PTEZ

# Potencjał wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce

Raport Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych

# Potencjał wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce

© Copyright by Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, czerwiec 2024 r.

**Autorzy raportu:**

Martyna Begiedza – koordynatorka zespołu redakcyjnego
Monika Gruźlewska – koordynatorka zespołu redakcyjnego
Łukasz Bentkowski
Jacek Bogucki
Marek Cecerko
Włodzimierz Czachor
Joana Falkus
Marek Fałtyn
Marek Froehlich
Arkadiusz Górski
Tomasz Gurdak
Dariusz Ignaciuk
Paweł Jamrozik
Tomasz Jaśkiewicz
Dorota Jeziorowska
Marcin Koczor
Michał Leśko
Krzysztof Makowski
Jędrzej Maśnicki
Mariusz Orzechowski
Paweł Pilarz
Mariusz Radziszewski
Małgorzata Renk
Tomasz Rutka
Joanna Smolik
Monika Soćko
Małgorzata Szyc
Robert Więzik
Tomasz Wojtasiak
Adam Zwada
Maciej Żyrkowski

Przedstawione w raporcie analizy zostały skonsultowane z **Agencją Rynku Energii**

ARE

Raport został przygotowany przy zaangażowaniu merytorycznym **Banku Gospodarstwa Krajowego**

100 1924 - 2024 BGK POLSKI BANK ROZWOJU

**Opracowanie graficzne:**

CzystyDizajn

# Spis treści


**1. Streszczenie zarządcze oraz wstęp 1**

**2. Ciepłownictwo systemowe w Polsce – stan obecny i wyzwania w obliczu transformacji 9**

**3. Technologie Power to Heat 11**

3.1. Dostępne technologie i zasada ich działania 11

3.2. Pompy ciepła 11

3.3. Kotły elektrodowe 13

3.4. Magazyny ciepła – współpraca z technologiami Power to Heat 14

3.4.1. Krótkoterminowe magazyny ciepła - akumulatory ciepła 14

3.4.2. Sezonowe magazyny ciepła 16

3.5. Wybrane doświadczenia z wykorzystaniem technologii Power to Heat w Polsce i Unii Europejskiej 17

3.5.1. Projekty zrealizowane: 17

3.5.2. Projekty w trakcie realizacji 17

3.5.3. Projekty planowane 19

**4. Otoczenie regulacyjne w ciepłownictwie w perspektywie wykorzystania mechanizmu Power to Heat 20**

4.1. Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej 20

4.2. Prawodawstwo krajowe w kontekście wykorzystania technologii Power to Heat 23

4.3. Finansowanie inwestycji w technologie Power to Heat - przegląd systemów, programów pomocowych i wsparcia komercyjnego 25

4.3.1. Systemy wsparcia w krajach Unii Europejskiej 25

4.3.2. Polskie programy wsparcia inwestycyjnego dla ciepła z OZE 27

4.3.3. Finansowanie inwestycji w technologie Power to Heat przez banki 29

**5. Uwarunkowania rynkowe 30**

5.1. Wykorzystanie energii elektrycznej na potrzeby ciepłownicze 30

5.1.1. Bilansowanie krajowej sieci elektroenergetycznej przez ciepłownictwo systemowe 30

5.1.2. Uwarunkowania rozwoju Power to Heat względem infrastruktury przesyłowej 32

5.2. Wpływ technologii Power to Heat na infrastrukturę ciepłowniczą 33

5.2.1. Uwarunkowania sieci ciepłowniczych w kontekście wzrostu udziału instalacji Power to Heat 33

5.2.2. Rola digitalizacji sieci ciepłowniczych we wdrażaniu rozwiązań Power to Heat 34

5.3. Relacja pomiędzy instalacjami Power to Heat a jednostkami kogeneracji 35

5.4. Model biznesowy przedsiębiorstwa wykorzystującego instalacje Power to Heat 36

**6. Analiza wpływu technologii Power to Heat na realizację celów klimatycznych oraz Krajowy System Elektroenergetyczny 39**

6.1. Metodyka oraz kluczowe założenia przyjęte do analizy 39

6.2. Zapotrzebowanie na ciepło - analiza efektywności energetycznej budynków i jej wpływ na sektor ciepłownictwa systemowego 40
6.3. Analiza porównawcza kosztów produkcji ciepła systemowego – porównanie LCOH 45
6.4. Transformacja miksu paliwowego w ciepłownictwie systemowym. 47
6.4.1. Zużycie paliw 51
6.4.2. Zużycie energii elektrycznej przez jednostki Power to Heat 52
6.4.3. Produkcja energii elektrycznej 53
6.4.4. Emisje – ścieżka redukcji emisji 55
6.4.5. Spełnienie warunków efektywnego systemu ciepłowniczego 56
6.4.6. Przykładowa praca jednostki z układem Power to Heat – uporządkowane wykresy godzinowe produkcji 57
6.5. Główne wnioski i podsumowanie 63
**7. Rekomendacje - klucz do rozwoju 65**
7.1. Implementacja dyrektyw z pakietu Fit for 55 65
7.1.1. DYREKTYWA EED 65
7.1.2. DYREKTYWA RED III 67
7.2. Uruchomienie systemu wsparcia dla technologii Power to Heat 69
7.2.1. Technologie Power to Heat z systemem wsparcia operacyjnego 69
7.2.2. Uzupełnienia w zakresie programów inwestycyjnych 70
7.3. Pozostałe zmiany regulacyjne, w tym taryfowanie ciepła odnawialnego 72
7.4. Sposób obliczania wolumenu ciepła z OZE 73
7.5. Szersze spojrzenie na proces dekarbonizacji 73
**8. Case study w formie scenariuszy referencyjnych dla systemów ciepłowniczych o różnych mocach 74**
8.1. System ciepłowniczy w Krakowie - PGE Energia Ciepła S.A. 75
8.2. System ciepłowniczy w Łodzi - Veolia Energia Łódź S.A. 81
8.3. System ciepłowniczy w Siemianowicach Śląskich - TAURON Ciepło sp. z o.o. 83
**9. Załączniki do części głównej raportu 88**
9.1. Załącznik nr 1. Kluczowe programy i źródła wsparcia inwestycyjnego projektów w obszarze wytwarzania ciepła z OZE w Polsce (wersja rozszerzona) 88
9.2. Załącznik nr 3. Finansowanie inwestycji ciepłowniczych – analiza dla projektu budowy nowego miksu wytwórczego w systemie o wielkości zapotrzebowania szczytowego ok. 200 MWt, wykorzystującego technologie Power to Heat 93
9.3. Załącznik 3 Założenia makroekonomiczne i rynkowe do analizy z rozdziału 6 98

# 1. Streszczenie zarządcze oraz wstęp

## Streszczenie zarządcze

### WPROWADZENIE

- Rynek ciepła systemowego w Polsce jest jednym z największych w Europie. Ciepło systemowe wykorzystywane jest do celów grzewczych w 52,2% gospodarstw domowych w Polsce. Jednocześnie polskie systemy ciepłownicze w dalszym ciągu opierają się głównie na paliwach kopalnych – w 2022 r. udział węgla w produkcji ciepła koncesjonowanego wyniósł 66,2%, paliw gazowych - 9,3%, a źródeł OZE - 12,6%.

- Zgodnie z postanowieniami Nowego Zielonego Ładu oraz biorąc pod uwagę regulacje pakietu „Fit for 55", wszystkie systemy ciepłownicze do 2050 roku będą musiały osiągnąć neutralność klimatyczną. Jak wynika z analizy przeprowadzonej w 2023 r. przez Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ), w warunkach polskich oznacza to konieczność poniesienia nakładów inwestycyjnych na modernizację infrastruktury wytwórczej, przesyłowej i dystrybucyjnej oraz w zakresie instalacji odbiorczych na poziomie od 276 mld zł do 418 mld zł (w zależności od przyjętego scenariusza dekarbonizacji), przy czym wielkość ta z dużym prawdopodobieństwem ulegnie zwiększeniu w związku m.in. ze zrównolegleniem wielu frontów robót.

- Co istotne, pierwsze znaczące zmiany regulacyjne mające zastosowanie do istniejących systemów ciepłowniczych wchodzą w życie już od 1 stycznia 2028 r., co powoduje, biorąc pod uwagę okres trwania procesów inwestycyjnych w energetyce (4-7 lat), że czasu na zaplanowanie strategii dekarbonizacji danego systemu ciepłowniczego, podjęcie niezbędnych decyzji inwestycyjnych i ich realizację, jest niewiele.

- Regulacje pakietu „Fit for 55", w połączeniu z przeprowadzoną wielowariantową analizą ekonomiczną i techniczną, pozwoliły na określenie technologii wytwarzania ciepła możliwych do zastosowania w celu wypełnienia wymogów polityki klimatyczno - energetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem spełnienia kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego, który warunkuje możliwość uzyskania i utrzymania pomocy publicznej na inwestycje. Do katalogu tych technologii należą m.in. źródła gazowe, źródła biomasowe, geotermia, ciepło odpadowe oraz technologie Power to Heat. Instalacje Power to Heat, których zastosowanie polega na wykorzystaniu urządzeń konwertujących energię elektryczną na ciepło bądź chłód, mogą w sposób znaczący partycypować w procesie dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego, jak wpływać na optymalizację kosztów transformacji.

- W sektorze ciepłownictwa systemowego wyróżniamy dwie wiodące technologie Power to Heat:
  - **Pompy ciepła** - sprężarkowe, wielkoskalowe pompy ciepła wykorzystują energię elektryczną do podnoszenia parametrów ciepła pobieranego z otoczenia (z powietrza, wody, gruntu to tzw. dolne źródło ciepła) i przekazywania („pompowania") go do zasilania systemu ciepłowniczego (górnego źródła ciepła).
  - **Kotły elektrodowe** - bezpośrednio wykorzystują energię elektryczną do podgrzania wody do określonej temperatury, stąd też mogą być stosowane w systemach ciepłowniczych pracujących na wysokich temperaturach - takich, jakie obecnie występują w ciepłownictwie systemowym w Polsce.

- Dodatkowo, w spektrum technologii Power to Heat wchodzą akumulatory ciepła i sezonowe magazyny ciepła.

- W skali całej Unii Europejskiej, jak i Polski, można wskazać jednostkowe przykłady wielkoskalowego zastosowania technologii Power to Heat. Na pierwszym miejscu można tutaj wymienić kotły elektrodowe zainstalowane przez Grupę PGE w Elektrociepłowni Gdańsk (dwa kotły elektrodowe o mocy 35 $MW_t$ każdy) oraz zrealizowany przez Grupę Veolia projekt Szlachęcin (układ pompy ciepła o mocy 1,7MW).

- Jeśli chodzi o doświadczenia europejskie - największa w Finlandii instalacja pompy ciepła powietrze-woda połączona z siecią ciepłowniczą została uruchomiona w czerwcu 2023 r. (11 $MW_t$), w tym samym mieście zostały tez uruchomione w 2023 r. dwa kotły elektrodowe o łącznej mocy 100 MW.

- Plany dotyczące rozwoju Power to Heat są bardzo ambitne – obejmują one m.in.realizowany przez Fortum wrocławską Wrompą (12,5 $MW_t$), znaczący rozwój pomp ciepła (łącznie 34,2 $MW_t$) w Poznaniu (Veolia), pompy ciepła (383 $MW_t$) i kotły elektrodowych (690 $MW_t$) w lokalizacjach, w których system ciepłowniczy jest zasilany przez PGE, a także inne projekty, które są w fazie planowania.

## DEKARBONIZACJA SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH

- Technologie Power to Heat, zarówno pompy ciepła, jak i kotły elektrodowe w układzie z magazynami ciepła, są jednymi z kluczowych rozwiązań, które pozwolą na dekarbonizację naszych systemów ciepłowniczych w sposób efektywny ekonomicznie, umożliwiając jednocześnie ich transformację w kierunku zgodnym z kryteriami efektywnego systemu ciepłowniczego, którego definicja została określona w zmienionym art. 26 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (EED).

- Jest to wniosek, który wynika z analizy scenariuszowej stosowania technologii Power to Heat w ciepłownictwie systemowym opracowanym na bazie modelu, którego celem było wyznaczenie realistycznych wariantów rozwoju ciepłownictwa systemowego. Scenariusze zostały opracowane w taki sposób, aby realizując proces inwestycyjny w szeregu lokalnych systemów ciepłowniczych, możliwe było spełnienie wymagań polityki klimatyczno - energetycznej oraz oczekiwań odbiorców ciepła systemowego. Na tej podstawie wyodrębniono trzy scenariusze dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa systemowego, w tym jeden scenariusz tła, który opiera się na braku spełnienia wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego dla znaczącej liczby takich systemów w Polsce i służył do określenia negatywnych efektów zaniechanej transformacji.

- W **Wariancie A**, spełnienie kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego następuje głównie przez realizację inwestycji w instalacje OZE oraz elektryfikację. **Wariant B** zakłada intensywniejszy rozwój jednostek kogeneracji z założeniem konieczności przepaliwowania jednostek opalanych gazem ziemnym na gazy zdekarbonizowane od roku 2040, co będzie zależne od rozwoju rynku tych paliw i ich dostępności dla sektora ciepłownictwa systemowego. **Wariant C** (scenariusz tla) raportu nie doprowadza znacznej części systemów ciepłowniczych do osiągnięcia kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego, co będzie prowadziło do sukcesywnego poszukiwania przez odbiorców końcowych alternatywnych rozwiązań grzewczych i finalnie ucieczki od ciepła systemowego, co nie zawsze będzie możliwe z perspektywy m.in. uwarunkowań technicznych.

- W pierwszych dwóch wariantach gaz ziemny jest paliwem przejściowym w procesie odchodzenia od węgla kamiennego. W szczególności w przypadku wariantu „kogeneracyjnego" (Wariant B) odgrywa znaczącą rolę, co będzie wpłynie na zwiększone całkowite zapotrzebowanie Polski na gaz. W trzecim scenariuszu (Wariant C) gaz ziemny jest jedynie uzupełnieniem mixu paliwowego sektora ciepłowniczego, ustępując miejsca biomasie i elektryfikacji wytwarzania ciepła.

- W przypadku scenariusza tła (Wariant C), dekarbonizacja i spełnienie regulacyjnych wymogów jest realizowane poprzez technologie biomasowe, co powoduje znaczący wzrost zapotrzebowanie na paliwo biomasowe. Średnie roczne zapotrzebowanie na biomasę w wariantach B i C wyniosłoby ponad 4 mln ton. Biorąc pod uwagę potencjalne dalsze zaostrzanie kryteriów KZR dla biomasy, utrudnienia związane z logistyką dostaw paliwa oraz dostępnością biomasy na rynku, opieranie długoterminowych planów dekarbonizacji całego sektora głównie wyłącznie na tym źródle wydaje się być ryzykowne, nie można jednak pominąć jego roli w tym procesie.

- Tylko warianty A i B gwarantują osiągnięcie neutralności emisyjnej do 2050 r.

- Dodatkowo, szersze stosowanie Power to Heat oznacza niższy średni koszt zmienny wytworzenia ciepła w systemie ciepłowniczym. Wartość ta wynosi w przedstawionym w raporcie przykładzie 70,6 zł/GJ dla wariantu bez technologii Power to Heat oraz 51,63 zł/GJ dla wariantu obejmującego ten rodzaj źródeł. Należy podkreślić, że jest to kwota odpowiadająca wyłącznie kosztom zmiennym, w dodatku pomniejszonym o przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej i nie uwzględnia nakładów ani kosztów stałych pracy jednostek kogeneracji. Jest to jednak znacząca różnica pokazująca **pozytywny wpływ Power to Heat na koszt wytworzenia – a co za tym idzie, również i ceny ciepła sieciowego.**

- Prowadzenie elektryfikacji ogrzewnictwa indywidualnego prowadzi do wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w zakresie od 7 do 10 TWh. W analizowanych scenariuszach elektryfikacja ciepłownictwa systemowego zachodziła w różnym tempie, ale we wszystkich wariantach maksymalne zapotrzebowanie przekraczało 10 TWh. W przypadku Wariantu A, roczne zapotrzebowanie na energię wynosiło ponad 15 TWh.

- Z analizy wynika, że **przy szerszym zastosowaniu technologii Power to Heat - sektor ciepłownictwa systemowego stanie się jednym z większych konsumentów energii elektrycznej.** Zwiększające się zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające nie tylko z elektryfikacji ciepłownictwa, ale ogólnie rozwoju gospodarczego i konsumenckiego, będzie musiało znaleźć odwzorowanie w podaży energii elektrycznej ze źródeł nisko- i zeroemisyjnych. Istotną rolę będzie odgrywać rozwój energetyki jądrowej, OZE i źródeł opartych o spalanie biometanu/biogazu. Z drugiej strony hybrydowe systemy ciepłownicze, wykorzystujące pompy ciepła i kotły elektrodowe sprzężone z akumulatorem ciepła, będą w stanie pełnić funkcję stabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego, gospodarując nadwyżki energii elektrycznej pochodzącej z produkcji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.

## DEKARBONIZACJA KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

- W krajowych warunkach wykorzystanie kotłów elektrodowych sprzyja integracji instalacji OZE w ramach systemu elektroenergetycznego (m.in. poprzez możliwość konwersji i magazynowania nadwyżki energii elektrycznej jako ciepło).

- Ideą zastosowania Power to Heat jest zamiana energii elektrycznej w czasie jej nadprodukcji przez instalacje OZE w ciepło, zmagazynowanie jej, a następnie zużycie w szczycie zapotrzebowania na ciepło. Niska cena energii elektrycznej w takich sytuacjach poprawia rentowność instalacji Power to Heat, obniża cenę ciepła systemowego przy jednoczesnym zmniejszaniu produkcji ciepła w jednostkach konwencjonalnych. Dzięki zastosowaniu Power to Heat możliwa byłaby maksymalizacja wykorzystania produkcji energii elektrycznej przez instalacje OZE.

- **Technologie Power to Heat pozwolą na zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej z OZE.** W Polsce wskutek braku możliwości zbilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego, ograniczenia pracy instalacji OZE w latach 2023-2024 wyniosły 421 GWh, a w 2024 r. w okresie od 1 marca do 20 maja utracono łącznie 395 GWh energii odnawialnej. Kotły elektrodowe lub pompy ciepła zainstalowane w systemach ciepłowniczych mogą zwiększyć potencjał wykorzystania czystej energii elektrycznej.

- Zastosowanie kotłów elektrodowych może wspierać realizację krajowych zobowiązań w zakresie zwiększania udziału OZE w ciepłownictwie, bez konieczności nieskoordynowanego i pospiesznego przechodzenia na sieć niskotemperaturową, które powinno następować stosownie do potrzeb i uwarunkowań konkretnych sieci ciepłowniczych.

## KOMPLEMENTARNY CHARAKTER KOTŁÓW ELEKTRODOWYCH I POMP CIEPŁA

- Pompy ciepła mają potencjał do zastąpienia pracujących w podstawie, wyeksploatowanych jednostek wytwórczych wykorzystujących do wytwarzania paliwa węglowe. Natomiast, zastosowanie kotłów elektrodowych przy współpracy z magazynami ciepła może pomóc w zastępowaniu jednostek rezerwowo - szczytowych.

- Zastosowanie i efektywność danej technologii Power to Heat są zależne od rodzaju sieci ciepłowniczej. Pompy ciepła, jako źródło ciepła są źródłem ciepła niskotemperaturowego (ok. 80÷90 °C), co wiąże się z koniecznością dodatkowego dogrzania wody sieciowej z pomp w sezonie grzewczym w sieciach wysokotemperaturowych, które dominują w polskich systemach ciepłowniczych. Z kolei kotły elektrodowe mogą ogrzać wodę sieciową nawet do 160 °C. Ponieważ proces wymiany sieci ciepłowniczej na niskotemperaturową wiąże się z dużymi kosztami i utrudnieniami także dla mieszkańców, należy zakładać, że będzie on długotrwały. Stąd istotnym jest, aby obie technologie Power to Heat były traktowane komplementarnie i równorzędnie.

- Kotły elektrodowe są też rozwiązaniem dla dużych systemów ciepłowniczych, gdzie pokrycie zapotrzebowania na ciepło nie będzie wystarczające przy użyciu pomp ciepła i braku możliwości wdrożenia innych technologii OZE (w terenach zurbanizowanych są problemy z dostawami biomasy czy też znalezieniem areału dla instalacji solarnych).

## REKOMENDACJE REGULACJYJNE

- Dla realizacji szerokiego stosowania technologii Power to Heat w polskim ciepłownictwie kluczowe są następujące kwestie:
  - **Nowy system wsparcia operacyjnego** dla wybranych technologii wytwarzania ciepła odnawialnego z energii elektrycznej z OZE, który byłby dostosowany do specyfiki technologii zaliczanych do Power to Heat. Decyzja o wyborze wspieranych technologii powinna być poprzedzona analizami dotyczącymi konieczności udzielania takiej pomocy, na podstawie których określone zostanie, jakie technologie i na jakim etapie generują najwyższe koszty (inwestycyjnym, operacyjnym czy w obu przypadkach równomiernie) oraz czy są one w stanie być konkurencyjne cenowo bez wsparcia operacyjnego i jaki okres wsparcia należy brać pod uwagę. Wybrana na tej podstawie technologia zdeterminuje finalny kształt nowego systemu wsparcia operacyjnego.
  - **Wprowadzenie możliwości zakwalifikowania ciepła wytworzonego w kotłach elektrodowych jako ciepło z OZE na potrzeby spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.** Energia elektryczna pochodząca z odnawialnych źródeł energii wykorzystywana do produkcji ciepła w kotłach elektrodowych powinna zostać potwierdzona gwarancjami pochodzenia energii (lub mechanizmem opartym o gwarancje pochodzenia) lub umowami zakupu energii (PPA). Kotły mogą być również zasilane bezpośrednio energią z dedykowanych lub lokalnych instalacji OZE odnawialnej (linia bezpośrednia), przypadki te nie wymagają jednak dodatkowych uregulowań.
  - **Wprowadzenie zmian w taryfowaniu ciepła z OZE.** Obecny sposób taryfowania ciepła nie odwzorowuje specyfiki instalacji OZE, które charakteryzują się wysokimi nakładami inwestycyjnymi, nie generując jednak kosztów operacyjnych analogicznego do poziomu konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Ponadto, obowiązujące obecnie przepisy i wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nie premiują wysiłków przedsiębiorstw energetycznych, które podejmują się realizacji inwestycji w instalacje OZE.

## SZERSZE SPOJRZENIE NA PROCES DEKARBONIZACJI

- Pomimo, że niniejsza analiza ma na celu wyłącznie analizę potencjału i uwarunkowań rozwoju określonych technologii pozwalających na wytwarzanie ciepła z OZE, kluczowym warunkiem skutecznego przeprowadzenia procesu dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce jest to, że w proces ten powinny być zaangażowane wszystkie strony będące uczestnikami rynku ciepła, ponieważ poszczególne realizowane działania są od siebie uzależnione. Ciężar transformacji nie powinien spoczywać wyłącznie na wytwórcach ciepła, co mogłoby wynikać z podstawowego wymogu związanego z koniecznością zmiany mixu energetycznego w systemach ciepłowniczych, ale i na operatorach sieci ciepłowniczej (dostosowanie do zmiany parametrów nośnika ciepła) czy odbiorcach końcowych (działania w zakresie termomodernizacji budynków i modernizacji instalacji odbiorczych), które łącznie wpłyną na optymalizacji kosztów dekarbonizacji, wpływając m.in. na poziom zapotrzebowania na ciepło, czy pozwolą na jak najbardziej efektywne przesyłanie, dystrybucję i rozprowadzenie ciepła o obniżanych parametrach.

- Istotną rolę w procesie pełnić będą również decydenci, którzy mogą w dużym stopniu wesprzeć dekarbonizację sektora ciepłownictwa systemowego poprzez wprowadzanie przepisów usprawniających realizację procesów inwestycyjnych na tak dużą skalę oraz dostosowujących wymogi techniczne do stosowanych rozwiązań technologicznych.

# Wstęp

Realizacja celów w zakresie polityki klimatycznej i energetycznej stawia przed ciepłownictwem sieciowym szereg wyzwań. Będzie wymagała przede wszystkim wprowadzenia nowych technologii zero- i niskoemisyjnych, które zastąpią jednostki wytwórcze wykorzystujące paliwa kopalne.

Kluczowym wyzwaniem z perspektywy przedsiębiorstw energetycznych działających w sektorze ciepłowniczym, jest spełnienie nowych kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego, w tym zwiększanie udziału energii OZE. Jednocześnie, nie można zapomnieć o zapewnieniu konkurencyjności cenowej ciepła systemowego. Aby te cele mogły zostać zrealizowane, niezbędna jest elektryfikacja ciepłownictwa za pośrednictwem wdrożenia technologii Power to Heat. Zwiększenie udziału energii OZE w systemach ciepłowniczych uwarunkowane jest nie tylko dostępnością odpowiednich technologii, ale również regulacjami krajowymi, które powinny wspierać proces dekarbonizacji sektora.

Technologie Power to Heat to przede wszystkim pompy ciepła i kotły elektrodowe, które umożliwiają konwersję energii elektrycznej na ciepło bądź chłód. Jednocześnie, mając na uwadze specyfikę produkcji energii elektrycznej związaną z dużą liczbą pogodowo-zależnych instalacji OZE przyłączonych do krajowego systemu elektroenergetycznego, przewiduje się istotną rolę wykorzystania magazynów ciepła.

Odpowiadając na potrzebę dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) przygotowało przegląd potencjału wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. W niniejszym raporcie eksperci PTEZ dokonali analizy:

- charakterystyki sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce (w rozdziale 2);
- dostępnych technologii Power to Heat, opisali zasadę działania i doświadczenia z ich wykorzystaniem (w rozdziale 3);
- otoczenia regulacyjnego w kontekście wykorzystania technologii Power to Heat, wynikającego z regulacji unijnych i krajowych (w rozdziale 4);
- uwarunkowań rynkowych dla wykorzystania energii elektrycznej z OZE w ciepłownictwie (w rozdziale 5);
- wpływu technologii Power to Heat na realizację celów polityki klimatyczno-energetycznej i funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego (w rozdziale 6);
- oraz opracowali rekomendacje z zakresu implementacji dyrektyw RED III i EED oraz zmian regulacyjnych w zakresie systemów wsparcia i taryfowania ciepła (w rozdziale 7).

Autorska analiza scenariuszowa technologii Power to Heat w ciepłownictwie systemowym powstała na bazie modelu, którego celem było wyznaczenie realistycznych wariantów rozwoju ciepłownictwa systemowego (dla okresu 2024 – 2050). Scenariusze zostały opracowane w taki sposób, aby realizując proces inwestycyjny w szeregu lokalnych systemów ciepłowniczych, możliwe było spełnienie wymagań polityki klimatyczno-energetycznej oraz oczekiwań odbiorców ciepła systemowego. Jeden ze scenariuszy opiera się na braku spełnienia wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego dla znaczącej liczby takich systemów w Polsce i służy do określenia negatywnych efektów zaniechania transformacji.

# 2. Ciepłownictwo systemowe w Polsce – stan obecny i wyzwania w obliczu transformacji

Rynek ciepła systemowego w Polsce jest jednym z największych w Europie. Ciepło systemowe wykorzystywane jest do celów grzewczych w 52,2% gospodarstw domowych w Polsce[1]. Prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania ciepła w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej przekraczającej 5 MW wymaga uzyskania koncesji oraz podlega obowiązkowi zatwierdzania taryf przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), przy czym, w przypadku jednostek kogeneracji obowiązek koncesyjny dotyczy wszystkich jednostek. Według danych z raportu URE „Energetyka cieplna w liczbach – 2022" przedsiębiorstwa koncesjonowane wytwarzały ciepło w źródłach różnej wielkości z przewagą ilościową źródeł małych do 50 MW, jedynie osiem przedsiębiorstw dysponowało mocą osiągalną źródeł przekraczającą 1 000 MW. Największy udział w strukturze zużytych paliw do produkcji ciepła systemowego od wielu lat stanowi węgiel kamienny. Na przestrzeni ostatnich lat jego udział stopniowo maleje na rzecz gazu ziemnego oraz odnawialnych źródeł energii.

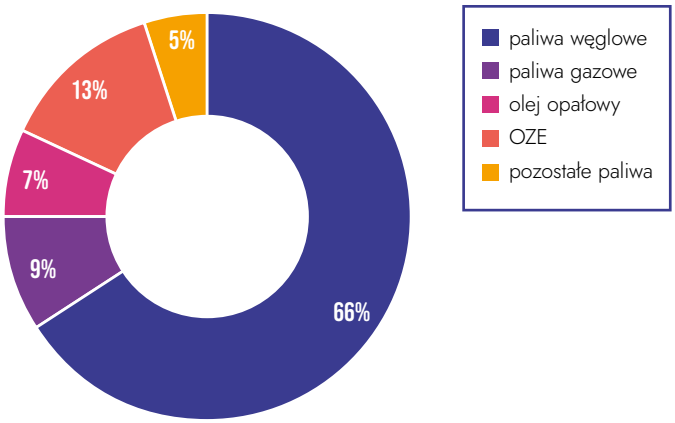
W ostatnich latach odnotowano duży wzrost ceny ciepła, ze względu na wyższe koszty produkcji ciepła, w szczególności dotyczące zakupu paliwa (wzrost cen paliw spowodowanych głównie wysoką inflacją) oraz uprawnień do emisji $CO_2$. Wzrost cen ciepła nie przekłada się jednak na poprawę sytuacji ekonomicznej sektora ciepłowniczego - od 2019 r. poziom rentowności źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji przyjmuje wartości ujemne.

Ciepło dostarczane do klientów z ciepłowni i jednostek kogeneracji jest konkurencyjne cenowo w porównaniu do alternatywnych, indywidualnych i pozasystemowych źródeł ciepła.

**Tabela 1. Charakterystyka koncesjonowanego ciepłownictwa w 2022 roku[2]**

| Wyszczególnienie | 2022 r. |
|---|---|
| Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych | 392 |
| Moc zainstalowana w MW | 53 188 |
| Moc zamówiona w MW | 34 924 |
| Długość sieci w km | 22 578 |
| Zatrudnienie w etatach | 27 772 |
| Sprzedaż ciepła ogółem w TJ | 357 703 |
| Ciepło oddane do sieci TJ | 265 658 |
| Ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci TJ | 233 134 |

**Rysunek 1. Struktura paliw (według energii w nich zawartej) zużywanych do produkcji ciepła w 2022 r.[3]**




1 Główny Urząd Statystyczny, Zużycie nośników energii w gospodarstwach domowy w 2021 r.

2 Opracowanie własne na podstawie danych raportu „Energetyka cieplna w liczbach – 2022" URE, Warszawa, październik 2023

3 Opracowanie własne na podstawie danych raportu „Energetyka cieplna w liczbach – 2022" URE, Warszawa, październik 2023

Zastosowanie nowoczesnych metod produkcji, uwzględniających odpowiednie instalacje ochrony środowiska, gwarantuje wysoką efektywność wykorzystania energii, w szczególności w procesie kogeneracji (czyli jednoczesnym wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej). Ciepłownictwo systemowe jest najbardziej skuteczną metodą walki z tzw. niską emisją i zjawiskiem ubóstwa energetycznego, ze względu na znaczne możliwości rozwoju sieci ciepłowniczej i przyłączania nowych odbiorców. Nakłady związane z przyłączeniem kolejnych odbiorców do sieci ciepłowniczej są z reguły niższe niż budowa indywidualnych źródeł ciepła, szczególnie w przypadku budynków wielorodzinnych. Priorytetem przedsiębiorstw ciepłowniczych jest zapewnienie odbiorcom ciepła bezpieczeństwa i stabilności dostaw. Ponadto ryzyko przerw w dostawach jest minimalne, a ewentualne awarie są szybko usuwane.

Ciepłownictwo systemowe stoi dziś przed szeregiem wyzwań spowodowanych koniecznością transformacji i modernizacji w celu spełnienia wymogów polityki klimatyczno - energetycznej Unii Europejskiej, przede wszystkim w zakresie Europejskiego Zielonego Ładu oraz Pakietu Fit for 55. Zgodnie z wnioskami z raportu Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych z 2023 r. pt. Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55" na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, nakłady na dostosowanie sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce wyniosą - w zależności od przyjętego scenariusza – od 276 do 418 mld zł. W obliczu sytuacji finansowej przedsiębiorstw ciepłowniczych i ograniczonej „tolerancji" klientów na wzrost cen, pozyskanie środków na przeprowadzenie transformacji powinno odbywać się przy znaczącym wsparciu państwa i Unii Europejskiej.

Pomimo teoretycznie szerokiej dostępności technologii niskoi zeroemisyjnych, wybór optymalnego wariantu realizacji projektów inwestycyjnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw ciepła i wielkości kosztów wytworzenia nie jest oczywisty. Barierami technicznymi do zastosowania najnowocześniejszych metod produkcji opartych o zeroemisyjną energię odnawialną są w szczególności: przestarzała infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna oraz odbiorcza w budynkach, a także brak możliwości ulokowania źródeł OZE w pobliżu systemu, czy też trudności z dostarczaniem wystarczającej ilości biomasy.

Podejmowanie odważnych decyzji inwestycyjnych w przypadku branż ściśle regulowanych, takich jak ciepłownictwo, wymaga jasnych i przejrzystych przepisów, nadążających za zmieniającymi się metodami wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, a także gwarancji stabilności otoczenia prawnego w długim okresie.

Szansą na wypełnienie celów związanych z dążeniem Polski i UE do neutralności klimatycznej jest szeroko pojęta elektryfikacja ciepłownictwa. Całkowite lub częściowe wykorzystanie odnawialnej energii elektrycznej przez instalacje Power to Heat przyczynia się do fizycznego zwiększenia udziału zielonej energii w sektorze ciepłowniczym. Z drugiej natomiast strony, rozwój tej technologii może pozytywnie wpłynąć na zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie elektroenergetycznym. Integracja krajowego systemu energetycznego z systemami ciepłowniczymi w obszarze technicznym i regulacyjnym jest warunkiem koniecznym sukcesu transformacji polskiej energetyki.

# 3. Technologie Power to Heat[4]

## 3.1. Dostępne technologie i zasada ich działania

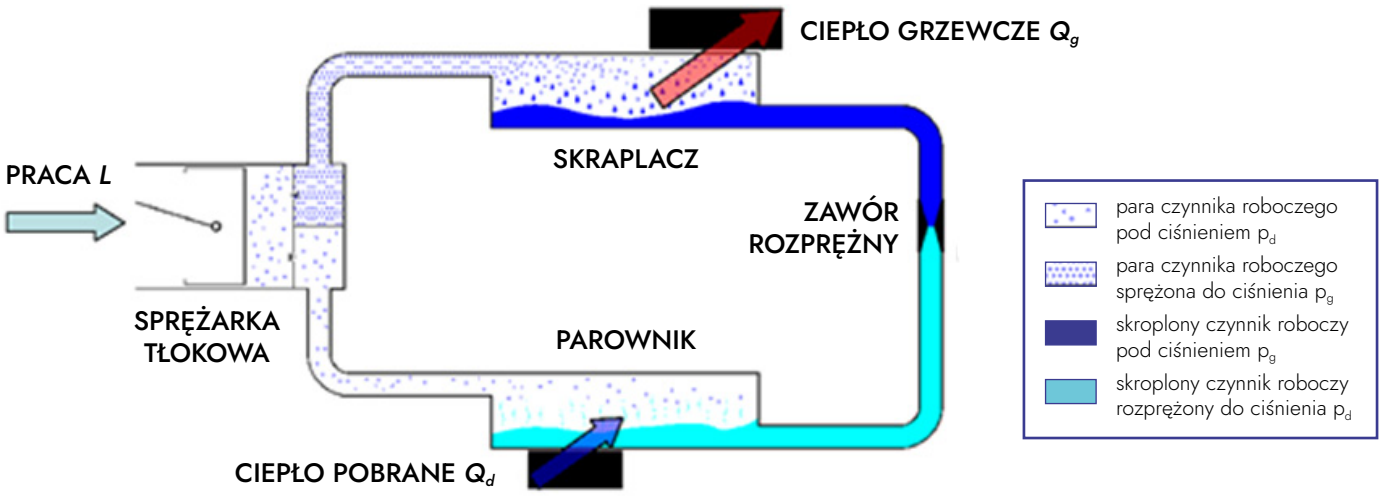
Power to Heat polega na wykorzystaniu urządzeń konwertujących energię elektryczną na ciepło bądź chłód. W sektorze ciepłowniczym wyróżniamy dwie wiodące technologie Power to Heat:

- **Pompy ciepła** - sprężarkowe, wielkoskalowe pompy ciepła wykorzystują energię elektryczną do podnoszenia parametrów ciepła pobieranego z otoczenia (z powietrza, wody, gruntu to tzw. dolne źródło ciepła) i przekazywania („pompowania") go do zasilania systemu ciepłowniczego (górnego źródła ciepła). Pompy ciepła są najbardziej efektywne w sieciach niskotemperaturowych.
- **Kotły elektrodowe** - bezpośrednio wykorzystują energię elektryczną do podgrzania wody do określonej temperatury, stąd też mogą być stosowane w systemach ciepłowniczych pracujących na wysokich temperaturach - takich jakie obecnie występują w ciepłownictwie systemowym w Polsce.

## 3.2. Pompy ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem, które transportuje ciepło z przestrzeni o niższej temperaturze z tzw. dolnego źródła ciepła do przestrzeni o wyższej temperaturze – czyli do tzw. górnego źródła ciepła, którym może być przykładowo sieć ciepłownicza lub instalacja grzewcza budynku. W tym celu wykorzystuje się cykl procesów termodynamicznych (parowanie, sprężanie, skraplanie i rozprężanie), którym poddawany jest czynnik roboczy krążący w pompie. Wzrost temperatury czynnika roboczego (in. chłodniczy), po odparowaniu, może się odbywać przy pomocy energii mechanicznej (sprężarkowa pompa ciepła zasilana energią elektryczną) lub cieplnej (absorpcyjna/adsorpcyjna pompa ciepła – ten rodzaj pomp ciepła nie wpisuje się w mechanizm Power to Heat i nie będzie omawiany w raporcie). Przykładami dolnych źródeł ciepła, które można zastosować w pompach są: powietrze, woda (np. rzeki, jeziora, woda morska), ścieki komunalne (zarówno

**Rysunek 2. Schemat układu sprężarkowej pompy ciepła**




4 W podrozdziałach 3.1-3.4 wykorzystano informacje z opracowania Energopomiar Sp. z o.o. dla Veolia

oczyszczone, jak i nieoczyszczone); energia zakumulowana przez grunt (odbierana poprzez czynnik pośredni krążący w wymiennikach gruntowych, głębinowych czy powierzchniowych), a także ciepło odpadowe pochodzące z różnych procesów technologicznych.

Istotnym aspektem pracy pompy ciepła jest wybór konkretnego czynnika roboczego. Odpowiednie substancje charakteryzują się różnym poziomem wpływu na środowisko, określanym m.in. przez współczynnik GWP (ang. Global Warming Potential).

Kluczowym parametrem pracy każdej pompy ciepła jest efektywność pompy tzw. COP (ang. coefficient of performance), która opisuje proporcję pomiędzy energią przekazaną do górnego źródła ciepła a doprowadzoną do niego energią elektryczną (lub ciepłem w urządzeniach sorpcyjnych) w określonych punktach pracy pompy. Wartość COP pompy ciepła zależy od temperatur górnego i dolnego źródła Im wyższa temperatura dolnego źródła oraz im niższa temperatura górnego źródła, tym większa efektywność procesu "pompowania ciepła" - stąd też wartość COP może zmieniać się w zależności od parametrów pracy pompy i osiągać wartości od 1,7 do 5. Dostawcy pomp zwykle posługują się SCOP - sezonowym współczynnikiem COP, prezentującym wartość uśrednioną.

Wielkoskalowe pompy ciepła charakteryzują się relatywnie dużym zakresem mocy cieplnej urządzeń – od 1 $MW_t$ do 90 $MW_t$ i więcej. W zastosowaniach ciepłowniczych można spotkać rozwiązania w postaci kilku pomp ciepła o wspólnym dolnym źródle ciepła, pracujących równolegle lub szeregowo, co pozwala lepiej dopasować profil produkcji do zapotrzebowania po stronie systemu ciepłowniczego poprzez lepszą elastyczność instalacji.

