadto obowiązek wyrażenia zgody na przyłączenie takiej instalacji, a w razie odmowy — poinformowania ubiegającego się o warunkach, które należy spełnić, aby przyłączenie umożliwić.

Dyrektywa ujmuje tę materię inaczej i również nie ustanawia ogólnego, bezwarunkowego prawa dostępu. Artykuł 24 dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą 2023/2413 wymaga, aby operatorzy systemów o mocy powyżej 25 MW byli zachęcani do przyłączania dostawców zewnętrznych albo do oferowania im przyłączenia i zakupu ciepła — w określonych sytuacjach, to jest wtedy, gdy operator musi zaspokoić zapotrzebowanie nowych odbiorców, zastąpić istniejące zdolności wytwórcze albo je rozszerzyć. Dyrektywa wymienia zarazem podstawy odmowy: brak wystarczającej przepustowości, niespełnienie parametrów technicznych niezbędnych do bezpiecznej pracy systemu, nadmierny wzrost kosztów ponoszonych przez odbiorców końcowych oraz posiadanie przez system statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Obie konstrukcje różnią się zatem charakterem: krajowa operuje obowiązkiem zakupu obwarowanym warunkami, unijna — zachętą obwarowaną przesłankami odmowy.

Zakres obowiązku krajowego ma przy tym granicę, która dla planowania transformacji jest istotna. Zgodnie z art. 116 ust. 2b ustawy o odnawialnych źródłach energii obowiązki zakupu i wyrażenia zgody na przyłączenie nie obejmują przedsiębiorstw działających w obszarze sieci będącej elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub 2 Prawa energetycznego. Osiągnięcie statusu efektywnego systemu nie zamyka możliwości przyłączania zewnętrznych źródeł, lecz wyłącza szczególny ustawowy obowiązek zakupu

i przyłączenia; przyłączenie i odbiór ciepła pozostają dopuszczalne na zasadach umownych. W praktyce może to jednak osłabiać pozycję negocjacyjną dostawcy zewnętrznego. Analogiczną przesłankę odmowy przewiduje sama dyrektywa.

Ani obowiązek ustawowy, ani jego wyłączenie nie przesądzają warunków handlowych. Cena, gwarantowana dostępność, podział odpowiedzialności za układy rezerwowe i skutki przestoju źródła pozostają przedmiotem umowy dwustronnej i rozstrzygają o wykonalności przedsięwzięcia w stopniu porównywalnym z parametrami technicznymi. Projektowana nowelizacja Prawa energetycznego tej materii nie zmienia — wprowadza natomiast obowiązek rozpoznania potencjału ciepła odpadowego i obieg informacji o nim.

2.5. Znaczenie tych zmian dla ciepła low-grade

Zestawienie powyższych przepisów z przedmiotem publikacji prowadzi do czterech wniosków.

Po pierwsze, kierunek zaostrzania kryteriów premiuje dokładnie te strumienie, którymi zajmuje się ta publikacja. Wagi tego czynnika nie wyznacza wyłącznie perspektywa krajowa: w badaniu przeprowadzonym w projekcie wśród ekspertów z Polski, Litwy i Słowacji bariery regulacyjne wskazywano jako główną przeszkodę we włączaniu źródeł niskotemperaturowych do sieci wysokoparametrowych w ponad jednej czwartej odpowiedzi — obok barier technicznych i finansowych, wskazywanych w pozostałych. W liczniku kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego znajdują się energia z odnawialnych źródeł i ciepło odpadowe — a więc ciepło ze ścieków oczyszczonych, z wód kopalnianych, z infrastruktury komunalnej, z procesów przemysłowych i z otoczenia, po podniesieniu temperatury do poziomu wymaganego przez sieć. Wraz z każdym kolejnym progiem rośnie waga tych zasobów, a maleje znaczenie ścieżek, które pozwalały spełnić kryterium bez ich udziału.

Po drugie, reguła zaliczania ciepła z pomp ciepła usuwa barierę, która dotąd czyniła źródła niskotemperaturowe niepewnymi także pod względem regulacyjnym. Jeżeli cały strumień ciepła wytworzony w instalacji z pompą ciepła zaliczany jest — przy spełnieniu wymagania dotyczącego współczynnika wydajności sezonowej — odpowiednio do energii odnawialnej albo do ciepła odpadowego, to niska temperatura źródła przestaje być kwestią kwalifikowalności, a pozostaje wyłącznie kwestią efektywności i kosztu. Jest to przesunięcie zasadnicze: pytanie „czy to się liczy” zostaje zastąpione pytaniem „ile to kosztuje”, a na to drugie pytanie odpowiada analiza wariantowa, nie przepis.

Po trzecie, regulacja rozstrzyga o wartości strategicznej wariantów, których wskaźniki finansowe są odmienne, i robi to w sposób policzalny. Analiza pilotażu w Rogoźnie, przedstawiona w rozdziale 3, opisuje dwa rozwiązania modernizacyjne o zbliżonym celu i odmiennej konstrukcji. Wariant Low2High, oparty na wykorzystaniu ciepła ze ścieków oczyszczonych, osiąga udział ciepła z instalacji z pompą ciepła przekraczający połowę produkcji i spełnia kryteria systemu efektywnego do końca 2039 r. Wariant porównawczy, oparty na rozbudowie kogeneracji o odzysk

ciepła odpadowego z obiegu jednostki, nie osiąga ich w ogóle według progów obowiązujących od 2028 r.: kryterium połączone wymaga co najmniej pięcioprocentowego udziału energii z odnawialnych źródeł energii, a ciepło odzyskane z obiegu kogeneratora energią odnawialną nie jest — niezależnie od tego, czy kwalifikować je jako ciepło odpadowe, czy jako ciepło z kogeneracji. Różnica ta nie jest różnicą redakcyjną. Wynika z konstrukcji trajektorii progów: rozwiązanie domykające kryterium przede wszystkim kogeneracją mieści się w progach obowiązujących do końca 2027 r., lecz wypada z nich w chwili, w której kryterium połączone zaczyna wymagać minimalnego udziału energii odnawialnej. Wariant o lepszych wskaźnikach finansowych wyczerpuje zatem swoją pozycję regulacyjną wcześniej i wymaga kolejnej decyzji inwestycyjnej w horyzoncie, w którym pierwsza nie zdążyła się jeszcze zamortyzować. Ocena wariantów wyłącznie według wskaźników opłacalności pomija część rachunku, która jest równie policzalna jak NPV — tylko liczona w latach utrzymania statusu, a nie w złotych.

Po czwarte, przepisy porządkują kolejność działań. Wymagania efektywnościowe, wiek majątku i wymagania emisyjne czynią modernizację źródła krokiem najpilniejszym, a często także warunkiem dostępu do finansowania — projektowany plan dojścia do statusu systemu efektywnego i kryterium jakościowe programu wsparcia działają tu zgodnie. Krok ten nie przesądza jednak o otwarciu systemu na zasoby rozproszone. To, czy krok drugi — włączenie lokalnych strumieni low-grade — domknie rachunek regulacyjny, zależy od tego, czy strumienie te zostaną zakwalifikowane do licznika kryterium, czy inwestycja mieści się w kategorii objętej gwarantowanym zwrotem z kapitału, oraz czy warunki odbioru ciepła od zewnętrznego dostawcy dadzą się ustalić na okres porównywalny z okresem życia sieci. Trzy powyższe warunki mają dziś odmienny status: pierwszy jest rozstrzygnięty w projekcie nowelizacji, drugi w przepisach obowiązujących, trzeci pozostaje poza regulacją i jest przedmiotem umowy.

Wniosek dla praktyki jest jeden. Sektor projektuje dziś inwestycje, które będą rozliczane według kryteriów jeszcze nieobowiązujących, przy pomocy instrumentów wsparcia jeszcze nieustanowionych, w warunkach kosztowych, których jeden z głównych składników zaczyna działać dopiero od 2028 r. W takich okolicznościach wariant, który przy dzisiejszych parametrach wypada gorzej, a przy przyszłych lepiej, nie jest wariantem gorszym — jest wariantem liczonym w innym horyzoncie. Każde rozstrzygnięcie wymaga natomiast analizy konkretnego systemu ciepłowniczego, ponieważ o wyniku decyduje układ źródła, sieci, odbiorców i otoczenia, a nie sama kategoria technologii.

3. Analiza pilotażu i wariantów

W ramach projektu LIFE Low2HighDH przeanalizowano szereg studiów przypadku obejmujących różne źródła energii niskotemperaturowej oraz różne uwarunkowania techniczne w Polsce, na Litwie i na Słowacji. Objęły one odzysk ciepła z wód dołowych kopalni, wykorzystanie niskotemperaturowej geotermii, odzysk ciepła ze ścieków, ciepło odpadowe z zakładu przemysłowego oraz pompy ciepła korzystające z dolnych źródeł gruntowych, powietrznych i z wód podziemnych.

W niniejszej publikacji szczegółowo przedstawiono studium przypadku Rogoźna. Wybrano je nie dlatego, że jest najbardziej złożone technicznie — pod tym względem bardziej wymagające były Rydułtowy z odzyskiem ciepła z wód dołowych kopalni oraz Wągrowiec z niskotemperaturową geotermią — lecz dlatego, że odzysk ciepła ze ścieków może znaleźć zastosowanie w bardzo dużej liczbie polskich miast i miasteczek posiadających oczyszczalnie. Przypadek ten pokazuje zarazem pełny ciąg postępowania: identyfikację źródła ciepła odpadowego, ocenę warunków wpięcia do sieci, dobór technologii, ocenę ekonomiczną oraz wpływ proponowanego rozwiązania na transformację istniejącego systemu ciepłowniczego. Przedstawiona metodyka analizy i sposób przygotowania przedsięwzięcia dają się stosunkowo łatwo przenieść do innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Pozostałe studia przypadku stanowiły materiał porównawczy przy formułowaniu wniosków i rekomendacji przedstawionych w rozdziale czwartym.

3.1. Metodyka obliczeniowa

W celu określenia charakteru pracy zakładu w poszczególnych wariantach modernizacyjnych opracowano algorytm pozwalający na wyznaczenie rozkładu obciążenia poszczególnych źródeł wytwórczych w ciągu roku kalendarzowego. Na podstawie danych z odczytów głównych parametrów z lat 2022-2024 oraz zestawienie miesięcznych danych produkcyjnych wygenerowano profile godzinowe zapotrzebowania na ciepło w poszczególnych latach. Od roku 2028 (uruchomienie urządzeń) założono niezmienność profilu zapotrzebowania na ciepło.

Główne założenia przyjęte przy opracowywaniu poszczególnych wariantów były następujące:

- Dostosowanie nowych źródeł ciepła, aby uzyskać status efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego (ESC) od 2028 roku,
- Ocena wykonalności doboru technologii pod kątem możliwości ich posadowienia i podłączenia na terenie zakładu,
- Dostosowanie nowych źródeł ciepła, aby zapewnić wymaganą produkcję ciepła w kolejnych latach,
- Dostosowanie nowych źródeł ciepła, aby uzyskać wymagane parametry termiczne na sieci ciepłowniczej,

- Dostosowanie nowych źródeł ciepła pod kątem uzyskania wymaganej wartości mocy zainstalowanej.

3.2. Metodyka analizy ekonomicznej

Spośród metod stosowanych w ocenie opłacalności projektów inwestycyjnych jako najbardziej odpowiednią przyjęto odmianę metody znanej w literaturze przedmiotu jako FCFF. Metoda ta należy do grupy metod DCF – zdyskontowanych przepływów pieniężnych. Głównymi wskaźnikami efektywności finansowej projektu w tej metodzie są:

- wartość bieżąca netto inwestycji - NPV
- wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji - IRR

Schemat obliczeniowy przedstawiono na rysunku poniżej.

Rysunek 3-1 Schemat obliczeniowy wybranej metody

	WPŁYWY RAZEM
+	Przychody operacyjne
	WYDATKI RAZEM
–	Całkowite nakłady inwestycyjne
–	Koszty operacyjne bez amortyzacji
=	**Przepływy pieniężne netto**
=	Przepływy pieniężne zdyskontowane
	Wskaźniki NPV, iLRR, NPVR, SPBT, DPBT, EBITDA

Obliczenia wykonano w ujęciu przyrostowym, tzn. przepływy zdefiniowano jako zmianę przepływów pieniężnych generowanych przez koszty lub przychody danego przedsiębiorstwa, wywołane realizacją projektu inwestycyjnego.

Analizę ekonomiczną każdego rozpatrywanego wariantu wykonano w arkuszach kalkulacyjnych pozwalających zmieniać wartości wejściowe i badać wrażliwość wyniku na przyjęte założenia. Na podstawie przepływów pieniężnych wyznaczono wartości wybranych głównych i innych wskaźników opłacalności (NPV, IRR, prosty, zdyskontowany okres zwrotu, zysk operacyjny EBITDA).

W niniejszym opracowaniu cena ciepła (w tym jednoskładnikowa) i cena zamówionej mocy cieplnej obliczona została według dokumentu:

- Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (rozdział III, §14, §19).

Zwrot z zaangażowanego kapitału zawarty w całkowitych kosztach produkcji ciepła i energii elektrycznej obliczony został na podstawie:

- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 29/2024 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2024-2025.

Powyższy dokument zawiera również szczegółowe informacje o wartościach danych, jakie należy przyjmować przy obliczeniach zmiennych (np. WACC) składających się na wartość zwrotu z kapitału.

3.2.1. Założenia do analizy ekonomicznej

Do analizy ekonomicznej przyjęto założenia:

- Dla wszystkich wariantów przyjęto lata inwestycji: 2025-2028;
- Horyzont czasowy analizy to lata 2025 - 2043;
- Rachunek prowadzony jest w cenach bieżących (nominalnych);
- Dyskontowanie przepływów pieniężnych wykonano na rok 2025 ze stopą dyskonta 6%, wartość tę można zmieniać w arkuszu obliczeniowym;
- Ceny zakupu paliw, ceny zakupu i sprzedaży energii elektrycznej oraz uprawnień do emisji CO_2 zgodnie z prognozą cen KAPE. Założono, że wszystkie formy spalania paliw kopalnych zostaną objęte ETS2 od 2028 r.;
- W obliczeniach nie uwzględniono podatku VAT;
- Jako podstawowe wskaźniki służące do oceny opłacalności zadania inwestycyjnego wybrane zostały NPV, IRR oraz SPBT (prosty okres zwrotu) i DPBT (zdyskontowany okres zwrotu), zysk operacyjny EBITDA;
- W obliczeniach opłacalności brane są pod uwagę tylko te składniki przychodów i kosztów, które ulegają zmianom na skutek realizacji zadania inwestycyjnego;
- W celach porównawczych, dla wszystkich wariantów: bazowy, Low2High i porównawczy, założono jednakowe ceny ciepła, co oznacza, że składniki przychodów za

ciepło nie ulegają zmianie. Takie podejście pozwoli dokonać porównawczej analizy ekonomicznej.

- W obliczeniach nie uwzględniono wartości rezydualnej zadań inwestycyjnych.

3.3. Pilotaż w Rogoźnie

Pilotaż w Rogoźnie dotyczy wykorzystania ciepła zawartego w ściekach oczyszczonych jako lokalnego, niskotemperaturowego źródła energii dla miejskiego systemu ciepłowniczego. Koncepcja łączy układ pomp ciepła z kogeneracją gazową zlokalizowaną na terenie oczyszczalni i przewiduje przesył wytworzonego ciepła do istniejącej sieci ciepłowniczej. Rozwiązanie stanowi przykład integracji źródła low-grade z siecią, której temperatura zasilania w sezonie grzewczym może osiągać 115°C.

3.4. Charakterystyka operatora istniejącego systemu

Aquabellis Rogoźno Sp. z o.o. prowadzi działalność w zakresie produkcji i dystrybucji ciepła na terenie miasta Rogoźno. Spółka utrzymuje źródła, sieć ciepłowniczą oraz węzły cieplne. Podstawowe źródło stanowi ciepłownia gazowa przy ul. Fabrycznej. Zainstalowane są tam trzy kotły wodne o łącznej mocy zainstalowanej 10,95 MWt. Moc zamówiona wynosiła 5,6839 MW według danych za 2024 r. oraz 5,6361 MW według stanu na 1 stycznia 2025 r., co wskazuje na znaczną rezerwę mocy szczytowej po stronie istniejącego źródła.