W tabeli 2 zestawiono zalety i wady pomp ciepła w kontekście zastosowania w systemach ciepłowniczych.

**Tabela 2. Zestawienie zalet i wad pomp ciepła w kontekście zastosowania w systemach ciepłowniczych**

| Zalety | Wady |
|---|---|
| ■ Relatywnie szeroki zakres mocy.<br>■ Wysoka efektywność rzędu 250-500%.<br>■ Wysoki stopień zautomatyzowania technologii.<br>■ Wysoka niezawodność, dyspozycyjność i żywotność. Brak długotrwałych postojów remontowych, możliwość pracy przez cały rok.<br>■ Możliwość zakwalifikowania energii pobieranej z dolnego źródła ciepła pochodzenia naturalnego (powietrze, woda, grunt) oraz ścieków, jako odnawialnego źródła energii bądź, jako ciepła odpadowego w przypadku, gdy ciepło odzyskiwane jest z procesów przemysłowych (np. ciepło z serwerowni).<br>■ Relatywnie krótki czas budowy (do 24 miesięcy).<br>■ Możliwość szybkiej zmiany obciążenia elektrycznego/cieplnego - nawet 10 $MW_e$/30 s.<br>■ Brak emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń, które powstają z układów opartych o proces spalania, brak konieczności kosztownych modernizacji wraz z wejściem zaostrzonych standardów emisyjnych (NOX i itp.).<br>■ Duża dojrzałość technologiczna. | ■ Dostępność elektrycznej mocy przyłączeniowej oraz zwykle brak korelacji lokalizacyjnej między dolnym i górnym źródłem ciepła.<br>■ Zazwyczaj ekonomicznie zasadna maksymalna temperatura podgrzewu jest relatywnie niska, na poziomie 80÷90 °C, co może wymagać w sezonie grzewczym dodatkowego podgrzewu do wymaganej, tabelą regulacyjną, temperatury w sieciach wysokotemperaturowych.<br>■ Spadek efektywności wraz ze wzrostem różnicy temperatur pomiędzy dolnym źródłem ciepła a górnym źródłem ciepła wodą w sieci ciepłowniczej (dla większości pomp ciepła).<br>■ Spadek efektywności przy ujemnych temperaturach otoczenia.<br>■ Wysokie nakłady inwestycyjne, zwłaszcza pomp gruntowych.<br>■ Ryzyko okresowego ograniczenia produkcji ze względu na parametry dolnego źródła ciepła np. zbyt niska temperatura wody w rzece lub zbyt niska temperatura powietrza.<br>■ Dla części urządzeń stosowane są czynniki robocze, które nie są obojętne z punktu widzenia środowiska naturalnego, istnieje ryzyko wykluczenia czynników o wysokim GWP z rynku.<br>■ Opłacalność ekonomiczna w dużej mierze jest zależna od cen energii elektrycznej. |

## 3.3. Kotły elektrodowe

Praca kotła elektrodowego oparta jest na zjawisku wydzielania ciepła, które towarzyszy przepływowi energii elektrycznej przez odpowiednio do tego celu przygotowaną wodę obiegową. Zasadniczym elementem kotła jest zbiornik wysokociśnieniowy wypełniony wodą, w której w odpowiedni sposób są zanurzone elektrody, na które podawane jest napięcie. Woda przepływająca pomiędzy elektrodami krąży od kotła do wymiennika ciepła w obiegu zamkniętym. Po stronie wtórnej wymiennika, strumień ciepła odbierany jest przez wodę sieciową.

W przemysłowych kotłach elektrodowych woda w obiegu pierwotnym charakteryzuje się wysoką temperaturą, znacznie przekraczającą 100 °C (osiągającą nawet do 160 °C), dzięki czemu kotły mogą być źródłem ciepła w wysokotemperaturowych sieciach ciepłowniczych.

Kotły elektrodowe są przeznaczone do pracy w zakresie mocy 1–113 $MW_t$, (przy czym najczęściej jest to 5–50 $MW_t$). Te o dużej mocy znajdują zastosowanie w systemach ciepłowniczych, jak również przemyśle chemicznym czy spożywczym. Warto zauważyć, że w przeciwieństwie do kotłów opalanych paliwami kopalnymi, sprawność produkcji w kotłach elektrodowych jest praktycznie niezależna od obciążenia urządzenia. Zarówno przy obciążeniu połową mocy, jak i przy pełnym obciążeniu, sprawność jest zbliżona i wynosi około 99%.

**Rysunek 3. Schemat działania systemu wytwarzania gorącej wody w kotle elektrodowym**

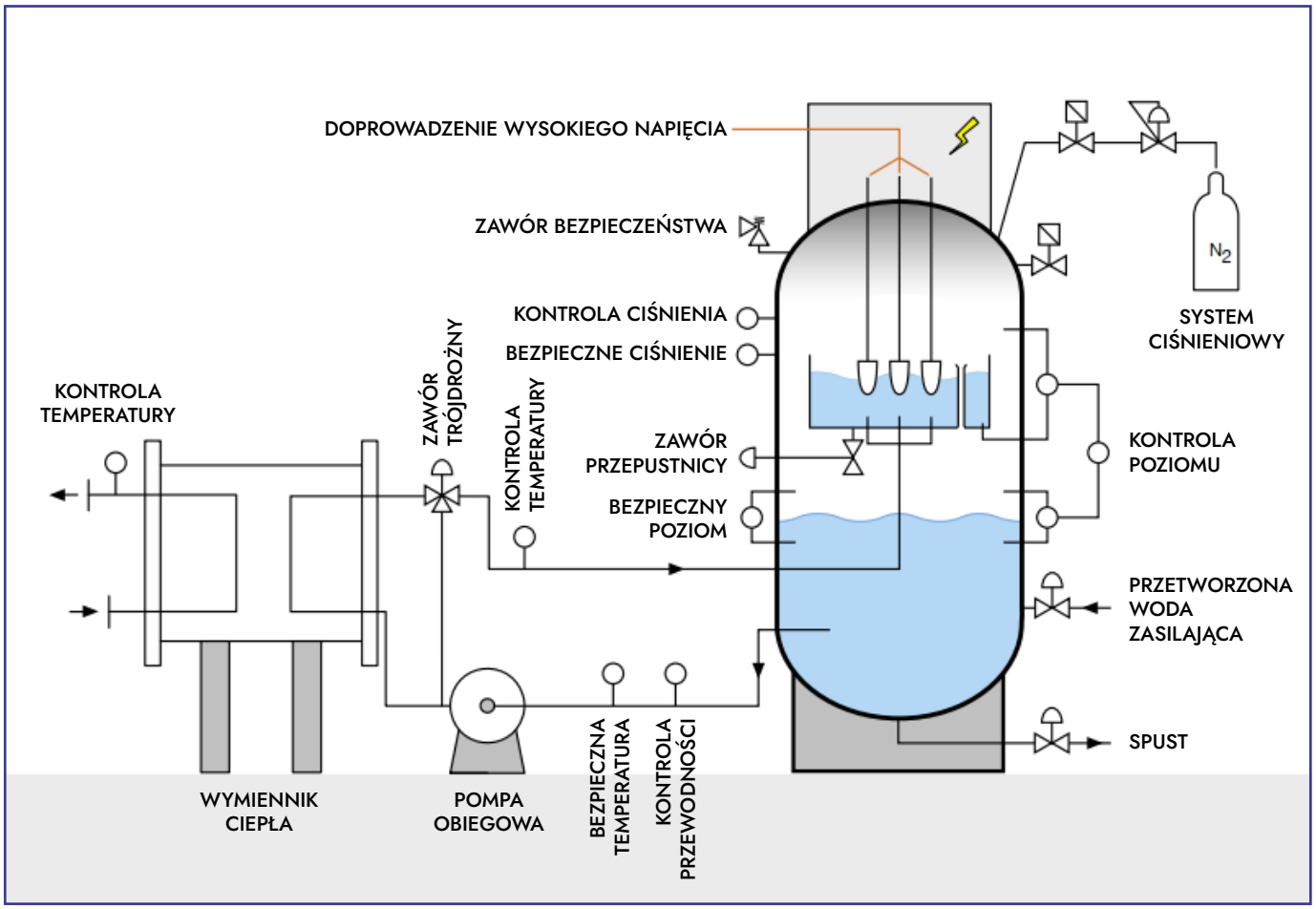


**Tabela 3. Zestawienie zalet i wad kotłów elektrodowych w kontekście zastosowania w systemach ciepłowniczych**

| Zalety | Wady |
|---|---|
| ■ Szeroki zakres mocy i duża elastyczność (duża szybkość obciążania mocą).<br>■ Wysoka sprawność powyżej 99%, niezależna od obciążenia.<br>■ Wysoki stopień zautomatyzowania technologii.<br>■ Wysoka niezawodność i dyspozycyjność.<br>■ Nie wymagają dużej powierzchni pod zabudowę (krótki obieg wodny).<br>■ Dają możliwość zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE.<br>■ Bardzo szybki czas budowy (do 12 miesięcy).<br>■ Brak emisji gazów cieplarnianych i innych zanieczyszczeń, które powstają z układów opartych o proces spalania.<br>■ Brak konieczności kosztownych modernizacji wraz z wejściem zaostrzonych standardów emisyjnych (NOX itp.). | ■ Możliwy wzrost kosztów operacyjnych (lub zmniejszenie współczynnika wykorzystania mocy w efekcie wzrostu cen energii elektrycznej).<br>■ Uzależnienie od podaży energii ze źródeł odnawialnych i cen energii elektrycznej z OZE.<br>■ Dostępność mocy przyłączeniowej.<br>■ Koszty związane z dodatkowymi inwestycjami sieciowymi. |

## 3.4. Magazyny ciepła – współpraca z technologiami Power to Heat

Z uwagi na dużą zmienność i pogodową zależność produkcji energii elektrycznej z OZE oraz na fakt, że okresy występowania nadwyżki energii elektrycznej z OZE nie zawsze są skorelowane z okresami zapotrzebowania na ciepło, a także mając na uwadze aspekty ekonomiczne związane ze zmiennością cen energii elektrycznej, w koncepcji wykorzystania technologii Power to Heat do dekarbonizacji sektora, przewiduje się istotne zastosowanie magazynów ciepła. Magazyny ciepła klasyfikuje się, jako krótko i średnioterminowe (dobowe, tygodniowe) oraz długoterminowe (sezonowe).

### 3.4.1. Krótkoterminowe magazyny ciepła - akumulatory ciepła

Akumulator ciepła jest to odpowiednio zaizolowany bezciśnieniowy, zwykle stalowy zbiornik naziemny, w którym wykorzystuje się zjawisko stratyfikacji ciepła, które polega na naturalnym rozwarstwieniu temperatury wewnątrz zbiornika. Warstwy gorącej wody o temperaturze najczęściej do ok. 95-98 °C znajdują się w górnym obszarze, a warstwy chłodniejszej wody, o temperaturze wody powrotnej z miejskiej sieci ciepłowniczej, w dolnym obszarze zbiornika. Poziom naładowania akumulatora zależy, więc od umiejscowienia warstwy wody, w której występuje największa różnica temperatur. W trakcie procesu napełniania woda pochodząca z wymienników innych źródeł ciepła jest pompowana do górnej części zasobnika. Woda zasilająca zasobnik zastępuje zimną wodę z dna zbiornika, która jest odprowadzana do rurociągu wody powrotnej. Proces rozładowywania jest analogiczny do powyższego, z tym, że kierunek przepływu wody gorącej i zimnej jest odwrotny.
W systemach ciepłowniczych akumulatory ciepła mają potencjał współpracy z kotłami elektrodowymi. Akumulator jest w stanie zmagazynować ciepło wytworzone w kotle w okresie nadwyżki energii elektrycznej z OZE, występującej w krajowym systemie energetycznym. Ponadto, praca akumulatora przyczynia się do pozyskania energii elektrycznej z rynku spot lub bilansującego po korzystnej cenie (niskiej lub nawet ujemnej) niezależnie od momentu zapotrzebowania na ciepło, co poprawia ekonomiczność wykorzystania technologii Power to Heat.

## Tabela 4. Akumulatory ciepła w Polsce[5]

| Lokalizacja | Wysokość [m] | Średnica [m] | Objętość [m$^3$] |
|---|---|---|---|
| EC Siekierki | 47 | 30 | 30 400 |
| EC Białystok | 37 | 21 | 13 000 |
| ZW Bielsko-Biała EC1 | 65 | 21 | 20 000 |
| EC Kraków | 48 | 23 | 20 000 |
| EC Poznań | 63 | 24 | 24 000 |
| EC Toruń | 42 | 20 | 13 000 |

## Tabela 5. Zestawienie zalet akumulatorów ciepła w kontekście zastosowania w systemach ciepłowniczych

| Zalety[6] |
|---|
| ■ Możliwość wyrównywania obciążenia źródeł ciepła przy zmiennym zapotrzebowaniu na ciepło.<br>■ Możliwość pokrycia chwilowego szczytowego zapotrzebowania na ciepło.<br>■ Możliwość zwiększania chwilowej mocy szczytowej źródła.<br>■ Zwiększanie elastyczności pracy urządzeń, sprawności oraz dyspozycyjności wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej.<br>■ Zmniejszanie kosztów produkcji ciepła.<br>■ Zapewnianie dostawy ciepła w sytuacjach awaryjnych.<br>■ Umożliwianie pracy źródeł ciepła w okresach, w których zapotrzebowanie ciepła jest niższe niż minima techniczne urządzeń.<br>■ Uniezależnienie produkcji energii elektrycznej od profilu zapotrzebowania na ciepło (może to mieć wpływ na ograniczenie kosztów niedotrzymania planu produkcji, tj. udziału na rynku bilansującym).<br>■ Maksymalizacja produkcji energii elektrycznej w układach kogeneracyjnych w sytuacji wysokich cen energii elektrycznej na rynku a jednocześnie niskim zapotrzebowaniu na ciepło.<br>■ Wykorzystanie wody z akumulatora do pokrycia ubytków wody w sieci ciepłowniczej.<br>■ Możliwość (grawitacyjnego) utrzymania ciśnienia statycznego w sieci w przypadku niespodziewanego wyłączenia pomp sieciowych aż do czasu załączenia pomp ciśnienia statycznego. |

5 Opracowanie własne na podstawie danych przedsiębiorstw energetycznych
6 Nie identyfikujemy większych, istotnych wad funkcjonalnych magazynów ciepła

## 3.4.2. Sezonowe magazyny ciepła

Sezonowe magazyny mają za zadanie gromadzenie ciepła w okresach jej nadmiaru (np. latem), aby wykorzystać je w okresie zwiększonego zapotrzebowania (w okresie grzewczym). Modelowa praca sezonowego magazynu ciepła przedstawia się następująco: późną wiosną oraz latem, gdy powszechnie dostępna jest duża ilość energii elektrycznej z OZE (np. z ogniw fotowoltaicznych), następuje ładowanie magazynu. Ciepło może być otrzymywane bezpośrednio z kolektorów słonecznych, kotłów elektrodowych bądź pomp ciepła, które w tym okresie charakteryzują się wysokim współczynnikiem COP, a także zasilane są dzięki stosunkowo taniej energii elektrycznej z instalacji OZE w okresach nadwyżek produkcji w krajowym systemie elektroenergetycznym. Następnie, jesienią i zimą, gdy zaczyna się sezon grzewczy, ciepło odbierane jest z magazynu poprzez przepływającą chłodną wodę, która ogrzewana jest dzięki nagromadzonej energii. Straty ciepła wynoszą od kilku do kilkunastu procent w ciągu miesiąca, w zależności od zastosowanej technologii, rozmiarów, umiejscowienia magazynu, otaczającego środowiska oraz warunków gruntowych.

Sezonowe magazyny ciepła są rozwijane i badane od lat 80. ubiegłego stulecia, w takich krajach jak np. Dania, Niemcy, Austria. Obecnie rozwijane są cztery technologie magazynowania ciepła w dużej skali o różnych wartościach pojemności ciepła, sprawności oraz szybkości ładowania i rozładowywania. Wpływ na wybór konkretnej technologii mają głównie warunki lokalne. W praktyce, ciepło można magazynować w ciepłej wodzie lub w gruncie, ale można do tego celu używać także materiałów zmiennofazowych. W tabeli nr 6 zestawiono rodzaje sezonowych magazynów ciepła.

**Tabela 6. Rodzaje sezonowych magazynów ciepła**

| Rodzaj magazynu | Zbiornik wodny naziemny | Zbiornik wodny w wykopie gruntowym | Akumulator gruntowy | Akumulator w warstwie wodonośnej |
|---|---|---|---|---|
| Nazwa anglojęzyczna i stosowany skrót | Tank Thermal Energy Storage (TTES) | Pit Thermal Energy Storage (PTES) | Borehole Thermal Energy Storage (BTES) | Aquifer Thermal Energy Storage (ATES) |
| Potencjał magazynowania | 60–80 kWh/m$^3$ | 30–80 kWh/m$^3$ | 15–30 kWh/m$^3$ | 30–40 kWh/m$^3$ |
| Charakterystyka | Zbiornik wodny naziemny lub częściowo podziemny | Zbiornik wodny utworzony w jamie wykopanej w gruncie wypełniony wodą lub wodą i żwirem | Magazynowanie ciepła w gruncie np. w objętości skał, piasku, ziemi, przez doprowadzenie i odbiór ciepła przez odwierty | Magazynowanie ciepła w warstwach wodonośnych, dostęp przez dwa odwierty |

**Tabela 7. Zestawienie zalet sezonowych magazynów ciepła w kontekście zastosowania w systemach ciepłowniczych**

| Zalety | Wady |
|---|---|
| ■ Wykorzystanie energii elektrycznej z OZE generowanej w okresie mniejszego zapotrzebowania na ciepło.<br>■ Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego.<br>■ Redukcja kosztów wytworzenia ciepła. | ■ Wysokie całkowite nakłady inwestycyjne.<br>■ Duża powierzchnia wymagana pod zabudowę.<br>■ Relatywnie wysokie straty ciepła przez górną pokrywę magazynu (PTES). |

## 3.5. Wybrane doświadczenia z wykorzystaniem technologii Power to Heat w Polsce i Unii Europejskiej

### 3.5.1. Projekty zrealizowane:

#### Kotły elektrodowe w Elektrociepłowni Gdańsk

Dwa kotły elektrodowe w PGE Energia Ciepła Oddział Gdańsk o mocy 35MW$_t$ każdy, zasilane energią elektryczną.
Kotły elektrodowe pełnią dwie funkcje:

- rezerwowo-szczytową, gwarantującą bezpieczeństwo dostaw ciepła w sytuacji zwiększonego zapotrzebowania przy niskich temperaturach;
- umożliwiającą dodatkową produkcję energii cieplnej poprzez udział w bilansowaniu krajowego systemu elektroenergetycznego. W 2023 roku w tej funkcji kotły elektrodowe przepracowały 453 godziny. Dzięki temu rozwiązaniu Elektrociepłownia Gdańska uniknęła spalenia ponad 1500 ton węgla i ograniczyła swoją emisję $CO_2$ o niemalże 3200 ton.

W 2023 roku kotły elektrodowe, pracując na potrzeby ciepłownictwa, w tym także bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego, przepracowały 1312 godzin i wyprodukowały dla mieszkańców Gdańska ponad 100 TJ ciepła, co statystycznie odpowiada zapotrzebowaniu około 3500 gospodarstw domowych.

#### Projekt Szlachęcin

Veolia, przy współpracy z lokalnym przedsiębiorstwem wodno-kanalizacyjnym Aquanet, uruchomiła w Szlachęcinie (woj. wielkopolskie) układ ciepłowniczy, wykorzystujący synergię wysokosprawnej kogeneracji i pompy ciepła odzyskującej ciepło ze ścieków.
Ciepło pozyskiwane jest jednocześnie z dwóch źródeł: z pompy ciepła ze źródłem dolnym w ściekach, zasilanej energią z wysokosprawnej kogeneracji oraz z samego układu kogeneracyjnego na oczyszczalni ścieków. Jej moc zainstalowana elektryczna wynosi 1 MW, z czego 700 kW wykorzystywane jest do zasilania pompy ciepła, a nadwyżka trafia do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Nowa instalacja częściowo zastąpiła funkcjonującą obecnie w pobliskim Bolechowie tradycyjną ciepłownię węglową, dzięki czemu cały system w 62% wykorzystuje energię odnawialną. Umożliwiła ona także redukcję emisji $CO_2$ o 5142 ton rocznie (redukcja o 54%). Oprócz ograniczenia emisji dwutlenku węgla i zużycia węgla (3400 ton rocznie) rozwiązanie przyczynia się także do zmniejszenia emisji dwutlenku siarki (o 17,6 tony rocznie, spadek o 71%), związków azotu (8,6 ton, 56%) i pyłów do atmosfery (1,8 tony, 70%), a także obniżenie temperatury ścieków, które po oczyszczeniu kierowane są do rzeki Warty. Układ pompy ciepła charakteryzuje się następującymi parametrami:

- moc cieplna - 1,6 do 1,7 MW,
- moc dolnego źródła - 1,07 MW,
- temperatura dolnego źródła - 20/8°C,
- zapotrzebowanie mocy elektrycznej - 660 kWe,
- COP - 2,58,
- produkcja ciepła - 38 345 GJ/a.

### 3.5.2. Projekty w trakcie realizacji

#### Espoo (Finlandia)

Wykorzystanie technologii Power to Heat w Espoo (Finlandia), jako przykład dekarbonizacji całego systemu ciepłowniczego. Fortum, we współpracy z miastem Espoo (miasto, którego populacja liczy ponad 300 tys., a więc jest na poziomie zaludnienia Lublina czy Bydgoszczy), realizuje projekt Espoo Clean Heat[7], który zakłada osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2029 r. Technologie Power to Heat uzupełnia ciepłownia biomasowa. Dodatkowo, sztuczna inteligencja zapewnia optymalizację pracy kilku źródeł ciepła z bilansowaniem zapotrzebowania w systemie ciepłowniczym, przy zapewnieniu maksymalnej oszczędności energii.
Charakterystyka systemu ciepłowniczego Espoo:

- Produkcja ciepła wynosi ponad 2 TWh.
- W 2014 roku praktycznie 100% produkcji pochodziła z paliw kopalnych (oparta była o węgiel kamienny – 72%, gaz ziemny – 27% i olej – poniżej 1%).
- Do 2025 roku planowane jest całkowite odejście od wykorzystania węgla.

7 Espoo Clean Heat | Fortum

Projekty realizowane w ramach Espoo Clean Heat:

**PROJEKT VERMO –** projekt zrealizowany

Największa w Finlandii instalacja AWHP (pompy ciepła powietrze-woda połączona z siecią ciepłowniczą. Uruchomiona w czerwcu 2023 r. o następujących parametrach:

- moc cieplna: 11 MW,
- temperatura zasilania do 95 °C.

Zaletą jest jednoczesna produkcja ogrzewania i chłodzenia w celu zwiększenia efektywności. Technologia ta jest łatwa do skalowania i ma możliwość stopniowego zwiększenia mocy do 150 MW.

**PROJEKT SUOMENOJA** – projekt zrealizowany

Lokalizacja obecnie posiada pięć jednostek wytwórczych, w tym dwie turbiny gazowe. Obejmuje łączną moc cieplną 600 MW i produkcję energii elektrycznej o mocy 350 MW. Ostatnia jednostka węglowa została zamknięta w kwietniu 2024 (o rok wcześniej niż pierwotnie planowano).Modernizacja obejmuje:

- Pompy ciepła o łącznej mocy 65 MW (największa – 25 MW), dolne źródło: ścieki oczyszczone oraz woda morska.
- Magazyn ciepła o pojemności 800 MW (20 000 $m^3$) dla uelastycznienia produkcji.
- Kotły elektrodowe o mocy 100 MW (2x50 MW), uruchomione w 2023 r.

**PROJEKT ZAGOSPODAROWANIA CIEPŁA ODPADOWEGO Z CENTRUM DANYCH MICROSOFT** – w trakcie realizacji

Największy na świecie projekt wykorzystania ciepła odpadowego z centrów danych. Projekt zakłada wprowadzenie ciepła odpadowego z chłodzenia serwerów do istniejącej sieci ciepłowniczej. Prace budowlane rozpoczęto w 2023 roku, mają potrwać do końca 2025 roku.

Projekt obejmuje m.in. budowę:

- pomp ciepła (zarówno woda-woda, jak i powietrze-woda),
- dwóch kotłów elektrodowych
- magazynu ciepła (o pojemności około 20 000 $m^3$).

Projekt zapewni pokrycie 40% całkowitego rocznego zapotrzebowania na ciepło miejskie i 100% latem oraz redukcję emisji $CO_2$ o 400 000 ton rocznie.

Projekt Vermo

Projekt Suomenoja

### Wykorzystanie technologii Power to Heat na przykładzie Wrocławia – projekt „Wrompa"

Fortum, we współpracy z Miejskim Przedsiębiorstwem Wodociągów i Kanalizacji we Wrocławiu realizuje, na terenie przepompowni ścieków Port Południe, inwestycję w pompę ciepła pod nazwą „Wrompa".

Charakterystyka pompy systemowej:

- Wykorzystuje, jako dolne źródło ścieki nieoczyszczone.
- Moc termiczna wynosi 12,5 $MW_t$.
- Planowane: koszt inwestycji – ok. 110 mln złotych, uruchomienie: IV kwartał 2024 roku.
- Inwestycja uzyskała dofinansowanie w formie dotacji ze środków Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego w kwocie 18 mln złotych oraz ze środków budżetu państwa w kwocie 3 mln złotych.

Pompa będzie dostarczać do ok. 5% rocznego zapotrzebowania klientów ciepła sieciowego. Dzięki zastosowaniu pompy ciepła szacuje się zmniejszenie produkcji energii cieplnej z paliw kopalnych o 36 tysiące GJ rocznie (pozwoli to jednocześnie uniknąć emisji niemal 35 tysięcy ton $CO_2$ oraz innych szkodliwych substancji - SO2, NOx i pyłów).

Projekt „Wrompa"

## 3.5.3. Projekty planowane

W tabeli poniższej przedstawiono wybrane projekty planowane do realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne, będące członkami Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych.

**Tabela 8. Wybrane, planowane projekty Power to Heat**

| Miasto | Właściciel instalacji | Rodzaj/ technologia instalacji | Dolne źródło w przypadku pompy ciepła | Moc cieplna instalacji (zainstalowana) [MW] | Produkcja (planowana) ciepła [GJ/rok] | Termin (planowany) uruchomienia | Rodzaj energii zasilającej |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Poznań | Veolia Polska | Pompa ciepła | Ścieki nieoczyszczone | 2,2 | 46 714 | IV kw. 2026 | ee sieciowa |
| Poznań | Veolia Polska | Pompa ciepła | Ścieki oczyszczone | 32 | 800 000 | IV kw. 2028 | ee sieciowa |
| Polska[8] | PGE Energia Ciepła | Pompy ciepła | Woda rzeczna/ścieki komunalne/powietrze/grunt | 383 | n.d. | 2027-2035 | ee sieciowa/ ee z potrzeb własnych |
| Polska[8] | PGE Energia Ciepła | Kotły elektrodowe | - | 690 | n.d. | 2022-2030 | ee sieciowa/ ee z potrzeb własnych |

8 W ramach projektów polegających na dekarbonizacji źródeł wytwarzania, PGE Energia Ciepła S.A., analizuje obecnie potencjał zastosowania technologii Power to Heat w swoich lokalizacjach. Zestawione w tabeli wielkości mają charakter przybliżony i w toku dalszych prac analitycznych mogą ulec zmianie.

# 4. Otoczenie regulacyjne w ciepłownictwie w perspektywie wykorzystania mechanizmu Power to Heat

## 4.1. Polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej

Realizacja unijnych celów klimatycznych i energetycznych (Europejski Zielony Ład i pakiet Fit for 55) stawia sektorowi szereg wyzwań w zakresie dekarbonizacji i będzie wymagała przede wszystkim wprowadzenia nowych technologii zero- i niskoemisyjnych, które zastąpią obecne aktywa wytwórcze oparte na paliwach kopalnych. W obecnych warunkach rynkowych i prawnych, ciepło odnawialne w Polsce wytwarza się w dużej mierze w oparciu o certyfikowaną biomasę (spełniającą kryteria zrównoważonego rozwoju). W związku z tym, że unijne regulacje dążą do zmniejszenia roli tego paliwa w energetyce, należy poszukiwać innych źródeł energii odnawialnej, które umożliwią kontynuację procesu „zazieleniania" ciepłownictwa. Według analizy Neutralna emisyjnie Polska 2050 sporządzonej przez McKinsey & Company[9] do spełnienia przez Polskę celów środowiskowych w obszarze ciepłownictwa i chłodnictwa udział energii odnawialnej w finalnym zużyciu energii w 2030 r. powinien przekraczać 35%.

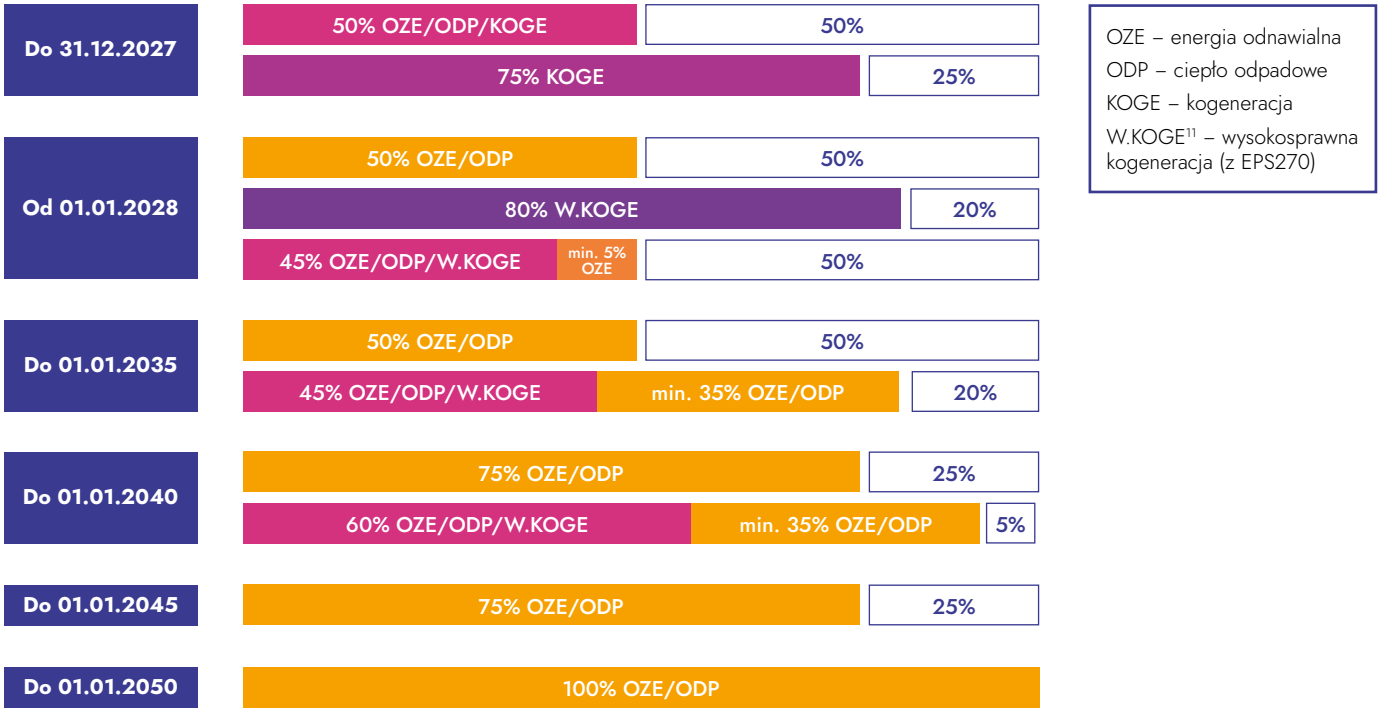
Jednym z kluczowych rozwiązań w tym obszarze będzie elektryfikacja ciepłownictwa z udziałem technologii Power to Heat. W niniejszym podrozdziale omówione zostały kluczowe uwarunkowania dla wykorzystania Power to Heat z perspektywy regulacji unijnych.

9 Neutralna emisyjnie Polska 2050, McKinsey & Company, 2020; Zielone horyzonty: Polska na drodze do zrównoważonej przyszłości, Kearney; 2024

## Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej

W zrewidowanej dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej (dalej: dyrektywa EED) istotną zmianą jest nowa definicja efektywnego systemu ciepłowniczego, która zakłada docelowe udziały źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i kogeneracji w poszczególnych latach do 2050 r., w którym zakłada się zeroemisyjność systemów ciepłowniczych. Zgodnie z definicją w art. 26 dyrektywy EED efektywne systemy ciepłownicze muszą spełniać następujące kryteria:

### Wymagane udziały źródeł ciepła dla efektywnych ststemów ciepłowniczych (art. 26 dyrektywy EED)[10]




Dyrektywa pozwala ponadto na ustanowienie alternatywnej definicji systemu ciepłowniczego na podstawie wielkości emisyjności gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego na jednostkę ciepła bez wskazywania poszczególnych udziałów źródeł ciepła. Maksymalne wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła dostarczoną odbiorcom w poszczególnych latach wynoszą:

- od 1 stycznia 2026 r.: 150 g/kWh,
- od 1 stycznia 2035 r.: 100 g/kWh,
- od 1 stycznia 2045 r.: 50 g/kWh,
- od 1 stycznia 2050 r.: 0 g/kWh.

Przywołane powyżej kryteria, w ramach definicji efektywnego systemu ciepłowniczego, wyznaczają jasny kierunek w zakresie zwiększenia roli OZE w systemach ciepłowniczych. Mając na uwadze powyższe, należy stwierdzić, że konieczne będzie zwiększanie udziału energii odnawialnej i ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych, co może być realizowane poprzez m.in. stosowanie technologii Power to Heat.

10 Opracowanie własne na podstawie dyrektywy EED

## Dyrektywa o promowaniu energii ze źródeł odnawialnych

Zmieniona dyrektywa w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: Dyrektywa RED III) wprowadza nowy ogólnoeuropejski wiążący cel co najmniej 42,5% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. oraz dodatkowy indykatywny cel 2,5% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. W zmienionym art. 23 określono także nowe, wiążące na poziomie krajowym, cele dla całego sektora ciepła i chłodu (ogrzewanie indywidualne i ciepłownictwo systemowe łącznie), zakładające coroczny wzrost udziału odnawialnych źródeł energii o 0,8 pp. w okresie 2021-2025 i 1,1 pp. rocznie w okresie 2026-2030, przy czym uzgodniono również niewiążące dodatkowe cele dla krajów członkowskich.

Dla ciepłownictwa systemowego, jako jeden z celów sektorowych, w art. 24 został ustalony cel indykatywny, zakładający średni przyrost udziału energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 2,2 pp. rocznie w okresie 2021-2030.

Kluczową, z punktu widzenia wdrażania technologii Power to Heat w ciepłownictwie jest, wprowadzona w art. 24, możliwość zaliczania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii na potrzeby realizacji celów dla ciepłownictwa systemowego. Podobną możliwość wprowadzono w artykule 23 (cel ogólny dla ciepła), jednak jego stosowanie będzie ograniczone jedynie do pomp ciepła z uwagi na wymagania dotyczące sprawności. Zmianę tę należy traktować jako formalną podstawę do wykorzystania Power to Heat, jako działania prowadzącego do zwiększania udziału źródeł odnawialnych w ciepłownictwie.

Dyrektywa RED III reguluje również kwestię rozliczania energii odnawialnej z pomp ciepła, wykorzystywanej do ogrzewania.

## Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków

Względem powyższych dyrektyw, dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (dalej dyrektywa EPBD) odnosi się do budynków, jako końcowych odbiorców ciepła, które w 2050 r. mają być zeroemisyjne.

Dyrektywa EPBD ustanawia definicję zeroemisyjnego budynku, którą wszystkie nowe budynki użyteczności publicznej będą musiały spełniać od 1 stycznia 2028 r., a od 1 stycznia 2030 r. wszystkie pozostałe nowe budynki. Definicja wskazuje, że zeroemisyjny budynek nie spala paliw kopalnych, a jego całkowite roczne zużycie energii pierwotnej pokrywane jest z następujących możliwych źródeł energii:

- odnawialnej wyprodukowanej na miejscu lub w pobliżu budynku,
- odnawialnej pochodzącej ze wspólnoty energetycznej,
- pochodzącej z efektywnych systemów ciepłowniczych zgodnie z kryteriami, znajdującymi się w przekształconej dyrektywie EED,
- bezemisyjnej z sieci – zgodnie z obowiązującymi ogólnymi wymaganiami dot. dekarbonizacji tych źródeł (np. OZE, ale także energetyka jądrowa).

Dodatkowo, jeśli ze względu na uwarunkowania ekonomiczno-techniczne, żadne z powyższych sposobów zasilania nie będzie dostępne, to państwa członkowskie będą mogły ustalić standard krajowy dla zeroemisyjnych budynków, który dopuszcza użycie innej energii z sieci. Poprzez wymagania stawiane dla zeroemisyjnego budynku, można stwierdzić zasadność stosowania technologii Power to Heat, z pomocą których ciepło będzie dostarczane poprzez efektywne systemy ciepłownicze.

Dyrektywa EPBD zaostrza ponadto wymagania względem ograniczania zużycia energii w budynkach, a także wymusza dalsze działania w zakresie renowacji i termomodernizacji budynków.

Powyższe kwestie będą wpływały na otoczenie rynkowe dla ciepłownictwa systemowego, ograniczając zapotrzebowanie na ciepło po stronie odbiorców. Z drugiej natomiast strony, stopniowe obniżanie temperatury ciepła w budynkach daje możliwość rozwoju dla Power to Heat. Elektryfikacja ciepłownictwa dzięki wysokiej sprawności będzie także przyczyniała się do ograniczenia zużycia energii w budynkach.

Przytoczone zmiany w dyrektywach wymagają, na moment opracowania raportu, implementacji do prawa krajowego.

11 Od 2028 r. za wysokosprawną kogenerację uznaje się jednostki kogeneracyjne spełniające limit emisji (ang. Emission performance standard, EPS) bezpośrednich dwutlenku węgla, który wyznaczono na 270 g $CO_2$/kWh wyprodukowanej energii, jednak będzie on mieć zastosowanie do jednostek nowych lub znacznie zmodernizowanych po dacie transpozycji tj. 11 października 2025 r. W przypadku jednostek kogeneracji działających przed wejściem w życie zmienionej dyrektywy, istnieje możliwość odstępstwa od stosowania EPS do 1 stycznia 2034 r., pod warunkiem, że takie jednostki opracują plan redukcji emisji w celu osiągnięcia progu 270 g $CO_2$/kWh do dnia 1 stycznia 2034 r.

## 4.2. Prawodawstwo krajowe w kontekście wykorzystania technologii Power to Heat

Przepisy krajowe pozwalają na zakwalifikowanie ciepła wytwarzanego z energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, jako zielone ciepło, jeżeli energia ta produkowana jest w ramach tej samej instalacji odnawialnego źródła energii. Instalacja, w obrębie której wytwarzana jest energia elektryczna z OZE, a następnie wykorzystana do wytworzenia w tej instalacji ciepła, spełnia bowiem przesłanki definicji instalacji odnawialnego źródła energii, przewidziane w art. 2 pkt 13 ustawy OZE[12]. Wynika to z faktu, że energia elektryczna oraz ciepło produkowane są w instalacji, w ramach której energia wytwarzana jest z odnawialnych źródeł energii, a co za tym idzie, ciepło pochodzi z instalacji odnawialnego źródła energii.

W 2023 r. weszły w życie dwa akty prawne, które mogą stanowić punkt wyjścia dla procesu dekarbonizacji ciepłownictwa z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii opartych na technologii Power to Heat:

- ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1681) – implementuje do krajowego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE;
- ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1762) – implementuje dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych („dyrektywa RED II").

Powyższe akty prawne wprowadziły do polskiego prawa regulacje dotyczące:

## 1. Umarzania gwarancji pochodzenia

Nowelizacja ustawy OZE wprowadza m.in. zmiany w rozdziale 5 tej ustawy, który dotyczy gwarancji pochodzenia. Zmiany w tym zakresie mają na celu implementację art. 19 dyrektywy RED II, poprzez wprowadzenie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii. W zakresie umarzania gwarancji pochodzenia ustawa umożliwia dokonanie umorzenia gwarancji pochodzenia, na potrzeby procesu konwersji energetycznej, którą należy rozumieć jako proces technologiczny, skutkujący powstaniem pochodnych rodzajów lub nośników energii, w postaci energii elektrycznej, ciepła albo chłodu, biometanu, wodoru odnawialnego, biogazu lub biogazu rolniczego. Wydanie gwarancji pochodzenia dla danego pochodnego rodzaju lub nośnika energii jest poprzedzone umorzeniem dotychczasowej gwarancji pochodzenia dla tego rodzaju lub nośnika energii;

## 2. Umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (PPA)

Regulacje dotyczące umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii zostały zawarte w ustawie – Prawo energetyczne (art. 5 ust. 2d). Stanowi to implementację art. 2 pkt 17 dyrektywy RED II. Powyższy przepis ustawy – Prawo energetyczne określa istotę tej umowy oraz sposoby jej wykonania. Umowa PPA może zostać zawarta bezpośrednio między wytwórcą (w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy OZE) a odbiorcą. Wykonanie takiej umowy od strony technicznej jest możliwe w dwojaki sposób:

- dostarczanie energii elektrycznej na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku, gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do krajowej sieci elektroenergetycznej;
- dostarczanie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej.

## 3. Linii bezpośredniej

Zmiany wprowadzone nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne w zakresie linii bezpośredniej mają na celu zwiększenie jej dostępności dla odbiorców. Główne zmiany nastąpiły w zakresie:

- definicji – w sposób, który w większym stopniu urzeczywistnia cele przewidziane przez unijnego ustawodawcę, a jednocześnie wyraźnie rozgranicza pojęcie linii bezpośredniej od układów autoprodukcyjnych;
- usunięcia obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE na jej budowę oraz zastąpienie tej regulacji obowiązkiem uzyskania przez podmiot zamierzający wybudować linię bezpośrednią wpisu do rejestru;
- wprowadzenia opłaty solidarnościowej, pokrywającej koszty stałe niepokryte innymi składnikami taryfy, opłaty jakościowej oraz opłaty mocowej, której obowiązek uiszczania został nałożony na podmioty korzystające z linii bezpośredniej. Całość energii wytworzonej lub nadwyżka względem autokonsumpcji w instalacji wytwórcy jest dostarczana do odbiorcy linią bezpośrednią.

W obecnym stanie prawnym, regulacje krajowe nie dają możliwości wspierania przedsiębiorstw energetycznych w spełnieniu kryteriów uznania systemu ciepłowniczego za efektywny, przy wykorzystaniu technologii Power to Heat. W związku z powyższym, koniecznym dla zwiększenia wykorzystywania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do produkcji ciepła odnawialnego jest wprowadzenie rozwiązania regulacyjnego pozwalającego zaliczyć do energii ze źródeł odnawialnych także ciepło lub chłód wytworzone z energii elektrycznej z OZE dostarczonej z krajowego systemu elektroenergetycznego lub umów PPA z wykorzystaniem procesu umarzania gwarancji pochodzenia, na potrzeby uznania danego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za system efektywny energetycznie.

12 Ustawa o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2023 r. poz. 1436)

## 4.3. Finansowanie inwestycji w technologie Power to Heat - przegląd systemów, programów pomocowych i wsparcia komercyjnego

Systemy wsparcia ze środków publicznych dla technologii Power to Heat w ciepłownictwie przeznaczone są głównie dla przedsięwzięć w obszarze rozwoju odnawialnych źródeł energii. Wyróżnia się mechanizmy wspierające fazę inwestycyjną (pomoc inwestycyjna) oraz systemy dotyczące fazy operacyjnej, odnoszącej się do etapu eksploatacji danej jednostki (pomoc operacyjna).

### 4.3.1. Systemy wsparcia w krajach Unii Europejskiej

W państwach Unii Europejskiej funkcjonuje szereg instrumentów wsparcia projektów w zakresie instalacji OZE w ciepłownictwie (w tym dotyczących pomp ciepła). W tabeli 9 wskazano rodzaje instrumentów wsparcia w analizowanych krajach członkowskich.

**Tabela 9. Rodzaje instrumentów wsparcia w źródła OZE i efektywne wytwarzanie energii na potrzeby systemów ciepłowniczych w państwach UE[13]**

| | |
|---|---|
| Granty (dotacje) | Austria, Belgia, Czechy, Finlandia, Francja, Hiszpania, Irlandia, Luksemburg, Litwa, Niemcy, Słowacja, Słowenia, Węgry, Włochy |
| Pożyczki preferencyjne | Belgia, Niemcy, Polska, Słowenia |
| Zachęty podatkowe | Bułgaria, Dania, Holandia, Litwa, Szwecja |
| Rozwiązania typu premium tariff | Finlandia, Holandia |

Przykładowe rozwiązania w zakresie systemów wsparcia, które wspierają „zazielenianie" ciepłownictwa, zostały przedstawione w tabeli 10.

13 Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive, Annexes 3 to 5, European Commission 2022, str. 20-22.

**Tabela 10. Przegląd wybranych instrumentów wsparcia w odniesieniu do wybranych państw UE[14]**

| Państwo | Dostępność wsparcia inwestycyjnego | Dostępność wsparcia operacyjnego | Wprowadzone rozwiązania/dodatkowe informacje |
|---|---|---|---|
| Czechy | TAK | NIE | Pomoc inwestycyjna na budowę źródeł wytwórczych, w tym wielkoskalowych pomp ciepła dla sektora ciepłowniczego, przewidziana w ramach programu ze środków Funduszu Modernizacyjnego. |
| Dania | TAK | NIE | Wsparcie inwestycyjne do wielkoskalowych pomp ciepła. Wsparcie skierowane jest dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, w których obecna produkcja ciepła pochodzi w minimum 5% z węgla, produktów ropopochodnych lub gazu ziemnego. Przedsiębiorstwo ciepłownicze może ubiegać się o zwrot maksymalnie 5 mln koron (około 650 tys. euro) na każdy projekt budowy wielkoskalowych pomp ciepła. |
| Estonia | TAK | NIE | Wsparcie finansowane ze środków europejskich przeznaczonych na transformację energetyczną. |
| Finlandia | TAK | TAK | Wsparcie finansowe do wielkoskalowych pomp ciepła oraz kotłów elektrycznych w sieci ciepłowniczej. Mechanizm przewiduje zwrot 15% nakładów inwestycyjnych na budowę pomp ciepła w przypadku instalacji powyżej 1 MW. |
| Francja | TAK | NIE | „Fundusz ciepłowniczy" przeznaczony jest na rozwój projektów opartych o odnawialne źródła energii oraz odzysk ciepła odpadowego, łącznie z nakładami inwestycyjnymi na rozbudowę sieci ciepłowniczej oraz projektami budowy wielkoskalowych pomp ciepła. |
| Niemcy | TAK | TAK | System wsparcia (inwestycyjnego i operacyjnego) przeznaczony na rozwój systemów ciepłowniczych opartych o OZE lub ciepło odpadowe. Wartość wsparcia w ramach całego programu pomocy wynosi ok. 3 mld euro - środki pochodzące ze specjalnego funduszu inwestycyjnego na rzecz energii i klimatu. |
| Szwecja | TAK | NIE | Obniżenie podatków nakładanych na energię elektryczną dla pomp ciepła zasilających sieć ciepłowniczą lub sprzedaż chłodu do dużych firm IT, takich jak data centre. |

Warto zwrócić szczególną uwagę na program wsparcia odnoszący się do systemów ciepłowniczych, który funkcjonuje w Niemczech, obejmujący zarówno pomoc inwestycyjną, jak i operacyjną[15]. W ramach ww. programu przewidziano trzy moduły:

- wsparcie dla opracowania studiów wykonalności i planów transformacji;
- systemowe wsparcie dla kosztów inwestycyjnych i operacyjnych;
- pomoc inwestycyjna, na zasadzie indywidualnej, dla inwestycji w źródła OZE (w tym pompy ciepła) oraz przyłączenie do sieci.

Pomoc inwestycyjna w ramach ww. programu dotyczy zarówno budowy instalacji wytwórczych wykorzystujących instalacje solarne/kolektory słoneczne, pompy ciepła, źródła geotermalne (głębokie), biomasę, jak i przedsięwzięcia w zakresie budowy nowych odcinków sieci ciepłowniczych w ramach systemów, które w co najmniej 75% oparte są na źródłach OZE lub cieple odpadowym. Maksymalna wysokość dofinansowania, w formie bezzwrotnej dotacji, na projekt może wynieść 40% kosztów inwestycji netto, ale nie więcej niż 100 mln euro (dotyczy to zarówno wsparcia systemowego, jak i przyłączania nowych obiektów, w ramach których również przewiduje się np. dofinansowanie pomp ciepła). Wsparcie inwestycyjne może być udzielane na 4 lata z możliwością

14 Opracowanie własne.

15 State Aid SA.63177 (2022/N) – Germany; Federal support for efficient heat networks, Brussels, 2.8.2022, C (2022) 5548 final.

przedłużenia. Pomoc operacyjna obejmuje z kolei produkcję z wykorzystaniem kolektorów słonecznych oraz pomp ciepła zasilanych energią elektryczną (charakteryzujących się wskaźnikiem COP na poziomie co najmniej 2,5). Wsparcie o takim charakterze trwa przez 10 lat funkcjonowania danej jednostki. Przedmiotowy program ma funkcjonować do 30.08.2028 r.
Warto również wskazać na czeski program pomocowy w zakresie budowy jednostek wytwórczych na potrzeby systemów ciepłowniczych, który został zatwierdzony przez Komisję Europejską w grudniu 2022 r.[16]. Mechanizm ten (finansowany ze środków Funduszu Modernizacyjnego) przeznaczony jest m.in. na projekty w zakresie instalacji OZE i wysokosprawnej kogeneracji oraz bazujące na wykorzystaniu odpadów, w celu zastąpienia istniejących źródeł ciepła zasilających systemy ciepłownicze. Warunkiem uzyskania wsparcia w formie dotacji jest osiągnięcie redukcji emisji $CO_2$ o co najmniej 20% oraz zmniejszenie konsumpcji nieodnawialnej energii pierwotnej o co najmniej 10%. W celu uzyskania dofinansowania, wnioskodawcy muszą przedstawić analizę dot. luki w finansowaniu inwestycji. Program, którego budżet wynosi 1,2 mld euro (400 mln euro/rok), ma funkcjonować do 14.01.2026 r.

Należy dodatkowo nadmienić, że przedsięwzięcia w zakresie wsparcia inwestycji w sektorze OZE na potrzeby ciepłownictwa (w tym w kontekście dekarbonizacji tego sektora) zostały uwzględnione przez niektóre państwa UE (np. Austrię, Chorwację, Danię, Finlandię, Polskę, Słowenię) w ich krajowych planach odbudowy i zwiększenia odporności (KPO)[17].

### 4.3.2. Polskie programy wsparcia inwestycyjnego dla ciepła z OZE

W przypadku Polski, projekty w zakresie budowy jednostek OZE na potrzeby ciepłownictwa, mogą otrzymać wsparcie inwestycyjne z szeregu programów finansowanych ze środków UE lub funduszy krajowych. Formami pomocy są przede wszystkim pożyczki preferencyjne i dotacje – najważniejsze informacje dotyczące głównych źródeł wsparcia inwestycyjnego zostały wskazane w poniższej tabeli. Szczegółowe informacje w przedmiotowej kwestii zostały przedstawione w zestawieniu, stanowiącym jeden z załączników do niniejszego raportu[18].

16 Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive, Annexes 3 to 5, European Commission 2022, str. 20-22.

17 Krajowe plany odbudowy i zwiększania odporności zostały opublikowane na stronie: https://commission.europa.eu/business-economy-euro/economic-recovery/recovery-and-resilience-facility/country-pages_en.

18 Przygotowane zestawienie obejmuje wyłącznie programy/instrumenty wsparcia dla projektów o charakterze inwestycyjnym. Zestawienie nie obejmuje projektów o charakterze badawczo-rozwojowym i innowacyjnym, które mogą być dofinansowane z innych źródeł, takich jak w szczególności: Program Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki (FENG), środki krajowe Narodowego Centrum Badań i Rozwoju, Program LIFE, Program Horyzont Europa. Tabela przedstawia stan spraw na koniec marca 2024 r.

**Tabela 11. Przegląd kluczowych programów/źródeł wsparcia inwestycyjnego projektów w obszarze wytwarzania ciepła z OZE w Polsce[19]**

| Nazwa Programu | Zakres wsparcia | Forma wsparcia | Budżet |
|---|---|---|---|
| Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027 (FEnIKS) | Przedsięwzięcia dotyczące wysokosprawnej kogeneracji (w szczególności bazującej na OZE) oraz magazyny energii. Inwestycje w zakresie instalacje OZE wytwarzających ciepło, w tym źródła oparte o pompy ciepła. W przypadku instalacji wytwarzających ciepło, minimalna moc instalacji kwalifikujących się do wsparcia wynosi:<br>■ **biomasa:** pow. 5 $MW_t$,<br>■ **promieniowanie słoneczne:** pow. 0,5 $MW_t$,<br>■ **geotermia (w tym pompy ciepła):** pow. 0,5 $MW_t$,<br>■ **biogaz:** pow. 0,5 $MW_t$. | Instrument mieszany (obejmujący pożyczkę i dotację w ramach jednej operacji) | 1,72 mld euro (uwzględniono całą zakładaną alokację w ramach Działania FENX02.01 Infrastruktura ciepłownicza i FENX 02.02 Rozwój OZE, z zastrzeżeniem, że duża część środków będzie przeznaczona na inne rodzaje projektów w obszarze ciepłownictwa i OZE). |
| Programy Priorytetowe FOŚiGW: "Kogeneracja dla Ciepłownictwa", „Kogeneracja powiatowa" (środki z Funduszu Modernizacyjnego) | Źródła wysokosprawnej kogeneracji, w tym oparte o OZE i ciepło odpadowe. Elementem zakresu projektu może być magazyn ciepła. | Dotacja lub pożyczka preferencyjna. | 4 mld zł (uwzględniono budżet obu Programów). |
| Program Priorytetowy NFOŚiGW "OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa" (środki z Funduszu Modernizacyjnego) | nwestycje dotyczące budowy lub/i przebudowy źródeł o łącznej mocy zainstalowanej co najmniej 2 $MW_t$, w których do produkcji energii cieplnej wykorzystuje się energię z następujących źródeł:<br>■ pompy ciepła,<br>■ kolektory słoneczne,<br>■ geotermia.<br>Elementem zakresu projektu może być magazyn energii. | Dotacja lub pożyczka preferencyjna. | 2 mld zł |
| Program Priorytetowy NFOŚiGW „Energia Plus" | Przedsięwzięcia dotyczące budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych wraz z podłączeniem ich do sieci dystrybucyjnej/ przesyłowej, w których do produkcji energii wykorzystuje się m.in. energię ze źródeł odnawialnych. | Pożyczka preferencyjna | 4 mld zł (budżet całego Programu). |
| Krajowy Plan Odbudowy (B1.1.1 Inwestycje w źródła ciepła w systemach ciepłowniczych) | Projekty w zakresie budowy źródeł ciepła na potrzeby systemów ciepłowniczych. Dofinansowaniu mogą podlegać inwestycje w zakresie instalacji OZE oraz pomp ciepła. | Dotacja | 300 mln euro |

W Polsce nie funkcjonuje model wsparcia o charakterze operacyjnym dla produkcji ciepła z technologii Power to Heat, który pozwoliłby poprawić rentowność realizowanych projektów i obniżyć koszt wytwarzanej w tych źródłach energii. Instrumentem przewidzianym w ustawie o odnawialnych źródłach energii jest obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłem/dystrybucją ciepła sieciowego, ciepła wyprodukowanego w instalacji OZE, przy czym w przypadku ciepła wytworzonego w instalacji OZE wykorzystującej pompy ciepła, obowiązek zakupu dotyczy ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych.

Przedsiębiorstwa energetyczne działające w sektorze ciepłowniczym mogą skorzystać z systemu aukcyjnego dla źródeł odnawialnych. Jego konstrukcja umożliwia uzyskanie wsparcia operacyjnego dla instalacji biomasowych, jednakże brak zainteresowania udziałem w aukcjach spowodowany jest niewystraczającym poziomem wsparcia i zbyt dynamicznymi zmianami na rynku biomasy. Kolejnym systemem dedykowanym ciepłownictwu jest system wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji, działający w oparciu o ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. System ten umożliwia uzyskanie wsparcia w procesie wysokosprawnej kogeneracji, co w przypadku „zazieleniania" ciepłownictwa może objąć wyłącznie biomasowe jednostki kogeneracji.

Nadmienić ponadto należy, że funkcjonujący w Polsce rynek mocy działający na podstawie ustawy o rynku mocy ze względu na swoją specyfikę nie może w sposób efektywny wspierać zwiększania udziału OZE w ciepłownictwie.

19 Opracowanie własne

### 4.3.3. Finansowanie inwestycji w technologie Power to Heat przez banki

Ocena branży ciepłowniczej w ostatnich latach może stanowić pewne wyzwanie dla banków. Z jednej strony jest to branża regulowana, o dość wysokich barierach wejścia, co powinno wpływać na stabilność przychodów. Z drugiej jednak strony, branża, co do zasady, nie jest „wysokomarżowa", a w okresach zawirowań rynkowych okazała się szczególnie wrażliwa na dynamiczne zmiany cen nośników energii, co przełożyło się na istotne pogorszenie wyników finansowych i płynności. Co więcej, mechanizm taryfowy utrudnia spółkom ciepłowniczym odrobienie strat wygenerowanych w latach kryzysowych, co wpływa na długookresowe pogorszenie zdolności do zadłużania się. Dodatkowym czynnikiem mogącym wpływać negatywnie na możliwość finansowania dłużnego nowych inwestycji jest ich wysoka kapitałochłonność (w relacji do wartości istniejącego majątku, przychodów oraz wyników kredytobiorcy). Projekty ciepłownicze często wykazują lukę finansową i dlatego też mogą być beneficjentami programów pomocowych (w formie dotacji lub pożyczek preferencyjnych), co znacznie poprawia opłacalność i „bankowalność" projektu oraz redukuje ryzyko nieakceptowalnego wzrostu taryf.
Szczegółowe zasady finansowania projektów inwestycyjnych w sektorze ciepłowniczym, wraz z przykładem opisującym perspektywę bankową dla projektu budowy nowego miksu wytwórczego w systemie ciepłowniczym dla miasta o wielkości ok. 100 – 150 tys. mieszkańców, uwzględniającego technologie Power to Heat, przedstawiono w załączniku 3 do raportu.

# 5. Uwarunkowania rynkowe

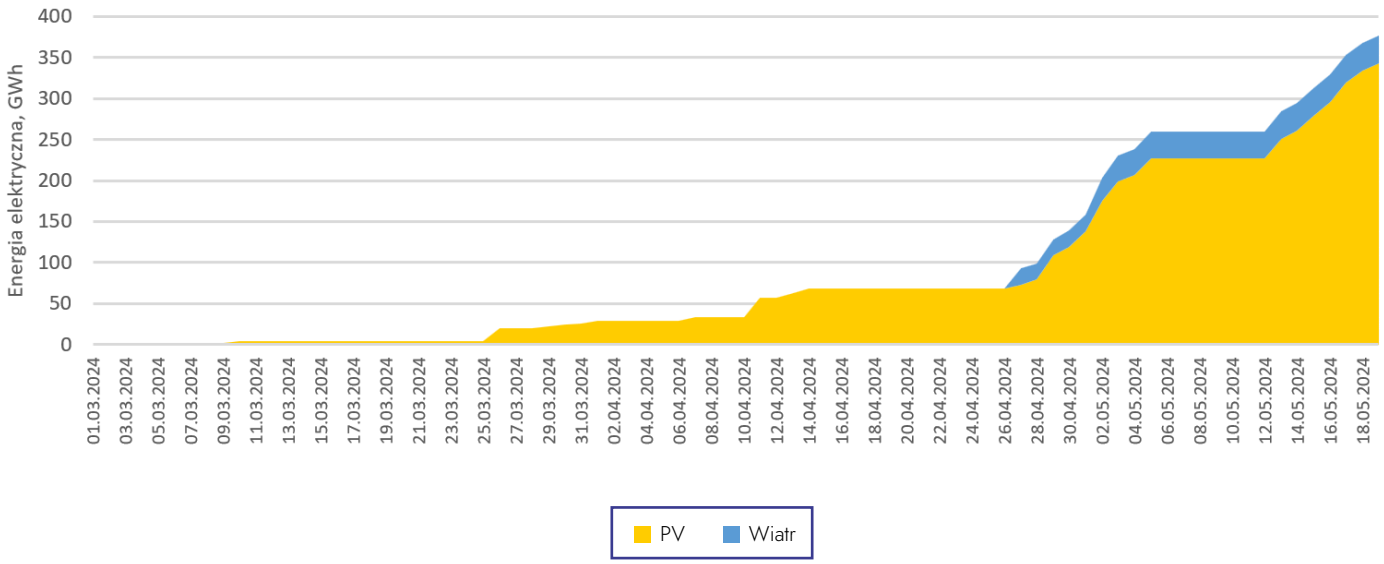
## 5.1. Wykorzystanie energii elektrycznej na potrzeby ciepłownicze

### 5.1.1. Bilansowanie krajowej sieci elektroenergetycznej przez ciepłownictwo systemowe

W celu wypełnienia zobowiązań w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej UE dotyczących osiągnięcia zerowej emisyjności netto do roku 2050, potrzebna jest głęboka zmiana technologii wytwarzania energii elektrycznej i odpowiednie zarządzanie zwiększającym się wolumenem energii elektrycznej z OZE. Jednocześnie niesterowalny na dużą skalę i przerywany charakter pracy pogodowo zależnych instalacji OZE generuje wahania w bilansie mocy, rozumianym jako równowaga pomiędzy podażą a popytem. W momencie, gdy energii w krajowym systemie elektroenergetycznym jest za dużo w stosunku do aktualnego zapotrzebowania, dochodzi do sytuacji, gdy Operator Sieci Przesyłowej (OSP), tj. Polskie Sieci Elektroenergetyczne decyduje się na redukcję mocy. Konieczne są wtedy działania polegające na: zmniejszeniu do minimum technicznego pracy elektrowni węglowych i gazowych, uruchomieniu elektrowni wodnych szczytowo-pompowych w tryb pompowania, awaryjnym eksporcie energii do krajów sąsiednich (międzyoperatorska wymiana międzysystemowa), a jeśli to nie wystarczy — nakazanie operatorom farm wiatrowych lub słonecznych wyłączenie części instalacji.

W Polsce, wskutek braku możliwości zbilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego, ograniczenia pracy instalacji OZE w latach 2023-2024 wyniosły 421 GWh, a w 2024 r. w okresie od 1 marca do 20 maja utracono łącznie 395 GWh energii odnawialnej. Na rysunku 4 przedstawiono skumulowane wielkości redukcji instalacji OZE w pierwszych miesiącach 2024 r. na podstawie komunikatów PSE.

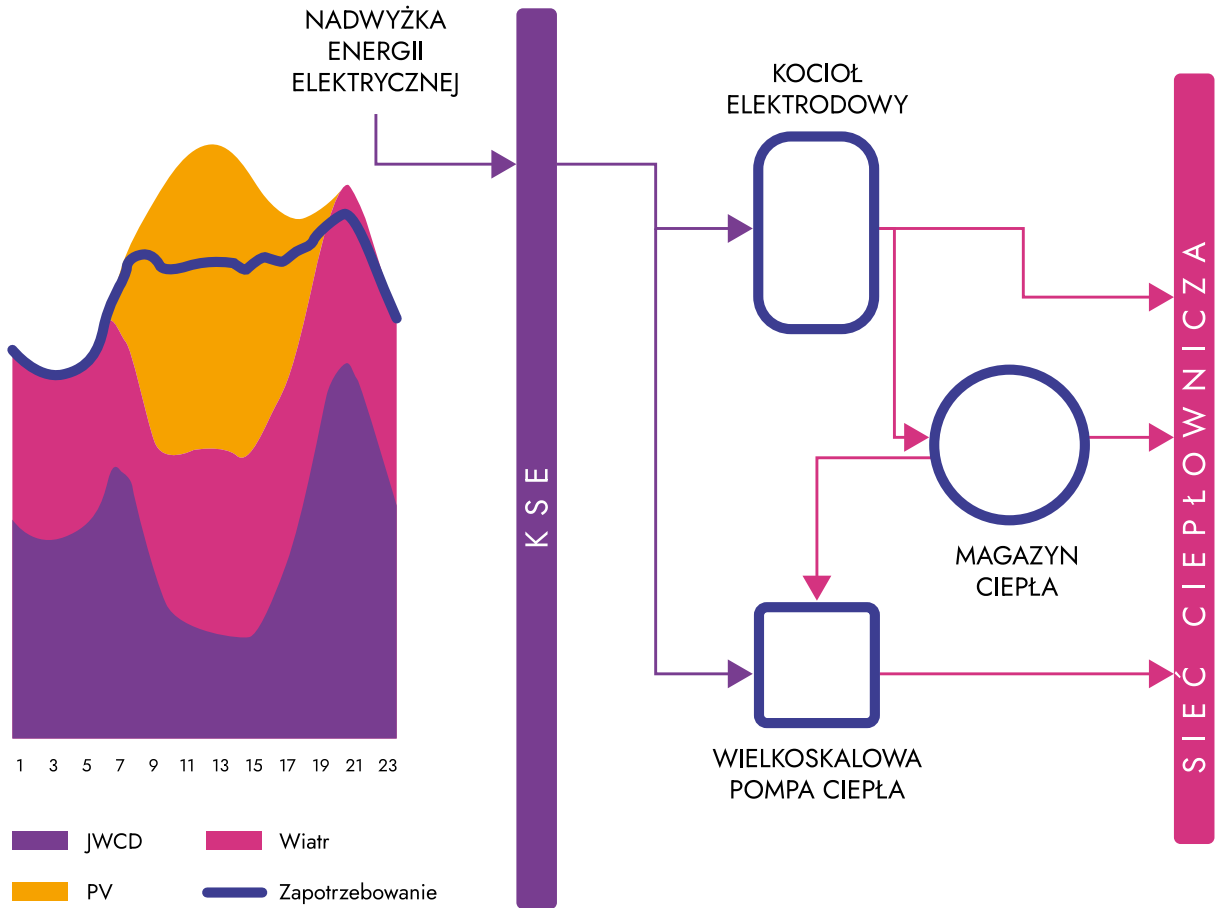
**Rysunek 4. Skumulowane wielkości redukcji OZE w okresie od 1.01 do 20.05.2024 roku**



Jednym z możliwych rozwiązań w celu zapobiegania opisanej powyżej sytuacji jest współpraca krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami ciepłowniczymi poprzez zastosowanie technologii Power to Heat, dzięki czemu możliwa byłaby maksymalizacja wykorzystania produkcji energii elektrycznej przez instalacje OZE bez narażania bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego. Ideą zastosowania technologii Power to Heat jest zamiana nadmiarowej energii elektrycznej w czasie jej nadprodukcji przez instalacje OZE w ciepło, zmagazynowanie jej, a następnie zużycie w szczycie zapotrzebowania na ciepło. Niska cena energii elektrycznej w takich sytuacjach poprawia rentowność instalacji Power to Heat, obniża cenę ciepła systemowego przy jednoczesnym zmniejszaniu produkcji ciepła w jednostkach konwencjonalnych.

Jednocześnie, należy zwrócić uwagę na wpływ implementacji pakietu Fit for 55 na krajowy system elektroenergetyczny z uwzględnieniem sektora ciepłownictwa systemowego. Wraz z wypełnieniem zobowiązań w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej ciepłownictwo systemowe stanie się nie tylko ważnym wytwórcą (w jednostkach kogeneracji), ale także ważnym odbiorcą energii elektrycznej (instalacje Power to Heat).

**Rysunek 5. Ideogram współpracy Power to Heat i KSE**



### 5.1.2. Uwarunkowania rozwoju Power to Heat względem infrastruktury przesyłowej

Ze względu na ograniczone fizyczne możliwości przyłączeniowe, a także brak dostępnej mocy przyłączeniowej w danej lokalizacji, wysokie koszty przyłączenia oraz stan sieci elektroenergetycznych w Polsce, mogą wystąpić ryzyka związane z trudnościami z przyłączeniem instalacji Power to Heat do krajowego systemu elektroenergetycznego. Wprowadzanie nowych jednostek wytwórczych może dodatkowo wpływać na obciążanie sieci i wymagać dostosowania istniejącej infrastruktury. Ograniczenia systemowe, takie jak przepustowość linii spowodowana zaawansowaniem wiekowym infrastruktury stanowią istotne wyzwania w procesie wydawania warunków przyłączenia przez dystrybutorów energii elektrycznej.

Koszty przyłączenia poszczególnych instalacji, z reguły do sieci średniego napięcia (SN), będą bardzo zróżnicowane, w zależności od lokalizacji i stanu infrastruktury dystrybucyjnej na danym obszarze. Jednostki wytwórcze, jak i odbiorcze energii elektrycznej muszą zapewniać odpowiednie zintegrowanie z systemem, aby zapewnić stabilność i bilans energetyczny. Ponadto, w ślad za wprowadzaniem nowych jednostek wytwórczych, odbywać się będzie sukcesywne wyłączanie z eksploatacji obecnych funkcjonujących jednostek opartych w dużej mierze o spalanie węgla kamiennego, co wynika z uwarunkowań regulacyjnych. Ze względu na konieczność zapewnienia ciągłości dostaw ciepła do odbiorców, proces ten musi rozpocząć się od budowy nowych źródeł ciepła, czasowej równoległej pracy z obecnie funkcjonującymi źródłami, stopniowemu wygaszaniu jednostek węglowych, aż do ich całkowitego zastąpienia nowymi jednostkami wytwórczymi. Generuje to dodatkowe trudności w procesie uzyskiwania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla instalacji Power to Heat.

W celu umożliwienia rozwoju technologii Power to Heat potrzebna jest ścisła koordynacja działań pomiędzy operatorami systemów elektroenergetycznych. Współpraca w zakresie zarządzania przepływami, dysponowania mocą jednostek i postępowania w związku z wyzwaniami transformacji energetycznej są niezbędnym elementem dla umożliwienia przyłączenia większych mocy w Power to Heat.

## 5.2. Wpływ technologii Power to Heat na infrastrukturę ciepłowniczą

### 5.2.1. Uwarunkowania sieci ciepłowniczych w kontekście wzrostu udziału instalacji Power to Heat

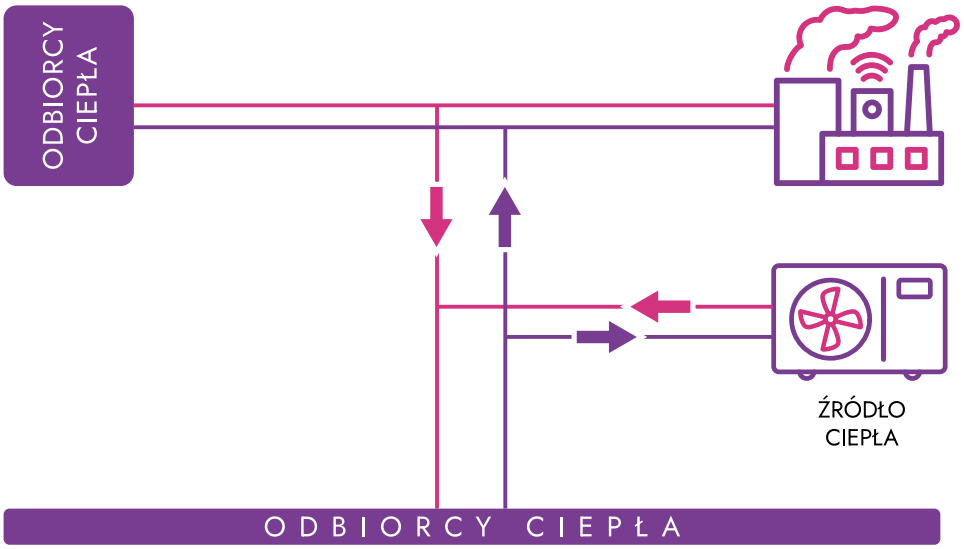
Każdy system ciepłowniczy charakteryzuje się parametrami projektowymi, na które składają się m. in.: tabele temperatur zasilania i powrotu źródeł ciepła (tabela regulacyjna źródeł), tabele temperatur zasilania i powrotu węzłów cieplnych (tabela regulacyjna węzłów), ciśnienie zasilania i powrotu, przepływ wody sieciowej. Zdecydowana większość krajowych systemów ciepłowniczych była projektowana przy założeniu, że temperatura na zasilaniu, wynosić będzie ok. 150 °C w warunkach obliczeniowych. Wprowadzenie technologii rur preizolowanych spowodowało możliwość obniżenia temperatury zasilania czynnika grzewczego do poziomu 120-135 °C. Działania termomodernizacyjne, wymiana węzłów cieplnych, obserwowane zmiany klimatyczne i rozwój źródeł ciepła niskotemperaturowych sprawiają, że uzasadnione będzie dalsze obniżanie temperatury zasilania. Jednak dalsze obniżanie parametrów wody sieciowej będzie wiązało się ze zwiększeniem natężenia przepływu w stopniu proporcjonalnym do obniżenia temperatury sieci. Warunkiem koniecznym do wdrożenia niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych najnowszych generacji jest przeregulowanie węzłów cieplnych i dostosowanie instalacji wewnętrznych w budynkach do pracy w niskim reżimie temperaturowym.

W przypadku, gdy do sieci będziemy przyłączać kotły elektrodowe, które są źródłem wysokotemperaturowym, będącym w stanie dotrzymać temperatury zasilania w całym zakresie tabeli regulacyjnej źródeł ciepła, to w ten sposób uzyskamy możliwy profil pracy nowego źródła w danej lokalizacji. Źródło wysokotemperaturowe nie ingeruje w parametry temperaturowe zawarte w tabelach temperatur źródeł oraz odbiorców ciepła, więc nie ma potrzeby dostosowania tych parametrów w systemie, a co za tym idzie - nie są wymagane dodatkowe nakłady na modernizację sieci ciepłowniczej. Założenie takie jest uzasadnione, tym bardziej, że najbardziej prawdopodobnym miejscem lokalizacji kotłów elektrodowych będą istniejące elektrociepłownie lub ciepłownie.

Sprawa komplikuje się, gdy do systemu ciepłowniczego wysokotemperaturowego ma być przyłączone źródło ciepła niskotemperaturowego – duża pompa ciepła o mocy od kilku do kilkudziesięciu megawatów. Przykładowy schemat podłączenia przedstawiono na rysunku 6.

Z uwagi na bardzo indywidualne zakresy niezbędnych zmian w systemie ciepłowniczym, mających za zadanie przyłączyć tego typu źródło, szacowane koszty tych zmian będą bardzo zróżnicowane. Koszty realizacji prac sieciowych dla układu wyprowadzenia ciepła z instalacji odnawialnego źródła energii opartego o pompy ciepła są uzależnione od skali źródła (większe średnice rurociągów w stosunku do rozwiązań konwencjonalnych) oraz bezpośrednio od lokalizacji (odległość od sieci ciepłowniczej np. w przypadku, gdy dolne źródło ciepła stanowią ścieki komunalne). Należy zaznaczyć, że w strukturze kosztów oraz harmonogramie prac sieciowych bardzo ważne jest pozyskanie zgód dysponentów terenu, koszty służebności i zakres ewentualnych realizacji prac na dostępnych terenach.

**Rysunek 6. Ideogram współpracy Power to Heat i KSE**




## 5.2.2. Rola digitalizacji sieci ciepłowniczych we wdrażaniu rozwiązań Power to Heat

Proces digitalizacji sieci ciepłowniczych we wdrażaniu rozwiązań Power to Heat może okazać się jednym z kluczowych czynników dla optymalnej integracji i efektywnego wykorzystania tych technologii. Zdolność reagowania na zmiany na rynku energii elektrycznej będzie miała znaczenie po stronie podażowej, jak i popytowej. Raport wskazuje na zagadnienia związane z synergiami, wynikającymi ze współpracy instalacji Power to Heat z konwencjonalnymi jednostkami kogeneracji. Narzędzia pozwalające na zarządzanie bilansem chwilowej mocy ciepłowniczej poprzez ciągłe monitorowanie poziomu zapotrzebowania na ciepło w sieciach ciepłowniczych i szybkie reagowanie po stronie obciążania jednostek wytwórczych pozwolą na zwiększenie efektywności i wydajności jednostek wytwórczych, w tym instalacji Power to Heat. Biorąc pod uwagę skalę wyzwań inwestycyjnych, digitalizacja sieci może przyczynić się do wyznaczenia optymalnego poziomu mocy szczytowych koniecznych do zabudowy w procesie dekarbonizacji danego systemu ciepłowniczego. Wykorzystanie algorytmów zbudowanych na bazie danych historycznych i analizie danych aktualnych pozwoli prognozować zapotrzebowanie na ciepło i dostosowywać produkcję w zależności od zmiany warunków pogodowych czy cen nośników energii.

Z punktu widzenia odbiorców ciepła, systemy digitalizacji również mogą pełnić istotną rolę. Dostarczanie użytkownikom końcowym danych związanych ze zużyciem ciepła, zdalnym sterowaniem poziomu komfortu cieplnego w budynkach użyteczności publicznej, jak i mieszkalnych, pozwalają budować świadomość konsumencką polegającą na monitorowaniu efektywności po stronie popytowej, w konsekwencji wpływając również na wielkość zapotrzebowania na ciepło.

Ze względu na zmienność rynków energii technologie te umożliwiają dostawcom precyzyjną ocenę zarówno obecnego, jak i przyszłego stanu sieci. Pozwala to na podejmowanie decyzji dotyczących czasu ładowania i rozładowywania akumulatorów oraz wykorzystywanie sieci, jako bufora w celu ograniczenia szczytowego zapotrzebowania poprzez przewidywanie przyszłych zmian w oparciu o wiarygodne dane.

## 5.3. Relacja pomiędzy instalacjami Power to Heat a jednostkami kogeneracji

Obecnie dominujące miejsce w dużych systemach ciepłowniczych posiadają węglowe jednostki kogeneracji, które w znacznym stopniu wpływają na bezpieczeństwo dostaw ciepła do odbiorców końcowych. Z uwagi na produkcję energii elektrycznej, do czasu intensywnego rozwoju OZE, pełniły one również istotną rolę w miksie technologii jednostek wytwórczych zasilających krajowy system elektroenergetyczny. Nowy limit emisyjności dla wysokosprawnej kogeneracji (opartej na paliwach kopalnych) wynoszący 270 g $CO_2$/kWh, określony w załączniku III Dyrektywy EED, który, w przypadku nowych jednostek, ma obowiązywać po implementacji przepisów dyrektywy do krajowych porządków prawnych (terminem transpozycji tych przepisów jest dzień 11.10.2025 r.; przy czym jednostki istniejące będą mogły uzyskać odstępstwo od tego limitu – do dnia 01.01.2034 r.), będzie wymuszać zastępowanie jednostek kogeneracji zasilanych paliwem węglowym przez jednostki kogeneracji zasilane gazem ziemnym. Roli gazowych jednostek kogeneracji nie można pominąć, szczególnie w dużych systemach ciepłowniczych, gdzie ze względu na konieczność instalowania źródeł od dużej mocy, ograniczone są możliwości wykorzystania instalacji OZE, a skala potencjalnych inwestycji wraz z ich logistyką oraz hydraulika sieci ciepłowniczej nie pozwala w pełni, w szybkim tempie podzielić jej na odrębne systemy z możliwością zasilania niskoparametrowymi źródłami opartymi o pompy ciepła.

Dodatkowo należy pamiętać, że wolumen ciepła z wysokosprawnej kogeneracji będzie pozwalał na utrzymanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego do roku 2045, przy czym, należy zaznaczyć, że od 2035 r. nie będzie możliwości uzyskania/utrzymania statusu systemu efektywnego wyłącznie w oparciu o udział wysokosprawnej kogeneracji – w przypadku systemów opartych na źródłach kogeneracji, koniecznym będzie zapewnienie udziału OZE lub ciepła odpadowego na poziomie co najmniej 35%, co wymusi oczywiście znaczący wzrost udziału ciepła z OZE w systemach ciepłowniczych.