Tabela 3-1 Istniejące kotły gazowe w ciepłowni przy ul. Fabrycznej

Jednostka	Paliwo	Moc zainstalowana [MWt]
Kocioł nr 1	gaz ziemny	6,0
Kocioł nr 2	gaz ziemny	4,4
Kocioł nr 3	gaz ziemny	0,55
Razem	-	10,95

Kotły o większej mocy wyposażono w ekonomizery, dzięki czemu ich sprawność zmierzona podczas pomiarów ruchowych sięga około 95%; kocioł najmniejszy, niewyposażony w ekonomizer, osiąga około 90%. Sprawności jednostkowe kotłów osiągane podczas pomiarów ruchowych nie są jednak tożsame ze średnioroczną sprawnością całej kotłowni przyjętą do bilansów — w modelu zastosowano konserwatywne założenie 90%. Stan techniczny urządzeń został oceniony jako dobry, a infrastruktura kotłowni obejmuje m.in. układ uzdatniania i odgazowania wody, automatykę zabezpieczającą oraz system detekcji i odcięcia gazu.

Istniejące źródło nie jest technicznie zużyte i nie wymaga natychmiastowego zastąpienia. Modernizacja ma charakter transformacyjny: jej celem nie jest odtworzenie zdegradowanego majątku, lecz zmiana struktury paliwowej, poprawa wskaźników energetycznych oraz przygotowanie systemu do przyszłych wymagań regulacyjnych. Kotły gazowe pozostają źródłami szczytowymi i rezerwowymi, a nowe urządzenia mają przejąć możliwie dużą część obciążenia podstawowego.

3.5. Parametry sieci ciepłowniczej i odbiorców

System ciepłowniczy ma charakter wodny, wysokoparametrowy. Temperatura zasilania jest regulowana pogodowo i mieści się w zakresie od około 63°C do 115°C, natomiast temperatura powrotu osiąga maksymalnie 65°C. Poza sezonem grzewczym temperatura zasilania jest utrzymywana na poziomie 63°C, a system pracuje wyłącznie na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Tabela 3-2 Podstawowe parametry sieci ciepłowniczej w Rogoźnie

Parametr	Wartość
Temperatura zasilania	63-115°C
Maksymalna temperatura powrotu	65°C
Łączna długość sieci wysokoparametrowej	2 × 4 810,5 m
Pojemność wodna sieci	61,5 m^3
Liczba węzłów cieplnych	41
Moc zamówiona (stan na 1 stycznia 2025 r.)	5 636,1 kW

Sieć opuszcza ciepłownię rurociągiem DN250, następnie przechodzi w odcinek DN200 i dochodzi do komory rozdzielczej K1. Z komory odchodzą dwa główne kierunki: jeden w stronę osiedla Przemysława, drugi w stronę ulic Seminarialnej, Kościuszki, Krzyżaniaka i Kotlarskiej. System był w ostatnich latach rozbudowywany, m.in. w kierunku ulic Paderewskiego i Nowej.

3.6. Produkcja ciepła i prognoza zapotrzebowania

W latach 2022-2024 produkcja ciepła stopniowo zmniejszała się z 33 800 GJ do 32 670 GJ rocznie. Sprzedaż w 2024 r. wyniosła 29 004 GJ. Straty przesyłowe wraz z zużyciem na potrzeby własne w latach 2022-2024 oszacowano średnio na 11,2%. Jednocześnie moc zamówiona utrzymywała się na zbliżonym poziomie 5,58-5,68 MWt.

Tabela 3-3 Wybrane dane eksploatacyjne systemu w latach 2022-2024

Parametr	Jednostka	2022	2023	2024
Moc zamówiona	MWt	5,647	5,579	5,683
Produkcja ciepła	GJ/rok	33 808	33 334	32 670
Sprzedaż ciepła	GJ/rok	30 110	29 550	29 004
Potrzeby własne cieplne	GJ/rok	517	550	475
Zużycie energii elektrycznej kotłowni	MWh/rok	98,144	97,697	95,227
Zużycie gazu ziemnego	tys. m^3/rok	984	971	956
Emisja CO_2	t/rok	1 933,381	1 908,694	1 876,911

Operator wskazuje trzy rejony miasta, w których istnieje rezerwa mocy przyłączeniowej — odpowiednio około 400, 450 i 460 kW. Rezerw tych nie ujęto w bilansach. Dla lat 2028–2043 przyjęto jednak konserwatywnie stałą roczną produkcję 32 670 GJ. Założenie równoważy potencjalną ekspansję sieci z wpływem termomodernizacji, łagodniejszych zim i skracania sezonu grzewczego.

3.7. Zakres analizowanych wariantów

W ramach analizy porównano wariant bazowy, wariant Low2High — zaprojektowany tak, aby zapewnić co najmniej 50% ciepła ze źródeł low-grade — oraz wariant porównawczy, prostszy inwestycyjnie i w całości zlokalizowany przy istniejącej ciepłowni. Zestawienie wariantów umożliwia ocenę, czy wykorzystanie ścieków zapewnia dodatkową wartość w porównaniu z rozwiązaniem prostszym inwestycyjnie, zlokalizowanym bezpośrednio przy ciepłowni.

Tabela 3-4 Charakterystyka analizowanych wariantów

Wariant	Konfiguracja
Bazowy	istniejące kotły gazowe
Low2High	CHP 0,999 MWe + wodne PC 0,75 MWt wykorzystujące ścieki oczyszczone + ciepłociąg 1 km
Porównawczy	CHP 0,999 MWe + wodna PC 0,3 MWt wykorzystująca ciepło odpadowe z CHP

Wszystkie warianty modernizacyjne zachowują istniejące kotły gazowe jako źródła szczytowe i rezerwowe.

Wariant bazowy – stan istniejący

Założono pozostawienie w eksploatacji istniejących kotłów gazowych o łącznej mocy zainstalowanej 10,95 MWt.

Wariant Low2High – kogeneracja przy oczyszczalni ścieków i pompy ciepła

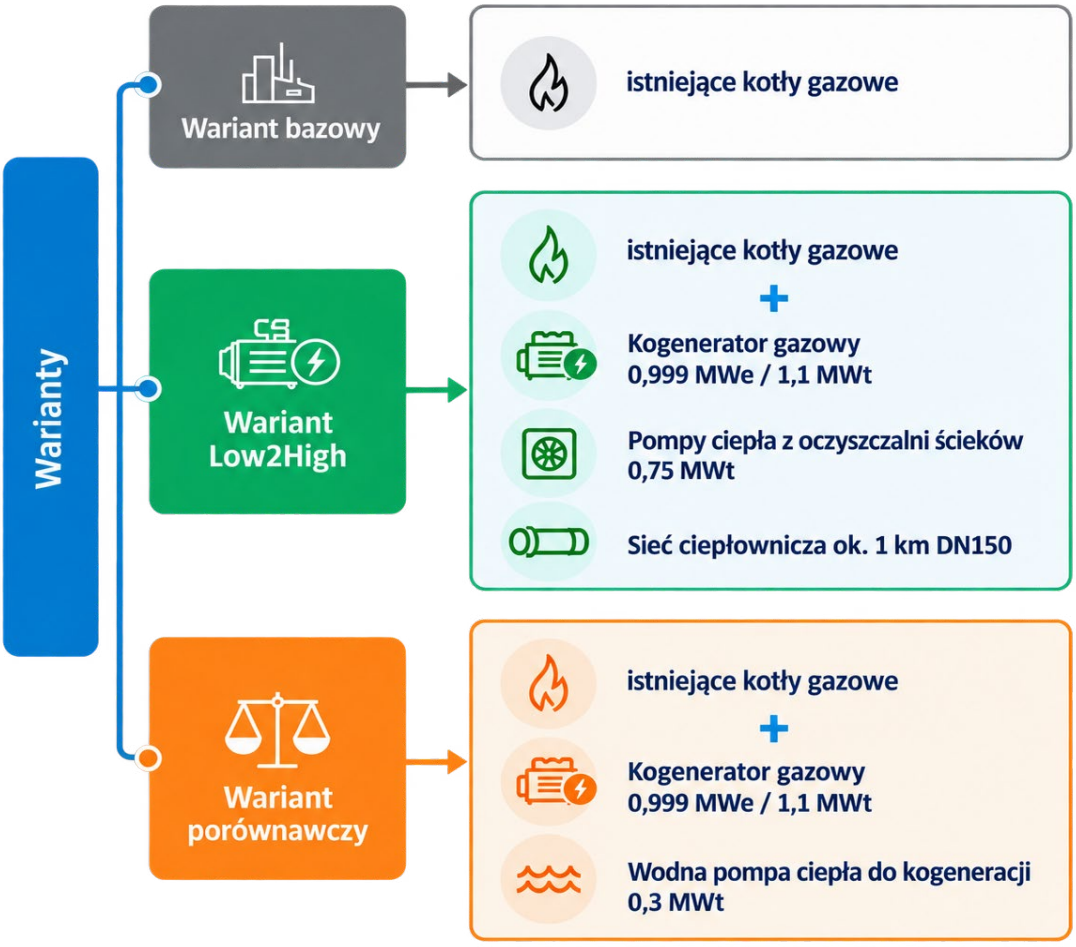
W tym wariancie założono budowę kogeneracji gazowej o mocy 0,999 MWe i 1 124 kWt w zabudowie kontenerowej, zlokalizowanej przy oczyszczalni ścieków. Jednostka ta będzie pokrywać zapotrzebowanie na energię elektryczną dla potrzeb własnych oczyszczalni. Dodatkowo przewidziano budowę układu pomp ciepła o mocy ok. 750 kWt, wykorzystujących ciepło ze ścieków oczyszczonych. Ciepło z kogeneracji i pomp ciepła będzie przesyłane ciepłociągiem DN150 do kotłowni przy ul. Fabrycznej, oddalonej o ok. 1 km.

Wariant porównawczy – kogeneracja gazowa i wodna pompa ciepła

Przewidziano budowę jednostki kogeneracyjnej o mocy 0,999 MWe i 1 124 kWt, w zabudowie kontenerowej. Dodatkowo zaplanowano budowę wodnej pompy ciepła, zintegrowanej z układem kogeneracyjnym, wykorzystującej zarówno energię elektryczną, jak i ciepło odpadowe z kogeneracji jako dolne źródło. Pompa ciepła (również w zabudowie kontenerowej) będzie pracować sezonowo – w okresie grzewczym.

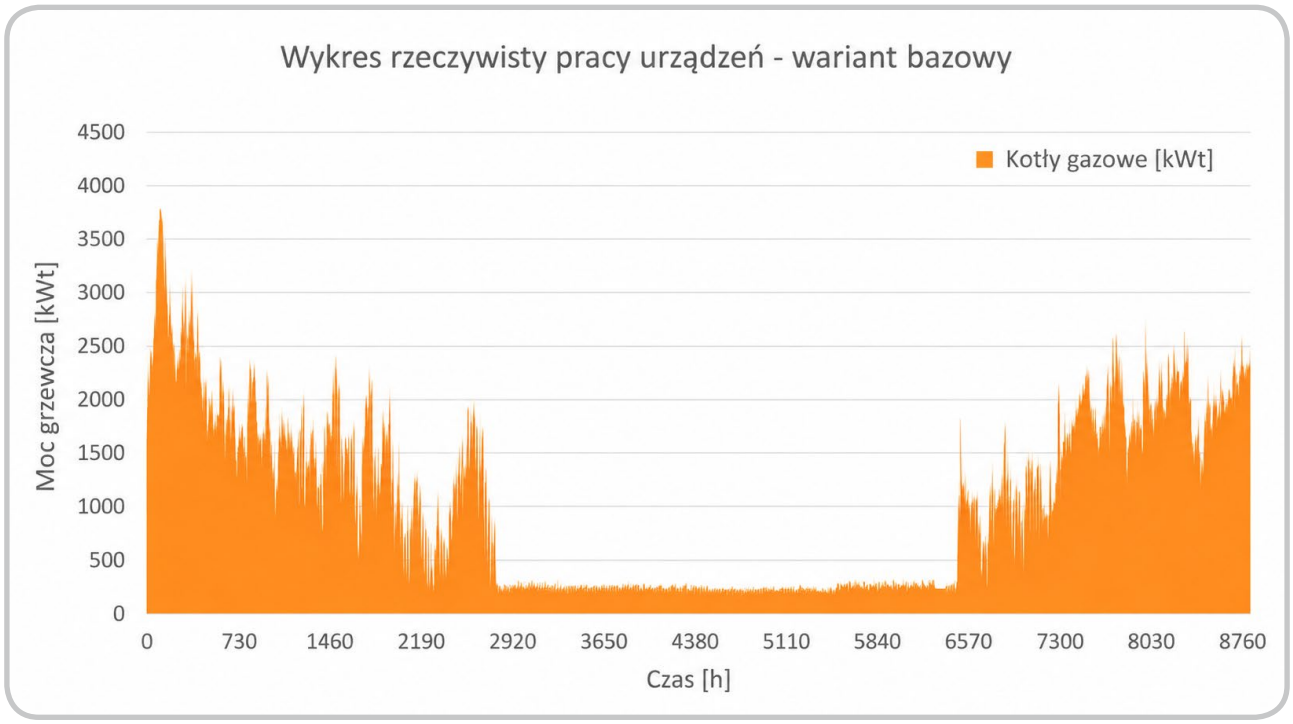
Na poniższym rysunku przedstawiono schemat blokowy z zaproponowanymi wariantami modernizacji źródeł ciepła w Rogoźnie.

Rysunek 3-2 Zestawienie analizowanych wariantów

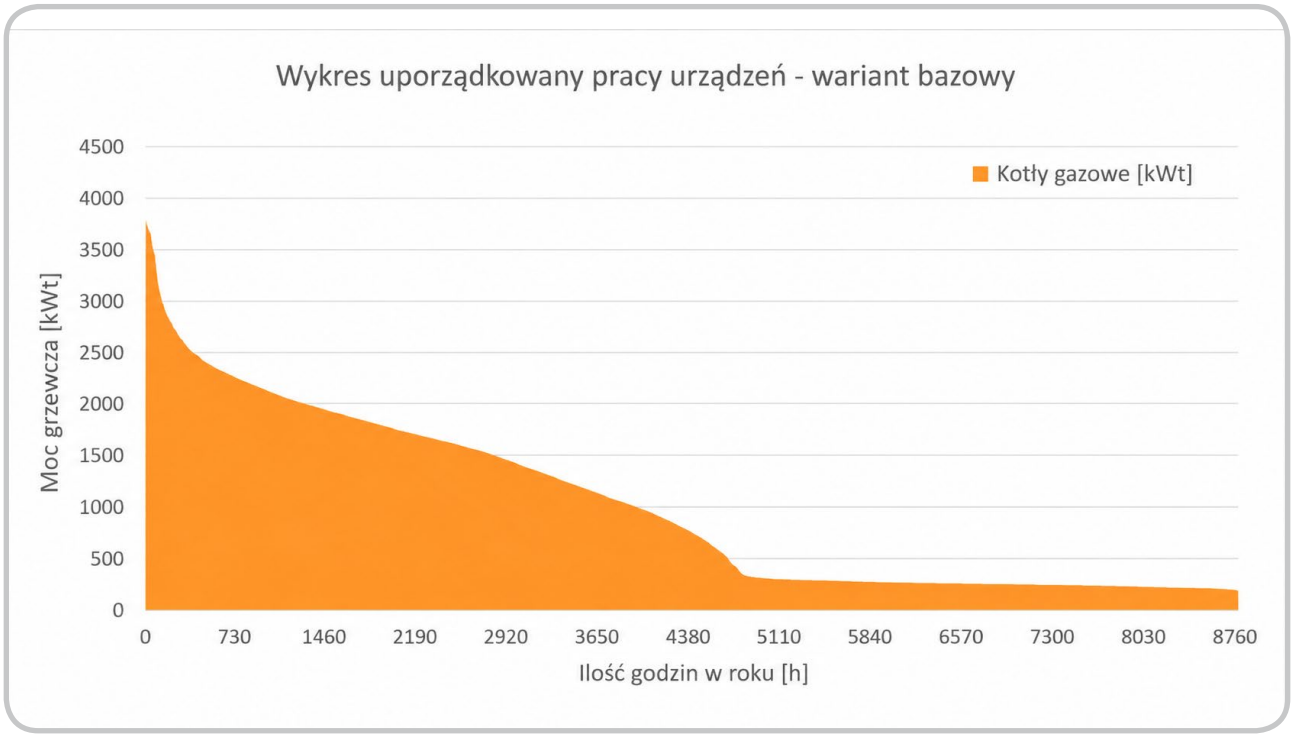


3.8. Wariant bazowy

Poniżej na wykresach przedstawiono wyniki symulacji pracy źródeł ciepła w wariancie bazowym od roku 2028 (okres uruchomienia). Przez cały rok pracować będą wyłącznie istniejące kotły gazowe — w sezonie grzewczym na potrzeby ogrzewania, a poza nim na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej. Prognozowane zużycie gazu wyniesie 11 091 MWh/rok (ciepło spalania).