Wskazana powyżej perspektywa czasowa jest dla przedsiębiorstw energetycznych terminem na wypracowanie modeli biznesowych, poznanie i rozwój technologii Power to Heat oraz odpowiednie wyszkolenie kadry do zarządzania i obsługi urządzeń. Do tego czasu jednak, instalacje OZE będą musiały współpracować z istniejącymi już jednostkami kogeneracji, często z takimi, dla których okres zwrotu z inwestycji jeszcze nie minął lub takimi, które są objęte wsparciem w ramach programów pomocy publicznej. Obecnie funkcjonujący system wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, oparty o ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, stanowić może czynnik zachęcający przedsiębiorstwa energetyczne do inwestycji w jednostki kogeneracji (zwłaszcza w źródła o mocy zainstalowanej elektrycznej do 50 $MW_e$). Przedsiębiorstwa energetyczne będą stały zatem przed dużym wyzwaniem: w pierwszym okresie wymagań związanych ze zwiększeniem produkcji ciepła z OZE jego produkcja może nie być ekonomicznie uzasadniona w porównaniu do pracy wspieranych operacyjnie jednostek kogeneracji gazowej.

Perspektywa 2035 r., o której mowa powyżej, musi wiązać się ze zmianą systemowego myślenia o roli poszczególnych jednostek wytwórczych w systemie, a także z wypracowaniem efektywnych rozwiązań w zakresie narzędzi wsparcia służących wzrostowi udziału OZE w ciepłownictwie. Oznaczać to przede wszystkim powinno przedefiniowanie modelu wsparcia za pośrednictwem systemów pomocowych, tak by instalacje OZE stały się jak najszybciej konkurencyjne cenowo w stosunku do jednostek kogeneracji, a jednostki kogeneracji mogły gwarantować stabilność dostaw ciepła do odbiorców ciepła. Alternatywnie, możliwe jest wprowadzenie rozwiązań, które pozwoliłby na pokrycie kosztów osieroconych, mogących wystąpić w związku ze stopniowym zmniejszaniem czasu wykorzystania mocy w przypadku tych jednostek kogeneracji.

Ponadto lokowanie instalacji Power to Heat w obszarze istniejących zakładów wytwórczych pozwala na wykorzystanie istniejącej już infrastruktury – działek, budynków, stacji przygotowania wody, jak również sieci elektroenergetycznej i ciepłowniczej. Dzięki takiemu rozwiązaniu można obniżyć koszty inwestycyjne oraz przyspieszyć realizację inwestycji w infrastrukturę Power to Heat. Równie ważnym aspektem jest możliwość szkolenia i wykorzystania do obsługi instalacji Power to Heat kadry obsługującej jednostki kogeneracji. Ma to o tyle duże znaczenie, że pozwoli na zarządzanie i eksploatację większej liczby instalacji Power to Heat w przyszłości bez konieczności zmian pracowniczych.

## 5.4. Model biznesowy przedsiębiorstwa wykorzystującego instalacje Power to Heat

### Model organizacyjny

Pomimo możliwości implementacji klasycznego modelu biznesowego opartego na inwestycjach we własne aktywa wytwórcze - stosowanego w przypadku jednostek kogeneracji, rozwój Power to Heat wymusza szerszą optykę decyzji zarządczych związanych z odmiennym otoczeniem rynkowym, regulacyjnym oraz szerszym gronem interesariuszy inwestycji.

Podstawą modelu biznesowego dla nowych aktywów OZE może być włączenie ich do bezpośredniego majątku spółki lub w przypadku, gdy uwarunkowania danego projektu tego wymagają, stworzenie spółki celowej lub joint venture wraz z pozostałymi interesariuszami. Biorąc pod uwagę charakterystykę wytwarzania ciepła z instalacji OZE, model spółki celowej może być szczególnie użyteczny w odniesieniu do projektów opierających się na odzyskiwaniu ciepła z różnego rodzaju instalacji, których właścicielem są organy administracji publicznej lub przedsiębiorstwa inne niż przedsiębiorstwo energetyczne. Alternatywnym rozwiązaniem może być korzystanie z transakcji M&A, w przypadku chęci pozyskania nowych technologii lub zwiększenia udziału w rynku.

Technologie Power to Heat mogą być rozwiązaniem na szereg wyzwań sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego opisanych szczegółowo w niniejszym raporcie.

### Klienci

W rynkach zintegrowanych pionowo, gdzie za wytwarzanie i dystrybucję ciepła odpowiada jeden podmiot, klientami są wszystkie podmioty przyłączone do miejskiej sieci ciepłowniczej. W pozostałych przypadkach, klientem wytwórcy ciepła jest dystrybutor, który kupuje wytworzone ciepło i przesyła je do odbiorców końcowych oraz poszczególni klienci przyłączeni bezpośrednio do jednostki wytwórczej. W porównaniu do konwencjonalnych jednostek wytwórczych, istotnym odbiorcą usług świadczonych przez przedsiębiorstwo ciepłownicze wykorzystujące technologie Power to Heat, jest operator systemu elektroenergetycznego, dla którego może być świadczona usługa bilansowania.

### Kanały dystrybucji

Dostęp do klienta jest zapewniany przez rozwój nowoczesnych sieci ciepłowniczych oraz przyłączy elektroenergetycznych. W celu intensyfikacji sprzedaży lub dotarcia do nowych klientów konieczne jest podjęcie działań handlowych i promocyjnych. Ważne jest budowanie świadomości klientów w zakresie korzyści, jakie przynosi dostarczanie ciepła z efektywnych systemów

ciepłowniczych. Działania te powinny być podejmowane przez różnych interesariuszy: rząd, samorząd, wytwórców oraz dystrybutorów ciepła. Barierami technicznymi w dotarciu do klienta są duża odległość od sieci ciepłowniczej oraz węzły ciepła lub instalacja wewnętrzna budynku uniemożliwiająca przesyłanie i dystrybucję niskotemperaturowego ciepła.

## Źródła przychodów

Głównym strumieniem przychodów przedsiębiorstwa ciepłowniczego jest opłata za sprzedaż oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła. Zabezpieczenie interesów wytwórcy (inwestora), dystrybutora i odbiorców końcowych w długim terminie może być realizowane przez zawarcie długoletnich umów za zakup/sprzedaż ciepła oraz odpowiednio prowadzony proces planowania zakresu inwestycji. Sprzedaż ciepła ze źródeł powyżej 5 MW mocy zainstalowanej podlega obowiązkowi zatwierdzania taryf przez Prezesa URE (propozycje zmian w taryfowaniu jednostek Power to Heat zostały opisane w rozdziale 7 niniejszego opracowania).

Dodatkowym, istotnym strumieniem przychodów powinno być wynagrodzenie za usługi bilansowania, tj. zmniejszenie zużycia energii elektrycznej w sytuacjach, gdy jest jej niedobór w systemie elektroenergetycznym oraz za odbiór energii elektrycznej w momencie jej nadpodaży.

Źródłem przychodu powinno być również wsparcie operacyjne dla wybranych technologii Power to Heat, które dzięki zapewnieniu dodatkowego strumienia przychodów zachęci przedsiębiorstwa energetyczne do realizacji tego typu inwestycji, poprawiając ich konkurencyjność w porównaniu do mniej efektywnych rozwiązań indywidualnych. Propozycja podstawowych założeń mechanizmu wsparcia została opisana w rozdziale 7.

## Struktura kosztów

Katalog istotnych pozycji kosztowych zależy od typu analizowanej technologii Power to Heat (kotły elektrodowe w porównaniu do pomp ciepła wykorzystujących różne dolne źródła energii). Typowe pozycje kosztowe instalacji Power to Heat przedstawiono poniżej:

- **amortyzacja** – jednostkowe nakłady inwestycyjne (CAPEX) dla technologii Power to Heat są z reguły niższe, niż dla jednostek kogeneracji, ze względu na to, że rozwiązania Power to Heat, w szczególności kotły elektrodowe, charakteryzują się mniejszą złożonością techniczną. W przypadku źródeł opartych na energii geotermalnej istotne są nakłady związane z wykonaniem odwiertów;
- **koszty zużycia energii elektrycznej** – zależne przede wszystkim od efektywności instalacji Power to Heat (współczynnik COP), miksu jednostek wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz prowadzonej przez przedsiębiorstwo polityki zabezpieczenia cen. W celu optymalizacji kosztów w okresie długoterminowym można stosować np. umowy typu PPA lub korzystać z własnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej (np. instalacji PV) i magazynu energii;
- **koszty poboru wody** – w przypadku pomp ciepła z dolnym źródłem w wodzie istnieje konieczność ponoszenia opłat za usługi wodne;
- **koszty stałe** – koszty wynagrodzeń pracowników, koszty remontów i utrzymania instalacji, podatki i opłaty;
- **inne koszty** – w instalacjach wykorzystujących ścieki lub ciepło odpadowe powstają koszty związane z dzierżawą terenu pod zabudowę pomp ciepła oraz wynagrodzenie dla partnerów biznesowych.

Konkurencyjność instalacji Power to Heat w długim terminie zależeć będzie przede wszystkim od relacji cen energii elektrycznej do cen gazu ziemnego i biomasy oraz możliwości obniżenia nakładów inwestycyjnych na skutek rozwoju technologii lub wprowadzenia nowych programów wsparcia. Szansą dla obniżenia kosztu wytworzenia ciepła z instalacji Power to Heat jest realizacja planowanych inwestycji w sektorze elektroenergetycznym, w szczególności zmniejszenie wykorzystania paliwa węglowego w produkcji energii elektrycznej na rzecz odnawialnych źródeł energii.

## Niezbędne zasoby do prowadzenia biznesu

W celu realizacji inwestycji konieczne jest zapewnienie przyłączy do systemu elektroenergetycznego oraz sieci ciepłowniczej. Dla inwestycji w pompy ciepła kluczowe są warunki lokalizacyjne umożliwiające korzystanie z dolnego źródła ciepła np. woda powierzchniowa, woda gruntowa, ścieki komunalne lub ciepło odpadowe z procesów przemysłowych. W zależności od rodzaju dolnego źródła wymagane będą inne zgody, w szczególności o charakterze administracyjnym np. decyzje środowiskowe, a także umowy handlowe w przedmiocie zapewnienia dostępu do takiego źródła.

Inwestycje w technologie Power to Heat są kapitałochłonne, w zapewnieniu finansowania inwestycji w pewnym stopniu pomagają programy wsparcia opisane w rozdziale 4. Rekomendacje dot. nowych programów wsparcia niezbędnych dla rozwoju technologii Power to Heat zostały opisane w rozdziale 7. W Polsce technologie Power to Heat nie są jeszcze powszechne, dlatego przedsiębiorstwa energetyczne powinny kształcić pracowników i poszerzać ich wiedzę ekspercką.

## Kluczowi partnerzy

Rozwój projektów w zakresie Power to Heat, z uwagi na swoją interdyscyplinarność, niesie ze sobą konieczność dialogu między interesariuszami, którymi są:

- **wytwórcy energii** – realizujący projekty inwestycyjne i dostarczający energię i usługi dla klientów, oczekujących w zamian zwrotu z inwestycji gwarantującego rentowność przedsiębiorstwa;
- **administracja samorządowa** – odpowiedzialna za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ciepła do mieszkańców;
- **administracja rządowa** – wyznaczająca ramy prawne działania dla biznesu oraz strategiczne kierunki rozwoju sektora energetycznego;
- **operatorzy sieci ciepłowniczych i operatorzy jednostek wytwórczych** – odpowiedzialni za dostarczanie ciepła o parametrach zgodnych z tabelą regulacyjną i rozwój infrastruktury dystrybucyjnej;
- **Przedsiębiorstwa wodno-kanalizacyjne** – w zakresie wykorzystania ścieków, jako dolnego źródła ciepła w pompach ciepła; operatorzy systemów elektroenergetycznych – współpracujący z wytwórcami ciepła w zakresie zarządzania systemem (bilansowanie) i odpowiedzialni za rozwój nowych mocy przyłączeniowych;
- **wykonawcy** – których celem jest osiągnięcie zysku z realizacji umowy i zapewnienie bezpieczeństwa pracy pracownikom;
- **zakłady przemysłowe, centra danych (dostawcy ciepła odpadowego)** – dysponujący energią możliwą do wykorzystania przez system ciepłowniczy;
- **instytucje finansujące** – dostawcy niezbędnych środków publicznych lub prywatnych, oczekujące realizacji określonych celów ekologicznych oraz zwrotu z zainwestowanego kapitału.

# 6. Analiza wpływu technologii Power to Heat na realizację celów klimatycznych oraz Krajowy System Elektroenergetyczny

Dynamiczny rozwój i popularyzacja ogrzewania elektrycznego będzie przyczyniała się do realizacji celów klimatycznych, doprowadzając do ograniczenia zużycia paliw kopalnych i emisji $CO_2$, jednocześnie zwiększy udział energii elektrycznej w finalnym zużyciu energii. Potrzeby cieplne budynków mieszkalnych w 2050 roku będą zaspakajane w głównej mierze dzięki źródłom odnawialnym oraz technologiom Power to Heat.
Rozwój elektryfikacji ogrzewnictwa będzie następował w pierwszym etapie w nowym budownictwie, a następnie w istniejącym poprzez termomodernizacje i wymianę źródeł ciepła. W ciepłownictwie systemowym tempo rozwoju będzie uzależnione od specyfiki systemów ciepłowniczych, w tym warunków technicznych dostępnych dla konkretnych lokalizacji wytwarzania ciepła oraz obecnie stosowanych technologii wytwarzania. W pierwszej kolejności zastępowane będą źródła węglowe charakteryzujące się wysoką emisyjnością i wysokimi kosztami środowiskowymi.

## 6.1. Metodyka oraz kluczowe założenia przyjęte do analizy

Analiza scenariuszowa technologii Power to Heat w ciepłownictwie systemowym powstała na bazie modelu ciepłownictwa, opracowanego przez ekspertów PTEZ, którego celem było wyznaczenie realistycznych wariantów rozwoju ciepłownictwa. Scenariusze zostały opracowane w taki sposób, aby realizując proces inwestycyjny w szeregu lokalnych systemów ciepłowniczych mogły zostać spełnione wymagania polityki klimatyczno–energetycznej (wyłączając scenariusz tła) oraz oczekiwania odbiorców ciepła systemowego. Jeden ze scenariuszy został opracowany jako scenariusz tła - Nie pozwala on na spełnienie wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego dla znaczącej liczby takich systemów w Polsce i służy on do określenia negatywnych efektów zaniechanej transformacji.
Zaproponowany model ciepłownictwa przelicza najbardziej efektywną konfigurację jednostek wytwórczych, minimalizując ceny ciepła systemowego dla odbiorców końcowych przy spełnieniu wymagań określonych w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Analiza wielowariantowa została wykonana dla okresu 2023 – 2050. Przeprowadzono modelowanie przyszłego miksu systemu ciepłowniczego w Polsce. W ramach obliczeń nie dokonano podziału rynków ciepła ze względu na ich wielkość – modelowany jest system ciepłowniczy jako całość. Dane dotyczące obecnego stanu ciepłownictwa oparto na informacjach zawartych w raportach Urzędu Regulacji Energetyki i Agencji Rynku Energii. Punktem wyjściowym przyjętym do analizy jest wolumen ciepła systemowego raportowany jako sprzedawany do sieci dla odbiorców końcowych[20]. Zapotrzebowanie na ciepło systemowe w danym roku jest uzależnione między innymi od warunków atmosferycznych, a co za tym idzie od długości sezonu grzewczego – w celu zniwelowania ryzyka wystąpienia w danych historycznych nieproporcjonalnych odchyleń. Jako wartości początkowe przyjęto uśrednione dane z lat 2020-2023.
Założenia makroekonomiczne, rynkowe oraz techniczne przyjęte do modelu rynku ciepła opierają się na krajowych oraz międzynarodowych odniesieniach, a także na podstawie najbardziej aktualnych danych posiadanych przez Członków PTEZ. W analizie przyjęto zestaw założeń, który został opracowany przez Członków PTEZ w kwietniu 2024 roku. Wykorzystano w scenariuszach technologie sprawdzone, co do których istnieją doświadczenia eksploatacyjne w Europie. Nie brano pod uwagę technologii znajdujących się przed etapem wdrożeń komercyjnych, czy też przed uzyskaniem odpowiedniej certyfikacji technologicznej.

20 „Energetyka cieplna w liczbach 2022", URE 2023 r.

**Tabela 12. Założenia analizowanych kosztów technologii[21]**

| Technologia | Paliwo | Sprawność ogólna [%] | CAPEX[22] [mPLN/MW$_e$] | CAPEX [mPLN/MW$_t$] | OPEX [% CAPEX] |
|---|---|---|---|---|---|
| Kogeneracja węglowa | węgiel kamienny | 85% | 15 | nd | 5% |
| Kotły węglowe (WR) | węgiel kamienny | 85% | nd | 1,8 | 5% |
| Kotły gazowe | gaz ziemny | 95% | nd | 0,93 | 1% |
| Blok OCGT | gaz ziemny | 82% | 8,4 | nd | 3% |
| Blok CCGT | gaz ziemny | 86% | 9 | nd | 3% |
| Silniki gazowe | gaz ziemny | 85% | 8,15 | nd | 5% |
| Kotły olejowe | gaz ziemny | 95% | nd | 0,8 | 0,5% |
| Kotły biomasowe | biomasa | 85% | nd | 3,8 | 5% |
| Kogeneracja biomasowa | biomasa | 85% | 15 | nd | 5% |
| Pompy ciepła | energia otoczenia i elektryczna | 320% | nd | 5,5 | 0,65% |
| Geotermia wysokotemperaturowa | energia otoczenia | - | nd | 11,4 | 2% |
| Kotły elektrodowe | energia elektryczna | 99% | nd | 0,7 | 0,5% |
| Instalacje Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych | odpady | 85% | 90 | nd | 5% |
| Magazyn ciepła | energia elektryczna | - | nd | 2,5 tys/m$^3$ | nd |

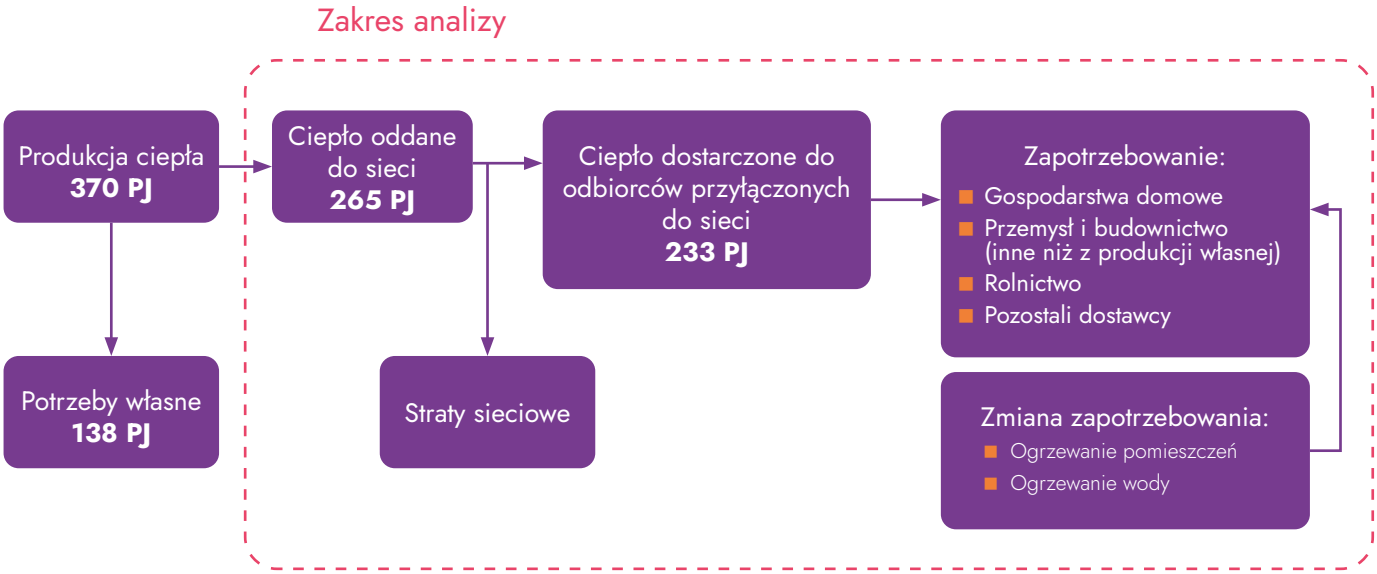
## 6.2. Zapotrzebowanie na ciepło - analiza efektywności energetycznej budynków i jej wpływ na sektor ciepłownictwa systemowego

Na przestrzeni ostatniej dekady całkowite zużycie ciepła sieciowego wśród odbiorców przyłączonych do systemów ciepłowniczych spadło o 16% i w 2022 roku wyniosło 233 PJ. W analizie przyjmuje się „zazielenianie" ciepła dostarczanego do sieci ciepłowniczej i następnie do odbiorców końcowych. Modelowanie nie dotyczy ciepła przeznaczonego na procesy produkcyjne oraz wliczającego się na wykorzystania na potrzeby własne. Znaczną część zapotrzebowania stanowią, niezmiennie od lat, gospodarstwa domowe z zapotrzebowaniem na poziomie 157 PJ. Dlatego też to one stanowią, pod względem zmiany struktury paliw i wpływu na ciepło systemowe, główny obszar zainteresowania raportu oraz zostały poddane bardziej szczegółowej analizie niż pozostałe kategorie odbiorców.

21 Dane PTEZ

22 Założono ceny stałe z 2023 roku

**Struktura produkcji i zużycia ciepła koncesjonowanego w 2022 roku[23]**




Jako główne powody zmian zapotrzebowania na ciepło można wyróżnić:

## a) Zmiany demograficzne, spadek liczby ludności i spadek liczby gospodarstw domowych

Zmieniająca się liczba ludności może znacząco wpłynąć na zapotrzebowanie na ciepło. Na przestrzeni minionych lat obserwowano w Polsce niekorzystne trendy demograficzne. Liczba urodzeń w ostatnich latach systematycznie spada. Utrzymujące się od 2016 roku w Polsce dodatnie saldo migracji dotychczas nie wpłynęło na odwrócenie tego trendu. W efekcie, począwszy od 2012 roku, liczba ludności w Polsce niemal nieustannie się zmniejsza.

Prognozy dotyczące liczby ludności opracowywane przez Główny Urząd Statystyczny wskazują jednoznacznie na zmniejszanie się populacji w Polsce z obecnych 37,7 mln do 35,3 mln w 2040 roku i 30,9 mln w 2060 roku[24]. Spadnie liczba osób w wieku produkcyjnym, wzrośnie wskaźnik obciążenia demograficznego oraz starości demograficznej. Można natomiast dostrzec wzrost salda migracji zagranicznych.

Zmiana liczby ludności wpłynie na liczbę gospodarstw domowych, co przełoży się na zmieniające się zapotrzebowanie na ciepło po stronie budynków. Do 2030 roku możemy obserwować wzrost ich liczby przy spadającej liczbie osób przypadających na to gospodarstwo. Będzie to następowało przy założeniu dalszego polepszania się sytuacji gospodarczej w kraju oraz dodatniego salda migracji zagranicznych. Po 2030 roku wraz ze znaczącym spadkiem liczby i struktury społeczeństwa oraz powstaniem do tego czasu wystarczającej bazy budynków jedno- i wielorodzinnych, liczba gospodarstw domowych będzie spadać.

## b) Termomodernizacja, nowe budownictwo, niskoemisyjne budynki[25]

Renowacja budynków publicznych i prywatnych będzie jednym z najważniejszych wyzwań transformacji energetycznej. Jednym z głównych obszarów działań w tym obszarze będzie sukcesywne obniżanie emisyjności w sektorze budownictwa. Niższe emisje mogą zostać osiągnięte dzięki rozwojowi energooszczędnego budownictwa lub modernizacji istniejących

23 „Energetyka cieplna w liczbach 2022", URE 2023 r.
24 Rozwój regionalny polski, GUS
25 Długoterminowa strategia renowacji budynków

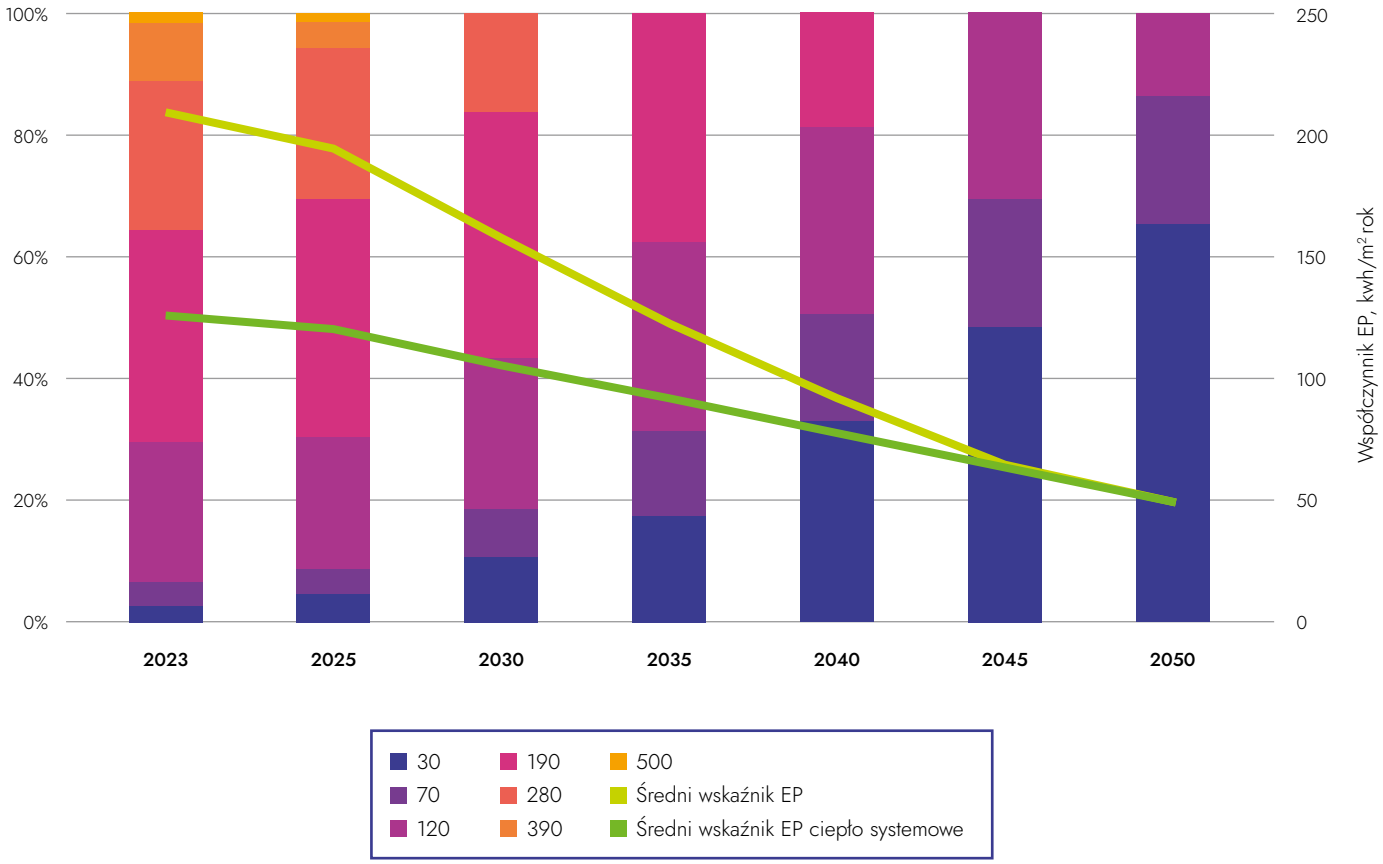
zasobów w celu zmniejszenia zużycia energii finalnej. Szacuje się, że w Polsce znajduje się ponad 14 mln budynków, które charakteryzują się znaczącym zróżnicowaniem wskaźnika efektywności energetycznej wynikającym z okresu oddawania ich do użytku.

W związku z realizowaną w Polsce długoterminową polityką renowacji i podnoszeniem efektywności energetycznej budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej, należy zakładać stopniowy spadek wskaźnika zużycia energii pierwotnej na $m^2$ powierzchni (wskaźnik EP). Zgodnie z rekomendowanym scenariuszem zawartym w długoterminowej strategii renowacji budynków, do 2050 roku 65% budynków powinna osiągnąć wskaźnik EP nie większy niż 50 kWh/$m^2$ rok (obecnie zaledwie 1% powierzchni budynków spełnia ten wskaźnik).

Na podstawie informacji o zużyciu paliw w gospodarstwach na cele ogrzewania przeliczono współczynnik EP dla budynków mieszkalnych wykorzystujących ciepło systemowe. Jest ono zlokalizowane w głównej mierze w ośrodkach miejskich, w których dynamika zmian i rozwoju nowego budownictwa jest wyższa niż średnia kraju. Budynki przyłączone do sieci ciepłowniczej, co do zasady, charakteryzują się wyższą efektywnością energetyczną (niższym wskaźnikiem EP) niż pozostała część istniejącego budownictwa. Z tego też powodu, osiągnięcie celu średniego wskaźnika EP w krajowym ciepłownictwie systemowym może być uzyskane z mniejszym wpływem na spadek zapotrzebowania na ciepło.

Szeroko zakrojona, ogólnopolska inicjatywa renowacji budynków będzie wymagała znaczących nakładów inwestycyjnych, które doprowadzą do zwiększenia efektywności energetycznej. Z punktu widzenia klientów niższe zapotrzebowanie na energię w budynkach to niższe koszty związane z rachunkami za ogrzewanie oraz w przypadku źródeł indywidualnych, niższa wrażliwość na zmieniające się ceny surowców – węgla kamiennego i gazu ziemnego.

**Rysunek 7. Średnie wskaźniki EP budynków i udział tych budynków**

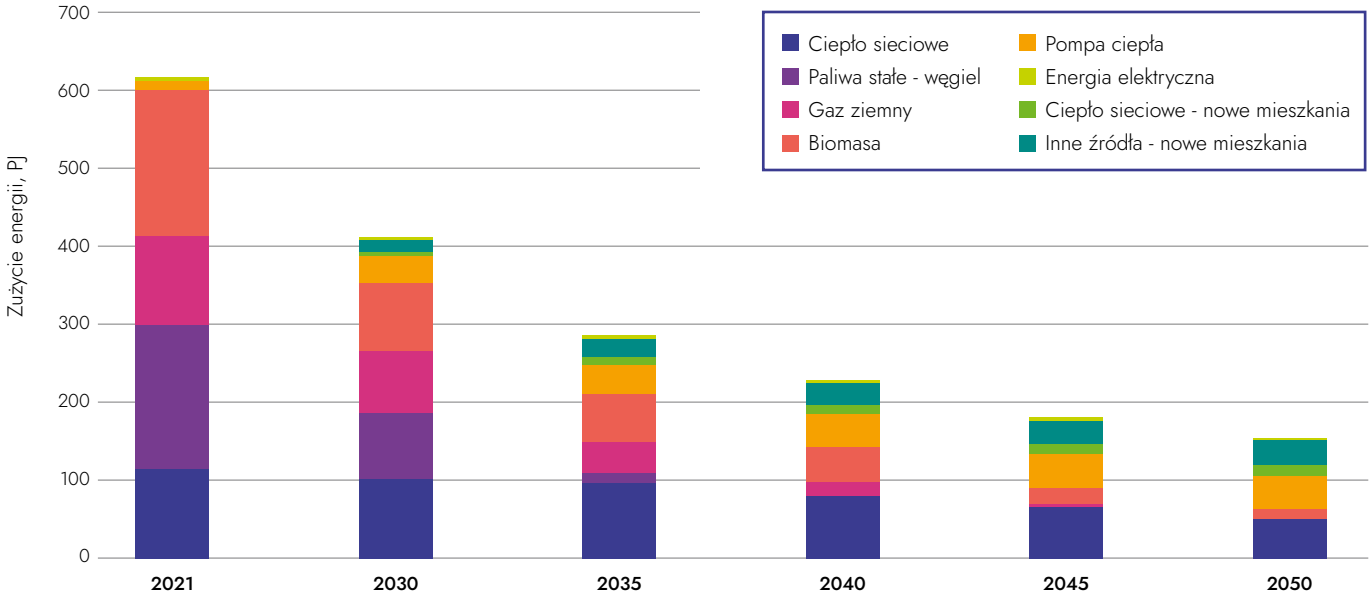


### c) Zmiana zapotrzebowania na ciepło efektem wymiany źródła i termomodernizacji

Trudności w zapewnieniu nieprzerwanych dostaw oraz zmienność cen węgla i gazu ziemnego wpłynęły na szybsze tempo transformacji w sektorze mniejszych odbiorców. Wzrost udziału czystych i niskoemisyjnych technologii w gospodarstwach będzie stymulowany zarówno przez rozwiązania prawne (normy, warunki techniczne, utworzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych m.in. dla budynków – tzw. ETS-bis), jak również zmiany technologiczne i dostępność środków pomocowych. Według dostępnych danych, 52,2% gospodarstw domowych korzysta z ciepła sieciowego, 32,8% z paliw stałych – głównie z węgla kamiennego i drewna opałowego, 14,6% z gazu ziemnego, a jedynie 5,5% zdecydowało się na wybór energii elektrycznej[26]. Według ostatnich danych liczba zainstalowanych pomp ciepła w Polsce wyniosła ponad 600 tys. sztuk (stan na 2023 rok)[27].

W analizie technologii wytwarzania ciepła w całym sektorze ciepłownictwa przyjęto, że potrzeby grzewcze budynków będą zaspokajane głównie przez elektryfikację, ciepło systemowe albo przejściowo przez gaz ziemny. Uwzględniając wpływ termomodernizacji oraz nowe budownictwo, zużycie ciepła systemowego w gospodarstwach może spaść z około 170 PJ do 140 PJ w 2050 roku. Zmiana zużycia ciepła sieciowego na potrzeby ogrzewania wody użytkowej wynika jedynie z przyłączania nowych budynków.

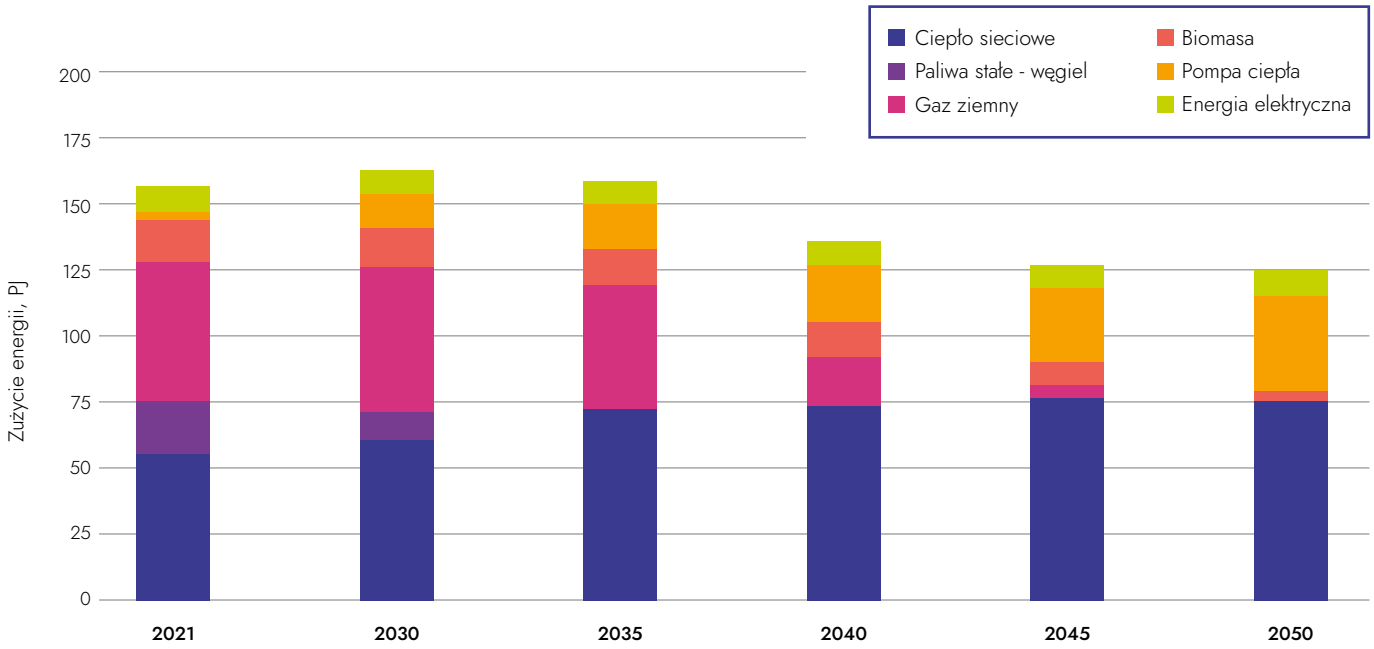
**Rysunek 8. Zmiana sposobu ogrzewania pomieszczeń w gospodarstwach domowych**



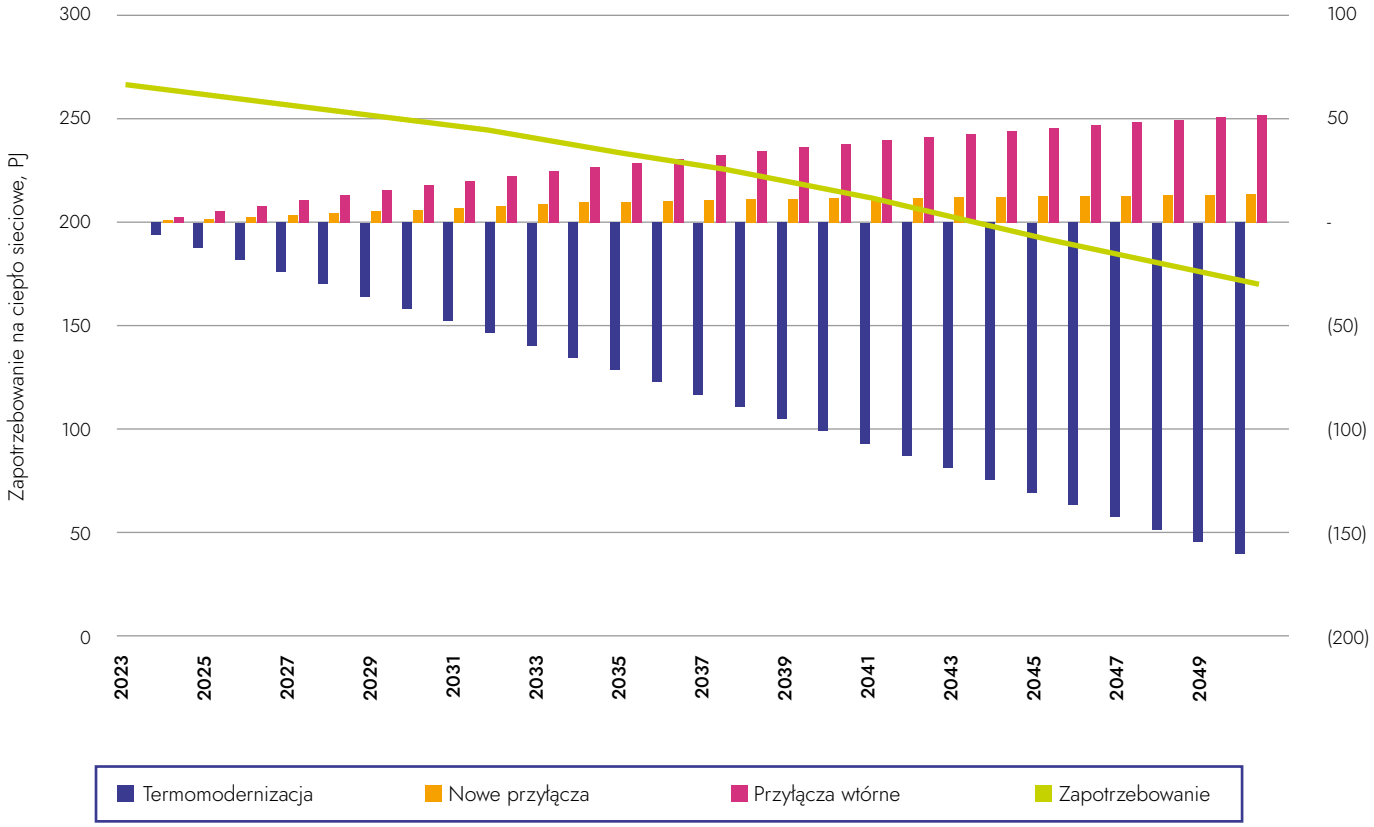

Opisane powyżej czynniki wpłyną na zmianę zapotrzebowania na ciepło systemowe. Zakłada się, że w pozostałych sektorach: przemyśle, rolnictwie, pozostałych mniejszych odbiorcach, zapotrzebowanie spada głównie ze względu na postępującą termomodernizację. W największym stopniu do spadku przyczynia się poprawa efektywności, natomiast w całościowym bilansie wpływ przyłączania nowych budynków oraz zmiana źródła ciepła nie są wystarczające, aby następował wzrost zapotrzebowania na ciepło sieciowe. W perspektywie do 2050 roku zapotrzebowanie może ulec degradacji o nawet 95 PJ. Taką trajektorię przyjęto w dalszych analizach „zazieleniania" poprzez Power to Heat systemu ciepłowniczego.

26 Zużycie paliw w gospodarstwach domowych w 2021, GUS
27 Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła

## Rysunek 9. Zmiana sposobu podgrzewania ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych




## Rysunek 10. Trajektoria zapotrzebowania na ciepło systemowe do 2050 roku



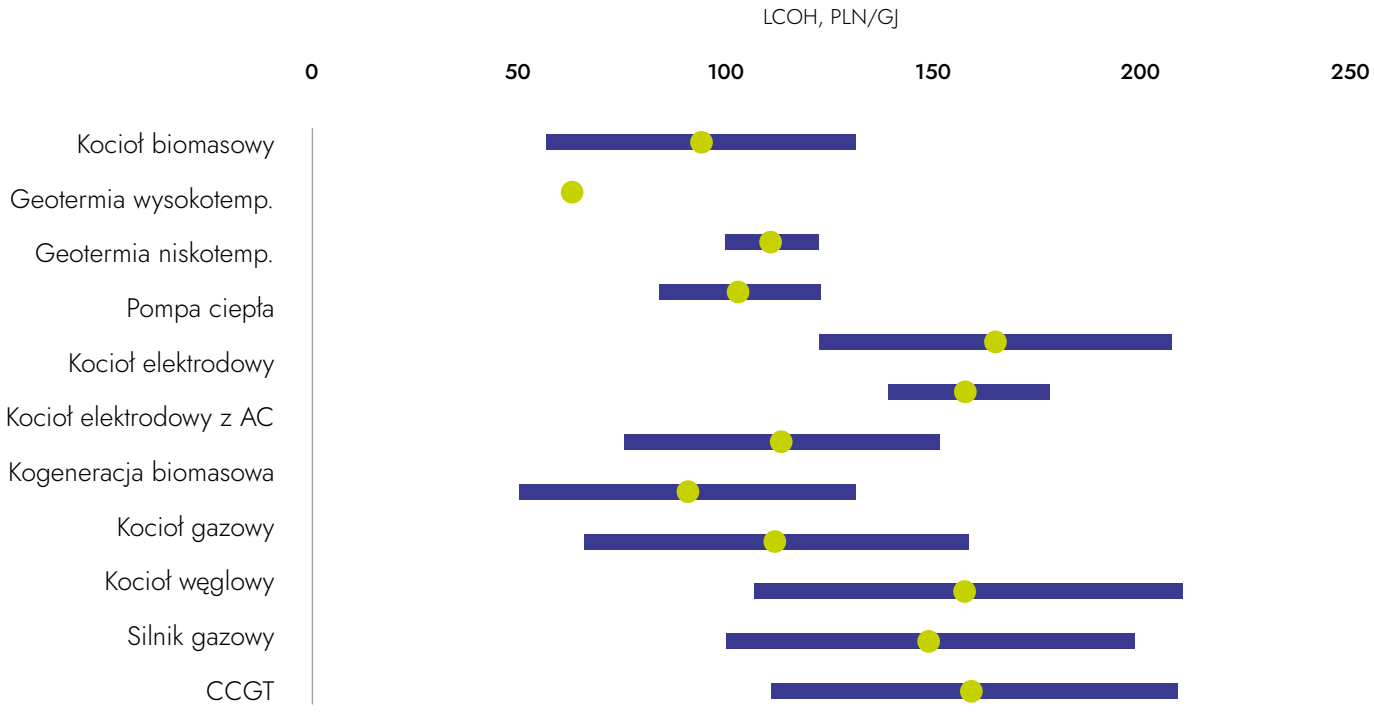
## 6.3. Analiza porównawcza kosztów produkcji ciepła systemowego – porównanie LCOH

Zapewnienie odpowiedniego komfortu cieplnego jest podstawową potrzebą gospodarstw domowych i jednym z celów działalności przedsiębiorstw energetycznych. Technologie Power to Heat, dzięki swojej wysokiej sprawności są ekologicznym rozwiązaniem, które na poziomie kosztów produkcji ciepła mogą być konkurencyjne dla alternatywnych rozwiązań.
Na potrzeby niniejszego raportu porównano zaopatrywanie budynków w ciepło wykorzystując do tego tzw. średnioważony koszt ciepła (dalej „LCOH" levelized cost of heat) dla poszczególnych technologii. Za pomocą wskaźnika możemy obliczyć średni koszt dostarczenia 1 GJ ciepła z uwzględnieniem nakładów inwestycyjnych, kosztów paliwa, kosztów kapitałowych, kosztów przeglądów i serwisu w całym cyklu życia inwestycji.

$$LCOH = \frac{\text{Suma kosztów (inwestycyjnych, operacyjnych)}}{\text{Suma produkcji ciepła}} = \text{PLN/GJ}$$

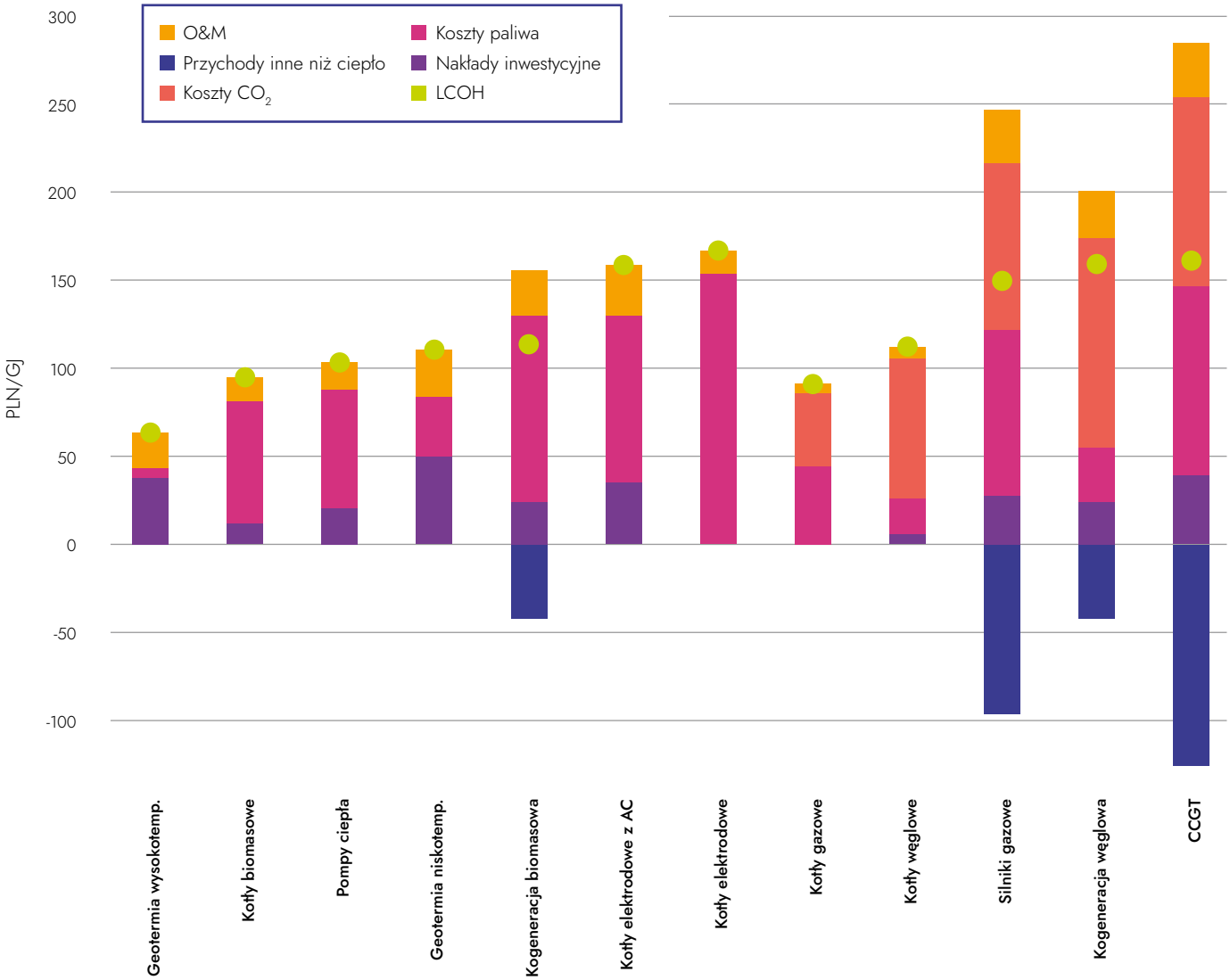
Największy wpływ na parametry cenowe ma sytuacja na rynkach surowcowych węgla kamiennego i gazu ziemnego, a także rynek uprawnień do emisji $CO_2$. Obszary te charakteryzują się dużą zmiennością, co w efekcie zwiększa ryzyko inwestycyjne w źródła ciepła oparte o paliwa kopalne. W przypadku źródeł odnawialnych największym wyzwaniem są zmieniające się stopy procentowe wpływające na koszty kapitału oraz warunki atmosferyczne determinujące efektywność instalacji. Założeniem jest, że LCOH dla poszczególnych technologii jest liczony dla pracy jednostki w podstawie systemu ciepłowniczego dla 2030 roku. Należy przy tym zwrócić uwagę, że niektóre technologie, tj. np. kotły elektrodowe, będą pracowały w systemie jako źródła rezerwowo – szczytowe, co wpłynie na obniżenie LCOH tych jednostek.

**Rysunek 11. LCOH dla poszczególnych technologii uwzględniający wrażliwość na zmianę cen paliw w 2030 roku**



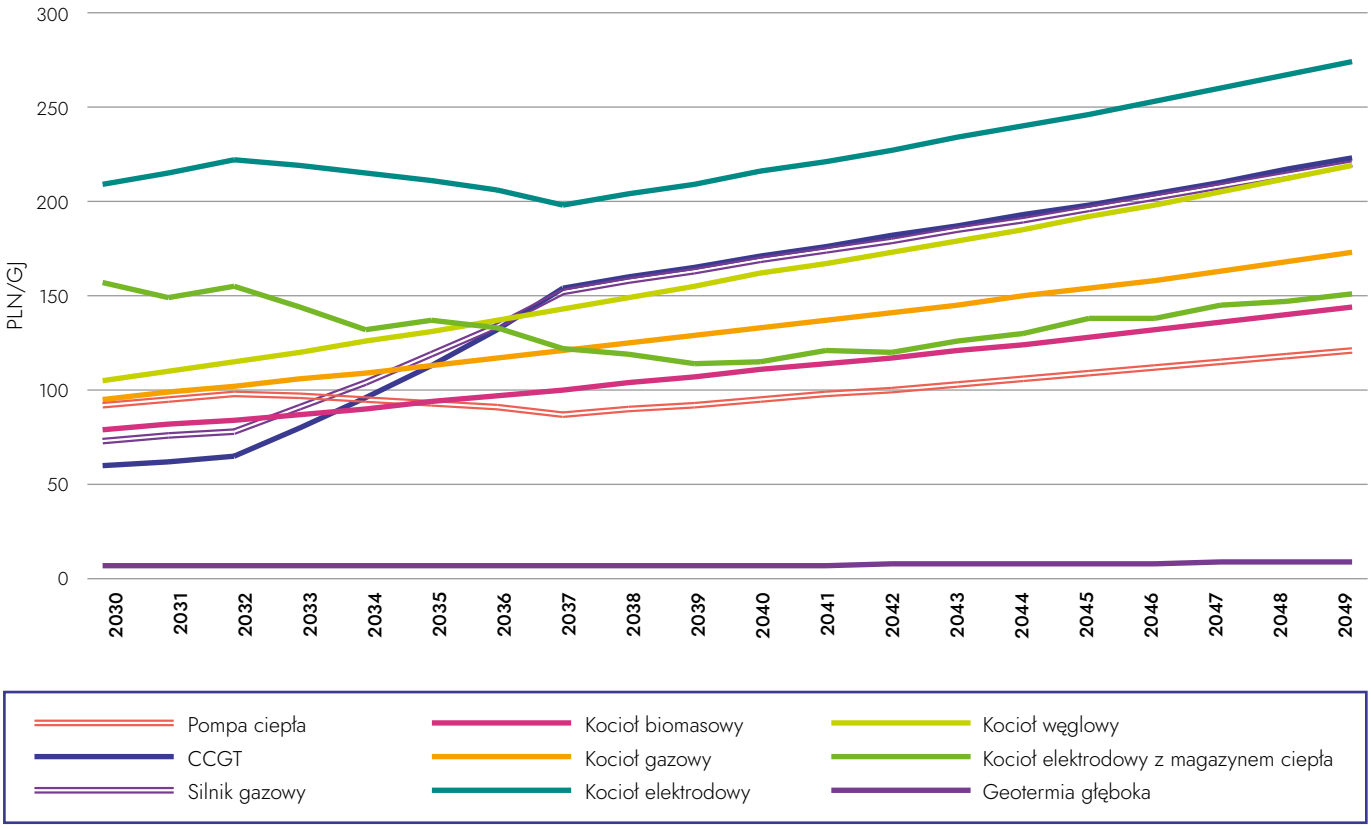
Najniższą wrażliwością na zmianę kluczowych parametrów cenowych (takich jak cena gazu ziemnego, $CO_2$, węgla, biomasy i energii elektrycznej) charakteryzują się technologie oparte o pompy ciepła oraz geotermia płytka (niskotemperaturowa) i geotermia głęboka (wysokotemperaturowa). Kotły elektrodowe wykazują odporność na koszty środowiskowe - nie są bezpośrednio związane ze spalaniem paliw kopalnych, a ich pracę przyjmuje się w momencie niskich cen energii elektrycznej. Elektryfikacja ogrzewnictwa, przy spełnieniu odpowiednich warunków rynkowych, stanowi atrakcyjną alternatywę dla innych technologii wytwarzania ciepła sieciowego.

**Rysunek 12. Struktura LCOH – stan na 2030 rok**




Wśród „zielonych" technologii najniższy LCOH obserwowany jest dla geotermii, pomp ciepła oraz kotłów biomasowych. Spośród nich technologie pomp ciepła i kotłów biomasowych wiążą się ze znacznie niższymi nakładami inwestycyjnymi. Warto jednak pamiętać, że wybór technologii powinien być uzależniony od dostępności i ceny paliwa oraz oceny ryzyka. Warto też podkreślić, że nakłady inwestycyjne pompy ciepła wiążą się z niższymi kosztami operacyjnymi na produkcję jednostki ciepła w stosunku do jednostek kogeneracyjnych.

**Rysunek 13. Prognoza kosztów zmiennych dla poszczególnych technologii**




Dla przyjętych w raporcie założeń oraz prognoz cen surowców, koszty zmiennego wytwarzania ciepła w technologii kogeneracyjnej są niższe niż w technologiach OZE do 2034 roku. W rezultacie dochodzi do niepożądanej sytuacji, w której przy braku wsparcia operacyjnego, technologie OZE zostaną wyparte z podstawy pokrycia zapotrzebowania na ciepło. Szacujemy, że na moment przygotowania niniejszego raportu, wysokość wsparcia operacyjnego dla pomp ciepła, które gwarantuje pracę w podstawie, wynosi około 35 PLN/GJ. Istotna jest również znacząca różnica kosztów zmiennych dla kotłów elektrodowych bez i z akumulatorem ciepła, co związane jest ze zmiennością cen energii elektrycznej z OZE oraz wykorzystywaniem nadwyżek odnawialnej energii elektrycznej. W przypadku tej technologii magazyn ciepła zwiększa wykorzystanie mocy kotła elektrodowego. Po 2035 roku LCOH dla kotłów elektrodowych z akumulatorem ciepła jest niższy niż dla technologii kogeneracyjnych, co przemawia za budowaniem kotłów elektrodowych łącznie z akumulatorem ciepła. Niskimi kosztami zmiennymi na przestrzeni lat charakteryzują się również technologie biomasowe. Jednak inwestycje takie w dłuższym okresie mogą się wiązać z niepewnością, co do uznawania biomasy, jako zrównoważonego środowiskowo źródła ciepła charakteryzującego się wysoką emisyjnością gazów cieplarnianych i pyłów. Dodatkowym utrudnieniem w zastosowaniu biomasy na szeroką skalę może być dostępność paliwa odpowiedniej jakości, konieczność opracowania logistyki i magazynowania.

## 6.4. Transformacja miksu paliwowego w ciepłownictwie systemowym.

W ramach analizy dokonano prognozy miksu wytwórczego w sektorze ciepłownictwa systemowego w okresie 2023 – 2050 dla wszystkich systemów ciepłowniczych w Polsce. Model układa stosy jednostek wytwórczych wpisując je w zapotrzebowanie wynikające z profilu ciepła w danym roku. Wszystkie scenariusze zakładają wykorzystanie technologii Power to Heat, chociaż następuje to w różnym tempie.

Maksymalne możliwości technologii Power to Heat przyjęto na poziomie:

- 5 GW dla pomp ciepła;
- 10 GW dla kotłów elektrodowych.

Emisyjność sektora elektroenergetycznego oraz procentowy udział energii odnawialnej w systemie zostały przyjęte zgodnie ze scenariuszami osiągnięcia przez Polskę zerowej emisji netto w 2050 roku[28]. Założono, że praca kotłów elektrodowych w głównej mierze ma miejsce w momentach szczytowego zapotrzebowania na ciepło systemowe, ale też w godzinach, w których występują nadwyżki energii odnawialnej w sieci elektroenergetycznej. Zgodnie z rozdziałem 5.4, obecny udział energii z OZE w momentach nadwyżki energii wynosi średnio 55%. Można więc przyjąć, że wraz z transformacją sektora elektroenergetycznego, udział ten będzie systematycznie rosnąć, aż do osiągnięcia pełnego udziału źródeł odnawialnych w wytwarzaniu ciepła.

**Tabela 13. Założenia dotyczące średniej emisyjności $CO_2$ KSE dla prognozowanego udziału energii OZE**

| | 2023 | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| % OZE w produkcji energii elektrycznej | 27% | 35% | 71% | 79% |
| % OZE przy wykorzystaniu Power to Heat | 55% | 70% | 95% | 99% |
| Średnia emisyjność systemu KSE, $tCO_2$/MWh | | 0,43 | | 0,1 |

Założeniem do budowania miksu technologii w analizowanym modelu było spełnienie kryteriów zawartych w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego oraz pozostałych wymagań, wynikających z końcowych rozstrzygnięć pakietu Fit for 55. Jak pokazują wyniki, w niektórych scenariuszach spełnienie przedmiotowych założeń może być trudne.

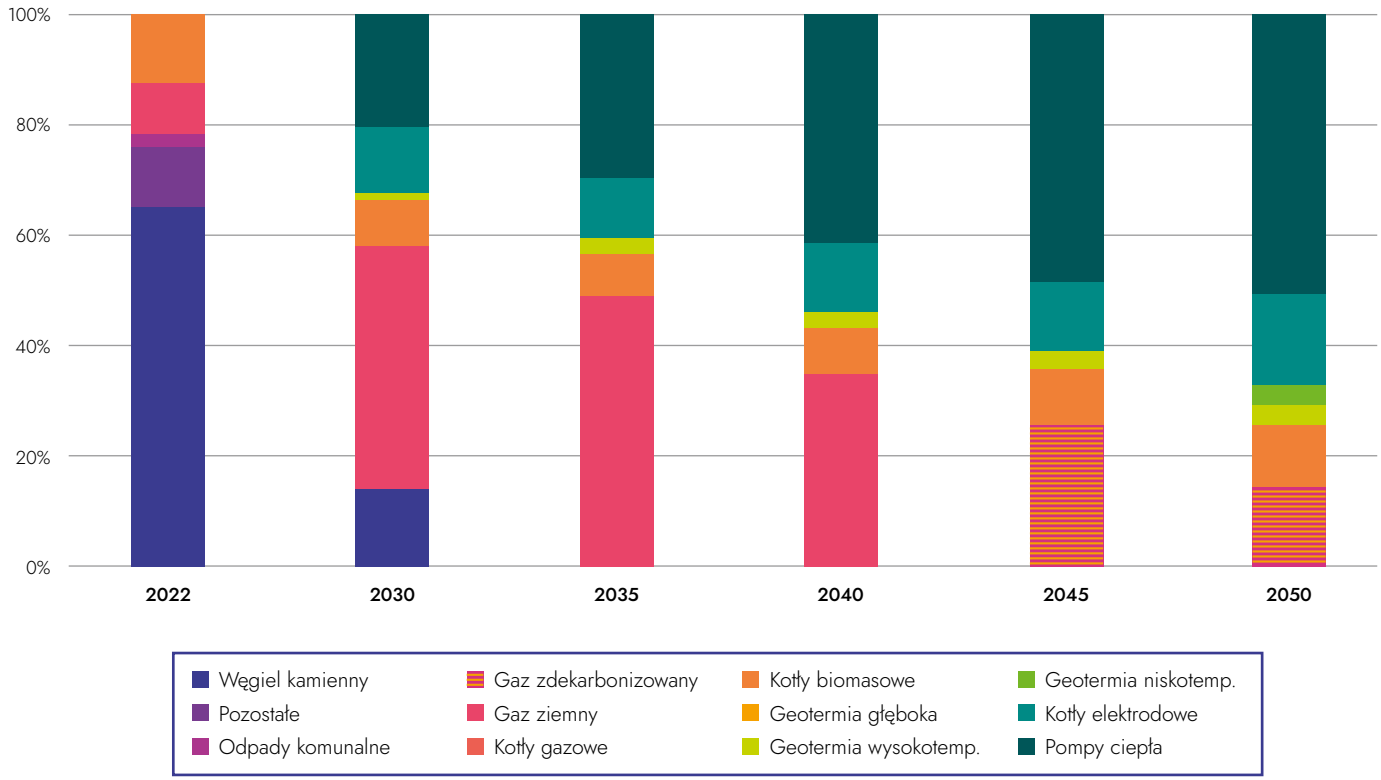
Analizę przeprowadzono dla następujących scenariuszy (wariantów):

28 Neutralna emisyjnie Polska 2050; McKinsey; 2020

## Wariant A - Power to Heat

Główny scenariusz zakładający najszybszy rozwój technologii Power to Heat – osiągnięcie 1 GW mocy zainstalowanej pomp ciepła oraz 2 GW kotłów elektrodowych już w 2030 roku. Docelowo w 2050 roku moc pomp ciepła wynosi 5 GW, a kotłów elektrodowych 10 GW. W scenariuszu zakładane jest też przepaliwowanie (konwersja palników na takie, które będą technologicznie przygotowane na spalanie zielonych paliw) po 2040 roku technologii gazowych na wykorzystujące biogaz, biometan czy wodór. Założono, że nie wszystkie systemy ciepłownicze odejdą od spalania węgla zgodnie z wymaganiami regulacyjnymi, dlatego też w 2030 roku dalej występuje produkcja z węgla, znikomy udział jest również odpadów (ze względu na niepewność, co do wykorzystania odpadów do celów energetycznych). Założono rozwój geotermii wysokotemperaturowej do poziomu 200 MW.

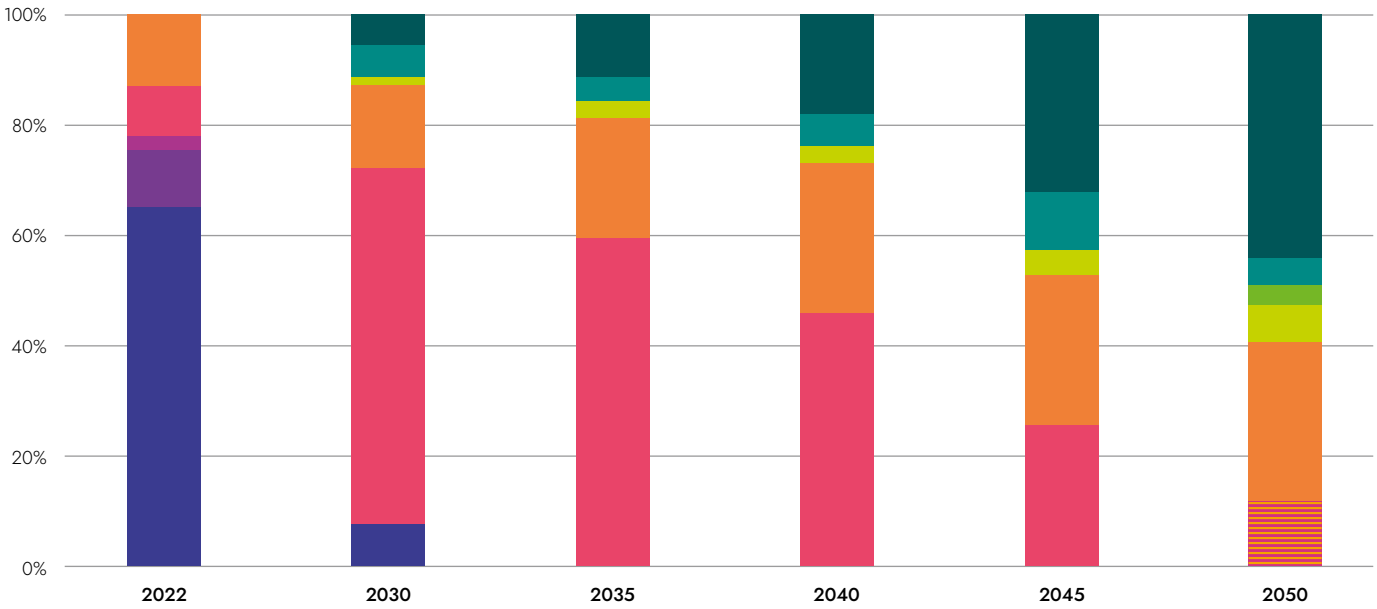
**Rysunek 14. Struktura produkcji ciepła w Wariancie A**




## Wariant B – Kogeneracja gazowa

Scenariusz skupiony w głównej mierze na substytucji węgla kamiennego przez gaz ziemny. Założono utrzymanie w systemie kogeneracji gazowej tak długo jak pozwalają na to uwarunkowania regulacyjne z ewentualnym przepaliwowaniem na gazy zeroemisyjne po 2045 roku. Power to Heat pojawia się od 2030 roku, jednak jest to mniejszy udział zarówno mocowy, jak i w produkcji w porównaniu do Wariantu A – 500 MW pomp ciepła i 2 GW kotłów elektrodowych. Docelowo w 2050 roku będzie 4 GW pomp ciepła i 6 GW kotłów elektrodowych. W Wariancie B zakłada się większe rozproszenie źródeł i wykorzystanie geotermii głębokiej (wysokotemperaturowej), jak i płytkiej z pompą ciepła (niskotemperaturowej) oraz bardziej intensywny rozwój kogeneracji biomasowej. Zakładany rozwój geotermii wysokotemperaturowej do poziomu 350 MW.

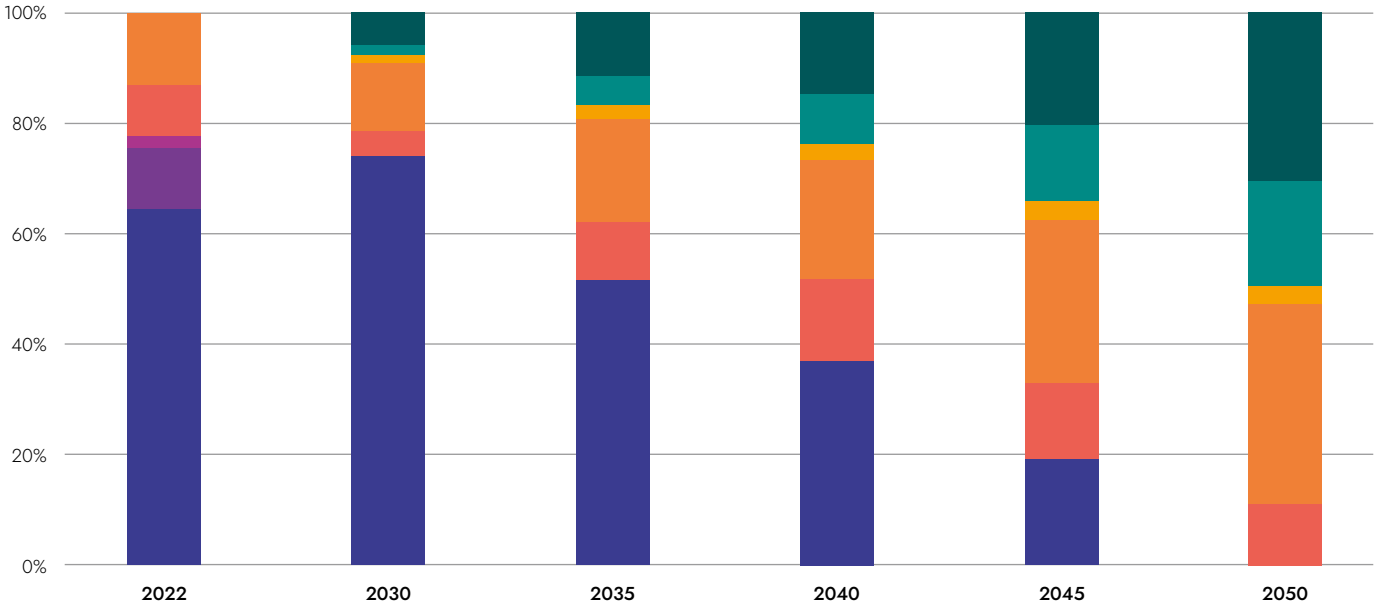
**Rysunek 15. Struktura produkcji ciepła w Wariancie B**




## Wariant C – Węglowy

Wariant C stanowi scenariusz odniesienia i pokazuje miks systemu ciepłowniczego, stosunkowo długo opartego na paliwach kopalnych – zarówno węglu, jak i gazie ziemnym. W Wariancie nie zakłada się spełnienia wszystkich warunków regulacyjnych, kotły węglowe pracują do 2045 roku. Jest to scenariusz zakładający konserwatywne podejście do transformacji źródeł ciepła i ograniczony dostęp do źródeł finansowania, co w konsekwencji przekłada się na nieefektywne systemy ciepłownicze. W scenariuszu zakłada się większy nacisk na rozwój technologii opartych o biomasę oraz biogaz.

**Rysunek 16. Struktura produkcji ciepła w Wariancie C**



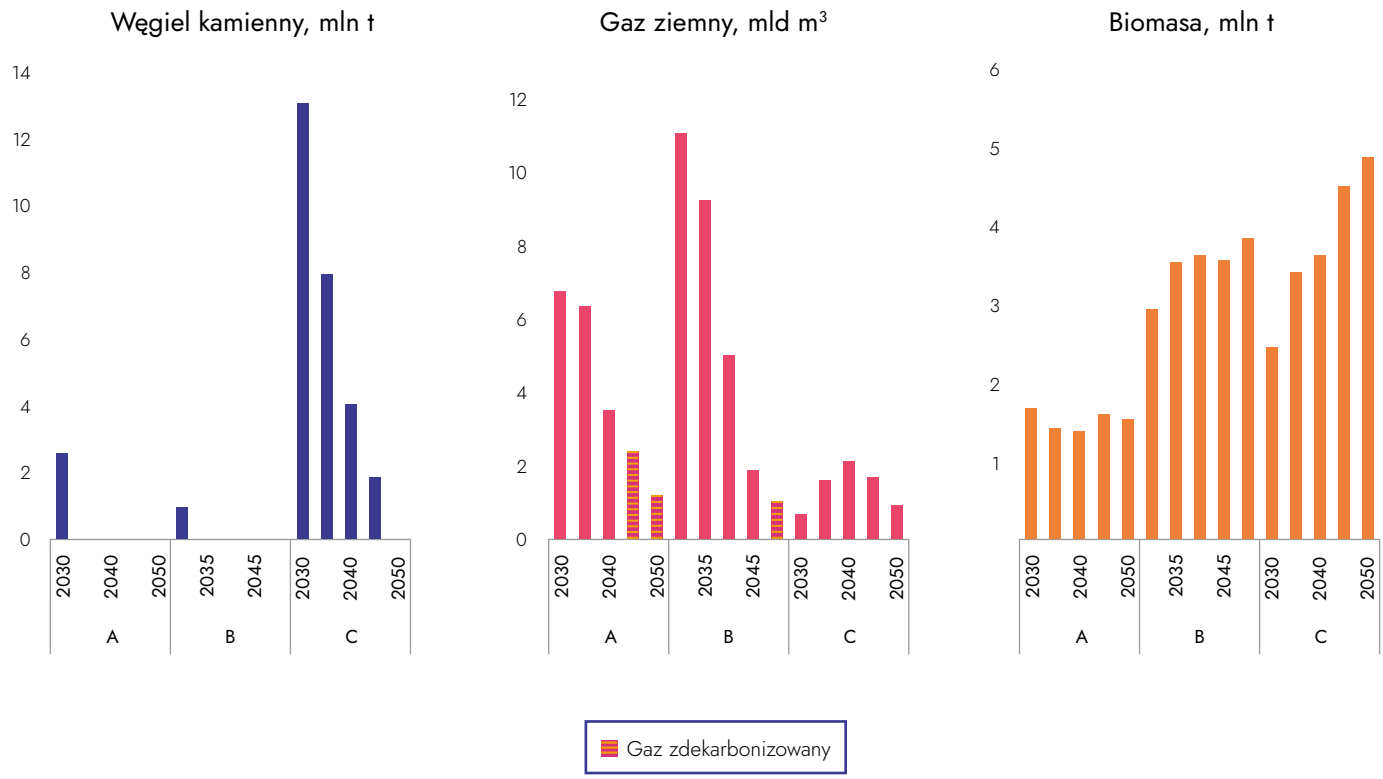
## 6.4.1. Zużycie paliw

We wszystkich wariantach uwzględniony został spadek popytu na ciepło systemowe.

W pierwszych dwóch wariantach gaz ziemny stanowi istotną część zużywanego paliwa, co wynika z faktu, iż jest paliwem przejściowym w procesie odchodzenia od węgla kamiennego. W szczególności, w przypadku wariantu „kogeneracyjnego" (Wariant B) odgrywa znaczącą rolę, co będzie odbijało się na zwiększonym całkowitym zapotrzebowaniu Polski na gaz, a tym samym konieczności zwiększenia jego dostaw i zapewnienia dostępności. Zarówno w wariancie A i B spada udział gazu ziemnego co związane jest ze zwiększającym się udziałem Power to Heat i biomasy w produkcji ciepła. Dodatkowo, po 2040 (A) albo po 2045 (B) następuje przepaliwowanie na gazy zdekarbonizowane. W trzecim scenariuszu (Wariant C) gaz ziemny jest jedynie uzupełnieniem miksu paliwowego sektora ciepłowniczego, ustępując miejsca biomasie i nieuchronnej elektryfikacji.

W przypadku scenariusza „węglowego" (Wariant C), dekarbonizacja i spełnienie regulacyjnych wymogów są realizowane poprzez technologie biomasowe, co powoduje znaczący wzrost zapotrzebowania na paliwo biomasowe. W wariancie Power to Heat (A) zapotrzebowanie na biomasę nie zmienia się w czasie i średnio wynosi rocznie 2 mln t. Wynika to głównie z tempa elektryfikacji i wprowadzania gazów zdekarbonizowanych do miksu produkcyjnego. Średnie roczne zapotrzebowanie na biomasę w wariantach „kogeneracyjnym" (Wariant B) i „węglowym" (Wariant C) wyniosłoby 4 mln ton, co mieści się w szacowanym potencjale podaży biomasy. Oba warianty długo opierają produkcję o gaz ziemny i węgiel, w związku z czym, aby zbliżyć się do wymagań pakietu Fit for 55 miks uzupełniany jest biomasą. Biorąc pod uwagę niepewności regulacyjne z traktowaniem biomasy jako zrównoważonej technologii wytwarzania ciepła, utrudnienia związane z logistyką dostaw paliwa oraz dostępnością biomasy na rynku, opieranie długoterminowych planów dekarbonizacji całego sektora głównie na tym źródle wydaje się być ryzykowne.

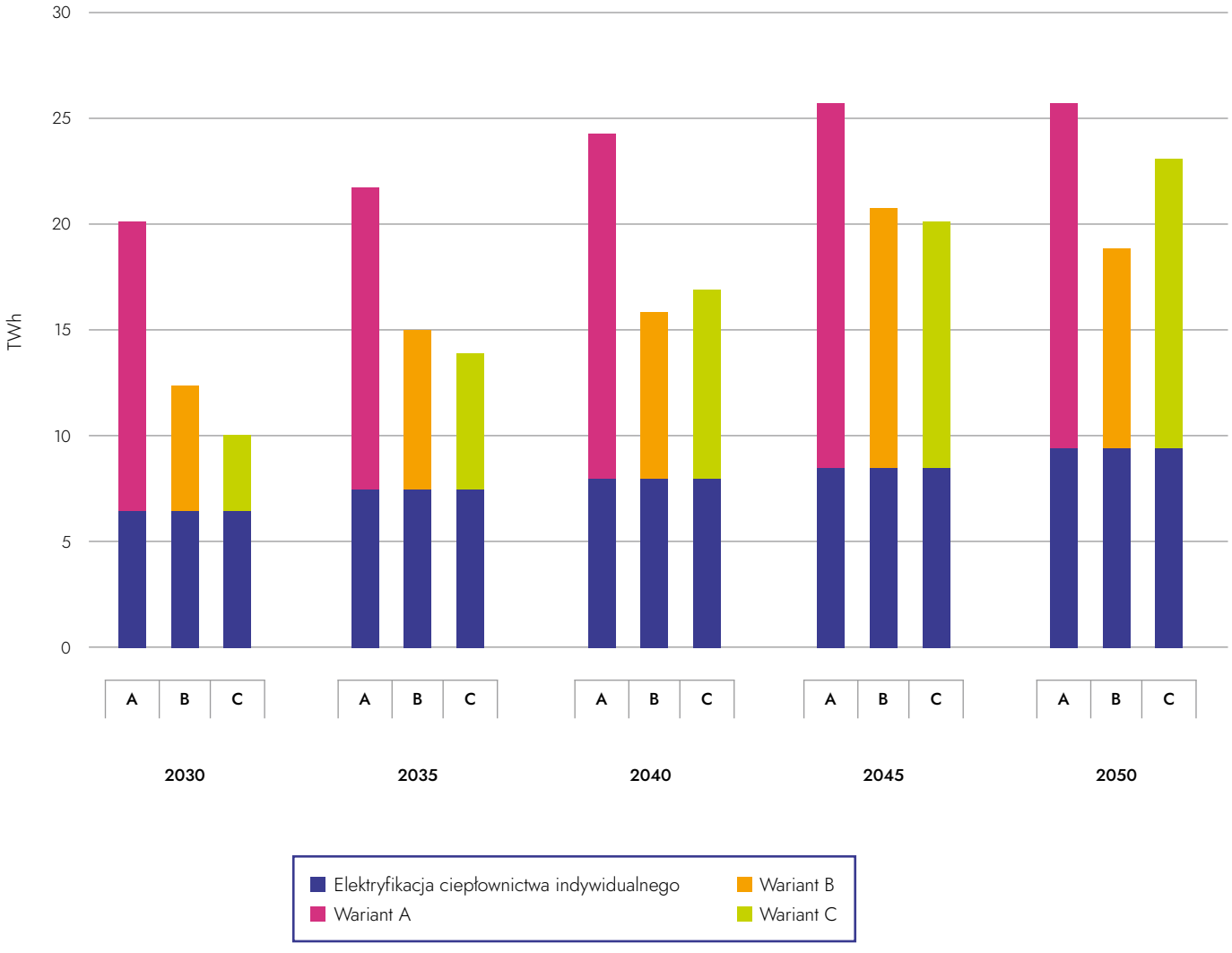
**Rysunek 17. Zapotrzebowanie na paliwa w poszczególnych Wariantach**



## 6.4.2. Zużycie energii elektrycznej przez jednostki Power to Heat

Na rysunku 18 przedstawiono zapotrzebowanie na energię elektryczną wykorzystywaną w ciepłownictwie, zarówno dla ciepła systemowego, jak i gospodarstw domowych. Wprowadzenie elektryfikacji ogrzewnictwa indywidualnego prowadzi do wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w zakresie od 7 do 10 TWh. W analizowanych scenariuszach elektryfikacja ciepłownictwa systemowego zachodziła w różnym tempie, ale we wszystkich wariantach maksymalne zapotrzebowanie przekraczało 10 TWh. W przypadku Wariantu A, zakładającego najszybszą dekarbonizację ciepłownictwa systemowego zgodnie z wymaganiami pakietu Fit for 55, roczne zapotrzebowanie na energię wynosiło ponad 15 TWh (w 2023 roku kotły elektrodowe w Polsce zużyły mniej niż 0,5 TWh).
Elektryfikacja sektora ciepła systemowego oraz indywidualnego będzie postępować, a przyszłe planowanie systemu elektroenergetycznego powinno uwzględniać wynikające z tego potrzeby. Konieczne będzie zmodernizowanie infrastruktury energetycznej, w tym sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, aby zwiększyć zdolności przyłączeniowe sieci w obszarach, gdzie zlokalizowane są instalacje wytwarzające ciepło.