Rysunek 3-3 Wykres rzeczywisty pracy urządzeń - wariant bazowy (Rogoźno)



Rysunek 3-4 Wykres uporządkowany pracy urządzeń - wariant bazowy (Rogoźno)

Rysunek 3-5 Udział poszczególnych technologii w produkcji ciepła – wariant bazowy (Rogoźno)

3.9. Wariant Low2High

3.9.1. Ścieki oczyszczone jako źródło low-grade

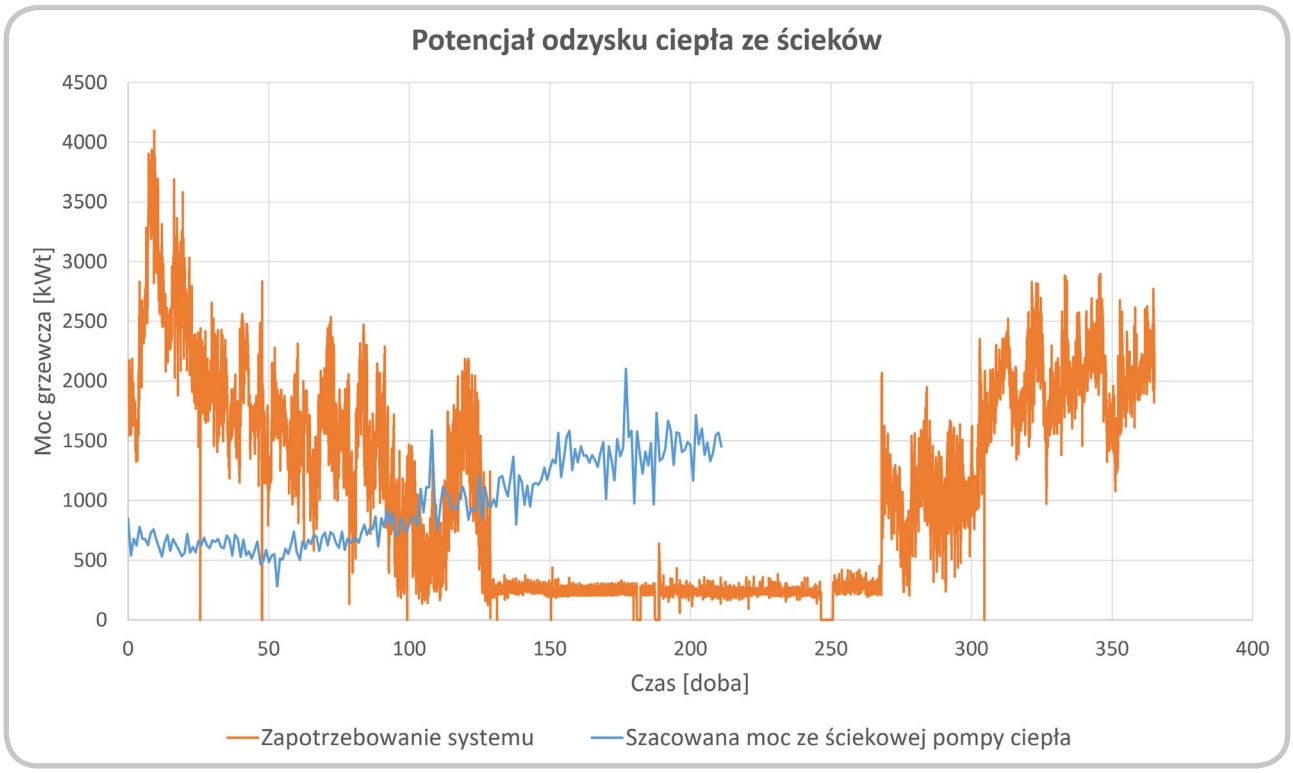
Dolnym źródłem dla pilotażu w Rogoźnie są ścieki oczyszczone w punkcie odpływu z oczyszczalni. Analizę oparto na rzeczywistych pomiarach chwilowego przepływu i temperatury ścieków, prowadzonych w listopadzie i grudniu 2024 r. oraz od stycznia do sierpnia 2025 r. Na tej podstawie określono zmienność potencjału cieplnego strumienia ścieków oraz oszacowano moc możliwą do wykorzystania przez parowniki pomp ciepła.

Należy jednak podkreślić, że dostępny zbiór danych nie obejmuje pełnego roku kalendarzowego, a tym samym nie pozwala na jednoznaczne potwierdzenie minimalnej mocy źródła w całym okresie eksploatacji. Na potrzeby analizy przyjęto stałą moc cieplną pomp ciepła równą 750 kWt. Założenie to należy traktować jako optymistyczne i wymagające potwierdzenia na podstawie co najmniej pełnorocznej serii pomiarowej obejmującej przepływ i temperaturę ścieków. W szczególności przed podjęciem decyzji inwestycyjnej należy zweryfikować okresy występowania najniższych przepływów i temperatur oraz określić minimalną moc cieplną możliwą do pozyskania ze ścieków w najbardziej niekorzystnych warunkach.

Dokładne określenie dostępnej ilości ciepła wymaga ponadto doprecyzowania założeń projektowych dotyczących sposobu odbioru energii ze ścieków. Sama znajomość ich temperatury i przepływu nie jest wystarczająca, ponieważ możliwa do odzyskania moc cieplna zależy również od przyjętego stopnia wychłodzenia strumienia. Kluczowym parametrem jest więc minimalna

temperatura ścieków za wymiennikiem ciepła, a tym samym dopuszczalna różnica temperatur pomiędzy ściekami wpływającymi i opuszczającymi układ odzysku. Im większe dopuszczalne wychłodzenie ścieków, tym większa ilość energii może zostać przekazana do dolnego źródła pomp ciepła. Zależność ta bezpośrednio wynika z iloczynu strumienia masowego, ciepła właściwego oraz różnicy temperatur medium.

Wysoka dyspozycyjność przemysłowych pomp ciepła pozwala natomiast założyć, że przestoje wynikające z pracy samych urządzeń będą miały ograniczony wpływ na roczny bilans produkcji.



Rysunek 3-6 Potencjał odzysku ciepła ze ścieków

Zaproponowano trzy pompy po 250 kWt zamiast jednej jednostki 750 kWt. Modułowość zwiększa zakres regulacji, pozwala na pracę jednej jednostki przy ograniczonym przepływie oraz tworzy częściową rezerwę. W dalszym projektowaniu konieczny będzie dobór wymiennika odpornego na zanieczyszczenia i osady, określenie sposobu czyszczenia oraz ciągły monitoring przepływu i temperatury ścieków.

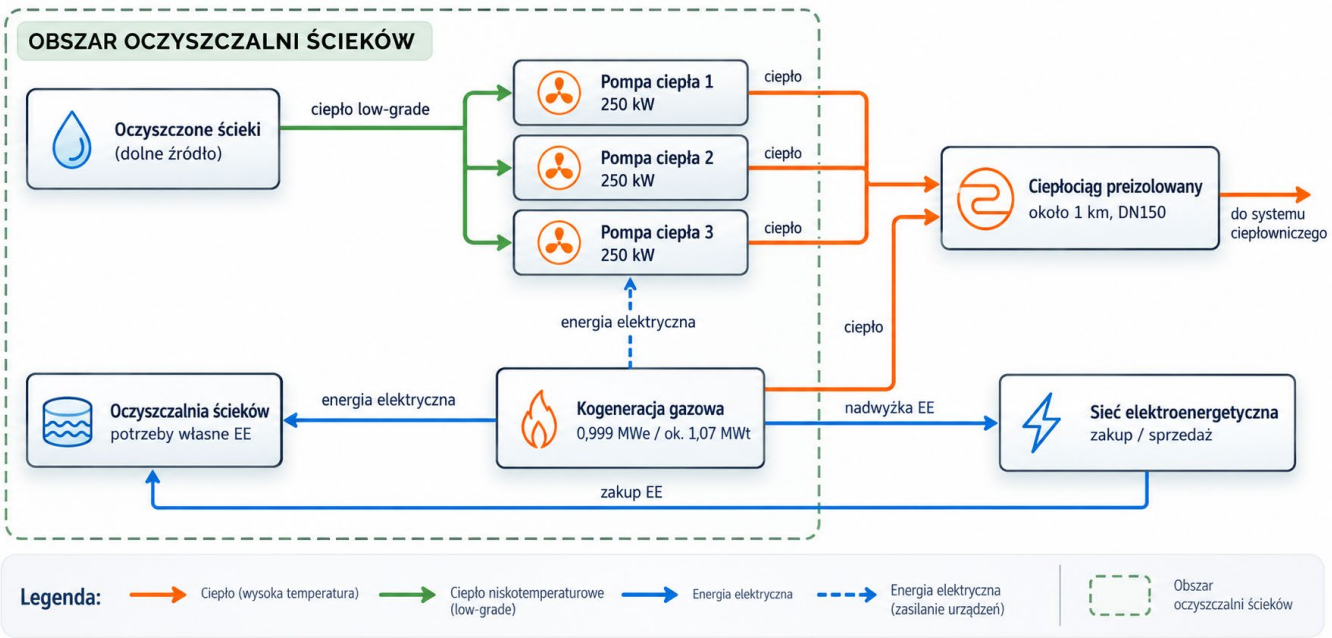
Tabela 3-5 Założenia dotyczące odzysku ciepła ze ścieków

Parametr	Założenie lub wynik
Punkt poboru energii	odpływ ścieków oczyszczonych
Podstawa danych	pomiary chwilowego przepływu i temperatury z okresu dziesięciu miesięcy (listopad 2024 – sierpień 2025); brak pełnego roku pomiarowego
Konfiguracja urządzeń	3 × 250 kWt
COP	~3,30
Przyjęta w analizie zdolność źródła	ciągłe zasilanie co najmniej 750 kWt w analizowanym okresie

Uwaga do tabeli 3-5: wartość ~3,30 jest współczynnikiem nominalnym. Wielkości bilansowe (11 558 GJ energii kwalifikowanej, 1 421 MWh energii elektrycznej pomp ciepła) wynikają z symulacji godzinowej ze zmiennym współczynnikiem wydajności, którego średnia roczna wynosi około 3,26; wynik wzoru ERES liczony wprost od wartości nominalnej (16 675 × (1 – 1/3,30) = 11 622 GJ) różni się od wartości bilansowej o około 0,6%.

3.9.2. Koncepcja techniczna

Wariant Low2High przewiduje lokalizację nowych urządzeń na terenie oczyszczalni ścieków. Układ obejmuje kogenerację gazową o mocy 0,999 MWe i 1 124 kWt, trzy wodne pompy ciepła o łącznej mocy 0,75 MWt oraz ciepłociąg preizolowany DN150 o długości około 1 km, łączący oczyszczalnię z istniejącą siecią ciepłowniczą.



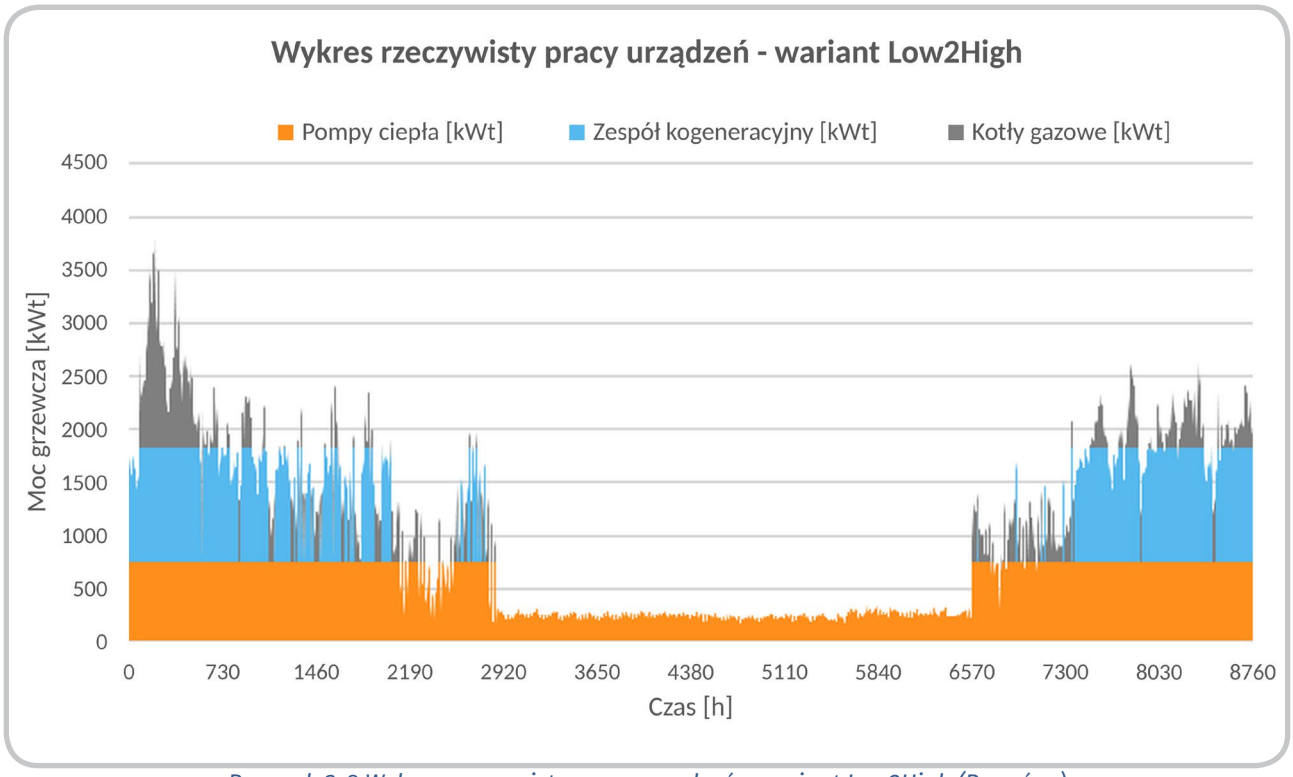
Rysunek 3-7 Schemat ideowy integracji kogeneracji i pomp ciepła z systemem ciepłowniczym

Wysokie parametry sieci powodują, że pompy ciepła nie powinny być traktowane jako samodzielne źródło pokrywające pełny zakres temperatury zasilania. Koncepcja jest najbardziej racjonalna jako układ hybrydowy: pompa ciepła pracuje w zakresie możliwie małego podnoszenia temperatury, kogeneracja dostarcza ciepło o wyższym poziomie temperaturowym, a istniejące kotły gazowe zapewniają dogrzew i pokrycie szczytu. Dokładny sposób hydraulicznego wpięcia powinien być ustalony w projekcie podstawowym na podstawie godzinowych temperatur zasilania i powrotu oraz strat w nowym ciepłociągu.

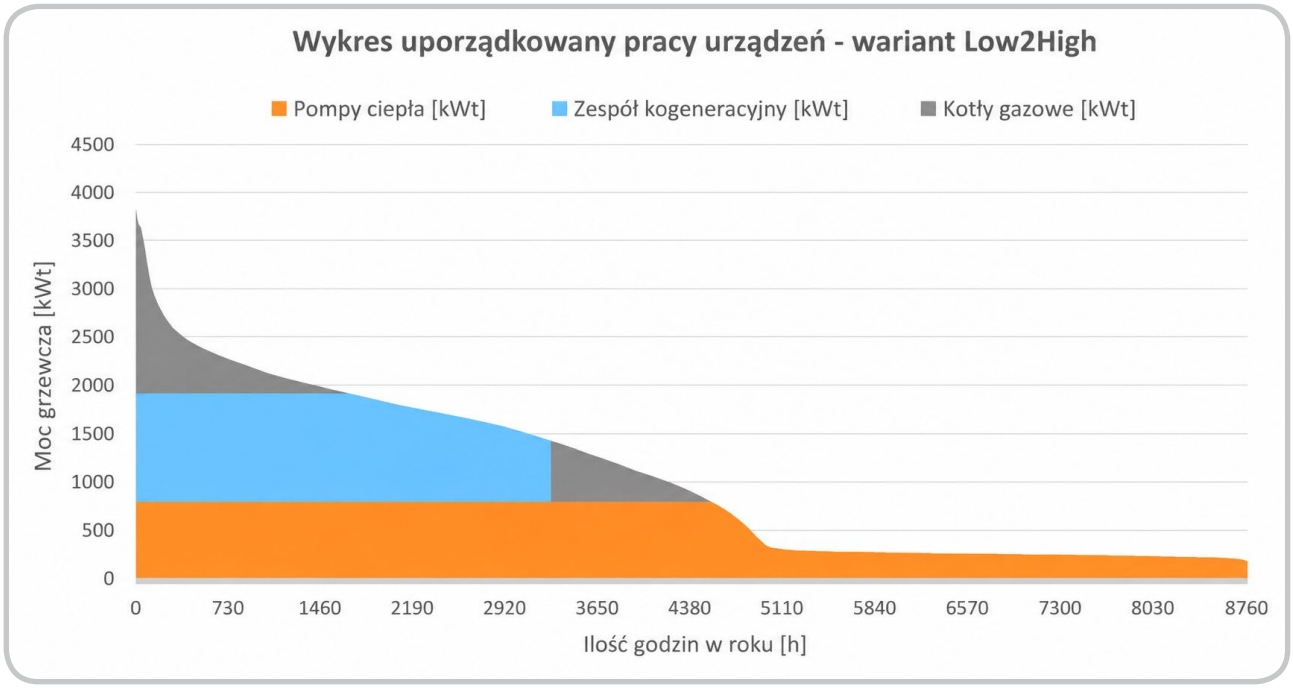
Istotnym elementem ryzyka inwestycyjnego jest budowa około 1 km nowej magistrali ciepłowniczej pomiędzy oczyszczalnią ścieków a istniejącym systemem ciepłowniczym. Wstępnie analizowany przebieg trasy prowadzi przez obszar o znacznym stopniu uzbrojenia terenu (w tym m. in. tory kolejowe), co może powodować kolizje z istniejącą infrastrukturą podziemną oraz konieczność lokalnych zmian przebiegu ciepłociągu, zastosowania dodatkowych zabezpieczeń lub bardziej złożonych technologii wykonania. Na etapie obecnej analizy nie przeprowadzono szczegółowej inwentaryzacji uzbrojenia ani projektu trasy, dlatego rzeczywisty zakres robót budowlanych oraz koszt wykonania magistrali mogą odbiegać od wartości przyjętych do analizy ekonomicznej. Przed podjęciem decyzji inwestycyjnej konieczne będzie szczegółowe rozpoznanie przebiegu infrastruktury podziemnej, warunków gruntowych, własności nieruchomości oraz możliwości prowadzenia robót w pasach drogowych i innych terenach objętych planowaną trasą.