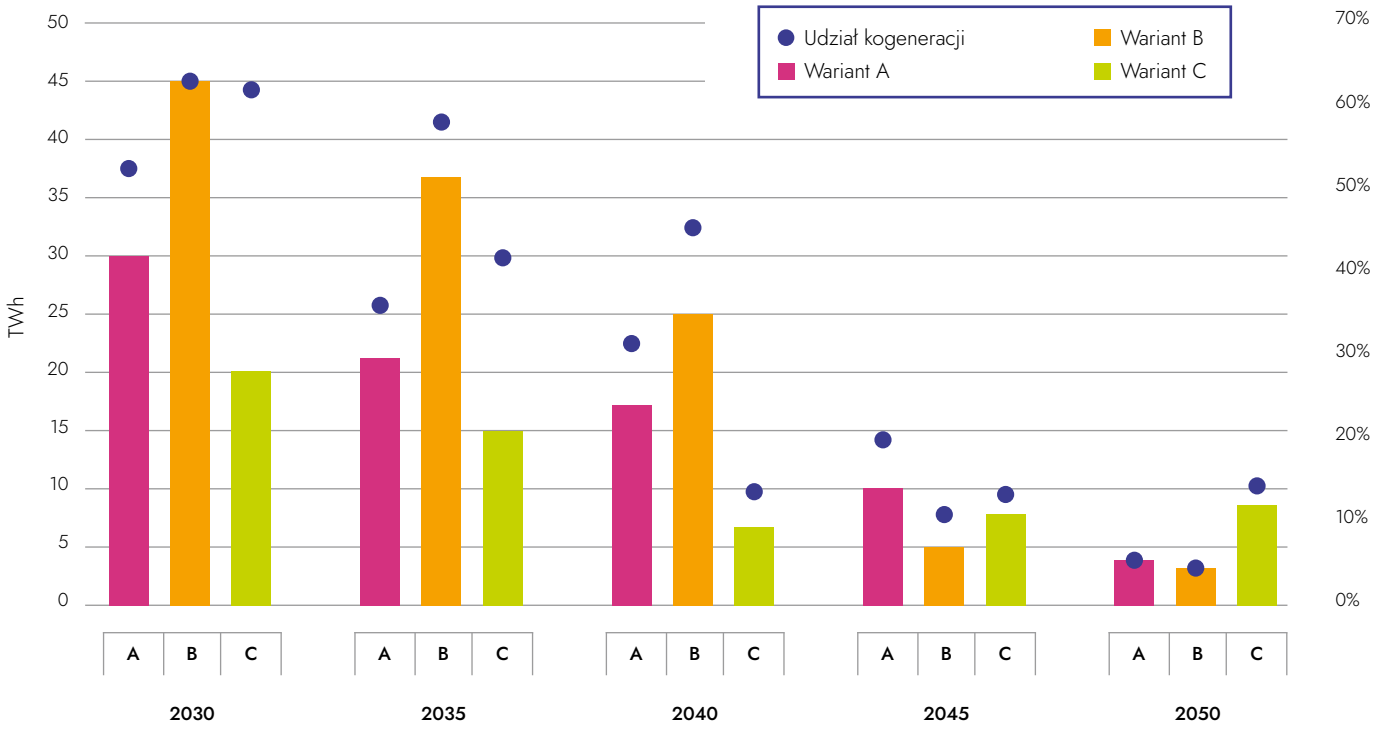
**Rysunek 18. Zapotrzebowanie na energię elektryczne (TWh) w ciepłownictwie systemowym i ogrzewnictwie**



## 6.4.3. Produkcja energii elektrycznej

W procesie dekarbonizacji ciepłownictwa, dążąc do odchodzenia od spalania paliw kopalnych na rzecz zwiększenia elektryfikacji, istotne jest uwzględnienie malejącego wolumenu produkowanej energii elektrycznej przez sektor ciepłownictwa. Wynikać to będzie ze stopniowego odejścia od technologii kogeneracji, szczególnie tych opartych na gazie ziemnym i węglu. Jedynymi jednostkami kogeneracji będą te oparte o gazy zdekarbonizowane, co zależne będzie od dostępności takich paliw na rynku. Kogeneracja będzie musiała lepiej dostosowywać się do rosnącej dynamiki zmienności cen, a jednym z potencjalnych rozwiązań jest optymalizacja pracy za pomocą akumulatorów ciepła. Zgodnie z informacjami przedstawionymi na poniższych wykresach, technologia kogeneracyjna zostanie wyparta przez inne tańsze technologie, co również wpłynie na zmniejszenie wolumenu produkowanej przez nie energii elektrycznej. Warto podkreślić, że po 2045 roku przeważający udział ciepła z wysokosprawnej kogeneracji nie pozwoli na spełnienie wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego.

**Rysunek 19. Produkcja energii elektrycznej (TWh) w poszczególnych Wariantach**




Krajowa polityka energetyczna powinna uwzględniać przedstawiony na rysunku 19 znaczący spadek produkcji energii elektrycznej z sektora ciepłowniczego, tak by w pełni zabezpieczyć potrzeby gospodarki, gospodarstw domowych oraz zelektryfikowanego ciepłownictwa.

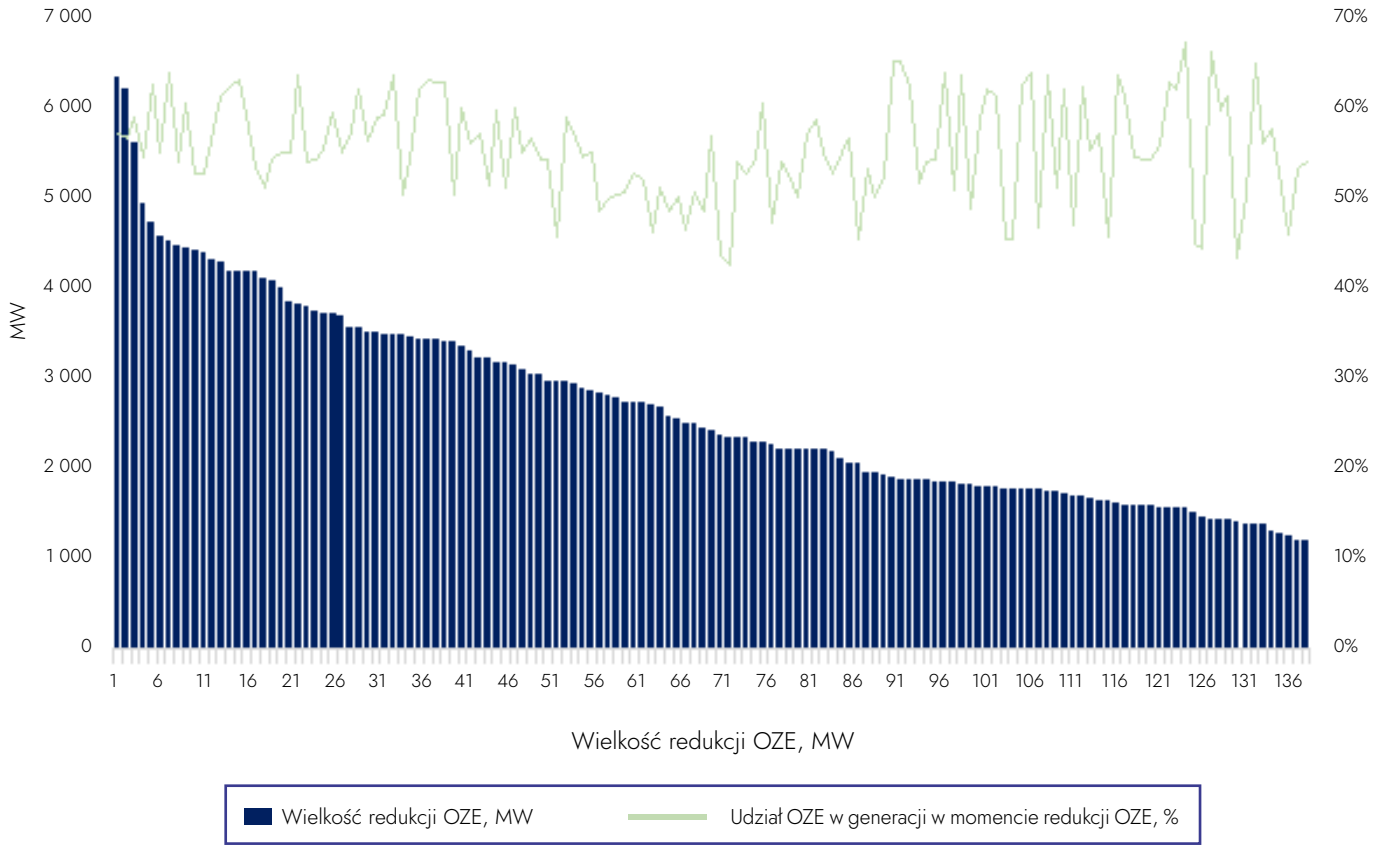
Z analizy wynika, że sektor ciepłowniczy stanie się jednym z większych konsumentów energii elektrycznej, co niesie ze sobą pewne szanse, ale również i konsekwencje. Zwiększające się zapotrzebowanie na energię elektryczną, wynikające nie tylko z elektryfikacji ciepłownictwa, ale ogólnie rozwoju gospodarczego i konsumenckiego, będzie musiało znaleźć odwzorowanie w podaży energii ze źródeł nisko- i zeroemisyj-

nych. Istotną rolę będzie odgrywać rozwój energetyki jądrowej, OZE i źródeł opartych o spalanie biometanu/biogazu. Z drugiej strony hybrydowe systemy ciepłownicze, oparte o pompy ciepła i kotły elektrodowe sprzężone z akumulatorem ciepła, będą w stanie pełnić funkcję stabilizującą krajowy system elektroenergetyczny, gospodarując nadwyżki energii pochodzącej z produkcji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.

Począwszy od 2023 roku, obserwuje się w polskim systemie elektroenergetycznym znaczne poziomy redukcji źródeł odnawialnych - wywołane nadwyżką jednoczesnej produkcji farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Na wykresie poniżej przedstawiono wielkości mocy wszystkich redukcji, które występowały dotychczas (od początku 2023 do 20.05.2024 roku) w KSE.

Wykorzystanie technologii Power to Heat, jakimi są kotły elektrodowe, już dzisiaj mogłoby znacząco zmniejszyć poziomy tych redukcji i pokryć zapotrzebowanie na ciepło systemowe. Dodatkowo, średni udział OZE w generacji energii elektrycznej w godzinach redukcji wynosił 55%. W przyszłości należy się spodziewać wzrostu mocy zainstalowanej OZE, a co za tym idzie wyższego udziału OZE w krajowym miksie energetycznym i bardziej dotkliwych redukcji źródeł odnawialnych. Połączenie sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego poprzez wykorzystanie technologii Power to Heat będzie wspomagać bilansowanie krajowego systemu elektroenergetycznego, co pozwoli uniknąć niekorzystnego dla konsumentów zjawiska redukcji produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

**Rysunek 20. Wielkość redukcji mocy OZE w okresie od początku 2023 do 20.05.2024 r .na podstawie komunikatów Polskich Sieci Elektroenergetycznych.**



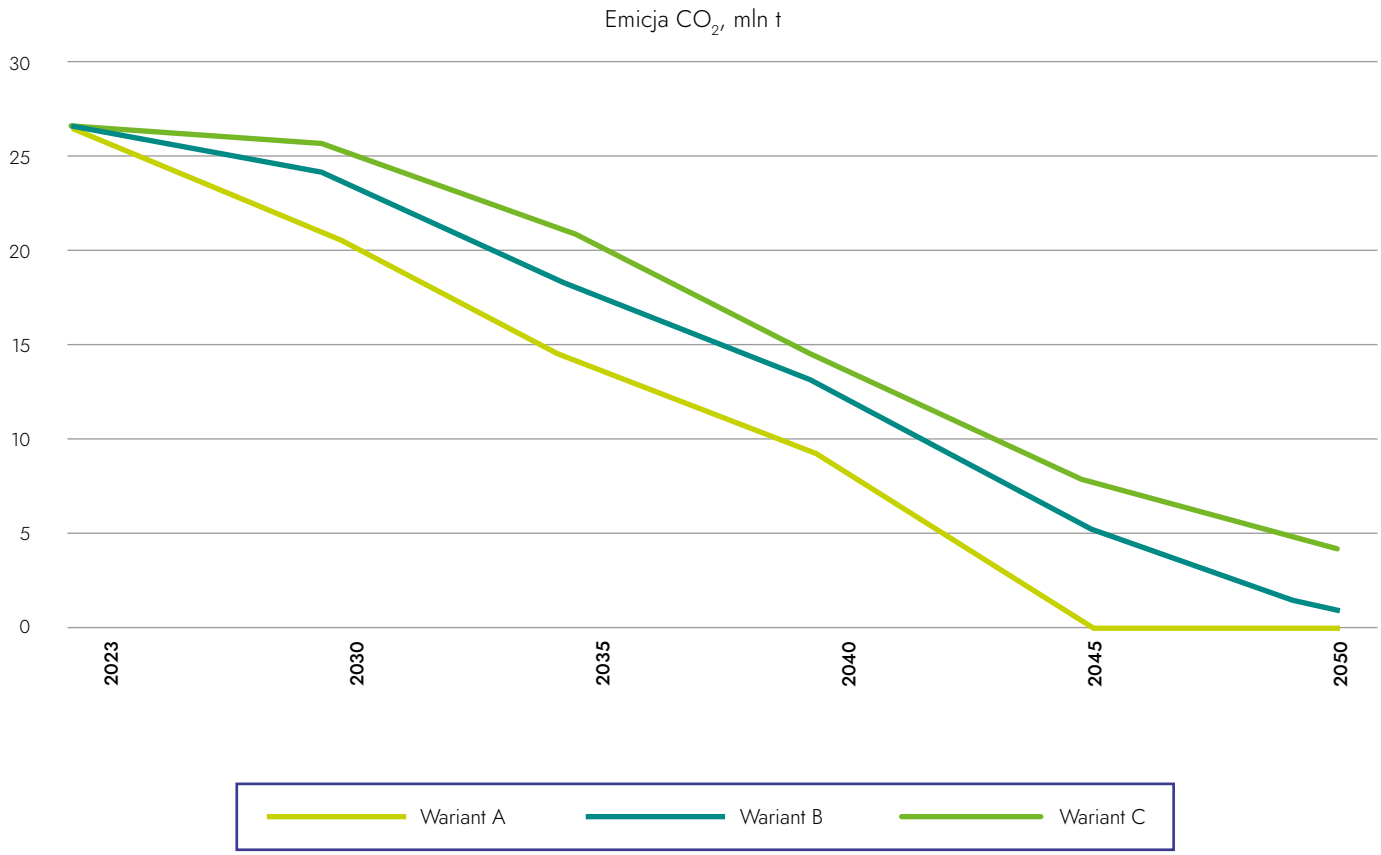
## 6.4.4. Emisje – ścieżka redukcji emisji

Najszybsza dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego jest realizowana w scenariuszu A - sprawna elektryfikacja osiągająca najwyższe wartości mocy zainstalowanej, a w efekcie znaczący udział produkcji ciepła z pomp ciepła i kotłów elektrodowych (wariant A) pozwala obniżyć emisje w sektorze ciepłownictwa systemowego w sposób wyraźnie efektywniejszy niż w pozostałych scenariuszach. Emisje w Scenariuszach B i C są do siebie zbliżone, jednakże wyraźnie wyższe niż w scenariuszu A, wynika to głownie z dwóch czynników:

- **1. W wariacie C - węglowym** - w miksie wytwórczym jako jednostki węglowe pozostają docelowo głównie kotły ciepłownicze, co redukuje udział kogeneracji węglowej i produkcji energii elektrycznej na węglu, w konsekwencji zmniejsza to wolumen emisji $CO_2$.
- **2. W wariancie B** – gazowym - występuje natomiast istotny udział kogeneracji gazowej, która z uwagi na wysoki wskaźnik skojarzenia produkcji energii elektrycznej i ciepła wpływa na większy wolumenu emisji $CO_2$, niż miałoby to miejsce w przypadku produkcji ciepła bez energii elektrycznej.

Spośród analizowanych scenariuszy, Wariant A prowadzi do osiągnięcia neutralności już w 2045 roku.

**Rysunek 21. Wpływ zmiany miksu wytwórczego na emisję $CO_2$ w poszczególnych wariantach.**

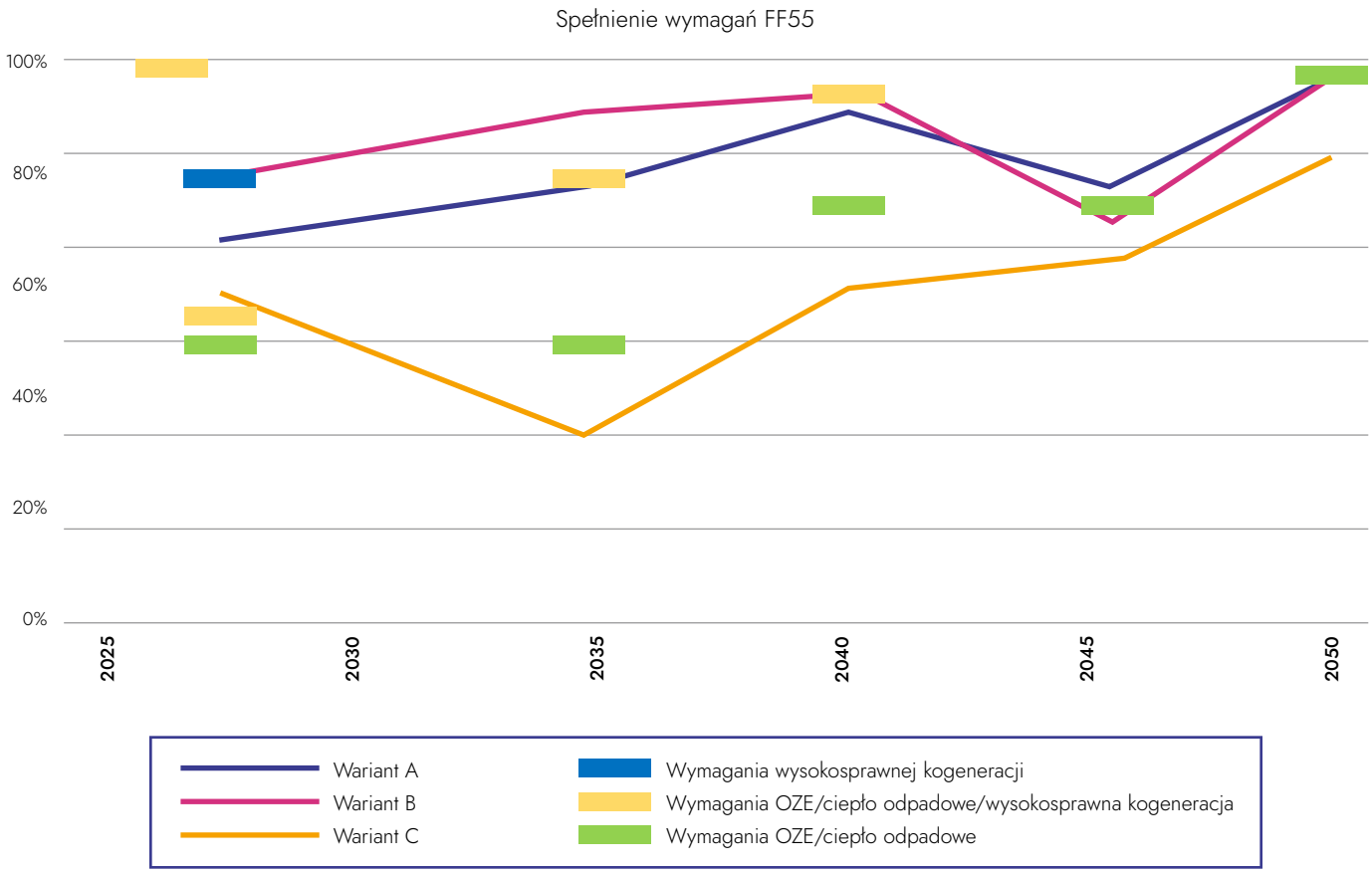


## 6.4.5. Spełnienie warunków efektywnego systemu ciepłowniczego

Spełnienie przez systemy ciepłownicze w Polsce nowych, rygorystycznych kryteriów dla efektywnego systemu ciepłowniczego, będzie jednym z najważniejszych wyzwań transformacji. Jak pokazano w analizowanych scenariuszach osiągnięcie przez większość systemów ciepłowniczych tych wymagań jest możliwe, ale wymaga radykalnych działań. W każdym scenariuszu technologie Power to Heat mogą odegrać znaczącą rolę w zbliżaniu się do spełnienia tychże kryteriów.

W Wariancie A spełnienie kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego następuje głównie przez realizację inwestycji w źródła odnawialne oraz elektryfikację. Wariant B zakłada intensywniejszy rozwój jednostek kogeneracji, jednak warto zaznaczyć, że od 2045 roku jednostki te powinny wykorzystywać paliwa odnawialne, co będzie oznaczało konieczność przepaliwowania jednostek opalanych gazem ziemnym na zdekarbonizowane gazy. Będzie to zależne od rozwoju rynku tych paliw i ich dostępności dla sektora ciepłownictwa. Wariant C (scenariusz tła) raportu nie doprowadza znacznej części systemów ciepłowniczych do osiągnięcia kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego, co będzie prowadziło do sukcesywnego poszukiwania przez odbiorców końcowych alternatywnych rozwiązań grzewczych i finalnie ucieczki od ciepła systemowego, co nie zawsze będzie możliwe z perspektywy m.in. uwarunkowań technicznych. Rysunek 22 przedstawia w jaki sposób warianty pozwalają na spełnienie kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego. Poziome oznaczenia odpowiadają wymaganym udziałom ciepła z poszczególnych źródeł – OZE lub ciepła odpadowego lub wysokosprawnej kogeneracji - na potrzeby spełnienia kryterium wolumenowego dla efektywnych systemów ciepłowniczych.

**Rysunek 22. Spełnienie warunków dla efektywnego systemu ciepłowniczego na podstawie poszczególnych Wariantów w ujęciu krajowym**



## 6.4.6. Przykładowa praca jednostki z układem Power to Heat – uporządkowane wykresy godzinowe produkcji

Celem zilustrowania współpracy rozwiązań Power to Heat z innymi jednostkami wytwórczymi przeprowadzono symulację pracy przykładowego dużego systemu ciepłowniczego w 2035 roku. Analiza pokazuje, jak układałaby się w rzeczywistych spodziewanych warunkach ekonomicznych (zmieniających się w ciągu roku, tygodnia, a także doby) współpraca urządzeń Power to Heat z typowymi dla przyszłych systemów ciepłowniczych innymi jednostkami wytwórczymi oraz akumulatorem ciepła.

### DANE WEJŚCIOWE I OBLICZENIA

Danymi wejściowymi do symulacji były:

- założenia dot. cen paliw, emisji i pozostałych kosztów zmiennych na rok 2035;
- ścieżka zapotrzebowania na ciepło z jednego roku z rozdzielczością godzinową;
- ścieżka cen energii elektrycznej dla jednego roku z rozdzielczością godzinową;
- plan remontów poszczególnych urządzeń w ciągu roku.

Symulacja polegała na optymalnym doborze jednostek wytwórczych i mocy z/do akumulatora ciepła tak, aby pokryć zadane zapotrzebowanie na ciepło dla każdej godziny w roku przy minimalnym koszcie rozumianym jako suma kosztów paliw i emisji oraz zakupu energii elektrycznej, pomniejszona o przychód z energii elektrycznej, wytworzonej w kogeneracji. Uwzględniono koszty uruchomień urządzeń oraz ich modele i wykorzystano autorskie narzędzie optymalizacyjne, którego dokładniejszy opis znajduje się w publikacji dostępnej w periodyku Energetyka Cieplna i Zawodowa 2/2023[29].

Jednostki wytwórcze uwzględnione w modelu obejmowały:

- kocioł elektrodowy o mocy 60 $MW_t$,
- pompę ciepła o mocy 90 $MW_t$ i COP=3,
- 3 kotły wodne opalane gazem, o mocy 105 $MW_t$ każdy,
- układ silników gazowych o łącznej mocy 152 $MW_t$,
- blok biomasowy o mocy 90 $MW_t$,
- blok BC100 o mocy 205 $MW_t$ opalany gazem (po konwersji),
- akumulator ciepła 1500 MWh (co odpowiada ok. 30 000 $m^3$).

### WYNIKI SYMULACJI

Wynikiem symulacji są optymalne godzinowe przebiegi pracy elektrociepłowni w badanym jednym całym roku dla dwóch alternatywnych zestawów urządzeń: pełnego zbioru jednostek wymienionych w poprzednim akapicie oraz tego samego zbioru jednostek z pominięciem pompy ciepła i kotła elektrodowego.

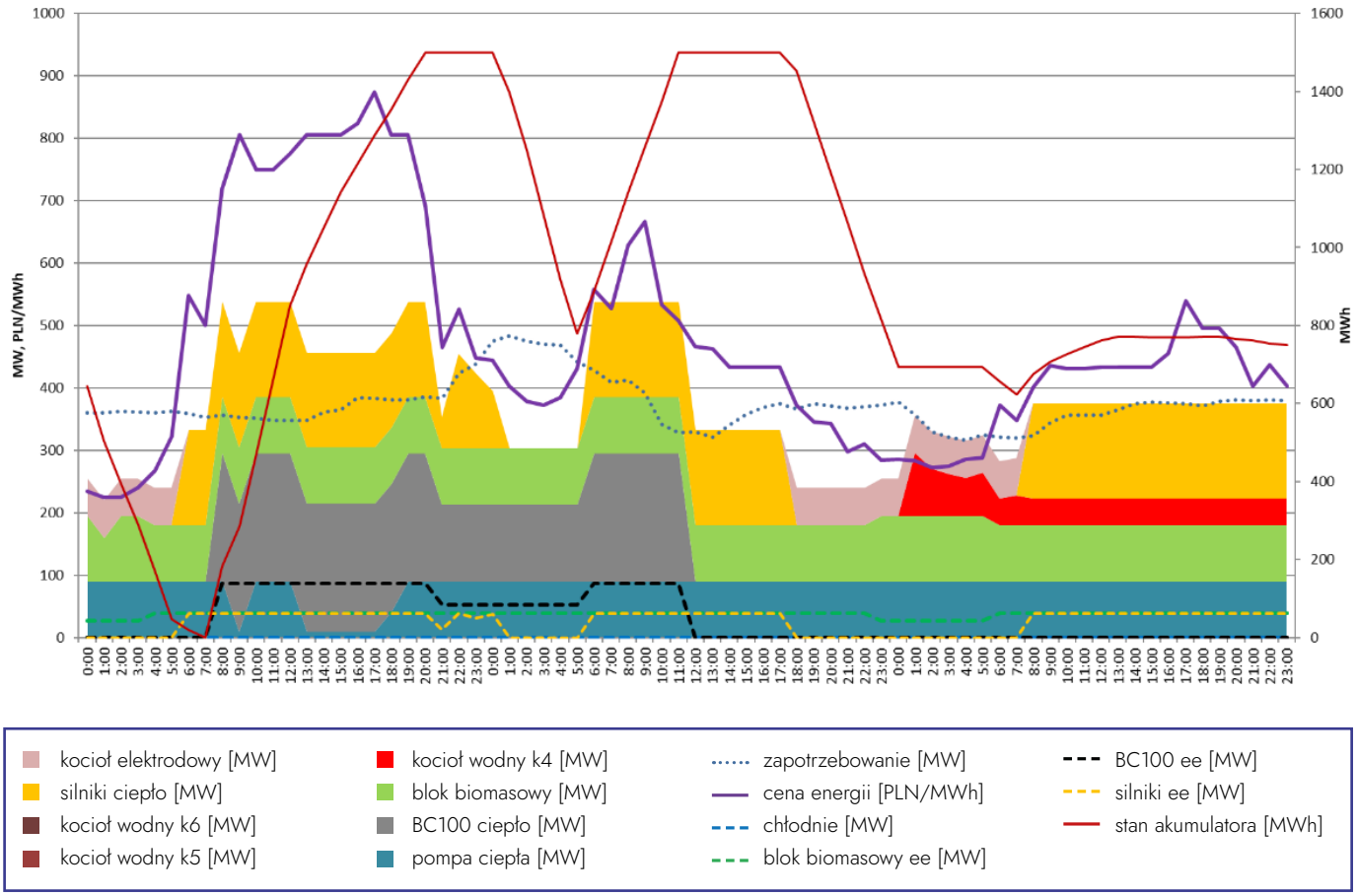
29 Wykorzystanie autorskich modeli optymalizacyjnych do analizy opłacalności inwestycji związanych z kogeneracją, źródłami elektrycznymi lub solarnymi i akumulacją ciepła w systemach ciepłowniczych, Michał Leśko, ECiZ 2/2023

## Przebiegi czasowe

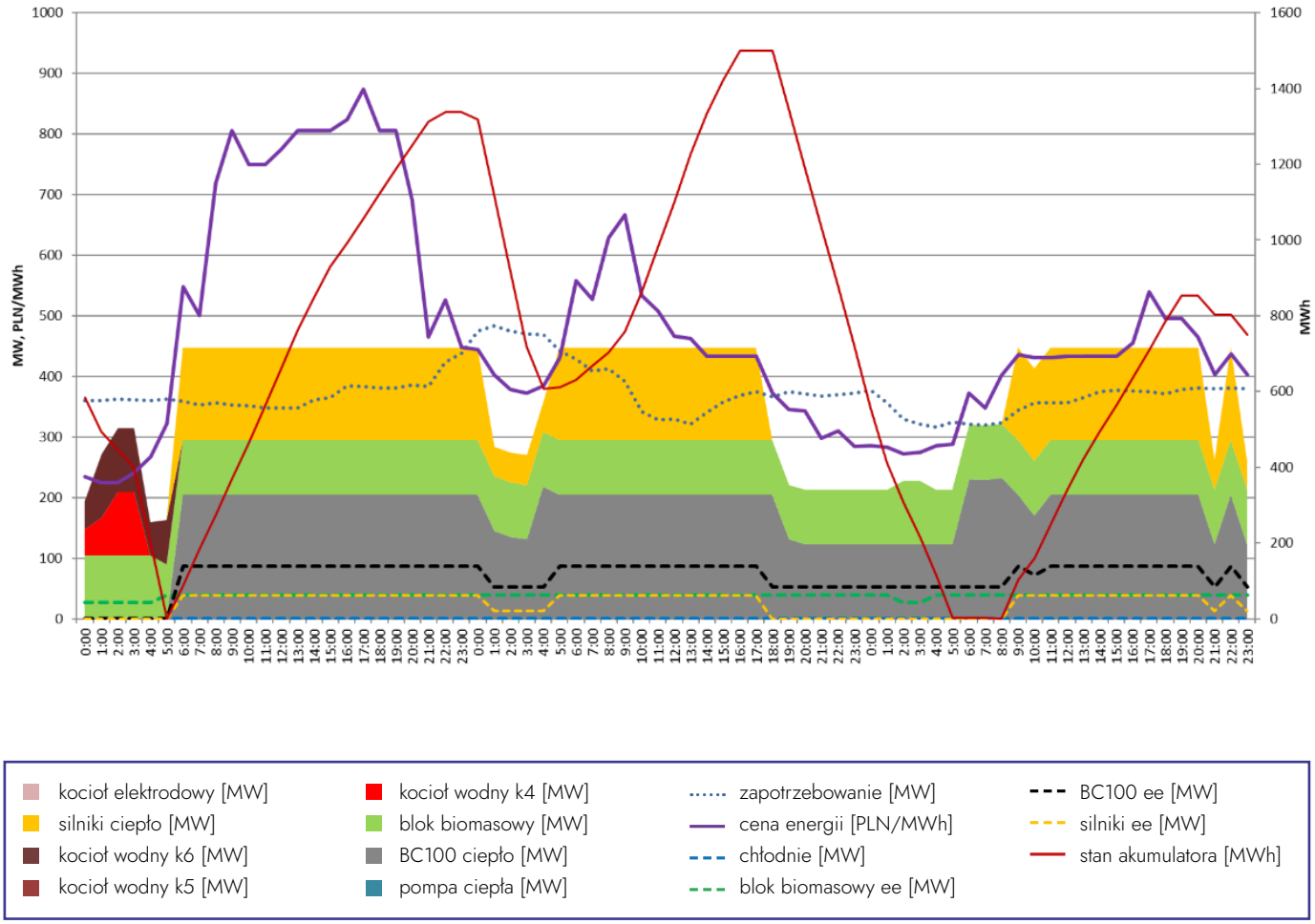
Rysunki 23 i 24 przedstawiają pracę elektrociepłowni w przykładowych 72. godzinach zimowych, odpowiednio w wariancie z i bez technologii Power to Heat. Rozbieżność pomiędzy sumą mocy jednostek wytwórczych a zapotrzebowaniem wynika z pracy akumulatora, którego stan naładowania również pokazano na wykresie. W ciągu 3. dób zachodzą znaczne zmiany w doborze urządzeń. Przyczyną jest zmienność cen energii elektrycznej. Pompa ciepła ze względu na stosunkowo niskie ceny energii, w porównaniu do cen paliw i uwzględniając COP=3 pracuje w całym analizowanym okresie w podstawie, minimalizując moc tylko w kilku godzinach z najwyższymi cenami. W pierwszych godzinach, przy niskiej cenie energii elektrycznej zapotrzebowanie jest pokryte dzięki pracy bloku biomasowego i kotła elektrodowego. Dopiero po wzroście ceny energii elektrycznej powyżej ok. 400 zł/MWh na dłuższy czas, uruchamiany jest blok BC-100 oraz silniki gazowe. Następuje wyłączenie kotła elektrodowego i ładowanie akumulatora ciepłem z opłacalnej przy tych cenach kogeneracji. W kilkugodzinnej dolinie cen redukowana jest moc bloku BC-100 i wyłączane są silniki gazowe (ich koszt uruchomienia jest znacznie niższy niż BC-100). Po trwałym obniżeniu cen energii (w środku wykresu) następuje odstawienie bloku BC-100. Za dostarczenie ciepła, oprócz bloku biomasowego i pompy ciepła, odpowiadają teraz silniki gazowe, kocioł wodny gazowy oraz kocioł elektrodowy, a także stopniowo rozładowywany akumulator ciepła. Udziały tych urządzeń są dostosowane do cen energii elektrycznej i ze względu na niski koszt uruchomień (zwłaszcza kotła elektrodowego, ale także silników) optymalny przebieg ich pracy charakteryzuje się dużymi zmianami.

Praca elektrociepłowni pozbawionej technologii Power to Heat (rys. 24) w tych samych 3 dobach wyglądałaby zasadniczo podobnie, jednak ze względu na brak pompy ciepła w podstawie i brak kotła elektrodowego w dolinach cen, źródła kogeneracyjne pracowałyby więcej i w sposób mniej dopasowany do cen energii elektrycznej.

**Rysunek 23. Przykładowe 3 doby pracy zimowej systemu z technologiami Power to Heat**



**Rysunek 24. Przykładowe (te same) 3 doby pracy zimowej systemu bez technologii Power to Heat**

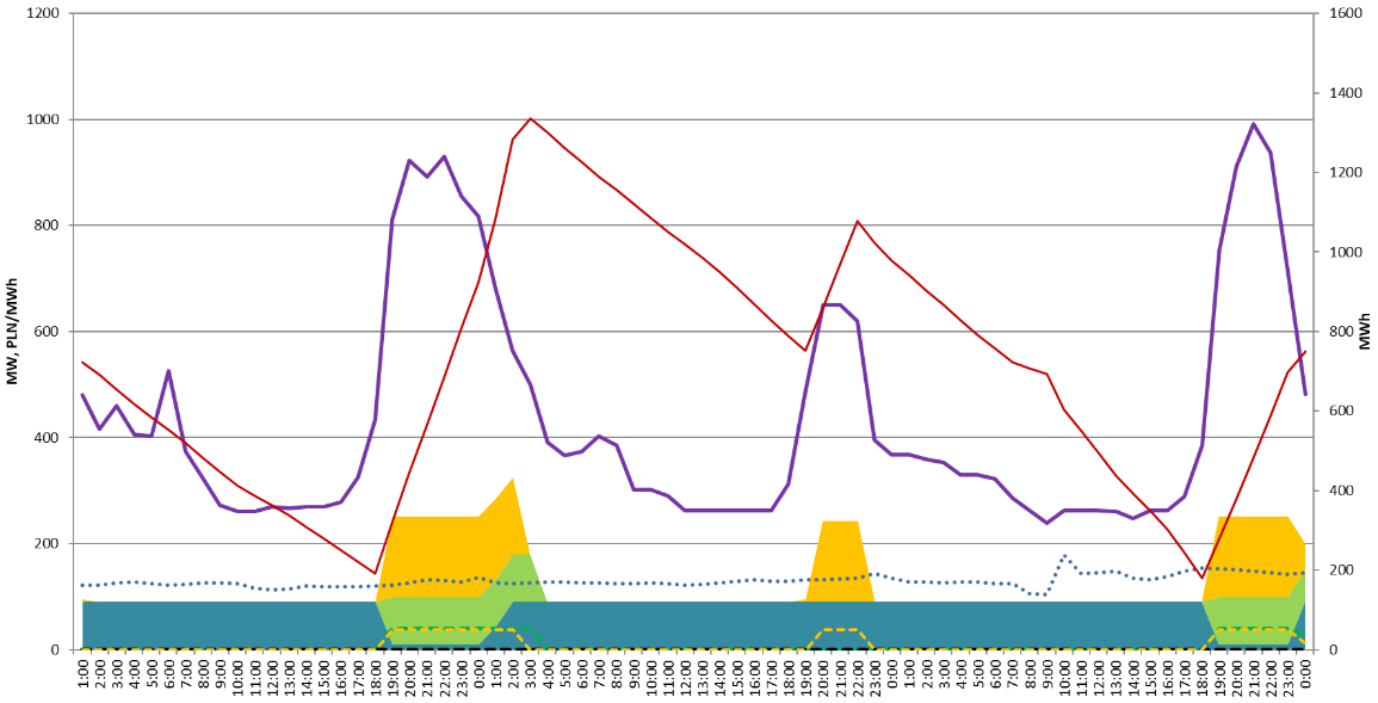



Powyższa legenda dotyczy rysunku 25 i rysunku 26.

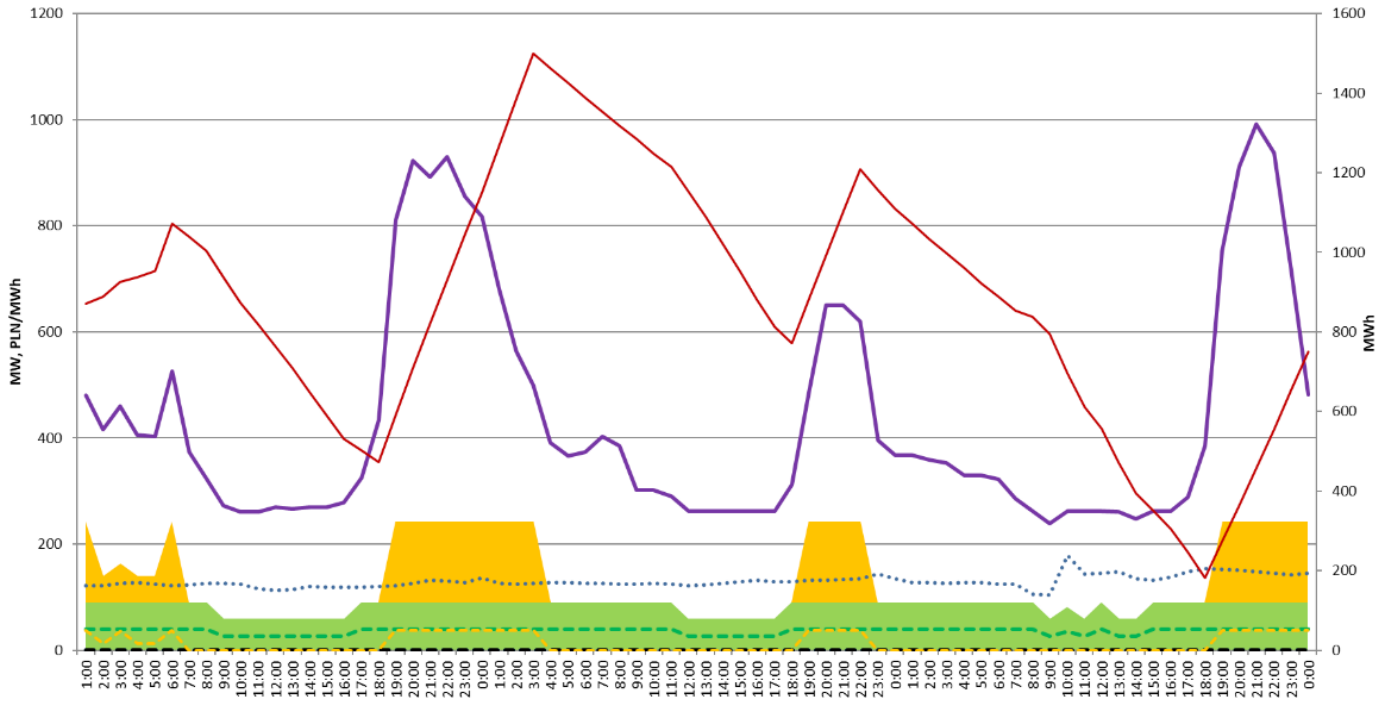
Z kolei, w okresie letnim (rysunek 25 i 26) różnica pomiędzy wariantem z technologiami Power to Heat i bez nich jest bardzo zauważalna. Pompa ciepła stanowi źródło podstawowe pracujące z mocą nieco poniżej zapotrzebowania. Brakujące ciepło dostarczane jest do systemu z akumulatora. Podczas szczytów cen energii elektrycznej uruchamiane są silniki gazowe, a ciepło z nich służy do doładowywania akumulatora. Ponadto, w przypadku znacznych i wielogodzinnych szczytów cen pompa ciepła jest wyłączana, a uruchamiany jest blok biomasowy.

W wariancie bez Power to Heat rola silników jest taka sama, jednak źródłem pracującym w podstawie jest blok biomasowy, który pracuje w kogeneracji nawet w dolinach cen energii elektrycznej. Moc tego źródła jest regulowana, jednak w ograniczonym zakresie, co skutkuje stosunkowo dużą produkcją energii elektrycznej przy niskich jej cenach.

Rysunek 25. Przykładowe 3 doby pracy letniej systemu z technologiami Power to Heat




Rysunek 26. Przykładowe 3 doby pracy letniej systemu bez technologii Power to Heat

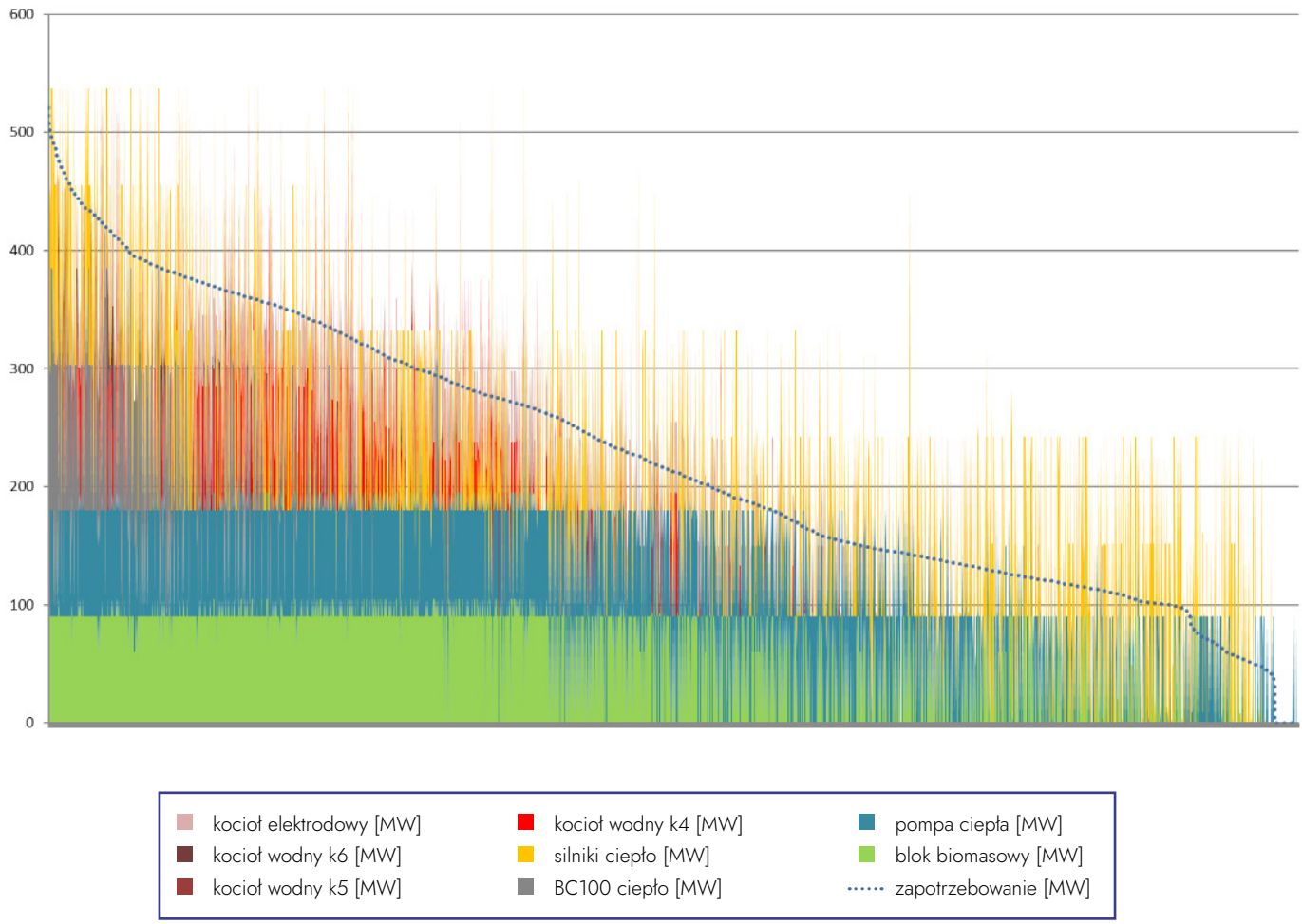


## Wykres uporządkowany

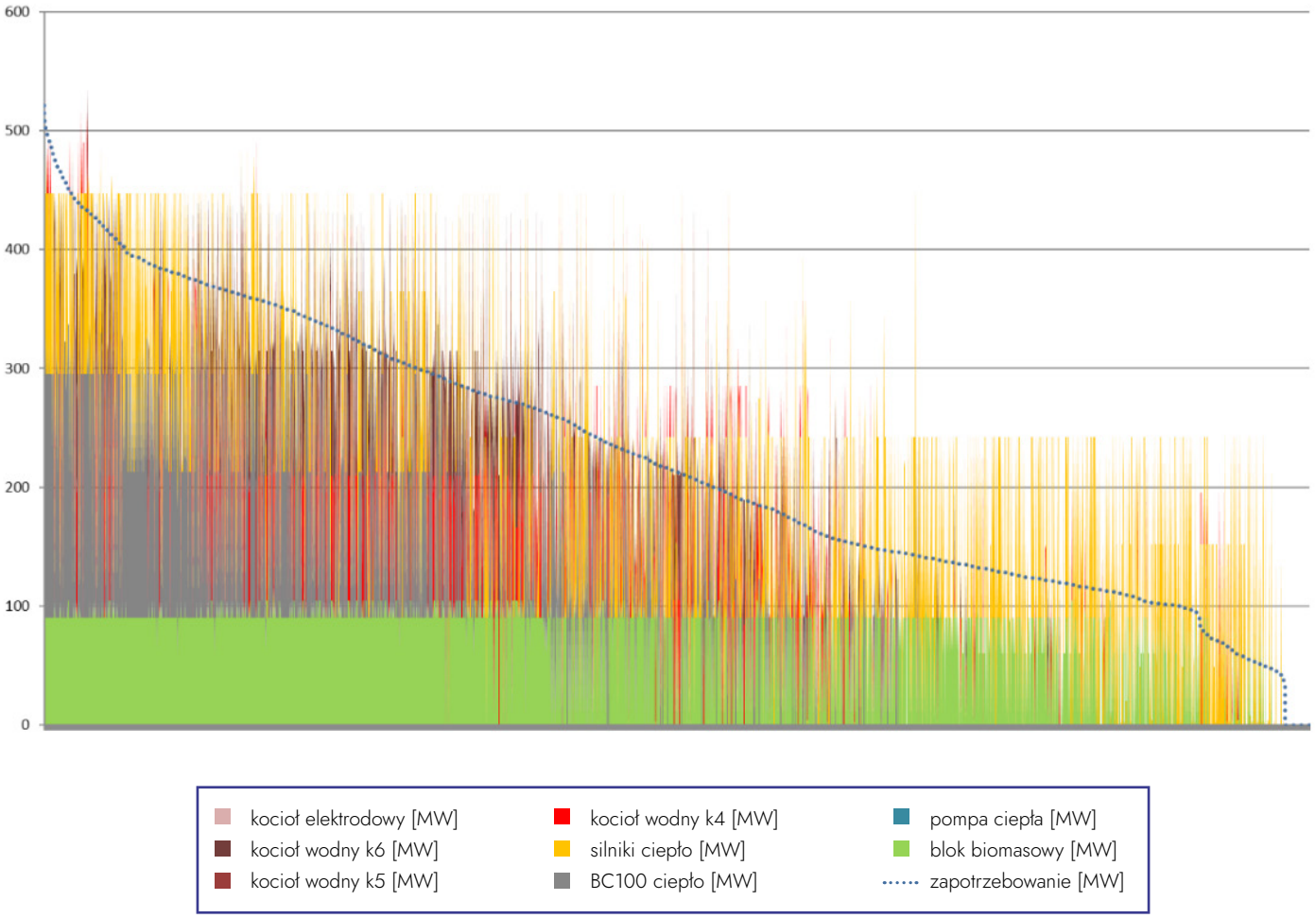
Bezpośrednio na podstawie wyników analizy sporządzono wykresy uporządkowane dla wariantu z i bez technologii Power to Heat (odpowiednio rysunki 27 i 28). Występują znaczne różnice pomiędzy tak otrzymanym wykresem, a zwyczajowo przedstawianymi wykresami uporządkowanymi, będącymi efektem teoretycznych rozważań. Po pierwsze, suma mocy poszczególnych źródeł w danej godzinie prawie nigdy nie jest równa zapotrzebowaniu - wynika to z pracy akumulatora. Po drugie, obszary pracy poszczególnych źródeł na wykresie są rozczłonkowane - godziny pracy sąsiadują na nim z godzinami odstawienia. Im większa zależność pracy jednostki od cen energii (a nie tylko od zapotrzebowania na ciepło), tym bardziej widoczny ten efekt, ograniczający zasadność stosowania wykresów uporządkowanych w nowoczesnych systemach ciepłowniczych.

Pompa ciepła statystycznie pełni rolę źródła podstawowego, zastępując częściowo latem blok biomasowy, a w sezonie grzewczym zastępując głównie blok BC-100. Niezależnie od wariantu, w całym roku uruchamiają się silniki gazowe, zależnie od cen energii elektrycznej. Ponadto, w ciągu sezonu grzewczego wykorzystywane są kotły wodne i kocioł elektrodowy. Technologie Power to Heat pozwalają znacząco zmniejszyć udział gazowych kotłów wodnych. Po pierwsze dlatego, że dodatkowa moc w pompie ciepła powoduje, iż można pokryć szczytowe zapotrzebowanie bez użycia kotłów wodnych, a po drugie dlatego, że przy niskich cenach energii elektrycznej są one zastępowane kotłem elektrodowym.

**Rysunek 27. Wykres uporządkowany na podstawie symulacji dla systemu z technologiami Power to Heat**



**Rysunek 28. Wykres uporządkowany na podstawie symulacji dla systemu bez technologii Power to Heat**




## Wyniki ekonomiczne

Celem ilościowego podsumowania symulacji pracy systemu z technologiami Power to Heat i bez nich, porównano sumaryczne wyniki ekonomiczne dla obu wariantów. Dołożenie do systemu źródeł Power to Heat spowodowało znaczący spadek wykorzystania kotłów wodnych gazowych (o 68%) oraz bloku BC-100 (o 63%) przy niewielkim spadku wykorzystania silników gazowych (o 18%) i bloku biomasowego (o 14%). Potwierdza to, że technologie Power to Heat pozwalają (przy optymalnej ekonomicznie pracy systemu) unikać najmniej efektywnych źródeł opartych o paliwa kopalne.

Symulacja z rozdzielczością godzinową pozwala badać, przy jakich cenach pracowały poszczególne jednostki wytwórcze. Średnia cena, po jakiej sprzedawana była energia elektryczna wytworzona w silnikach gazowych, wyniosła 654,76 zł/MWh dla scenariusza bez Power to Heat i 694,91 zł/MWh dla scenariusza z technologiami Power to Heat. Jak widać, nawet w wariancie bez źródeł Power to Heat, dzięki optymalnemu wykorzystaniu akumulatora, jest to wartość o ponad ⅓ wyższa od średniej ceny w roku. Jednak wykorzystanie Power to Heat w ciepłownictwie pozwala na jeszcze lepsze dopasowanie pracy silników do cen (głównie zastępując silniki w tych okresach, w których musiałyby być wykorzystywane ze względu na zapotrzebowanie na ciepło nawet pomimo długotrwale niskich cen energii elektrycznej). Z kolei średnia cena energii elektrycznej, przy której pracowała pompa ciepła wyniosła 402,50 zł/MWh, a średnia cena energii elektrycznej, przy której pracował kocioł elektrodowy wyniosła 277,98 zł/MWh. Są to wartości znacznie niższe od średniej ceny energii w roku,

zarówno dla pompy ciepła (pomimo, iż pracowała ona ze zmienną mocą aż 6998 godzin w roku), jak i dla kotła elektrodowego (który pracował 2285 godzin w roku). Pokazują one potencjał do wykorzystania niskich cen energii elektrycznej. Jeżeli w przyszłości zmienność cen na RDN będzie znaczniejsza, potencjał ten będzie jeszcze większy.

Wspomniane efekty są widoczne w ostatecznym średnim koszcie zmiennym wytworzenia ciepła w systemie. Wartość ta wynosi w badanym przykładzie 70,6 zł/GJ dla wariantu bez technologii Power to Heat oraz 51,63 zł/GJ dla wariantu obejmującego ten rodzaj źródeł. Należy podkreślić, że jest to kwota odpowiadająca wyłącznie kosztom zmiennym, w dodatku pomniejszonym o przychody z energii elektrycznej i nie uwzględnia nakładów ani kosztów stałych pracy elektrociepłowni. Dlatego w obu przypadkach jest ona niższa od LCOH liczonego dla wykorzystywanych technologii. Tym niemniej różnica jest znacząca i pokazuje korzyści z wdrożenia technologii Power to Heat. Pod warunkiem poniesienia nakładów, które zwłaszcza dla pomp ciepła są wysokie, źródła Power to Heat pozwalają znacząco obniżyć koszty zmienne, co sprzyja stabilizacji cen ciepła dla odbiorców. Jednocześnie znacząco poprawia się udział energii odnawialnej lub ciepła odpadowego w systemie ciepłowniczym.

## 6.5. Główne wnioski i podsumowanie

Przeprowadzona analiza, pokazująca transformację całego sektora ciepłowniczego miała na celu oszacowanie globalnego potencjału rozwoju technologii Power to Heat w Polsce. Analiza wskazuje, że miks technologii stosowanych w poszczególnych wariantach, będzie zróżnicowany, jednak elektryfikacja dobrze wpisuje się w każdy scenariusz i może znacznie ułatwić dekarbonizację ciepłownictwa systemowego. W dużych systemach ciepłowniczych, zlokalizowanych w aglomeracjach miejskich, gdzie brak jest lokalnie występujących wystarczających zasobów OZE (możliwość wykorzystania biomasy, geotermia) lub występuje trudność w dostępności miejsca pod budowę takich instalacji, potencjał do wykorzystania technologii Power to Heat takich jak kocioł elektrodowy, czy pompy ciepła zasilany odnawialną energią elektryczną, będzie większy.

### a) Wpływ technologii Power to Heat na ceny ciepła

- Struktura nakładów inwestycyjnych i operacyjnych znajduje odzwierciedlenie w cenach ciepła, co jest istotne z punktu widzenia klientów ciepłownictwa systemowego. Technologie o stosunkowo wysokim udziale nakładów inwestycyjnych przy ograniczonym udziale kosztów paliw (jak pompy ciepła czy kotły elektrodowe) w finalnym rozrachunku mają tę przewagę, że gwarantują większą przewidywalność i stabilność cen. Niski udział kosztów paliw w cenie ciepła prowadzi do utworzenia swoistego rodzaju tarczy ochronnej przed zawirowaniami na rynkach surowcowych, w tym na rynku uprawnień do emisji $CO_2$. Inwestycje w źródła wytwarzania ciepła o niższym udziale kosztów operacyjnych są zatem korzystne zarówno z punktu widzenia inwestora, jak i z punktu widzenia odbiorców ciepła.

## b) Rekomendowany kierunek dekarbonizacji ciepłownictwa

Jak wykazano w raporcie, technologie Power to Heat (pompy ciepła oraz kotły elektrodowe) stanowią pożądany kierunek rozwoju ciepłownictwa systemowego. Technologie oparte na konwersji energetycznej są w stanie efektywnie współpracować z innymi technologiami wykorzystywanymi do produkcji ciepła (np. jednostki gazowe, biomasowe), zarówno w wariantach zakładających najbardziej dynamiczną transformację (Wariant A i B), jak również przy scenariuszu jak najdłuższego utrzymania węgla kamiennego w systemach ciepłowniczych (Wariant C). Przeprowadzona analiza pozwala stwierdzić, że w celu spełnienia wymogów polityki klimatyczno–energetycznej, konieczne będzie wykorzystanie technologii Power to Heat w pełnym spektrum możliwych rozwiązań technologicznych.
Rozwiązania w zakresie elektryfikacji ciepłownictwa są znane i stosowane na świecie, a co za tym idzie - można te doświadczenia ekstrapolować na polski grunt, odpowiednio je dostosowując do uwarunkowań systemów ciepłowniczych. Mając na uwadze obecne uwarunkowania rynkowe, dostępność technologii Power to Heat i regulacje unijne, najwłaściwsze wydaje się zastosowanie opisywanych w raporcie technologii, dając tym samym przestrzeń na rozwój nowych rozwiązań wspierających dekarbonizację sektora ciepłowniczego.

Wykorzystanie technologii Power to Heat daje odpowiedni zapas czasowy do ewentualnych przepaliwowań i wykorzystania do produkcji gazów zdekarbonizowanych. Takie podejście zaproponowano w Wariancie A, co pozwoliło osiągnąć prawie zerowe emisje już w 2045 roku. Docelowo, technologie Power to Heat powinny być zasilane w jak największym stopniu z energii odnawialnej, aby możliwe było spełnienie przez systemy ciepłownicze kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego.
Potwierdzeniem dla wyboru Wariantu A, jako optymalnego dla dekarbonizacji ciepłownictwa jest przykład współpracy technologii Power to Heat w realnym układzie zawarty w rozdziale 6.4.2, który pokazuje decydujący wpływ chwilowych cen energii elektrycznej na pracę systemu. Technologie Power to Heat pozwalają znacznie lepiej wykorzystać potencjał tkwiący w zmienności cen energii elektrycznej niż same elastyczne źródła kogeneracyjne. Ważnym elementem optymalizacji jest akumulator ciepła. Ostatecznie źródła Power to Heat pozwalają na znaczny spadek średniego kosztu zmiennego wytworzenia ciepła w systemie, natomiast nie można zapominać o wysokich nakładach (zwłaszcza w przypadku pomp ciepła), jakie są niezbędne do poniesienia, aby ten efekt uzyskać.

# 7. Rekomendacje - klucz do rozwoju

Mając na uwadze obecnie obowiązujące regulacje unijne, mające zastosowanie do technologii Power to Heat (opisane w rozdziale 4), Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych opracowało rekomendacje w zakresie sposobu implementacji regulacji przepisów pakietu Fit for 55, których celem jest przyspieszenie zwiększenia udziału energii odnawialnej w ciepłownictwie systemowym.
Zawarte w niniejszym rozdziale propozycje zostały poprzedzone szczegółową analizą:

- brzmienia poprzednich wersji dyrektyw wchodzących w skład Pakietu Fit for 55 względem aktualnie obowiązujących,
- przepisów krajowych regulacji pod kątem dostosowania ich do unijnych regulacji.

## 7.1. Implementacja dyrektyw z pakietu Fit for 55

Poniżej wskazano kluczowe zagadnienia uregulowane w nowych dyrektywach, które mają wpływ na technologie Power to Heat, wraz ze wskazaniem propozycji sposobu ich implementacji do prawodawstwa krajowego.

### 7.1.1. DYREKTYWA EED

Kluczowe z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego zmiany wprowadzone przez rewizję dyrektywy EED, które odnoszą się do Power to Heat, to:

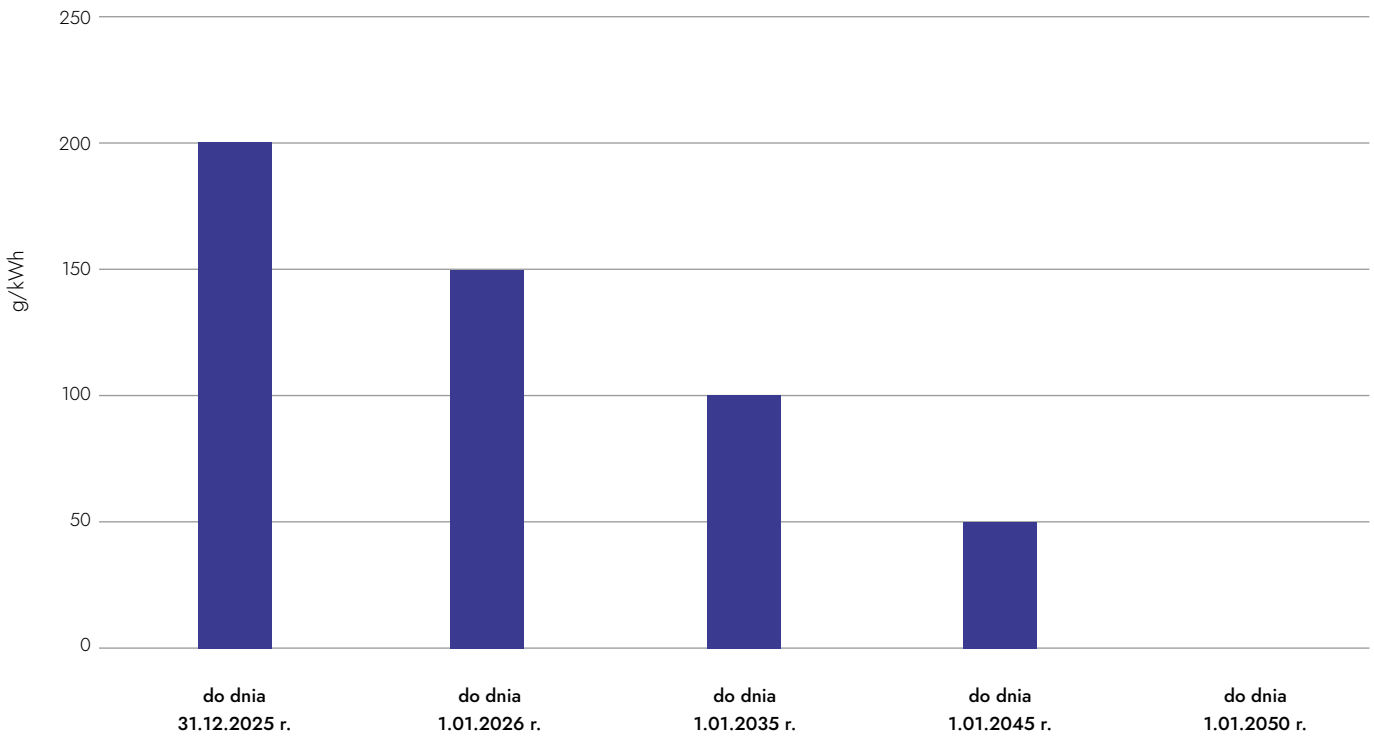
- zmiana kryteriów dla uznania systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za efektywny system ciepłowniczy lub chłodniczy,
- nowe kryteria dotyczące energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji.

**Zmiana kryteriów dla efektywnego systemu ciepłowniczego:**

- zastąpienie obecnie obowiązujących kryteriów kwalifikacji systemu ciepłowniczego lub chłodniczego jako efektywny w rozumieniu nowej definicji wprowadzonej poprzez artykuł 26 ust. 1 rewizji dyrektywy EED (obowiązującej w ramach poszczególnych przedziałów czasowych). Należy zwrócić uwagę, że nowe kryteria uznania systemu ciepłowniczego za efektywny są bardziej rygorystyczne niż obecnie obowiązujące. Od 1 stycznia 2028 r. jedno z kryteriów przewiduje udział wysokosprawnej kogeneracji na poziomie min. 80%, która musi spełniać dodatkowe wymogi (m. in. w zakresie wskaźnika emisyjności poniżej 270 g $CO_2$/kWh łącznie wytworzonego ciepła oraz energii elektrycznej), natomiast od 2045 r. do uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego nie przewiduje się znaczącej roli wysokosprawnej kogeneracji.

- Wprowadzenie alternatywnych kryteriów uznania systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za system efektywny tj. w oparciu o art. 26 ust. 2 i 3 dyrektywy EED, przewiduje możliwość wprowadzenia alternatywnych kryteriów uznania danego systemu za efektywny, które są oparte na wielkości emisji gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego i chłodniczego na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczaną odbiorcom.

**Rysunek 29. Wymagany progi wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom z danego systemu ciepłowniczego, pozwalające uznać dany system za efektywny system ciepłowniczy lub chłodniczy**




W celu wprowadzenia rozwiązań alternatywnych zasadne wydaje się dookreślenie metodyki przeliczania emisji na jednostkę ciepła dostarczonego odbiorcom. Zasady te powinny być w ocenie PTEZ spójne z tymi stosowanymi na potrzeby systemu handlu do emisji gazów cieplarnianych.

Decyzję, które rozwiązanie wybrać, dyrektywa EED pozostawia państwom członkowskim. W tym kontekście można rozważyć implementację przewidującą stosowanie różnych kryteriów do systemów ciepłowniczych. Rekomenduje się zatem, żeby wybór pomiędzy ścieżkami osiągnięcia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego opierał się na wniosku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła lub chłodu w danym systemie ciepłowniczym o stosowanie alternatywnej metody dla systemu w obszarze działania tego przedsiębiorstwa, który byłby oceniany przez Prezesa URE lub Ministra Klimatu i Środowiska, jako ministra właściwego do spraw energii. Rozwiązanie takie wydaje się najbardziej prawidłowe, ze względu na wysoki poziom wiedzy przedmiotowego przedsiębiorstwa co do realności spełnienia alternatywnych kryteriów.

W celu implementacji powyższych przepisów do porządku krajowego, konieczna jest nowelizacja krajowych kryteriów dla efektywnego systemu ciepłowniczego. Odpowiednim miejscem na wprowadzenie zmiany w tym zakresie jest art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetycznego.

**Nowe kryteria, dotyczące energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji**

Na potrzeby realizacji kryteriów uznania systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za efektywny, wprowadzono również dodatkowe przesłanki określające warunki dotyczące energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, aby mogła partycypować w spełnieniu definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.

Nowe kryteria dotyczące energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji są odzwierciedleniem ścieżki wskazanej przez UE, której celem jest dekarbonizacja sektora ciepłowniczego m.in. z wykorzystaniem technologii Power to Heat. Ustanowienie wskaźnika EPS na poziomie 270 kg $CO_2$ na 1 MWh (dla źródeł zasilanych paliwami kopalnymi) staje się swego rodzaju punktem wejścia w kontekście możliwości spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego (tylko do 2045 r) oraz będzie miała istotne znaczenie z punktu widzenia finansowania ze środków publicznych.

Obecnie obowiązujące kryteria służące zdefiniowaniu wysokosprawnej kogeneracji zostały zaimplementowane do krajowego porządku prawnego w definicji wysokosprawnej kogeneracji zawartej w art. 3 pkt 38 ustawy – Prawo energetyczne. W związku ze zmianami wprowadzonymi w Załączniku III do dyrektywy EED, koniecznym jest usunięcie obecnie obowiązujących kryteriów z definicji wysokosprawnej kogeneracji i umieszczenie ich w przepisach materialnych oraz dodanie nowych, które wprowadza Załącznik III.

Doprecyzowania wymagają poszczególne kryteria, w tym:

- określenie sposobu obliczania kryterium emisyjnego dla wysokosprawnej kogeneracji (EPS 270);
- zdefiniowanie pojęć nieostrych, takich jak „budowa" oraz „znaczna modernizacja" jednostki wytwórczej;
- odstępstwo dla jednostek kogeneracji funkcjonujących przed 10 października 2023 r. od EPS 270 do dnia 1 stycznia 2034 r., pod warunkiem, że mają plan stopniowego ograniczania emisji, tak by do dnia 1 stycznia 2034 r. osiągnęły wysokość nieprzekraczającą progu 270 g $CO_2$ na 1 kWh, i że zgłosiły ten plan odnośnym operatorom i właściwym organom.

### 7.1.2. DYREKTYWA RED III

Kluczowe z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego zmiany wprowadzone przez rewizję Dyrektywy RED, które odnoszą się do mechanizmu Power to Heat, to:

- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych;
- możliwość uwzględnienia w ramach wzrostu udziału energii z OZE w systemach ogrzewania i chłodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych, wykorzystywanej następnie w tych systemach (art. 24 ust. 4 akapit 2 i 3 dyrektywy).

**Tabela 14. Sposób implementacji nowych kryteriów dla wysokosprawnej kogeneracji**

| Jednostka kogeneracji wytwarza energię z wysokosprawnej kogeneracji w przypadku, gdy: | |
|---|---|
| 1. | jednostkowy wskaźnik emisji dwutlenku węgla z tej jednostki kogeneracji zasilanej paliwami kopalnymi jest na poziomie nie wyższym niż 270 kg $CO_2$ na 1 MWh ciepła lub chłodu, energii elektrycznej oraz energii mechanicznej wytworzonej w procesie kogeneracji |
| 2. | modernizacja nie spowodowała wzrostu wykorzystania paliw kopalnych, innych niż gaz ziemny, w porównaniu z rocznym zużyciem uśrednionym dla trzech poprzednich lat kalendarzowych, przypadających przed dniem rozpoczęcia modernizacji – w przypadku znacznej modernizacji |
| 3. | nie wykorzystuje paliw kopalnych, innych niż gaz ziemny – w przypadku budowy nowej jednostki kogeneracji lub znacznej modernizacji do 2030 r. |

Powyższe pozwala zatem zakwalifikować ciepło lub chłód wytwarzane z energii elektrycznej z OZE na potrzeby systemów centralnego ogrzewania, jako ciepło lub chłód z OZE[30].

**W związku z powyższym, implementując te przepisy, rekomenduje się:**

- poprzez uzupełnienie art. 7b ustawy - Prawo energetyczne uwzględnić przepis pozwalający zaliczyć do energii ze źródeł odnawialnych także ciepło lub chłód, wytworzone z energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, w tym energii elektrycznej nabytej na podstawie umów PPA lub bezpośrednio - w przypadku przyłączenia źródła energii elektrycznej poprzez linię bezpośrednią, na potrzeby uznania danego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego za efektywny. Kwalifikacja powinna być potwierdzona umorzeniem gwarancji pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej, wytworzonej w źródłach odnawialnych, z ewentualnymi modyfikacjami mechanizmu pozwalającymi na weryfikację, że dany wolumen energii elektrycznej z OZE został wykorzystany na potrzeby wytworzenia ciepła. Biorąc pod uwagę, że wykorzystanie energii elektrycznej z OZE do wytworzenia ciepła lub chłodu, kwalifikowanego następnie jako ciepło lub chłód z OZE, stanowi proces konwersji energetycznej, o którym mowa w art. 120 ust. 7 ustawy OZE, umorzenie gwarancji pochodzenia powinno odbywać się na zasadach przewidzianych dla konwersji energetycznej przewidzianej w ww. przepisie. Rozwiązanie takie będzie zapobiegać uwzględnianiu gwarancji pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z OZE zużytej do wytworzenia ciepła lub chłodu w bilansie umorzonych gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 7 ustawy OZE;
- uzupełnić zakres sprawozdania do URE z działań mających na celu utrzymanie lub osiągnięcie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego o ciepło lub chłód wytworzony z energii elektrycznej OZE, uzyskanego w procesie konwersji energetycznej - doprecyzowanie katalogu informacji uwzględnianych przez przedsiębiorstwo energetyczne, posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w sprawozdaniu przekazywanym do 31 marca każdego roku Prezesowi URE i ministrowi właściwemu ds. energii, dotyczącym systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, tak aby nie budziło wątpliwości, że obejmują one procentowe udziały energii z odnawialnych źródeł energii, z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii, w tym ciepła lub chłodu wytworzonego z energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

W celu zdynamizowania inwestycji w OZE w ciepłownictwie (w tym wykorzystania technologii Power to Heat) należałby wprowadzić również, na szczeblu krajowym, rozwiązania upraszczające procedury administracyjne dotyczące pozyskiwania wymaganych zgód i pozwoleń (zwłaszcza w zakresie oceny oddziaływania na środowisko, a także pozwoleń na budowę). W obecnym stanie prawnym brak jest tego typu rozwiązań, a dyrektywa RED III przewiduje uproszczenia przewidywane tylko dla pomp ciepła, w zidentyfikowanym i wyznaczonym obszarze przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych. Istotną kwestią byłoby ponadto, jak najszybsze uruchomienie krajowego punktu kontaktowego do spraw odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 160a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

30 Więcej informacji na temat regulacji unijnych uwzględniono w rozdziale 4 niniejszego raportu.

## 7.2. Uruchomienie systemu wsparcia dla technologii Power to Heat

Ciepłownictwo systemowe stoi w obliczu rozpoczętego już procesu dekarbonizacji sektora, który to proces w dużej mierze zakłada wykorzystanie paliwa przejściowego, jakim jest gaz ziemny. Zmieniające się otoczenie regulacyjne na poziomie unijnym (tj. pakiet Fit for 55) wymuszają na przedsiębiorstwach energetycznych nieustanną transformację, która, w przypadku sprostaniu wymaganiom tego pakietu w obszarze dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego, będzie wymagała poniesienia nakładów na poziomie od 276 mld zł do 418 mld zł do 2050 roku[31], w zależności od przyjętego scenariusza dekarbonizacji.

Szczególną odpowiedzialność za realizację unijnych celów dot. „zazieleniania" ciepłownictwa systemowego ponoszą przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające ciepło, które podejmują lub będą podejmować inwestycje w obszarze budowy nowych lub modernizacji istniejących źródeł ciepła, które to przedsięwzięcia są niezbędne w celu spełnienia nowych kryteriów dla efektywnego systemu ciepłowniczego. Oznacza to, że przedsiębiorstwa te będą musiały ponieść koszty realizacji kolejnych inwestycji, tym razem w instalacje OZE. Jak wynika z treści niniejszego raportu i analiz wykonanych na jego potrzeby, technologie, mogące wspierać realizację kryteriów definicji systemu efektywnego energetycznie są:

- ograniczone pod kątem dostępności i możliwości wdrożenia,
- mają wyższy poziom LCOH niż jednostki kogeneracji (brak konkurencyjności cenowej),
- zwiększają poziom cen i stawek opłat za ciepło w taryfach dla odbiorców końcowych.

Mając na uwadze powyższe czynniki, potrzebne jest kompleksowe podejście do dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego. Mówiąc o podejściu kompleksowym, należy mieć głównie na uwadze stworzenie nowego ekosystemu dla tworzącego się rynku ciepła odnawialnego. Przedsiębiorstwa energetyczne partycypujące w procesie dekarbonizacji, powinny mieć możliwość skorzystania z możliwie szerokiego spektrum programów pomocowych, które to poprawią konkurencyjność technologii zero- i niskoemisyjnych w ciepłownictwie. Ponadto, poziom taryf powinien kształtować się na akceptowalnym społecznie poziomie, ale jednocześnie umożliwiać przedsiębiorstwom energetycznym pokrycie kosztów prowadzonej działalności.

### 7.2.1. Technologie Power to Heat z systemem wsparcia operacyjnego

W pierwszej kolejności zasadne jest wprowadzenie nowego systemu wsparcia operacyjnego dla wybranych technologii wytwarzania ciepła odnawialnego z energii elektrycznej z OZE. Oprócz jednostek kogeneracji zasilanych biomasą lub biogazem, w systemie aukcyjnym OZE lub mechanizmie wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, technologie OZE w ciepłownictwie nie mają możliwości uczestnictwa w funkcjonujących w Polsce operacyjnych systemach wsparcia. Inaczej sytuacja kształtuje się w państwach członkowskich UE, które to z powodzeniem wprowadziły systemy pomocowe i tym samym wspierają dekarbonizację ciepłownictwa (szczegółowy opis w rozdziale 4). Decyzja o wyborze wspieranych technologii powinna być poprzedzona analizami dotyczącymi konieczności udzielania takiej pomocy, wskazującymi również, które technologie i na jakim etapie generują najwyższe koszty (inwestycyjnym, operacyjnym czy na obu etapach równomiernie), czy są one w stanie być konkurencyjne cenowo bez wsparcia operacyjnego i jaki okres wsparcia należy brać pod uwagę. Wybrana na tej podstawie technologia zdeterminuje finalny kształt nowego systemu wsparcia operacyjnego.

Podstawowe założenia mechanizmu:

- **beneficjenci:** przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sektora ciepłownictwa systemowego;
- **warunki udzielenia wsparcia:** nabór, wniosek składany do URE, wykazanie luki finansowej;
- **długość okresu wsparcia:** okres wsparcia będzie zależny od wspieranej technologii powinien trwać np. 10-15 lat, wsparcie byłoby wypłacane w regularnych przedziałach czasowych (np. co kwartał), wysokość po-

31 Raport Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych „Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu Fit for 55", 30 maja 2023 r.

winna być corocznie waloryzowana (w oparciu o wskaźnik inflacji), funkcjonowanie systemu powinno być poddawane regularnej weryfikacji przez URE na jej podstawie i dostosowywane do zmian warunków rynkowych;

- **finansowanie systemu:** obowiązująca obecnie opłata kogeneracyjna lub OZE lub przychody uzyskane przez Polskę ze sprzedaży na aukcjach uprawnień do emisji $CO_2$.