3.9.3. Wyniki symulacji

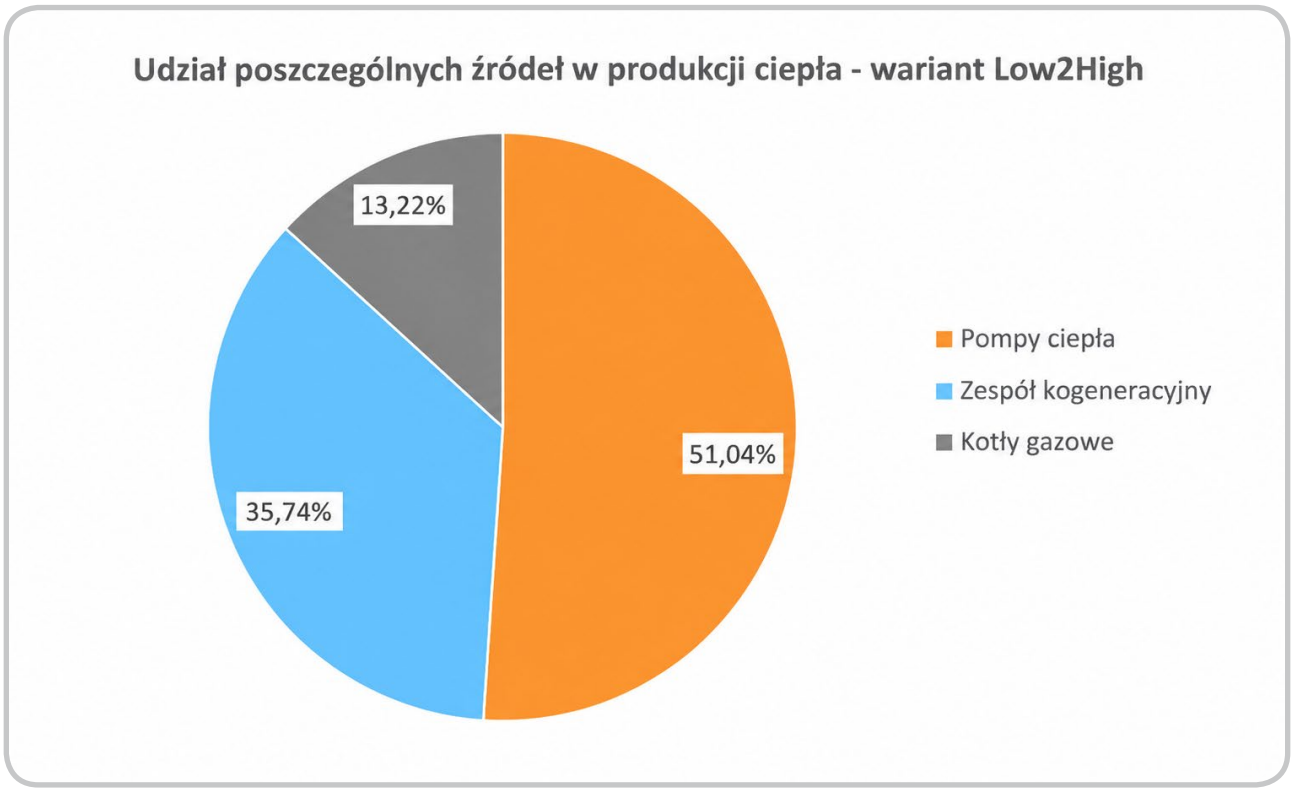
Poniżej na wykresach przedstawiono wyniki symulacji pracy źródeł ciepła w wariancie Low2High. W tym przypadku założono budowę kogeneracji gazowej na terenie obiektu oczyszczalni ścieków. Kogeneracja wytwarzać będzie ciepło na potrzeby sieci ciepłowniczej oraz energię elektryczną, która pokrywać będzie potrzeby własne obiektu. Dodatkowo założono budowę układu wodnych pomp ciepła o łącznej mocy 750 kWt, które pobierać będą ciepło z oczyszczonych ścieków. Ciepło z kogeneracji oraz z pomp ciepła zostanie wyprowadzone ciepłociągiem DN150 o długości około 1 km do miejsca wpięcia do sieci ciepłowniczej. Udział miksu (kogeneracja i pompy ciepła) w produkcji ciepła wyniesie około 86,8%, z czego 51,04% stanowi ciepło wytworzone przez pompy ciepła, a jego część kwalifikowana jako energia odnawialna lub ciepło odpadowe — 35,38%. Pozostała część ciepła będzie pokrywana przez kotły gazowe (13,2%).



Rysunek 3-8 Wykres rzeczywisty pracy urządzeń - wariant Low2High (Rogoźno)



Rysunek 3-9 Wykres uporządkowany pracy urządzeń - wariant Low2High (Rogoźno)



Rysunek 3-10 Udział poszczególnych źródeł w produkcji ciepła - wariant Low2High (Rogoźno)

3.10. Wariant porównawczy

3.10.1. Analizowana technologia

W wariancie porównawczym analizowana jest budowa gazowej jednostki kogeneracyjnej o mocy 0,999 MWe i 1 124 kWt, rozbudowanej o wodną pompę ciepła o mocy cieplnej około 0,3 MWt. Pompa ciepła nie korzysta w tym przypadku z zewnętrznego źródła *low-grade*, takiego jak ścieki oczyszczone, lecz wykorzystuje energię odpadową powstającą podczas pracy jednostki kogeneracyjnej. Rozwiązanie należy zatem traktować jako zwiększenie stopnia odzysku energii z układu kogeneracyjnego i rozszerzenie standardowej konfiguracji CHP o dodatkowy poziom wykorzystania ciepła.

W klasycznym układzie kogeneracyjnym użyteczne ciepło odbierane jest przede wszystkim z obiegu wysokotemperaturowego silnika oraz ze spalin schładzanych do temperatury wynikającej z parametrów instalacji odbiorczej. Część energii pozostaje jednak w obiegu chłodzenia niskotemperaturowego, w spalinach oraz w powietrzu wentylacyjnym odprowadzanym z zabudowy jednostki. Ze względu na zbyt niski poziom temperatury strumienie te nie mogą być bezpośrednio wykorzystane do zasilania wysokoparametrowej sieci ciepłowniczej.

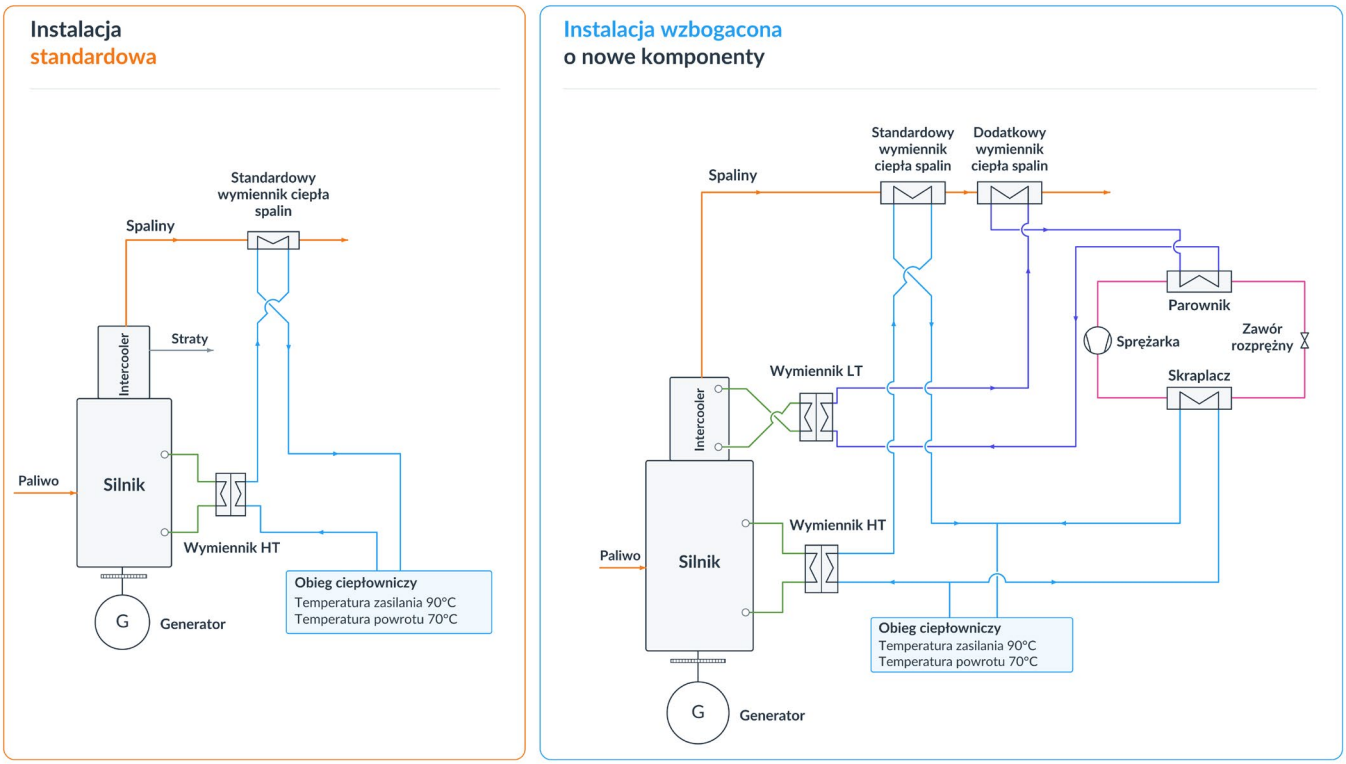
Rozbudowa jednostki kogeneracyjnej o pompę ciepła umożliwia zagospodarowanie części tej energii. Ciepło odpadowe odbierane jest przez dodatkowy obieg pośredniczący i kierowane do

parownika pompy ciepła. Głównym źródłem energii dla parownika jest obieg chłodzenia niskotemperaturowego silnika. W bardziej rozbudowanej konfiguracji możliwe jest również zastosowanie dodatkowego wymiennika spalinowego, pozwalającego na głębsze schłodzenie spalin niż w standardowym układzie odzysku. Wymiennik taki powinien być wykonany z materiałów odpornych na kondensację i korozyjne oddziaływanie kondensatu. Uzupełniającym źródłem może być ciepło odzyskiwane z wentylacji zabudowy kogeneratora.

Sprężarka pompy ciepła jest zasilana częścią energii elektrycznej wyprodukowanej przez jednostkę kogeneracyjną. Energia ta umożliwia podniesienie temperatury strumienia odpadowego do poziomu pozwalającego na jego wykorzystanie w systemie ciepłowniczym. W efekcie część energii, która w układzie standardowym zostałaby odprowadzona do otoczenia, jest przekształcana w dodatkowe ciepło użytkowe. Pompa ciepła staje się więc integralnym elementem instalacji kogeneracyjnej, a nie niezależnym źródłem opartym na energii pobieranej wyłącznie z sieci elektroenergetycznej.

Podstawowe dodatkowe elementy układu obejmują:

- obieg pośredniczący odbierający ciepło odpadowe;
- wymiennik płytowy umożliwiający odzysk energii z obiegu chłodzenia niskotemperaturowego;
- dodatkowy wymiennik spalinowy, umożliwiający głębsze schłodzenie spalin;
- sprężarkową pompę ciepła wraz z parownikiem, skraplaczem, sprężarką i układem regulacji;
- układ hydrauliczny umożliwiający współpracę pompy ciepła z kogeneracją i istniejącą instalacją ciepłowniczą.



Rysunek 3-11 Zasada działania układu kogeneracyjnego wzbogaconego o odzysk ciepła odpadowego

Wariant porównawczy został uwzględniony w analizie jako rozwiązanie pozwalające ocenić, czy podobny efekt energetyczny i regulacyjny można osiągnąć przez rozbudowę samego źródła kogeneracyjnego, bez konieczności pozyskiwania ciepła z odległego źródła zewnętrznego. Stanowi on punkt odniesienia dla wariantu Low2High, w którym pompy ciepła wykorzystują ścieki oczyszczone, a urządzenia lokalizowane są na terenie oczyszczalni, około 1 km od istniejącej sieci ciepłowniczej. W przypadku wariantu porównawczego wszystkie urządzenia wytwórcze zlokalizowane są na terenie istniejącej kotłowni.

Najważniejszą zaletą wariantu porównawczego jest wysoki stopień integracji urządzeń. Kogeneracja, pompa ciepła i układy odzysku mogą zostać zlokalizowane w bezpośrednim sąsiedztwie istniejącej ciepłowni. Ogranicza to zakres budowy nowej infrastruktury przesyłowej, zmniejsza straty ciepła oraz upraszcza połączenia hydrauliczne, elektryczne i sterownicze. W przeciwieństwie do wariantu Low2High nie jest konieczne wykonanie około kilometrowego ciepłociągu DN150 pomiędzy oczyszczalnią a systemem ciepłowniczym.

Źródło ciepła odpadowego jest bezpośrednio związane z pracą kogeneratora, dzięki czemu jego parametry są stosunkowo stabilne i przewidywalne. Dostępność ciepła z obiegu chłodzenia niskotemperaturowego oraz ze spalin wynika z aktualnego obciążenia jednostki, a nie ze zmienności przepływu i temperatury ścieków. Ułatwia to sterowanie instalacją oraz ogranicza ryzyka związane z zanieczyszczaniem wymienników, odkładaniem osadów i koniecznością czyszczenia elementów mających kontakt ze ściekami.

W porównaniu z wariantem Low2High rozwiązanie to charakteryzuje się niższym potencjałem maksymalnego udziału ciepła *low-grade*, ponieważ ilość dostępnej energii odpadowej jest ograniczona parametrami i czasem pracy jednostki kogeneracyjnej. Jego przewagą jest jednak mniejsza złożoność inwestycji, niższy zakres infrastruktury towarzyszącej oraz ścisłe powiązanie produkcji ciepła odpadowego z pracą źródła podstawowego. Wariant porównawczy stanowi dzięki temu rozwiązanie bardziej kompaktowe i łatwiejsze do wdrożenia, podczas gdy wariant Low2High oferuje większy potencjał wykorzystania lokalnego źródła niskotemperaturowego i osiągnięcia wysokiego udziału ciepła odpadowego w całkowitej produkcji systemu.

Wykorzystanie ciepła odpadowego do produkcji ciepła sieciowego jest w kryteriach efektywnego systemu traktowane podobnie jak wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającą rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona), ciepło odpadowe powinno być traktowane podobnie jak odnawialne źródło energii i powinno umożliwiać państwom członkowskim osiągnięcie celu w zakresie OZE.

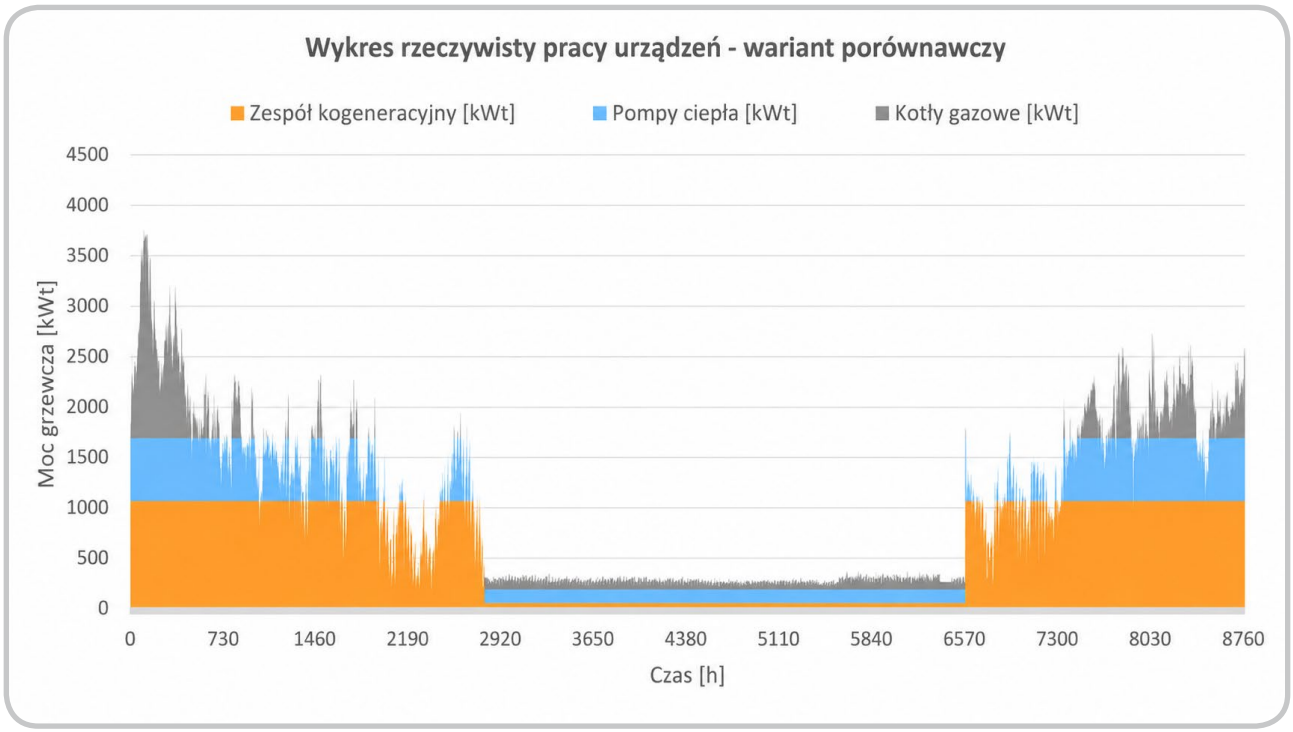
Zastosowanie pompy ciepła odzyskującej ciepło odpadowe z kogeneracji zwiększa stopień wykorzystania energii z układu, nie prowadzi jednak do statusu efektywnego systemu ciepłowniczego według kryteriów projektowanych. Od 2028 r. wymagany udział energii z odnawialnych źródeł energii albo ciepła odpadowego w całkowitej produkcji ciepła wynosi co najmniej 50%; w kryterium połączonym, w którym łączny udział kogeneracji oraz energii odnawialnej i ciepła odpadowego sięga co najmniej 50%, wymagany jest ponadto udział energii z odnawialnych źródeł energii wynoszący co najmniej 5%. Ciepło odzyskane z obiegu kogeneratora nie jest energią odnawialną — komponent odnawialny obejmuje, zgodnie z załącznikiem VII do dyrektywy 2018/2001, energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną, a w przepisie krajowym także energię otoczenia, i ciepło z obiegu kogeneratora nie jest żadną z nich — więc udział energii z odnawialnych źródeł energii w tym wariancie wynosi zero. Sama kwalifikacja tego strumienia bywa przedmiotem rozbieżnych odczytów: zalecenie Komisji (UE) 2024/2395 (dodatek A, uwagi pod tabelą A-1) traktuje ciepło uboczne jednostki wytwórczej energii jako ciepło wytworzone w kogeneracji, a nie jako ciepło odpadowe. Wniosek pozostaje ten sam przy obu odczytach — przy odczycie kogeneracyjnym łączny udział 66,81% pozostaje poniżej progu 80% wymaganego dla ciepła z wysokosprawnej kogeneracji. Kolejne progi i horyzonty czasowe omówiono w rozdziale poświęconym ramom prawnym.

3.10.2. Wyniki symulacji

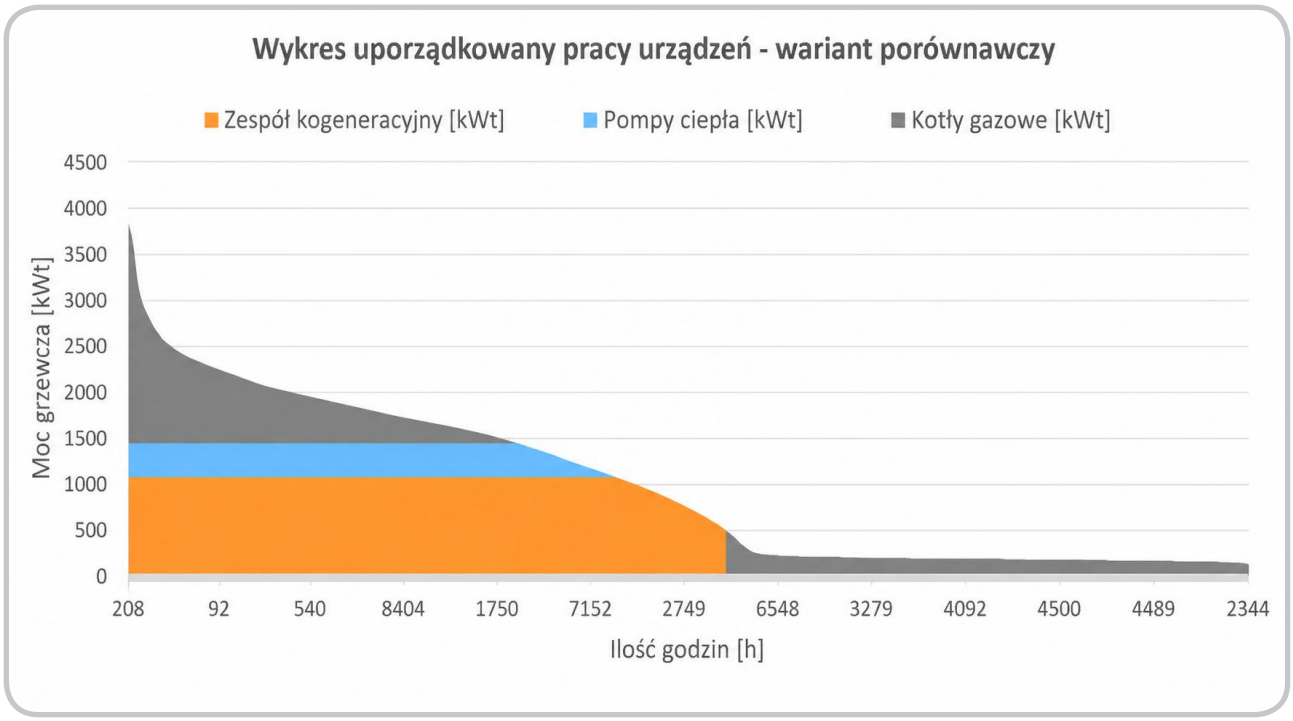
Poniżej na wykresach przedstawiono wyniki symulacji pracy źródeł ciepła w wariancie porównawczym. W tym wariancie założono, że kogeneracja wraz z wodną pompą ciepła o mocy 0,3 MWt będzie pracować równolegle jako źródła podstawowe w okresie grzewczym. Istniejące kotły gazowe będą pracować w okresie letnim, w celu pokrywania zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową oraz w okresach szczytowego zapotrzebowania. Praca nowych źródeł pozwoli generować dodatkowy przychód ze sprzedaży 3 712 MWh energii elektrycznej do sieci. Roczne

zużycie gazu po realizacji inwestycji względem wariantu bazowego wzrośnie o 4 756,82 MWh (ciepło spalania).

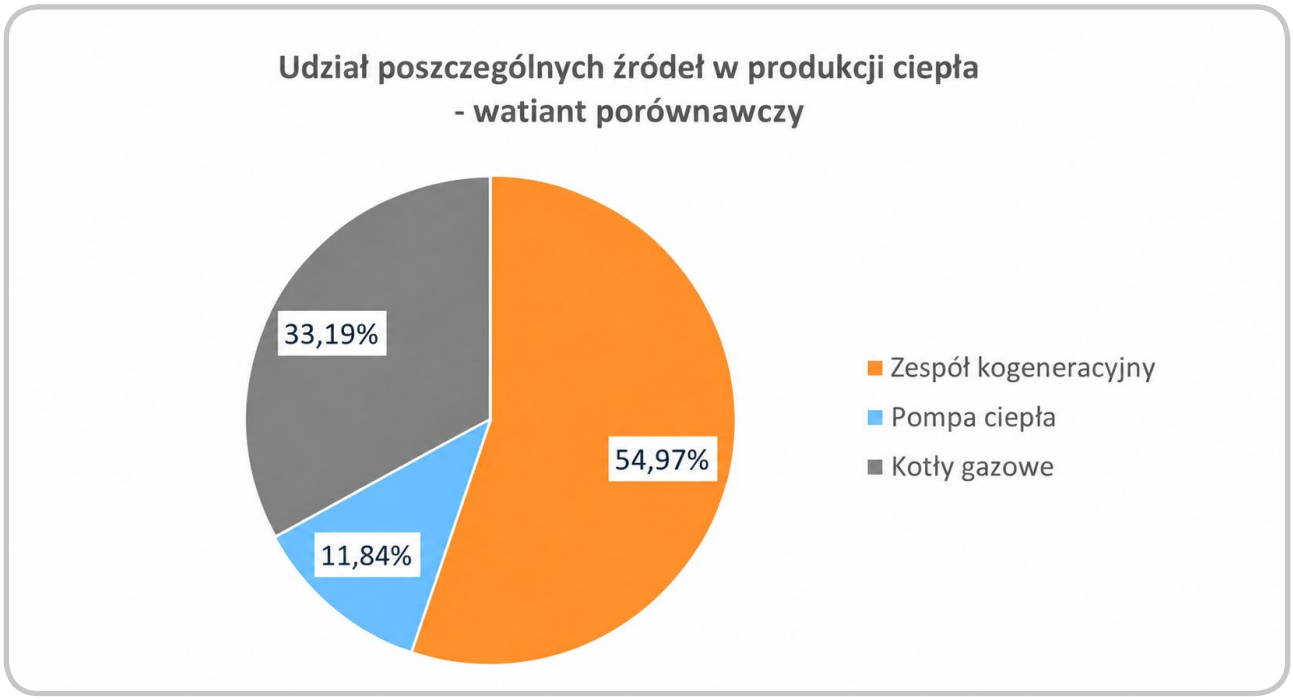
Na podstawie uzyskanych wyników symulacji można uznać, że modernizacja źródeł poprawia wykorzystanie energii z układu kogeneracyjnego, nie prowadzi jednak do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego według kryteriów projektowanych od 2028 r. Udział miksu (kogeneracja i pompa ciepła) w produkcji ciepła wyniesie około 66,81%, z czego 11,84% stanowi ciepło wytworzone przez pompę ciepła, a jego część kwalifikowana jako energia odnawialna lub ciepło odpadowe — 8,36%. Pozostała część ciepła będzie pokrywana przez kotły gazowe (33,2%).



Rysunek 3-12 Wykres rzeczywisty pracy urządzeń - wariant porównawczy (Rogoźno)



Rysunek 3-13 Wykres uporządkowany pracy urządzeń - wariant porównawczy (Rogoźno)



Rysunek 3-14 Udział poszczególnych źródeł w produkcji ciepła - wariant porównawczy (Rogoźno)

3.11. Zestawienie wyników wszystkich wariantów

Tabela 3-6 Zestawienie wyników analizowanych wariantów (Rogoźno)

BILANS CIEPŁA		Wariant bazowy	Wariant Low2High	Wariant porównawczy
Pozycja	Jedn.	2028+	2028+	2028+
Moc cieplna zamówiona	MW	5,6	5,6	5,6
Łączna produkcja ciepła (brutto)	GJ/rok	32 670	32 670	32 670
w kotłowni węglowej	GJ/rok	0	0	0
w kotłowni biomasowej	GJ/rok	0	0	0
w kotłowni gazowej	GJ/rok	32 670	4 319	10 843
w kogeneracji gazowej	GJ/rok	0	11 675	17 958
w pompach ciepła	GJ/rok	0	16 675	3 869
w tym energia kwalifikowana jako OZE/ciepło odpadowe	GJ/rok	0	11 558	2 731
w tym z energii elektrycznej z CHP	GJ/rok	0	2 795	1 138
w tym z energii elektrycznej z sieci	GJ/rok	0	2 322	0

BILANS ENERGII ELEKTRYCZNEJ		Wariant bazowy	Wariant Low2High	Wariant porównawczy
Pozycja	Jedn.	2028+	2028+	2028+
Zużycie energii elektrycznej RAZEM	MWh/rok	834	2 330	1 266
w tym kotłownia i pompownia	MWh/rok	95	95	95
w tym oczyszczalnia	MWh/rok	739	739	739
w tym kogeneracja gazowa	MWh/rok	0	74	116
w tym pompy ciepła	MWh/rok	0	1 421	316
Produkcja energii elektrycznej (brutto)	MWh/rok	0	2 966	4 620
Zakup energii elektrycznej	MWh/rok	834	1 140	358
Moc elektryczna zamówiona (zakup)	kW	200	350	200
Sprzedaż energii elektrycznej	MWh/rok	0	1 776	3 712

BILANS PALIW		Wariant bazowy	Wariant Low2High	Wariant porównawczy
Pozycja	Jedn.	2028+	2028+	2028+
Zużycie gazu (wartość opałowa)	MWh/rok	10 083,3	8 480,1	14 407,7
Zużycie gazu (ciepło spalania)	MWh/rok	11 091,7	9 328,1	15 848,5

EMISJA ZANIECZYSZCZEŃ, ODPADY, ŚCIEKI		Wariant bazowy	Wariant Low2High	Wariant porównawczy
Pozycja	Jedn.	2028+	2028+	2028+
Emisja CO_2 z gazu	ton/rok	2 013,6	1 693,4	2 877,1
Emisja CO_2 z paliw kopalnych (ETS)	ton/rok	2 013,6	1 693,4	2 877,1
Emisja NOx	ton/rok	1,5	1,2	2,1
Emisja CO	ton/rok	1,1	0,9	1,6

POZOSTAŁE WSKAŹNIKI		Wariant bazowy	Wariant Low2High	Wariant porównawczy
Pozycja	Jedn.	2028+	2028+	2028+
Wskaźnik Wpc	-	1,376	0,238	0,533
Udział kogeneracji w produkcji ciepła	%	0,00%	35,74%	54,97%
Udział ciepła wytworzonego przez pompy ciepła	%	0,00%	51,04%	11,84%
w tym kwalifikowany udział OZE/ciepła odpadowego	%	0,00%	35,38%	8,36%
Udział miksu (CHP + OZE/ciepło odpadowe)	%	0,00%	86,78%	66,81%
Spełnienie statusu ESC	-	NIE	TAK	NIE
Do którego roku system spełnia kryteria ESC	rok	-	2039	-
Sprawność elektryczna brutto kogeneracji	%	-	41,49%	41,77%
Sprawność cieplna kogeneracji	%	-	45,4%	45,1%
Sprawność całkowita kogeneracji	%	-	86,9%	86,9%
Wskaźnik PES kogeneracji	%	-	21,64%	21,77%
Wskaźnik COP wodnej pompy ciepła	-	-	-	3,4
Wskaźnik COP ściekowej pompy ciepła		-	3,30	-
Sprawność kotłowni gazowej	%	90%	90%	90%
Dyspozycyjność kogeneracji	h/rok	-	3 294	4 787
Dyspozycyjność wodnej pompy ciepła	h/rok	-	-	3 671
Dyspozycyjność ściekowej pompy ciepła	h/rok	-	8 760	-
Dyspozycyjność kotłowni gazowej	h/rok	8 760	3 206	

Uwaga do tabeli 3-6: wiersz „w tym kwalifikowany udział OZE/ciepła odpadowego" obliczono według reguły części strumienia z art. 116 ust. 1a ustawy o odnawialnych źródłach energii (wzór ERES = Qusable × (1 – 1/SPF)); wiersz „Udział miksu" — według reguły całego strumienia z projektowanego art. 7b ust. 4b ustawy — Prawo energetyczne. Są to dwie odrębne reguły stosowane do dwóch różnych celów prawnych; wartości nie mogą być używane zamiennie (zob. rozdział 2).

3.12. Analiza ekonomiczna

Celem analizy ekonomicznej jest porównanie kosztów i korzyści trzech rozpatrywanych wariantów funkcjonowania systemu ciepłowniczego w Rogoźnie: wariantu bazowego, wariantu porównawczego obejmującego rozbudowę kogeneracji o odzysk ciepła odpadowego z wykorzystaniem pompy ciepła oraz wariantu Low2High, wykorzystującego ciepło ze ścieków oczyszczonych.

3.12.1. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne określono dla każdego wariantu modernizacyjnego z uwzględnieniem kosztów podstawowych urządzeń, infrastruktury pomocniczej, prac projektowych, budowlano -montażowych oraz niezbędnych przyłączy. Wartości mają charakter szacunkowy i służą do porównania skali kapitałowej poszczególnych rozwiązań. Wysokości nakładów dla poszczególnych wariantów przedstawiono w poniższych tabelach.

Tabela 3-7 Nakłady inwestycyjne - wariant Low2High (Rogoźno)

Pozycja	Nakłady [PLN]	2025	2026	2027	2028
Prace przygotowawcze	650 000	130 000	520 000		
Kogeneracja gazowa 0,999 MWe	6 700 000		2 010 000	4 020 000	670 000
Układ wodnych pomp z oczyszczalni ścieków 0,75 MWt	5 100 000		1 530 000	3 060 000	510 000
Sieć ciepłownicza 1 km (2 × DN150)	2 300 000		690 000	1 380 000	230 000
ŁĄCZNE NAKŁADY INWESTYCYJNE	**14 750 000**	**130 000**	**4 750 000**	**8 460 000**	**1 410 000**

Tabela 3-8 Nakłady inwestycyjne - wariant porównawczy (Rogoźno)

Pozycja	Nakłady [PLN]	2025	2026	2027	2028
Prace przygotowawcze	500 000	100 000	400 000		
Kogeneracja gazowa 0,999 MWe	6 700 000		2 010 000	4 020 000	670 000
Wodna pompa ciepła 0,3 MWt	1 400 000		420 000	840 000	140 000
ŁĄCZNE NAKŁADY INWESTYCYJNE	**8 600 000**	**100 000**	**2 830 000**	**4 860 000**	**810 000**

3.12.2. Analiza opłacalności

W tabeli poniżej przedstawiono wartości wybranych wskaźników opłacalności dla dwóch wariantów modernizacyjnych. Rachunek prowadzony jest przyrostowo względem wariantu bazowego, dla którego wskaźników nie wyznacza się:

a) Wartość zaktualizowana netto NPV

b) Względna wartość zaktualizowana netto NPVR

c) Wewnętrzna stopa zwrotu IRR

d) Prosty okres zwrotu SPBT

e) Zdyskontowany okres zwrotu DPBT

f) Zysk operacyjny (EBITDA)

Na podstawie tych wskaźników można określić, czy dany wariant spełnia warunki opłacalności, tzn. czy NPV > 0, co jest równoważne warunkowi, że IRR jest większy od stopy dyskonta (6,00%), jak również sprawdzić, po jakim czasie zwróci się inwestycja.

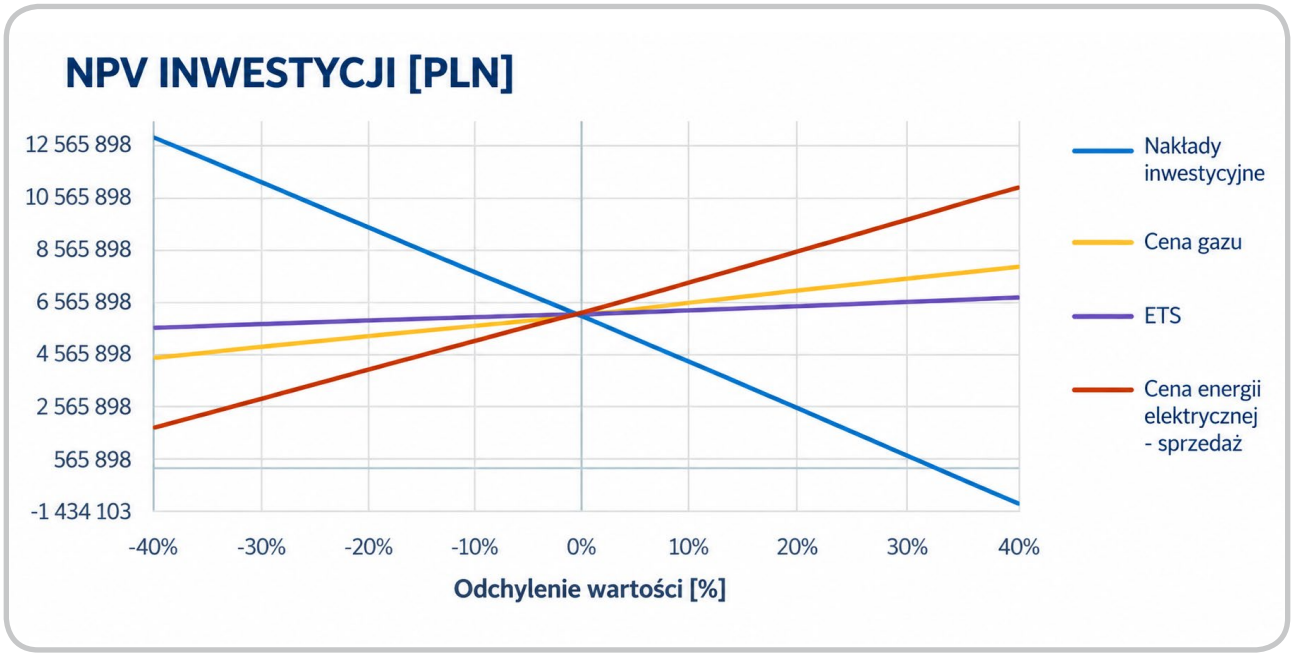
Przez bazowe ścieżki cenowe rozumie się ścieżki przyjęte w analizie ekonomicznej, z uwzględnieniem kosztu uprawnień w systemie ETS2.

Tabela 3-9 Wskaźniki opłacalności analizowanych wariantów (Rogoźno)

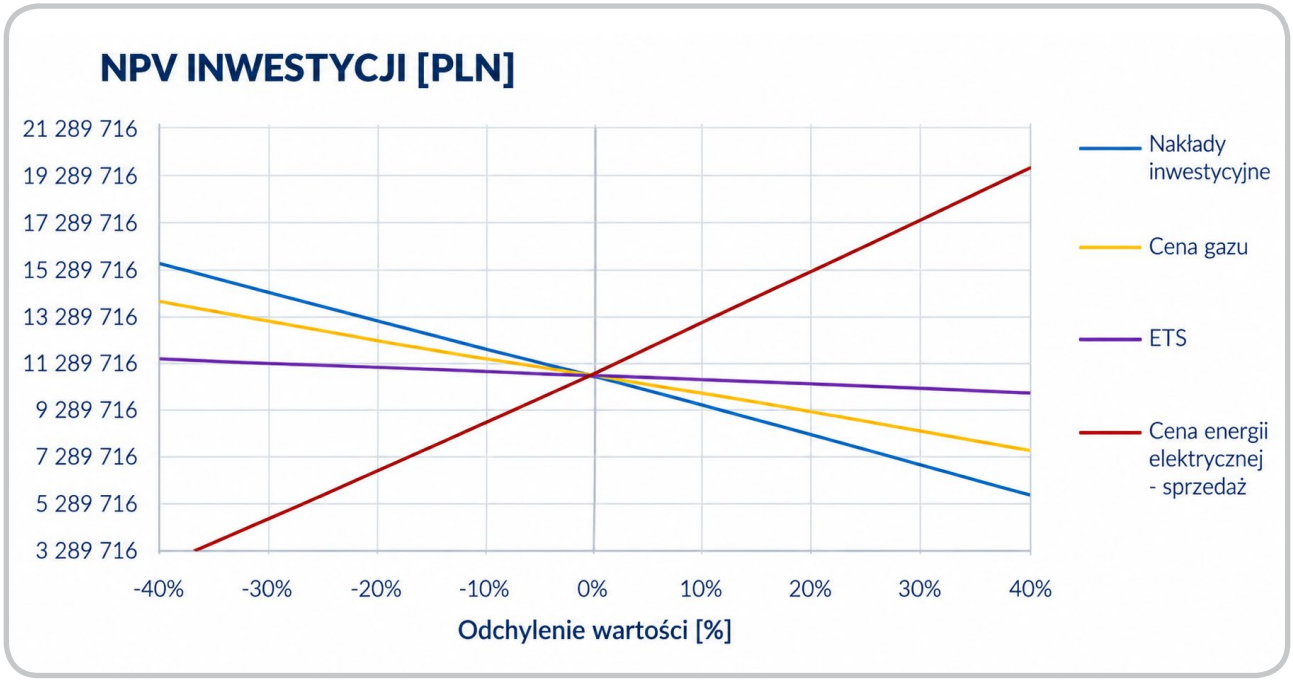
Pozycja	Jednostki	Wariant Low2High	Wariant porównawczy
Nakłady	PLN	14 750 000	8 600 000
NPV	PLN	6 548 725	10 715 610
IRR	%	10,89%	17,76%
NPVR	%	49,15%	137,82%
Prosty okres zwrotu SPBT	lat	10,30	7,73
Zdyskontowany okres zwrotu DPBT	lat	12,97	9,17
Zysk operacyjny z inwestycji (EBITDA)	PLN	19 873 090	18 490 896

3.12.3. Analiza wrażliwości

W analizie wrażliwości przedstawiono wpływ zmian nakładów inwestycyjnych, cen gazu, cen uprawnień do emisji w systemie ETS2 oraz cen energii elektrycznej na wartość NPV. Wnioski z tej analizy omówiono w podsumowaniu rozdziału.



Rysunek 3-15 Analiza wrażliwości - wariant Low2High (Rogoźno)



Rysunek 3-16 Analiza wrażliwości — wariant porównawczy (Rogoźno)

3.13. Podsumowanie

Analiza pilotażu w Rogoźnie wykazała, że wykorzystanie niskotemperaturowego ciepła zawartego w ściekach oczyszczonych jest technicznie możliwe i może istotnie zmienić strukturę wytwarzania ciepła w lokalnym systemie. Ze względu na wysokie parametry sieci, której temperatura zasilania może osiągać 115° C, rozwiązanie powinno funkcjonować jako układ hybrydowy. Pompy ciepła pokrywają obciążenie podstawowe i wykorzystują lokalne źródło *low-grade*, kogeneracja dostarcza energię elektryczną oraz ciepło o wyższym poziomie temperatury, natomiast istniejące kotły gazowe zachowują funkcję źródeł szczytowych i rezerwowych.

W wariancie Low2High przewidziano budowę jednostki kogeneracyjnej o mocy 0,999 MWe, trzech pomp ciepła o łącznej mocy 0,75 MWt oraz ciepłociągu DN150 o długości około 1 km, łączącego oczyszczalnię ścieków z miejską siecią ciepłowniczą. Pompy ciepła wytwarzają 16 675 GJ ciepła rocznie, z czego 11 558 GJ stanowi energia zakwalifikowana jako ciepło odpadowe lub OZE. Udział ciepła wytworzonego przez pompy ciepła w całkowitej produkcji wynosi 51,04%, przy czym część kwalifikowana jako energia odnawialna lub ciepło odpadowe stanowi 35,38%. Łączny udział pomp ciepła i kogeneracji sięga 86,78%, a pozostałe 13,22% pokrywają kotły gazowe. Wariant spełnia projektowane kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego do końca 2039 r., natomiast nie osiąga progu obowiązującego od 1 stycznia 2040 r. Wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej obniża się z 1,376 do 0,238.

Wariant Low2High zapewnia również najlepsze wyniki paliwowe i środowiskowe w przyjętej granicy bilansu, obejmującej emisje ze spalania paliw w źródłach systemu. Rachunek nie obejmuje emisji powiązanych z energią elektryczną kupowaną z sieci na potrzeby pomp ciepła ani emisji unikanych w systemie elektroenergetycznym dzięki sprzedaży energii z kogeneracji; stronę paliwowo-energetyczną porównania w pełnym ujęciu odzwierciedla wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej (0,238 dla wariantu Low2High, 0,533 dla porównawczego, 1,376 dla bazowego). Roczne zużycie gazu, wyrażone wartością opałową, spada z 10 083,3 MWh w wariancie bazowym do 8 480,1 MWh, czyli o około 16%. Emisja CO_2 ze spalania gazu zmniejsza się z 2 013,6 do 1 693,4 t/rok, co odpowiada redukcji o około 320 t CO_2 rocznie. Korzyści te są związane z ograniczeniem pracy kotłów gazowych, które w wariancie Low2High odpowiadają jedynie za 4 319 GJ, czyli około 13,2% rocznej produkcji ciepła. Jednocześnie wariant wymaga większego zużycia energii elektrycznej przez pompy ciepła i zakupu około 1 140 MWh energii rocznie.

Wariant porównawczy zakłada rozbudowę jednostki kogeneracyjnej o wodną pompę ciepła wykorzystującą ciepło odpadowe z obiegu niskotemperaturowego i układu spalinowego. Jego najważniejszą zaletą jest możliwość zlokalizowania wszystkich urządzeń na terenie istniejącej ciepłowni. Brak konieczności budowy kilometrowego ciepłociągu ogranicza nakłady, straty przesyłowe oraz zakres prac budowlanych, hydraulicznych i przyłączeniowych. Źródło ciepła odpadowego jest ponadto bezpośrednio związane z pracą kogeneratora, co ułatwia sterowanie i ogranicza ryzyka eksploatacyjne charakterystyczne dla wymienników mających kontakt ze ściekami.

W wariancie porównawczym kogeneracja odpowiada za około 54,97% produkcji ciepła, a pompa ciepła za 11,84%. Część kwalifikowana jako energia odnawialna lub ciepło odpadowe stanowi 8,36%, a łączny udział kogeneracji i pompy ciepła osiąga 66,81%. Rozwiązanie nie prowadzi jednak do statusu efektywnego systemu ciepłowniczego według kryteriów projektowanych od 2028 r.: całe ciepło z pompy pochodzi z obiegu kogeneratora, a więc nie zawiera energii odnawialnej, wobec czego udział energii z odnawialnych źródeł energii wynosi zero, podczas gdy kryterium połączone wymaga co najmniej 5%; status wariantu nie zależy przy tym od spornej kwalifikacji tego strumienia jako ciepła odpadowego albo kogeneracyjnego. Zużycie gazu wzrasta do 14 407,7 MWh wartości opałowej rocznie, a emisja CO_2 do około 2 877,1 t/rok, ponieważ korzyści wariantu wynikają przede wszystkim z wysokosprawnej produkcji skojarzonej i sprzedaży energii elektrycznej, a nie z ograniczenia wykorzystania paliwa gazowego.

Warto odnotować praktyczną konsekwencję opisanego w rozdziale 2 projektowanego art. 16 ust. 8d ustawy — Prawo energetyczne. Operator systemu w Rogoźnie, z mocą zamówioną przez odbiorców na poziomie 5,64–5,68 MW, przekracza próg 5 MW, a w wariancie bazowym nie spełnia kryteriów efektywnego systemu — po wejściu nowelizacji w życie będzie więc zobowiązany uzupełnić plan rozwoju o część określającą przedsięwzięcia niezbędne do ich spełnienia, po raz pierwszy w terminie trzech miesięcy od wejścia ustawy w życie. Analiza wariantowa przedstawiona w tym rozdziale odpowiada zakresowi takiej części planu: obejmuje przedsięwzięcia źródłowe, informacje o możliwości obniżenia temperatury zasilania oraz przewidywany sposób finansowania.

Analiza ekonomiczna wskazuje, że oba warianty modernizacyjne są opłacalne przy przyjętych bazowych ścieżkach cenowych, stopie dyskontowej wynoszącej 6% oraz uwzględnieniu kosztów emisji w systemie ETS2. Wyraźnie korzystniejszy wynik finansowy osiąga wariant porównawczy. Przy nakładach inwestycyjnych wynoszących 8 600 000 PLN generuje on NPV w wysokości 10 715 610 PLN i IRR na poziomie 17,76%. Prosty okres zwrotu wynosi 7,73 roku, a zdyskontowany okres zwrotu 9,17 roku.

Wariant Low2High wymaga nakładów w wysokości 14 750 000 PLN i osiąga NPV na poziomie 6 548 725 PLN oraz IRR wynoszącą 10,89%. Prosty okres zwrotu wynosi 10,30 roku, natomiast zdyskontowany okres zwrotu 12,97 roku. Różnica pomiędzy wariantami jest szczególnie widoczna w wartości NPVR, która wynosi 137,82% dla wariantu porównawczego i 49,15% dla Low2High. Oznacza to, że wariant porównawczy przynosi większą wartość ekonomiczną w relacji do zaangażowanego kapitału.

Wariant Low2High osiąga jednak wyższy skumulowany zysk operacyjny EBITDA – około 19 873 090 PLN wobec 18 490 896 PLN w wariancie porównawczym. Wynika to z niższych kosztów paliwa i emisji w okresie eksploatacji; wskaźnik ten nie uwzględnia jednak nakładów inwestycyjnych. Niższe wskaźniki rentowności wynikają przede wszystkim z wyższych nakładów początkowych, obejmujących układ trzech pomp ciepła, instalacje na terenie oczyszczalni oraz budowę nowego ciepłociągu.

Analiza wrażliwości wskazuje, że dla wariantu porównawczego szczególnie istotna jest cena sprzedaży energii produkowanej w kogeneracji, ponieważ przychody ze sprzedaży stanowią jeden z głównych elementów korzyści ekonomicznych. Wariant Low2High jest natomiast bardziej wrażliwy na poziom nakładów inwestycyjnych oraz cenę energii kupowanej na potrzeby pomp ciepła. Wzrost cen gazu i kosztów uprawnień w systemie ETS2 poprawia względną pozycję wariantu Low2High, ponieważ zużywa on mniej paliwa niż warianty bazowy i porównawczy.

Wybór rozwiązania zależy zatem od priorytetów operatora. Wariant porównawczy jest rozwiązaniem bardziej kompaktowym, mniej kapitałochłonnym i korzystniejszym pod względem wskaźników finansowych. Poprawia wykorzystanie energii z kogeneracji i ogranicza zużycie paliwa, nie zapewnia jednak trwałej ścieżki uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego według kryteriów projektowanych. Wariant Low2High, dzięki wykorzystaniu zewnętrznego źródła niskotemperaturowego, taką ścieżkę daje: zapewnia ponad 50-procentowy udział ciepła z pomp ciepła, ogranicza zużycie gazu oraz emisję CO_2 i pozwala spełniać kryteria efektywnego systemu do końca 2039 r.

Ostateczna decyzja inwestycyjna powinna uwzględniać zarówno wskaźniki ekonomiczne, jak i wartość strategiczną poszczególnych wariantów. W przypadku Low2High uzasadnione jest rozważenie instrumentów wsparcia, które pozwoliłyby częściowo skompensować wyższe nakłady związane z wykorzystaniem zewnętrznego źródła *low-grade*. Przed realizacją konieczne jest ponadto potwierdzenie całorocznych parametrów ścieków, kosztów i warunków budowy ciepłociągu (w tym kolizji z istniejącym uzbrojeniem terenu, m.in. torami kolejowymi, na trasie planowanego przebiegu), wymagań przyłączeniowych oraz szczegółowego sposobu hydraulicznej i temperaturowej integracji nowych źródeł z istniejącą siecią.

4. Wnioski i rekomendacje

Publikacja odpowiada na jedno pytanie: jak wykorzystać niskotemperaturowe źródła odnawialne i ciepło odpadowe w istniejących systemach ciepłowniczych o wysokich parametrach pracy. Odpowiedź, która wynika z trzech poprzednich rozdziałów, daje się ująć w jednym zdaniu: istniejące wysokoparametrowe systemy ciepłownicze nie są przeszkodą dla wykorzystania niskotemperaturowych źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego, pod warunkiem właściwej integracji technicznej, odpowiedniego planowania i wykorzystania zmieniających się ram regulacyjnych.

Każdy z tych trzech warunków jest konieczny i żaden nie wystarcza samodzielnie. Integracja techniczna rozstrzyga, czy strumień ciepła w ogóle da się doprowadzić do sieci przy akceptowalnym nakładzie energii. Planowanie rozstrzyga, czy kolejność działań pozwoli sfinansować całość i czy pierwszy krok nie zablokuje drugiego. Ramy regulacyjne rozstrzygają, czy uzyskany efekt zostanie zaliczony tam, gdzie decyduje o pozycji przedsiębiorstwa i o dostępie do finansowania. Poniżej zebrano to, co z tych trzech warstw wynika łącznie — najpierw wnioski, następnie rekomendacje praktyczne, dalej warunki po stronie otoczenia regulacyjnego, a na końcu odniesienie do sytuacji polskiego ciepłownictwa i do roli projektu.

4.1. Wnioski

Wniosek pierwszy: ciepło low-grade jest zasobem względnym, a nie kategorią techniczną. To samo źródło może być w pełni użyteczne w jednym punkcie systemu i bezużyteczne w innym. O przydatności rozstrzyga relacja między temperaturą źródła a temperaturą wymaganą w miejscu wykorzystania, odległość, całoroczny profil dostępności oraz możliwości hydrauliczne sieci. Wynika stąd praktyczna konsekwencja: rozpoznanie zasobu nie kończy się na stwierdzeniu, że w pobliżu istnieje strumień ciepła. Kończy się na wykazaniu, że ten strumień da się doprowadzić do konkretnego punktu konkretnej sieci przy akceptowalnym nakładzie energii i kosztu.

Wniosek drugi: regulacja przesądza o kwalifikowalności, a jej horyzont jest dłuższy niż horyzont decyzji inwestycyjnej. Kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego zaostrzają się w kolejnych przedziałach czasowych, a ścieżki, które dziś pozwalają spełnić kryterium bez udziału energii odnawialnej i ciepła odpadowego, w kolejnych horyzontach zanikają. Jednocześnie projektowane przepisy przesądzają, że przy spełnieniu wymagania dotyczącego współczynnika wydajności sezonowej cały strumień ciepła wytworzony w instalacji z pompą ciepła zalicza się odpowiednio do energii odnawialnej albo do ciepła odpadowego. Niska temperatura źródła przestaje więc być kwestią kwalifikowalności, a pozostaje kwestią efektywności i kosztu. Inwestycja przygotowywana dziś i eksploatowana przez dwie dekady przechodzi przez kilka kolejnych progów — dlatego wariant należy liczyć pod kryteria przyszłe, nie obecne.

Wniosek trzeci: przy wysokich parametrach sieci rozwiązaniem jest układ hybrydowy, a nie zamiana źródła. Pilotaż w Rogoźnie pokazuje to jednoznacznie: pompy ciepła pokrywają obciążenie podstawowe i wykorzystują lokalne źródło niskotemperaturowe, kogeneracja dostarcza ciepło o wyższym poziomie temperatury, a istniejące kotły gazowe zachowują funkcję źródeł szczytowych i rezerwowych. Podejście etapowe, rozpoczynające się od układów łączących źródła kopalne z odnawialnymi, pozwala włączyć zasoby low-grade do istniejącej sieci bez zakłócenia dostaw ciepła i przy wykorzystaniu majątku, którym przedsiębiorstwo już dysponuje.

Wniosek czwarty: wskaźniki finansowe i wartość strategiczna wariantu rozchodzą się — i jest to wynik analizy, a nie jej słabość. W Rogoźnie wariant zapewniający największe ograniczenie zużycia paliwa i najwyższy udział ciepła odpadowego nie osiąga najlepszych wskaźników opłacalności, a rozwiązanie prostsze inwestycyjnie zwraca się szybciej, lecz wyczerpuje swoją pozycję regulacyjną wcześniej. Ocena wariantu wyłącznie według okresu zwrotu pomija ten składnik rachunku, który rozdział 2 opisuje jako policzalny w latach utrzymania statusu. Warianty modernizacyjne należy zatem oceniać według więcej niż jednego kryterium, a horyzont oceny powinien obejmować daty kolejnych progów regulacyjnych.

Wniosek piąty: o wyniku przedsięwzięcia decyduje cały układ, a nie wybrana technologia. Na rezultat składają się jednocześnie: dostępne źródło ciepła wraz z jego temperaturą, mocą i zmiennością, sieć z jej wymaganymi parametrami i możliwościami hydraulicznymi, odbiorcy dyktujący temperatury pracy oraz otoczenie energetyczno-ekonomiczne, w tym ceny energii elektrycznej, paliw i uprawnień do emisji. Pompa ciepła o korzystnych parametrach katalogowych nie zapewni dobrego wyniku, jeżeli źródło jest zbyt odległe lub niestabilne, a sieć wymaga bardzo wysokich parametrów. Ten sam wniosek potwierdzają prace projektu prowadzone w Polsce, na Litwie i na Słowacji: mimo wspólnego punktu wyjścia technicznego — systemów trzeciej generacji pracujących w zakresie około 70–120°C — struktura wytwarzania, warunki rynkowe i etap dekarbonizacji różnią te trzy kraje na tyle, że nie istnieje jeden model transformacji możliwy do przeniesienia bez zmian.

4.2. Rekomendacje dla przedsiębiorstw ciepłowniczych

Poniższe rekomendacje układają się w sekwencję. Nie jest to lista wariantów do wyboru, lecz kolejność kroków, w której każdy następny opiera się na wyniku poprzedniego.

Zacznij od danych eksploatacyjnych, nie od koncepcji technicznej. Przed podjęciem decyzji o technologii potrzebne są: całoroczny profil temperatury i przepływu rozważanego źródła, godzinowy przebieg zapotrzebowania systemu oraz rzeczywisty rozkład temperatury zasilania i powrotu w sieci. W Rogoźnie podstawą oceny potencjału była seria pomiarów przepływu i temperatury ścieków oczyszczonych obejmująca dziesięć miesięcy, lecz nie pełny rok — bez niej ani moc możliwa do uzyskania, ani liczba godzin pracy nie dają się wiarygodnie wyznaczyć. Pojedynczy pomiar nie wystarcza, ponieważ temperatura i przepływ zmieniają się sezonowo.

Sprawdź temperaturę powrotu, zanim rozważysz wymianę źródła. Temperatura powrotu jest tym parametrem sieci, którym operator dysponuje najbardziej bezpośrednio, i zarazem tym, który najsilniej przesądza o możliwości włączenia źródeł niskotemperaturowych. Audyt węzłów zawyżających temperaturę powrotu i korekta nastaw regulacji są często najtańszym działaniem otwierającym sieć wysokoparametrową na ciepło odnawialne i odpadowe, a można je wykonać bez wymiany majątku wytwórczego. Obniżanie parametrów sieci wymaga równoległych działań w węzłach i instalacjach odbiorczych i jest procesem rozłożonym na lata, a nie decyzją możliwą do podjęcia jednym zarządzeniem.

Projektuj układ hybrydowy i zachowaj modułowość. Przy sieci o temperaturze zasilania sięgającej 115°C pompa ciepła nie powinna być traktowana jako samodzielne źródło pokrywające pełny zakres temperatury. Racjonalny układ to taki, w którym pompa pracuje w zakresie możliwie małego podnoszenia temperatury, kogeneracja dostarcza ciepło o wyższym poziomie temperaturowym, a istniejące kotły zapewniają dogrzew i pokrycie szczytu. Podział mocy na kilka mniejszych jednostek zamiast jednej dużej — w Rogoźnie trzy pompy po 250 kWt zamiast jednej o mocy 750 kWt — zwiększa zakres regulacji, pozwala pracować przy ograniczonym przepływie źródła i tworzy częściową rezerwę.

Przy źródłach o pracy nieciągłej rozważ magazyn ciepła od początku, a nie jako uzupełnienie. Wiele źródeł niskotemperaturowych — ciepło odpadowe procesów pracujących okresowo, energia słoneczna, część strumieni komunalnych — jest dostępnych wtedy, gdy zapotrzebowanie jest niskie. Magazyn odpowiada na niedopasowanie profilu dostępności do profilu odbioru — dlatego przy takich źródłach jest elementem bardzo często koniecznym. Od lipca 2026 r. magazyn ciepła i magazyn chłodu mają w Prawie energetycznym własną definicję, a magazynowanie ciepła wchodzi do katalogu działalności objętej kalkulacją taryfową — przestaje więc być urządzeniem pomocniczym o niejasnym statusie kosztowym.

Domknij stronę umowną, zanim domkniesz stronę techniczną. Sama dostępność technicznie odpowiedniego źródła nie tworzy jeszcze projektu. Przy strumieniu należącym do podmiotu zewnętrznego — zakładu przemysłowego, oczyszczalni, centrum danych — o wykonalności przedsięwzięcia rozstrzygają warunki umowy: gwarantowana dostępność, parametry dostarczanego ciepła, zasady rozliczeń, podział odpowiedzialności za układy rezerwowe i skutki przestoju źródła. Okres ekonomicznego życia sieci ciepłowniczej bywa dłuższy niż horyzont działalności zakładu dostarczającego ciepło odpadowe, dlatego umowa powinna obejmować okres porównywalny z okresem amortyzacji infrastruktury. Rozmowę z partnerem przemysłowym warto zaczynać od zakresu danych potrzebnych do oceny, a nie od gotowej koncepcji technicznej — bez wiarygodnych informacji o wolumenie, profilu temperaturowym i ciągłości procesu wstępna analiza po prostu nie powstanie.

Sprawdź kwalifikowalność, zanim zapadnie decyzja techniczna. Status efektywnego systemu ciepłowniczego jest bramą, przez którą przechodzą trzy odrębne strumienie skutków: trwałość bazy odbiorców, warunki taryfowe i koszty emisji; z nimi wiąże się dodatkowo dostęp do instru-

mentów wsparcia. Programy wsparcia coraz mocniej wiążą ocenę wniosku z wkładem przedsięwzięcia w osiągnięcie tego statusu, a jednocześnie określają progi techniczne, których osiągalność w konkretnym systemie trzeba zweryfikować przed przygotowaniem projektu, a nie po ogłoszeniu naboru. Warto też odnotować, że kalkulacja taryfowa przewiduje dla instalacji odnawialnych źródeł wytwarzających ciepło oraz dla instalacji zagospodarowujących ciepło odpadowe ustawowo określony minimalny poziom zwrotu z zaangażowanego kapitału — jest to jedyna kategoria inwestycji ciepłowniczych objęta taką gwarancją.

Etapuj tak, aby każdy krok był domknięty technicznie i taryfowo. Transformacja systemu jest sekwencją, w której najpierw modernizuje się źródło, następnie włącza lokalne zasoby tam, gdzie jest to uzasadnione konfiguracją, a parametry sieci obniża stopniowo, w tempie modernizacji odbiorców i możliwości hydraulicznych. Warunkiem powodzenia jest, aby każdy etap zamykał się samodzielnie — również w rachunku regulacyjnym i taryfowym — i aby żaden nie przekreślał następnego. Modernizacja samego źródła, choćby najsprawniejszego, nie otwiera systemu na zasoby rozproszone: jeżeli warunki przyłączenia, parametry pracy i logika sterowania pozostają zaprojektowane wyłącznie pod jedno źródło centralne, system po modernizacji jest nowocześniejszy, ale równie zamknięty jak przed nią.

4.3. Warunki po stronie otoczenia regulacyjnego

Trzy kwestie leżą poza dyspozycją pojedynczego przedsiębiorstwa, a rozstrzygają o tempie, w jakim opisane wyżej rozwiązania będą wdrażane.

Pierwszą jest przewidywalność wieloletnia. Programy transformacji planuje się na kilkanaście lat, a warunki ich finansowania rozstrzygają się w cyklu rocznym. Przedsiębiorstwo, które musi domykać rachunek w każdym kolejnym roku taryfowym, wybierze rozwiązanie o krótszym okresie zwrotu niezależnie od jego wartości długoterminowej — i będzie to wybór racjonalny.

Drugą jest brak standardu umów na odbiór ciepła odpadowego. Każde przedsięwzięcie tego rodzaju negocjuje dziś od początku zakres, który powtarza się we wszystkich takich projektach: poufność, udostępnianie danych, własność aktywów, przerwy w dostawie, wymagania jakościowe, odpowiedzialność i warunki wypowiedzenia. Wzorzec obniżyłby koszt transakcyjny po obu stronach i usunął najczęstszą przyczynę zatrzymania rozmowy na etapie wstępnym.

Trzecią jest kalibracja progów w instrumentach wsparcia. Wymagania techniczne wyrażone jako wartości bezwzględne, odpowiadające parametrom sieci nowej generacji, wykluczają dokładnie te systemy, które program ma transformować. Progi wyrażone jako wymagana poprawa względem udokumentowanego stanu wyjściowego prowadzą do tego samego celu, a pozostają osiągalne dla systemów istniejących.

4.4. Znaczenie dla transformacji polskiego ciepłownictwa

Opisane wyżej podejście nie jest jednym z wielu możliwych. Dla znacznej części polskiego sektora jest podejściem jedynym wykonalnym w dostępnym czasie — i to jest właściwy powód, dla którego warto je znać.

Polskie ciepłownictwo dysponuje infrastrukturą, której nie da się szybko odtworzyć: ponad dwudziestoma trzema tysiącami kilometrów sieci, rozwiniętą bazą odbiorców i kompetencjami eksploatacyjnymi budowanymi przez dekady. Ta sama infrastruktura została jednak zaprojektowana pod parametry temperaturowe i pod strukturę paliwową, które dziś są jej największym obciążeniem. Skala zadania wyklucza rozwiązanie polegające na przebudowie systemów od podstaw: nie pozwala na to ani czas, jaki wyznaczają kolejne progi regulacyjne, ani kapitał, jakim sektor realnie dysponuje. Pytanie nie brzmi więc, czy budować systemy nowej generacji zamiast istniejących, lecz co da się zrobić w istniejących — i w jakiej kolejności.

Publikacja pokazuje, że odpowiedź jest konkretna. Lokalne zasoby niskotemperaturowe i ciepło odpadowe można wprowadzać do sieci pracującej przy 115°C, nie czekając na obniżenie jej parametrów, przy zachowaniu istniejących kotłów jako źródeł szczytowych i rezerwowych, i przy nakładach mieszczących się w skali pojedynczego przedsiębiorstwa średniej wielkości. Nie jest to rozwiązanie darmowe ani automatycznie tańsze — rozdział trzeci pokazuje również, że wariant o największym udziale ciepła odpadowego nie musi mieć najlepszych wskaźników finansowych. Jest to natomiast rozwiązanie wykonalne dziś, w konfiguracji, którą przedsiębiorstwo już ma, i bez zakłócenia dostaw ciepła.

Znaczenie tego podejścia rośnie wraz z tym, jak zmieniają się kryteria oceny systemów. Obecnie kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego spełnia w skali kraju około 22% systemów [9], a progi w kolejnych horyzontach czasowych rosną. Dla większości przedsiębiorstw pytanie brzmi zatem nie „jak utrzymać status", lecz „jak go osiągnąć" — i to w warunkach, w których kogeneracja przestaje być samodzielną ścieżką jego uzyskania. Włączenie ciepła odpadowego i źródeł odnawialnych do istniejącej sieci jest jedną z niewielu dróg, które dodają ciepło zaliczane do kryterium bez konieczności uprzedniej przebudowy całego systemu. Dodatkowo, jak opisano w rozdziale drugim, ciepło wytworzone w instalacji z pompą ciepła zalicza się w całości do energii odnawialnej albo do ciepła odpadowego — co czyni tę drogę wyraźnie efektywniejszą regulacyjnie, niż wynikałoby to z samej ilości energii pobranej z dolnego źródła.

Kierunek zmian w polskim sektorze jest z tym podejściem zbieżny. Strategia Transformacji Ciepłownictwa wskazuje jako cele wzrost liczby systemów spełniających status efektywnego systemu ciepłowniczego oraz dojście do ciepła systemowego wytwarzanego ze źródeł nisko- i bezemisyjnych [10]. Dokument ten określa jednak kierunek i skalę, a nie sposób postępowania w pojedynczym systemie. Wyniki przedstawione w tej publikacji odpowiadają dokładnie na to drugie pytanie: pokazują, jak sprawdzić, czy lokalny zasób daje się wykorzystać, jak porównać warianty w pełnym układzie źródło–sieć–odbiorcy–otoczenie, jak rozłożyć przedsięwzięcie na

etapy i w którym miejscu rachunku pojawia się wartość, której nie widać we wskaźnikach opłacalności. Transformacja sektora nie dokona się jedną decyzją ani jednym programem — złoży się na nią kilkaset przedsięwzięć przygotowanych w poszczególnych systemach. Publikacja dotyczy właśnie tego poziomu.

4.5. Rola projektu LIFE Low2HighDH i Krajowej Agencji Poszanowania Energii

Doświadczenia zgromadzone w projekcie LIFE Low2HighDH, obejmujące analizy i prace prowadzone w kilku krajach europejskich, wskazują, że integracja niskotemperaturowych źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego z istniejącymi wysokoparametrowymi systemami ciepłowniczymi jest możliwa w różnych uwarunkowaniach technicznych i regulacyjnych. Studium przypadku Rogoźna pokazuje praktyczne zastosowanie tych doświadczeń w warunkach polskich.

Wartość takiego materiału polega na tym, że pozwala porównywać. Prace prowadzone równolegle w Polsce, na Litwie i na Słowacji objęły systemy o wspólnym rodowodzie technicznym i bardzo różnej strukturze wytwarzania, a przegląd rozwiązań możliwych do zastosowania w sieciach wysokoparametrowych zestawił układy oparte na kogeneracji i na kotłowniach, rozwiązania integrujące nowe źródło z istniejącym oraz rozwiązania zastępujące źródło w całości. Zestawienie wariantów i uwarunkowań przy jednolitych założeniach obliczeniowych daje coś, czego nie daje pojedynczy przykład: możliwość odczytania kierunku zależności między parametrami układu a wynikiem, a nie tylko wartości uzyskanych w jednym systemie.

Krajowa Agencja Poszanowania Energii uczestniczy w projekcie jako partner konsorcjum odpowiedzialny za analizy krajowe i za przygotowanie planów inwestycyjnych dla wspieranych systemów. Zadaniem Agencji było przełożenie doświadczeń zebranych w kilku krajach na sposób postępowania możliwy do zastosowania w warunkach polskich — przy krajowych parametrach sieci, krajowych ramach taryfowych i krajowym katalogu instrumentów wsparcia. Metoda oceny przedstawiona w rozdziale trzecim jest wynikiem tego przełożenia i była stosowana w pracach nad rzeczywistymi systemami ciepłowniczymi.

Niniejsza publikacja ma być narzędziem praktycznym dla przedsiębiorstw rozpoczynających transformację. Nie zastępuje analizy konkretnego systemu — rozstrzygnięcia wymagają każdorazowo własnych danych i własnych obliczeń, ponieważ rozstrzyga o tym konfiguracja konkretnego systemu, a nie kategoria technologii. Pokazuje natomiast, jakie pytania trzeba zadać, w jakiej kolejności i jakie dane trzeba zebrać, zanim zapadnie decyzja inwestycyjna. Z tak przygotowanego materiału mogą korzystać przedsiębiorstwa opracowujące własne programy inwestycyjne, przenosząc kierunek zależności między wariantami, a nie wartości bezwzględne.

Wykaz skrótów

CHP — układ kogeneracyjny, jednoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (ang. *combined heat and power*)

COP — współczynnik efektywności pompy ciepła (ang. *coefficient of performance*)

CWU — ciepła woda użytkowa

DCF — metoda zdyskontowanych przepływów pieniężnych (ang. *discounted cash flow*)

DN — średnica nominalna rurociągu

DPBT — zdyskontowany okres zwrotu nakładów (ang. *discounted payback time*)

EBITDA — zysk operacyjny przed odsetkami, opodatkowaniem i amortyzacją

ESC — efektywny energetycznie system ciepłowniczy w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy — Prawo energetyczne

ETS — unijny system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych

ETS2 — odrębny system handlu uprawnieniami obejmujący paliwa wykorzystywane w budynkach, transporcie drogowym i dodatkowych sektorach

FCFF — wolne przepływy pieniężne dla wszystkich dawców kapitału (ang. *free cash flow to firm*)

IRR — wewnętrzna stopa zwrotu (ang. *internal rate of return*)

KAPE — Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.

MWt — megawat mocy cieplnej

NPV — wartość bieżąca netto (ang. *net present value*)

NPVR — wskaźnik wartości bieżącej netto odniesionej do nakładów

OZE — odnawialne źródła energii

PES — oszczędność energii pierwotnej (ang. *primary energy savings*)

SPBT — prosty okres zwrotu nakładów (ang. *simple payback time*)

URE — Urząd Regulacji Energetyki

WACC — średni ważony koszt kapitału (ang. *weighted average cost of capital*)

Wpc — wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej

Wykaz źródeł

Akty prawne Unii Europejskiej

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/87/WE ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych, w brzmieniu nadanym dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. (rozdział IVa).
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, w brzmieniu nadanym dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona).
4. Zalecenie Komisji (UE) 2024/2395 z dnia 2 września 2024 r. ustanawiające wytyczne dotyczące interpretacji art. 26 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 w odniesieniu do zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą (Dz. Urz. UE L z 2024 r., 2024/2395).
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2026/667 z dnia 11 marca 2026 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1119 w odniesieniu do ustanowienia unijnego pośredniego celu klimatycznego na 2040 r. (Dz. Urz. UE L 67 z 18.03.2026).

Akty prawa krajowego

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r. poz. 43, ze zm.).
2. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2026 r. poz. 68, ze zm.).
3. Ustawa z dnia 11 czerwca 2026 r. o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki (Dz. U. z 2026 r. poz. 900).
4. Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. poz. 718, ze zm.).
5. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 15 lipca 2024 r. w sprawie obowiązku zakupu ciepła lub chłodu oraz ciepła odpadowego oraz sposobu załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej (Dz. U. poz. 1084).

Projekty aktów prawnych

1. Projekt ustawy o zmianie ustawy — Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z dnia 15 maja 2026 r., wdrażający dyrektywę (UE) 2023/1791.
2. Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii, skierowany do konsultacji publicznych w maju 2026 r.

Dokumenty strategiczne i programowe

1. Ministerstwo Energii, *Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r.*, projekt uchwały Rady Ministrów, pozycja ID275 w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów.

2. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, *Program priorytetowy „Fundusz Transformacji Ciepłownictwa”* (projekt).

Raporty i opracowania

1. Averfalk H., Werner S., Felsmann C., Rühling K., Wiltshire R., Svendsen S., Li H., Faessler J., Mermoud F., Quiquerez L., *Transformation Roadmap from High to Low Temperature District Heating Systems*, Annex XI Final Report, IEA DHC, 2017.
2. Biuro Analiz Parlamentu Europejskiego, briefing PE 772878, 2025.
3. Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Energii, *Heating and cooling*.
4. Komisja Europejska, *ETS2: buildings, road transport and additional sectors*.
5. Urząd Regulacji Energetyki, *Energetyka cieplna w liczbach 2025*.
6. Eurostat, *Energy consumption in households*, Statistics Explained, dane za 2024 r.

Spis tabel

Tabela 2-1 Kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego w kolejnych horyzontach czasowych 13

Tabela 3-1 Istniejące kotły gazowe w ciepłowni przy ul. Fabrycznej 27

Tabela 3-2 Podstawowe parametry sieci ciepłowniczej w Rogoźnie 28

Tabela 3-3 Wybrane dane eksploatacyjne systemu w latach 2022-2024 29

Tabela 3-4 Charakterystyka analizowanych wariantów 29

Tabela 3-5 Założenia dotyczące odzysku ciepła ze ścieków 34

Tabela 3-6 Zestawienie wyników analizowanych wariantów (Rogoźno) 43

Tabela 3-7 Nakłady inwestycyjne - wariant Low2High (Rogoźno) 45

Tabela 3-8 Nakłady inwestycyjne - wariant porównawczy (Rogoźno) 45

Tabela 3-9 Wskaźniki opłacalności analizowanych wariantów (Rogoźno) 46

Spis rysunków

Rysunek 3-1 Schemat obliczeniowy wybranej metody 25

Rysunek 3-2 Zestawienie analizowanych wariantów 30

Rysunek 3-3 Wykres rzeczywisty pracy urządzeń - wariant bazowy (Rogoźno) 31

Rysunek 3-4 Wykres uporządkowany pracy urządzeń - wariant bazowy (Rogoźno) 31

Rysunek 3-5 Udział poszczególnych technologii w produkcji ciepła – wariant bazowy (Rogoźno) 32

Rysunek 3-6 Potencjał odzysku ciepła ze ścieków 33

Rysunek 3-7 Schemat ideowy integracji kogeneracji i pomp ciepła z systemem ciepłowniczym 34

Rysunek 3-8 Wykres rzeczywisty pracy urządzeń - wariant Low2High (Rogoźno) 36

Rysunek 3-9 Wykres uporządkowany pracy urządzeń - wariant Low2High (Rogoźno) 36

Rysunek 3-10 Udział poszczególnych źródeł w produkcji ciepła - wariant Low2High (Rogoźno) 37

Rysunek 3-11 Zasada działania układu kogeneracyjnego wzbogaconego o odzysk ciepła odpadowego 39

Rysunek 3-12 Wykres rzeczywisty pracy urządzeń - wariant porównawczy (Rogoźno) 41

Rysunek 3-13 Wykres uporządkowany pracy urządzeń - wariant porównawczy (Rogoźno) 42

Rysunek 3-14 Udział poszczególnych źródeł w produkcji ciepła - wariant porównawczy (Rogoźno) 42

Rysunek 3-15 Analiza wrażliwości - wariant Low2High (Rogoźno) 47

Rysunek 3-16 Analiza wrażliwości — wariant porównawczy (Rogoźno) 47

O projekcie LIFE Low2HighDH

Low2HighDH to trzyletni projekt realizowany od października 2023 r. do września 2026 r. w ramach Programu działań na rzecz środowiska i klimatu (LIFE), którego celem jest opracowanie metodyki włączania odnawialnych źródeł energii o niskiej temperaturze oraz ciepła odpadowego do wysokoparametrowych systemów ciepłowniczych. Projekt obejmuje przedsiębiorstwa ciepłownicze w Polsce, na Litwie i na Słowacji; dla każdego z nich przygotowano analizę techniczno-ekonomiczną wybranego rozwiązania, a dla części z nich także plan inwestycyjny.

Konsorcjum tworzy osiem podmiotów z sześciu państw Unii Europejskiej. Koordynatorem jest CREARA Consultores SL (Hiszpania); w skład konsorcjum wchodzą ponadto Europroject OOD (Bułgaria), Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. (Polska), Università degli Studi di Genova oraz Università degli Studi di Napoli Parthenope (Włochy), Lietuvos energetikos institutas (Litwa), Slovenská technická univerzita v Bratislave (Słowacja) i Global New Energy Finance SL (Hiszpania).

Umowa o dofinansowanie nr 101120865. Strona projektu: low2highdh.eu.

Przypisy

1 **Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Energii**, *Heating and cooling*, https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling_en, dostęp: 4 sierpnia 2026 r. Dane liczbowe: Eurostat, *Energy consumption in households*, Statistics Explained, dane za 2024 r.; Eurostat, *Small increase in renewable heating & cooling in 2024*, komunikat z 26 stycznia 2026 r.

2 **Averfalk H., Werner S., Felsmann C., Rühling K., Wiltshire R., Svendsen S., Li H., Faessler J., Mermoud F., Quiquerez L.**, *Transformation Roadmap from High to Low Temperature District Heating Systems*, Annex XI Final Report, International Energy Agency Technology Collaboration Programme on District Heating and Cooling including Combined Heat and Power (IEA DHC), 30.04.2017, https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_XI/IEA-DHC-Annex_XI_Transformation_Roadmap_Final_Report_April_30-2017.pdf, dostęp: 27.07.2026.

3 **Ministerstwo Energii,** *Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r.*, projekt uchwały Rady Ministrów, pozycja ID275 w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów, dokument opublikowany 26 czerwca 2026 r., konsultacje publiczne do 15 lipca 2026 r.; projekt nieprzyjęty.

4 **Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,** *Program priorytetowy „Fundusz Transformacji Ciepłownictwa”* (projekt), konsultacje publiczne 20–30 lipca 2026 r.; program nieustanowiony, nabór nieogłoszony.

5 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę

2003/87/WE (rozdział IVa); rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2026/667 z dnia 11 marca 2026 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1119 w odniesieniu do ustanowienia unijnego pośredniego celu klimatycznego na 2040 r. (Dz. Urz. UE L 67 z 18.03.2026), art. 2; Komisja Europejska, *ETS2: buildings, road transport and additional sectors*; Biuro Analiz Parlamentu Europejskiego, briefing PE 772878 (2025).

6 Dyrektywa 2003/87/WE w brzmieniu nadanym dyrektywą (UE) 2023/959; rozporządzenie (UE) 2026/667 — *dz. cyt.*

7 Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, *Program priorytetowy „Fundusz Transformacji Ciepłownictwa”* (projekt) — *dz. cyt.*

8 Ministerstwo Energii, *Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r. — dz. cyt.*

9 Ministerstwo Energii, *Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r. — dz. cyt.*

10 Ministerstwo Energii, *Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r. — dz. cyt.*

Low2HighDH

Projekt Low2HighDH

KAPE

Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.

2026

ISBN: 978-83-978950-4-1

Dofinansowane przez
Unię Europejską