Projektowane wsparcie będzie stanowiło pomoc publiczną, w związku z czym będzie musiało być udzielane zgodnie z warunkami dopuszczalności tej pomocy, które zostały określone w wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (dalej CEEAG). Zgodnie z przedmiotowymi przepisami, pomoc operacyjna na działania związane z wytwarzaniem ciepła z odnawialnych źródeł energii wymaga notyfikacji Komisji Europejskiej i uzyskania jej akceptacji przed udzieleniem pomocy. Należy zwrócić w tym miejscu uwagę na fakt, że aby Komisja Europejska zaakceptowała projektowaną pomoc, musi ją uznać za zgodną z rynkiem unijnym.

### 7.2.2. Uzupełnienia w zakresie programów inwestycyjnych

Analiza programów wsparcia inwestycyjnego dostępnych w Polsce dla sektora ciepłowniczego, w zestawieniu z rosnącą potrzebą realizacji inwestycji w technologie wspierające dekarbonizację polskiego ciepłownictwa, w szczególności Power to Heat, wskazuje na potrzebę modyfikacji bądź uwzględnienia nowych elementów programów pomocowych.

Oczekiwany poziom dofinansowania dla projektów służących rozwojowi technologii Power to Heat powinien odpowiadać maksymalnej, dopuszczalnej przez przepisy pomocy publicznej wysokości intensywności pomocy dla OZE, wynoszącym 45% kosztów kwalifikowanych plus premia dla MŚP (+20% lub 10%). Natomiast, w przypadku geotermii poziom wsparcia dla dokumentacji technicznej i odwiertu badawczego – powinien wynosić 60% + premia dla MŚP (+20 lub 10%). Zasadne byłoby stosowanie różnych form wsparcia: dotacji, pożyczek preferencyjnych lub dotacji i pożyczek preferencyjnych (w ramach jednego instrumentu), przy czym priorytetowe znaczenie powinno mieć wsparcie bezzwrotne.

### Tabela 15. Propozycja uzupełnienia programów pomocowych dla technologii Power to Heat

| Wsparcie inwestycyjne[32] | Rodzaj przedsięwzięcia | Źródło finansowania | Uwagi |
|---|---|---|---|
| **Magazynowanie energii cieplnej** | Budowa/rozbudowa magazynów bez konieczności objęcia zakresem wniosku jednoczesnej budowy źródła wytwórczego | FEnIKS | Przeznaczenie większych środków pomocowych na projekty dot. wyłącznie magazynów w ramach Programu |
| | | Fundusz Modernizacyjny | Konieczność utworzenia nowego Programu przeznaczonego dla projektów w zakresie magazynów energii cieplnej. |
| **Kotły elektrodowe** | Budowa lub/i przebudowa źródła wytwórczego zasilanego energią z OZE | Fundusz Modernizacyjny | Konieczność uzgodnienia z EBI i KE możliwości udzielenia dofinansowania (np. rozszerzenie zakresu wsparcia w programie „OZE dla ciepłownictwa"). |
| | | Fundusz Transformacji Energetyki | Konieczność utworzenia programu dla kotłów elektrodowych |
| **„Małe" OZE** | Program wspierający inwestycje dotyczące budowy lub/i przebudowy źródeł o łącznej mocy zainstalowanej poniżej 2 $MW_t$, realizowane w ramach systemu ciepłowniczego, o zainstalowanej mocy cieplnej, na dzień składania wniosku poniżej 50 MW | FEnIKS | Źródło finansowania zależne od technologii i mocy zainstalowanej |
| | | Fundusz Modernizacyjny | |
| **Odwierty geotermalne** | Opracowanie dokumentacji technicznej wykonalności projektów ciepłowniczych oraz prowadzenia badań w zakresie odwiertów geotermalnych (poszukiwanie dogodnej lokalizacji pompy ciepła) | Polska Geotermia plus. Część 1) Geotermia głęboka | Przesunięcie do obligatoryjnych rodzajów przedsięwzięć: „Wykonanie pierwszego odwiertu badawczego". Uzupełnienie programu o komponent dokumentacji technicznej. |
| **Budowa wielkoskalowych magazynów energii elektrycznej** | Budowa zintegrowanych z siecią przesyłową wielkoskalowych systemów magazynowania energii elektrycznej obejmujących: systemy wspomagania i sterowania, moduły magazynowania energii (np. kontenerowe układy bateryjne), inwertery, transformatory, infrastrukturę towarzyszącą. | Fundusz Modernizacyjny | Program w trakcie finalizacji jego utworzenia. Konieczność uruchomienia programu w możliwie najszybszym terminie. |
| **Podwyższenie efektywności ogólnej instalacji c.o. i/lub c.w.u.** | Dofinansowanie do działań polegających na modernizacji instalacji c.o./c.w.u. i węzłów cieplnych<br>Dofinansowanie do wdrożenia systemów telemetrii w sieciach ciepłowniczych oraz cyfrowych systemów do optymalizacji pracy sieci ciepłowniczych i źródeł do nich przyłączonych. | FEnIKS | Działanie ma na celu zwiększenie efektywności wykorzystania źródeł Power to Heat poprzez poprawienie efektywności pracy instalacji (minimalizacja strat ciepła w instalacji) oraz dążenie do obniżenia parametrów pracy instalacji. |

Dodatkowym źródłem wsparcia mogą być środki dostępne w ramach Funduszu Wsparcia Energetyki (KPO). W związku z tym, że obecnie nie ma określonych obszarów wsparcia w ramach Funduszu, niezbędne wydaje się być uzupełnienie go o komponent ciepłownictwa systemowego. Wsparcie inwestycyjne dla projektów związanych z wytwarzaniem, dystrybucją i magazynowaniem ciepła z OZE będzie stanowiło pomoc publiczną i musi być zgodne z unijnymi warunkami dopuszczalności tej pomocy, określonymi w rozporządzeniu Komisji nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014, uznającym niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (GBER) lub w CEEAG.

32 Możliwe różne formy wsparcia: dotacje, pożyczki preferencyjne, dotacje i pożyczki w ramach jednego instrumentu.

## 7.3. Pozostałe zmiany regulacyjne, w tym taryfowanie ciepła odnawialnego

Niezwykle istotnym zagadnieniem w kontekście możliwości rozwoju technologii Power to Heat w systemach ciepłowniczych jest kwestia kształtowania taryf dla ciepła. Obecny sposób taryfowania ciepła nie odwzorowuje specyfiki instalacji OZE, które charakteryzują się wysokimi nakładami inwestycyjnymi, nie generując jednak kosztów operacyjnych na poziomie konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Należy również podkreślić, że obowiązujące obecnie przepisy i wytyczne Prezesa URE nie premiują wysiłków przedsiębiorstw energetycznych, które podejmują się realizacji inwestycji w instalacje OZE.

**Tabela 16. Propozycje zmian regulacyjnych**

| Obszar rekomendacji | Propozycja zmiany |
|---|---|
| 1. Dodatkowy komponent wzoru na koszt kapitału | Wzór wskazany w Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 65/2022 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2023-2025 powinien zawierać premię za wytwarzanie ciepła ze źródeł OZE na poziomie min. 2% pomnożoną o wolumen ciepła OZE w całkowitej produkcji ciepła |
| 2. Dodatkowy komponent wzoru na koszt kapitału własnego | Koszt kapitału własnego należałoby zmodyfikować w taki sposób by realnie umożliwić wytwórcom ciepła skalkulowanie premii za intensywność inwestowania. W kalkulacji premii za reinwestycje dla działalności w zakresie wytwarzania ciepła należałoby dopuścić rozliczenie nakładów inwestycyjnych w okresie np. 5 lat od faktycznego poniesienia. Obecnie wytyczne Prezesa URE nie odzwierciedlają profilu nakładów inwestycyjnych wytwórców ciepła (punktowe znaczące inwestycje), premiując w ramach konstrukcji wzoru na obliczenie premii za inwestowanie, realizację inwestycji przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją ciepła. |
| 3. WACC dla technologii Power to Heat | Pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii należałoby przemodelować tak by miało szansę osiągać wartości większe niż ustawowo przyjęte minimum, dając tym samym impuls rozwojowy dla źródeł odnawialnych. Proponujemy przyjąć minimalny WACC dla technologii Power to Heat na poziomie nie mniejszym niż 7% plus premię za wytwarzanie ciepła ze źródeł OZE zgodnie z propozycją nr 1 z tabeli. |
| 4. Zwolnienie pomp ciepła do 20 MW z obowiązku zatwierdzania taryfy | Mając na uwadze oczekiwany poziom wzrostu udziału źródeł odnawialnych w ciepłownictwie, należy rozważyć wprowadzenie preferencyjnych warunków funkcjonowania takich jednostek, zwłaszcza w zakresie zwolnienia pomp ciepła do 20 MW z zatwierdzenia taryfy przez Prezesa URE. |
| 5. Taryfowanie magazynów ciepła (dobowych i sezonowych) | Niedoceniona wydaje się rola magazynu ciepła (dobowego oraz sezonowego), który przy zwiększonej roli źródeł odnawianych w sieci, będzie ważnym elementem stabilizującym jej pracę. Impulsem dla przedsiębiorstw energetycznych do realizacji inwestycji w magazyny ciepła jest umożliwienie taryfowania ich kosztowo. Należy również umożliwić rozpoznanie ciepła wyprodukowanego ze źródeł OZE i wprowadzonego do sieci ciepłowniczej z magazynu jako wolumenu ciepła z OZE. |
| 6. Obniżenie taryfy dystrybucyjnej na energię elektryczną dla technologii Power to Heat | Istotnym elementem w strukturze kosztów uzasadnionych są koszty związane z zakupem energii elektrycznej. Szczególnie istotne zatem staje się wprowadzenie systemu, który poprzez dynamiczne taryfy dystrybucyjne umożliwi dodatkowe obniżenie LCOH. Obniżone taryfy obejmowałyby instalacje Power to Heat o mocy powyżej 0,5 MW, a wsparcie polegałoby na obniżeniu taryfy dystrybucyjnej na energię elektryczną na pierwsze kilka lat eksploatacji instalacji. |
| 7. Zapewnienia długoterminowego stabilnego poziomu kosztu z kapitału w taryfie na ciepło dla inwestycji w instalacje Power to Heat | Koszt kapitału jako pochodna WRA osiąga wysokie wartości w początkowym okresie życia inwestycji, maleje wraz ze skumulowaną amortyzacją. Ma to negatywny wpływ na poziom cen dla klienta końcowego w początkowym okresie eksploatacji. Powinna być możliwa negocjacja z URE długoterminowej stałej wielkości kosztu kapitału, która wartościowo dałaby takie same wartości NPV zwrotu jak ścieżka tradycyjna (malejący koszt kapitału w związku z narastającą amortyzacją i malejącym w czasie WRA). Ta stała ścieżka objęta byłaby długoterminową gwarancją URE co do sposobu jej kalkulacji. |

| | |
|---|---|
| 8. Zmiana w zakresie opłat za usługi wodne dla pomp ciepła | Niezbędne jest doprecyzowanie obowiązujących przepisów w sposób wskazujący jednoznacznie, że wprowadzanie (do wód powierzchniowych) wody zużytej w pompach ciepła nie podlega opłacie zmiennej uzależnionej od ich temperatury (przekroczenie temperatury 26 °C zrzucanych ścieków). W przypadkach, kiedy temperatura pobieranej wody rzecznej jest na tyle wysoka, że mimo przeprowadzenia jej przez pompę ciepła nie uda jej się schłodzić poniżej 26 °C przedsiębiorstwo musi ponieść dodatkowe koszty. W takich przypadkach dochodziłoby do złamania zasady „zanieczyszczający płaci", gdyż operator pompy ciepła zobligowany byłby do wnoszenia podwyższonej opłaty za delikt nie mający związku z prowadzoną przez siebie działalnością. W praktyce oznaczałoby to wyłączanie pomp ciepła w sytuacjach, kiedy de facto mogłyby one wesprzeć proces schładzania wód. |
| 9. Uzależnienie opłaty zmiennej dla pomp ciepła od ilości energii pobranej (nie wykorzystanej) przez instalacje z wykorzystaniem wody | Niezbędne jest konsekwentne uzależnienie opłaty zmiennej od ilości energii pobranej (nie wykorzystanej, jak to jest w obecnie obowiązujących przepisach) przez instalacje z wykorzystaniem wody, która została pobrana, wykorzystana, a następnie odprowadzona do wód lub tej samej warstwy wodonośnej w tej samej ilości i niepogorszonej jakości, z wyjątkiem zmiany jej temperatury, oraz za pobraną bezzwrotnie wodę technologiczną nieprzeznaczoną wprost do celów ogrzewania lub chłodzenia. Jest to propozycja zgodna z Ramową Dyrektywą Wodną - rekompensata za usługi wodne powinna przysługiwać wyłącznie za wykorzystane zasoby środowiska. Doprecyzowanie tego zapisu dodatkowo pozwoli na promowanie stosowania urządzeń o wysokiej efektywności energetycznej. |

Dzięki wprowadzeniu powyższych zmian regulacyjnych stworzone zostałyby korzystne warunki prawne umożliwiające przyspieszenie wykorzystania technologii Power to Heat w ciepłownictwie systemowym w Polsce.

## 7.4. Sposób obliczania wolumenu ciepła z OZE

Przepisy ust. 1a oraz 1b w art. 116 ustawy o odnawialnych źródłach, wprowadziły regulacje dotyczące sposobu wyliczenia ilości energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej lub otoczenia, wychwyconej przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych.

Szczegółowy opis dotyczący metodyki wyliczania ilości energii odnawialnej zawiera Decyzja Komisji z dnia 1 marca 2013 r. ustanawiająca wytyczne dla państw członkowskich dotyczące obliczania energii odnawialnej z pomp ciepła w odniesieniu do różnych technologii pomp ciepła na podstawie art. 5 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE (wraz z późniejszym sprostowaniem). Decyzja Komisji nie zawiera w sobie wartości domyślnych dla HHP oraz SCOP dla pomp ciepła bazujących na energii otoczenia.

Biorąc pod uwagę wątpliwości interpretacyjne w zakresie wyliczania ilości energii odnawialnej, rekomendowanym kierunkiem jest wprowadzenie regulacji krajowych w ww. zakresie. Umożliwi to także poprawne uwzględnienia jej w sprawozdaniu przekazywanym do 31 marca każdego roku Prezesowi URE i ministrowi właściwemu ds. energii, dotyczącym systemu ciepłowniczego lub chłodniczego.

## 7.5. Szersze spojrzenie na proces dekarbonizacji

Pomimo, że niniejsza analiza ma na celu wyłącznie analizę potencjału i uwarunkowań rozwoju określonych technologii pozwalających na wytwarzanie ciepła z OZE, kluczowym warunkiem skutecznego przeprowadzenia procesu dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce jest to, że w proces ten powinny być zaangażowane wszystkie strony, będące uczestnikami rynku ciepła, ponieważ poszczególne realizowane działania są od siebie uzależnione. Ciężar transformacji nie powinien spoczywać wyłącznie na wytwórcach ciepła, co mogłoby wynikać z podstawowego wymogu związanego z koniecznością zmiany miksu energetycznego w systemach ciepłowniczych, ale i na operatorach sieci ciepłowniczej (dostosowanie do zmiany parametrów nośnika ciepła) czy odbiorcach końcowych (działania w zakresie termomodernizacji budynków i modernizacji instalacji odbiorczych), które łącznie wpłyną na optymalizacji kosztów dekarbonizacji, wpływając m.in. na poziom zapotrzebowania na ciepło, czy pozwolą na jak najbardziej efektywne przesyłanie, dystrybucję i rozprowadzenie ciepła o obniżanych parametrach.

Istotną rolę w procesie pełnić będą również decydenci, którzy mogą w dużym stopniu wesprzeć dekarbonizację sektora ciepłownictwa systemowego poprzez wprowadzanie przepisów usprawniających realizację procesów inwestycyjnych na tak dużą skalę oraz dostosowujących wymogi techniczne do stosowanych rozwiązań technologicznych.

# 8. Case study w formie scenariuszy referencyjnych dla systemów ciepłowniczych o różnych mocach

Celem poniższych Case Study jest przedstawienie możliwości wykorzystania Power to Heat w trzech istniejących systemach ciepłowniczych, różniących się wielkością tj. mały, średni i duży system. W każdym przypadku analizowano transformację obecnych układów w kontekście spełnienia wymogów regulacyjnych, w tym przede wszystkim – nowe kryteria dla efektywnych systemów ciepłowniczych, przy zachowaniu ciągłości dostaw ciepła oraz lokalne uwarunkowania.

Przedstawione poniżej możliwe scenariusze inwestycyjne, prowadzą do osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, co w konsekwencji zmniejsza zagrożenie polegające na ryzyku odłączania się klientów od sieci ciepłowniczej na rzecz wytwarzania ciepła z własnych źródeł. Jednocześnie są korzystne z punktu widzenia odbiorców ciepła systemowego, gdyż pozwalają zapewnić optymalizację cen ciepła. Ponadto, realizacja inwestycji wpłynęłaby korzystnie na środowisko naturalne ze względu na redukcję emisji dwutlenku węgla oraz innych szkodliwych substancji, które powstają podczas spalania paliw kopalnych.

Rezultaty Case Study mogą być przydatne, w kontekście formułowania planów inwestycyjnych w zakresie transformacji systemów ciepłowniczych pod kątem wykorzystania potencjału technologii Power to Heat.

## 8.1. System ciepłowniczy w Krakowie - PGE Energia Ciepła S.A.

**UWAGA:** przygotowane studium przypadku nie powinno być traktowane jako przyjęty plan transformacji aktywów w Krakowie oraz jako finalne, najbardziej optymalne z punktu widzenia doboru jednostek produkcyjnych opracowanie. Celem tej analizy jest wskazanie jednoznacznie pozytywnego wpływu zwiększania udziału jednostek P2H na postawione kryterium oceny ekonomicznej, czyli LCOH.

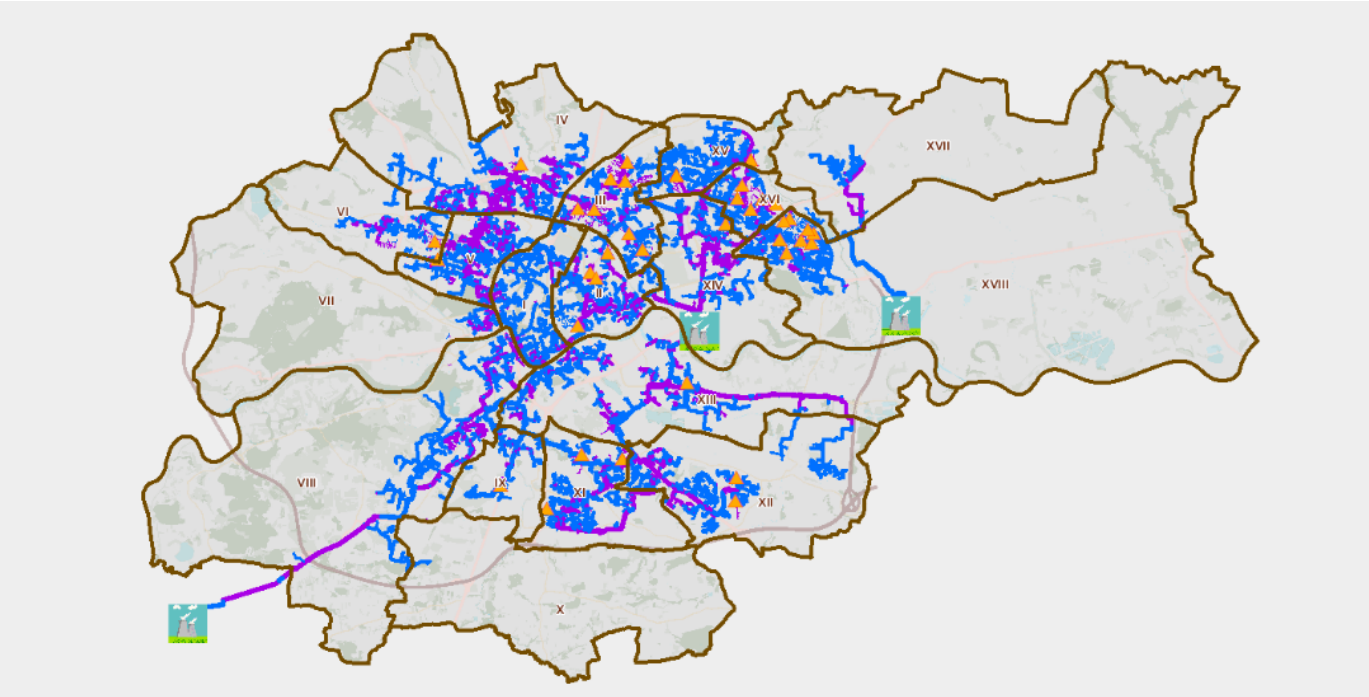
### Opis ogólny

Miasto Kraków położone jest w południowej części Polski, w województwie małopolskim. Rozciągłość południkowa wynosi ok. 18 kilometrów, natomiast równoleżnikowa ok. 31 km. Powierzchnia miasta wynosi 327 km$^2$. Liczba mieszkańców miasta to 706 065[33].

Zaspokojenie potrzeb cieplnych miasta Krakowa odbywa się poprzez wykorzystanie ciepła sieciowego, lokalnych kotłowni oraz indywidualnych źródeł ciepła. Dystrybutorem ciepła sieciowego w Krakowie jest Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej S.A. (dalej: MPEC). System ciepłowniczy obejmuje swym zasięgiem obszar Miasta Krakowa oraz Skawinę i zapewnia dostawy ciepła do około 65% mieszkańców na terenie Krakowa.

Długość sieci ciepłowniczej[34] wynosi 929,3 km, z czego ponad 60% wykonane jest w technologii rur preizolowanych. W systemie znajduje się około 6000 komór ciepłowniczych, 3 obiekty zapewniające utrzymanie ciśnienia czynnika oraz 45 zautomatyzowanych grupowych stacji wymiennikowych. Wielkość mocy zamówionej w 2023 roku wynosiła 1 742 MW.

**Rysunek 30. Mapa sieci ciepłowniczej na terenie Krakowa oraz lokalizacje centralnych źródeł ciepła i stacje wymienników ciepła. Kolorem niebieskim zaznaczono odcinki sieci ciepłowniczej wykonane w technologii preizolowanej, natomiast kolorem fioletowym w technologii preizolowanej.**



Dostawcami ciepła do miejskiego systemu ciepłowniczego na terenie Krakowa są trzy przedsiębiorstwa (dane za rok 2022):

- PGE Energia Ciepła S.A. (dalej: PGE EC) - 68,8% udziału energii dostarczonej w rynku ciepła sieciowego,
- CEZ Skawina S.A. - 22,7% udziału energii dostarczonej w rynku ciepła sieciowego,
- Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów (dalej: ZTPO) - 8,5% udziału energii dostarczonej w rynku ciepła sieciowego.

Dystrybucja ciepła odbywa się poprzez miejską siecią ciepłowniczą należącą do MPEC, w której ze źródła PGE EC wyprowadzenie gorącej wody realizowane jest przez magistrale ciepłownicze: wschodnią, zachodnią, północną i południową z udziałem komory mieszania wody sieciowej. Obszary zasilania systemu z poszczególnych źródeł są ustalane przez Dystrybutora i z uwagi na specyfikę pracy ZTPO (praca w podstawie) są różne w okresie sezonu grzewczego i poza sezonem grzewczym. Energia elektryczna kierowana jest do krajowego systemu energetycznego. Na rysunkach nr 2 i 3 przedstawiono strukturę poglądową podziału obszarów zasilania miejskiej sieci ciepłowniczej z zabudowanych jednostek wytwórczych w sezonie grzewczym oraz poza sezonem grzewczym.

Łączna sprzedaż ciepła do odbiorców końcowych na terenie obejmującym swoim zasięgiem miejską sieć ciepłownicza w Krakowie przedstawia się następująco:

| MSC | Jedn. | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Kraków | GJ | 8 809 680 | 9 978 951 | 9 508 130 | 9 459 322 | 9 750 900 | 11 068 707 |

Aktualnie dominującym paliwem w strukturze wytwarzania ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej w Krakowie jest węgiel kamienny (ok. 90% strumienia wytworzonego ciepła). 9% ciepła wytwarzane jest z odpadów komunalnych, natomiast 1% stanowią pozostałe źródła energii, w tym odnawialne oraz olej opałowy.

W chwili obecnej, krakowski oddział PGE EC wyposażony jest w 4 bloki energetyczne opalane węglem kamiennym: dwa bloki upustowo-kondensacyjne BC-90 nr 1 i nr 2 oraz dwa bloki upustowo-przeciwprężne BC-100 nr 3 i nr 4, zdolne do generacji mocy cieplnej do sieci odpowiednio 2 x 158 $MW_t$ oraz 2 x 191 $MW_t$. Na terenie Zakładu znajduje się również kotłownia rezerwowo-szczytowa (dalej: KRS), obejmująca kotły wodne opalane olejem lekkim, pracujące w szczytowym okresie zapotrzebowania na ciepło z mocy maksymalną do 280 $MW_t$. Źródło dodatkowo wyposażone jest w akumulator ciepła o pojemności roboczej 18 000 $m^3$, który współpracuje z blokami węglowymi. W przyszłości przewiduje się zapewnienie możliwości współpracy istniejącego akumulatora ciepła z planowanymi do zabudowy jednostkami wytwórczymi, w tym jednostkami P2H.

Celem wypełnienia zobowiązań regulacyjnych oraz biorąc pod uwagę lokalne uwarunkowania, transformacja systemu ciepłowniczego w Krakowie może polegać na wykorzystaniu potencjału jednostek P2H do produkcji ciepła. W Krakowie zlokalizowane są dwie oczyszczalnie ścieków, a z uwagi na parametry jakościowo-ilościowe ścieki komunalne stanowić mogą stabilne dolne źródło ciepła. Ponadto, istnieje możliwość wykorzystania potencjału energii skumulowanej w wodzie rzecznej z Wisły poza okresem z ograniczonym parametrem temperatury.

Z uwagi na brak pełnych informacji o zamiarach wszystkich podmiotów uczestniczących w krakowskim rynku ciepła, analizie poddano źródło należące do PGE EC wraz z aktualnym obszarem zasilania miejskiej sieci ciepłowniczej. Dla uprosz-

33 Źródło: https://www.bip.krakow.pl

34 Dane za 2023 rok.

czenia analiza zakłada, że procentowe udziały w rynku nie ulegną zmianie w kolejnych latach.

Aktualnie w ramach powołanego w PGE EC projektu, realizowana jest etapowa transformacja źródła EC Kraków. Pierwszy etap projektu zakłada realizację jednostki kogeneracyjnej gazowej o mocy ok. 50 $MW_t$ oraz jednostki odnawialnego źródła energii, opartego o pompy ciepła z dolnym źródłem ciepła w wodzie rzecznej z Wisły. Ze względu na konieczność zapewnienia ciągłości dostaw ciepła, proces ten musi rozpocząć się od budowy nowych źródeł, czasowej równoległej pracy z obecnymi, stopniowemu wygaszaniu jednostek węglowych, aż do ich całkowitego zastąpienia nowymi. Kolejne etapy modernizacji aktywów wytwórczych w EC Kraków są w dalszym ciągu przedmiotem analiz, w ślad za zmieniającym się otoczeniem regulacyjnym i rynkowym. Niemniej jednak, w każdym z rozpatrywanych obecnie wariantów transformacji, wyłączenie z eksploatacji obecnych jednostek węglowych planowane jest w latach 2028 (BC1, BC2 i KW5) i 2030 (BC3 i BC4). W ramach kolejnych etapów w latach 2028-2030 planowana jest budowa kolejnych źródeł, w tym nowych źródeł szczytowych w postaci elektrodowych kotłów wodnych a także kotłów gazowych. Podział mocy pomiędzy technologie traktowane, jako źródła szczytowe wytwarzania ciepła będzie uzależniony od możliwości przyłączeniowych po stronie Operatora Sieci Dystrybucyjnej.

Na potrzeby niniejszego raportu zakłada się przedstawienie teoretycznych wariantów, których realizacja może przyczynić się do zwiększania mocy w jednostkach P2H w miksie technologii zastosowanych w EC Kraków. Warianty przedstawione w przedmiotowym case study zakładają zatem zwiększanie wykorzystania jednostek wykorzystujących energię elektryczną do produkcji ciepła celem zbadania ich wpływu na wartość LCOH dla wiodącego źródła ciepła w jednym z największych systemów ciepłowniczych w kraju. Przedstawione warianty porównywane są do scenariusza zakładającego odbudowę mocy wytwórczych w EC Kraków przy wykorzystaniu gazu ziemnego oraz częściowo biomasy.

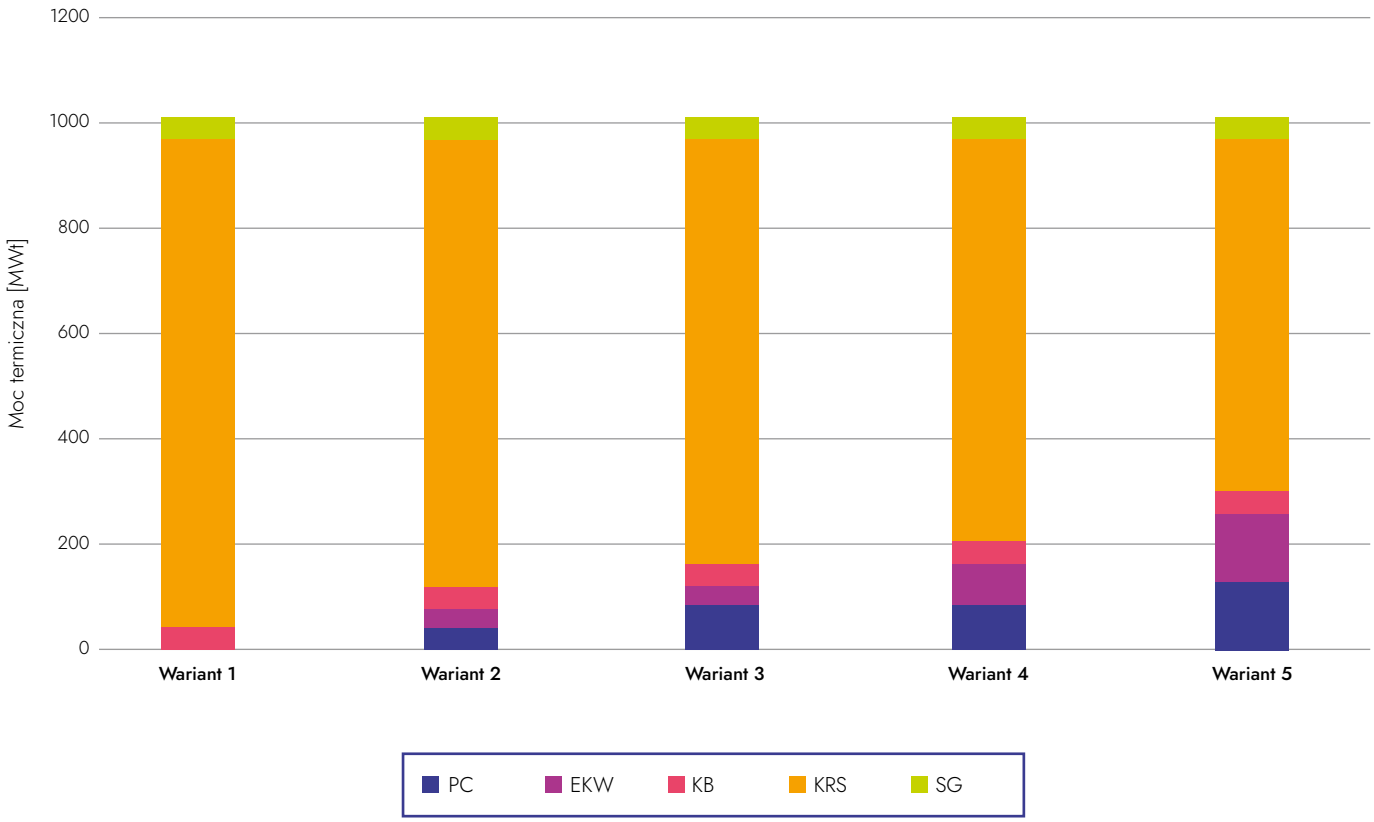
## PODSTAWOWE ZAŁOŻENIA DO ANALIZ

Na potrzeby analiz przyjęto następujące założenia:

- wyłączenie z eksploatacji wszystkich węglowych jednostek w EC Kraków do końca 2026 r.;
- akumulator będzie współpracował z nowymi jednostkami P2H, nie zakłada się modyfikacji układu technologicznego, w tym w szczególności pojemności akumulatora;
- we wszystkich scenariuszach zakłada się budowę źródła kogeneracyjnego gazowego o mocy 50 MW oraz budowę jednostki biomasowej o mocy 50 MW;
- jednostka kogeneracyjna gazowa opisana powyżej wygrała aukcję kogeneracyjną w grudniu 2023 i uzyskuje wsparcie do wysokosprawnej kogeneracji;
- dopełnienie do poziomu prognozowanej mocy zamówionej (1 015 MW) nastąpi poprzez zastosowanie gazowych kotłów wodnych;
- wypełnienie zobowiązań wynikających z zapisów art. 26 Dyrektywy EED (definicja systemu efektywnego energetycznie) dla obszaru zasilania EC Kraków może nastąpić poprzez zmianę paliwa gazowego na zielony gaz, lub uwzględniając, że całość energii elektrycznej zasilającej jednostki P2H pochodzi z energii OZE;
- wielkości CAPEX/OPEX dla technologii opisanych w case study korespondują z benchmarkami PTEZ przygotowanymi na potrzeby niniejszego opracowania;
- dolnym źródłem dla jednostek odnawialnego źródła energii opartego o pompy ciepła jest woda rzeczna z Wisły;
- kotły elektrodowe oraz pompy ciepła zasilane są z sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej;
- jednostki gazowe zasilane z sieci gazowej należącej do Operatora Sieci Gazowej GAZ-SYSTEM;
- w celu uproszczenia analiz dla wszystkich nowych jednostek pierwszy rok eksploatacji wyznaczono na 2027 rok (silniki gazowe, kotły biomasowe, pompy ciepła, kotły elektrodowe i kotły wodne gazowe).

Biorąc pod uwagę powyższe założenia opracowano 5 teoretycznych wariantów rozwoju P2H w Elektrociepłowni Kraków:

**Rysunek 31. Warianty rozwoju Power to Heat w Elektrociepłowni Kraków**




## Wariant 1

Stanowi wariant odniesienia i pokazuje układ pracy urządzeń bez wykorzystania P2H: silniki gazowe 50 $MW_t$ i 50 $MW_e$, kotły biomasowe 50 $MW_t$ oraz kotły wodne gazowe 915 $MW_t$.

## Wariant 2

Pokazuje aktualne plany zastosowania P2H w EC Kraków: silniki gazowe 50 $MW_t$ i 50 $MW_e$, kotły biomasowe 50 $MW_t$, kotły wodne gazowe 830 $MW_t$, pompy ciepła 50 $MW_t$ oraz kotły elektrodowe 35 $MW_t$.

## Wariant 3

Zakłada zwiększenie mocy w pompach ciepła: silniki gazowe 50 $MW_t$ i 50 $MW_e$, kotły biomasowe 50 $MW_t$, kotły wodne gazowe 730 $MW_t$, pompy ciepła 100 $MW_t$ oraz kotły elektrodowe 35 $MW_t$.

## Wariant 4

Zakłada zwiększenie mocy w pompach ciepła i kotłach elektrodowych: silniki gazowe 50 $MW_t$ i 50 $MW_e$, kotły biomasowe 50 $MW_t$, kotły wodne gazowe 715 $MW_t$, pompy ciepła 100 $MW_t$ oraz kotły elektrodowe 100 $MW_t$.

## Wariant 5

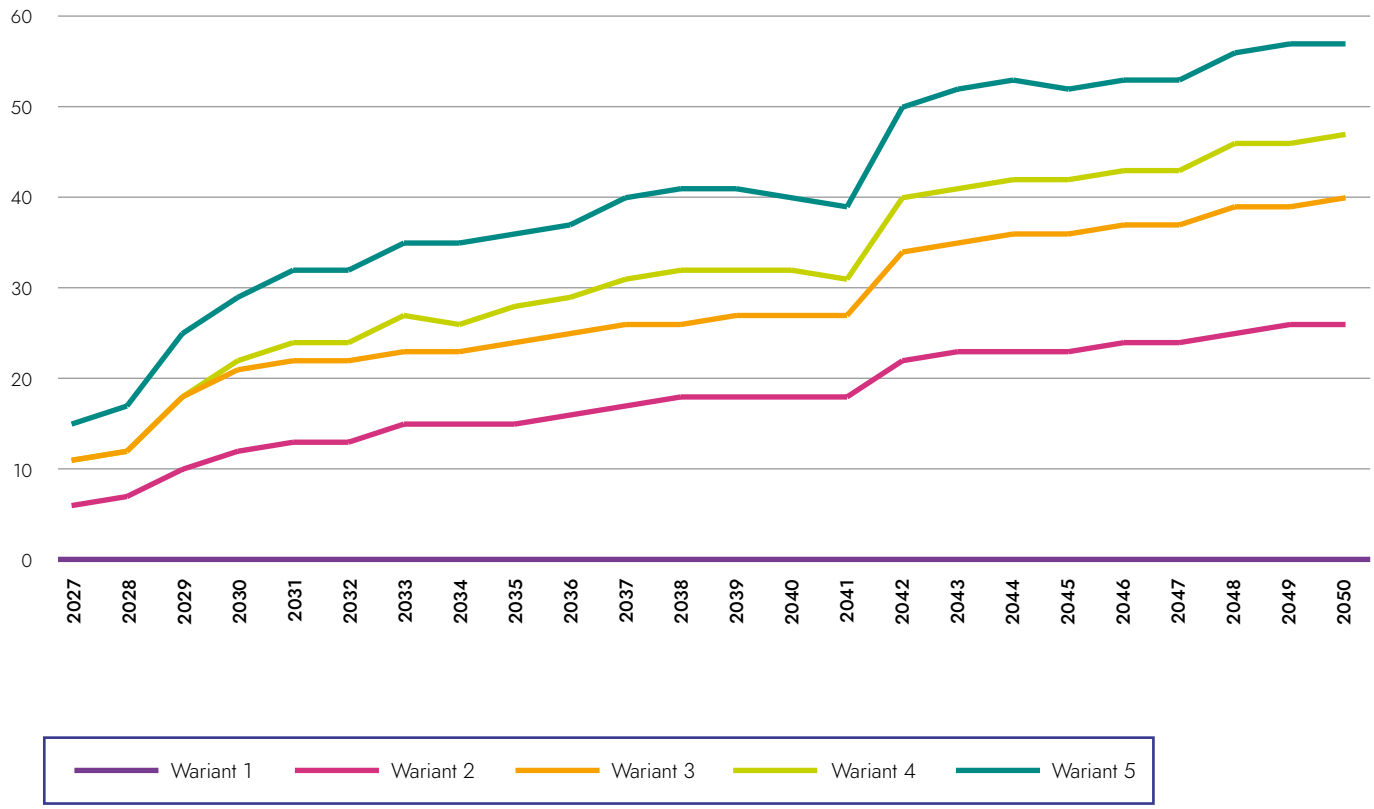
Zakłada największe zwiększenie mocy w pompach ciepła i kotłach elektrodowych: silniki gazowe 50 $MW_t$ i 50 $MW_e$, kotły biomasowe 50 $MW_t$, kotły wodne gazowe 615 $MW_t$, pompy ciepła 150 $MW_t$ oraz kotły elektrodowe 150 $MW_t$.

Tak przygotowane stosy urządzeń dla poszczególnych wariantów poddano działaniu modelu techniczno-ekonomicznego, który określił z rozdzielczością godzinową najbardziej korzystny scenariusz produkcji pod kątem jednostkowego kosztu wytworzenia ciepła w danej godzinie.

Na poniższym wykresie widać stopniowy wzrost udziału P2H w sprzedaży ciepła EC Kraków, który jest spowodowany następującymi czynnikami:

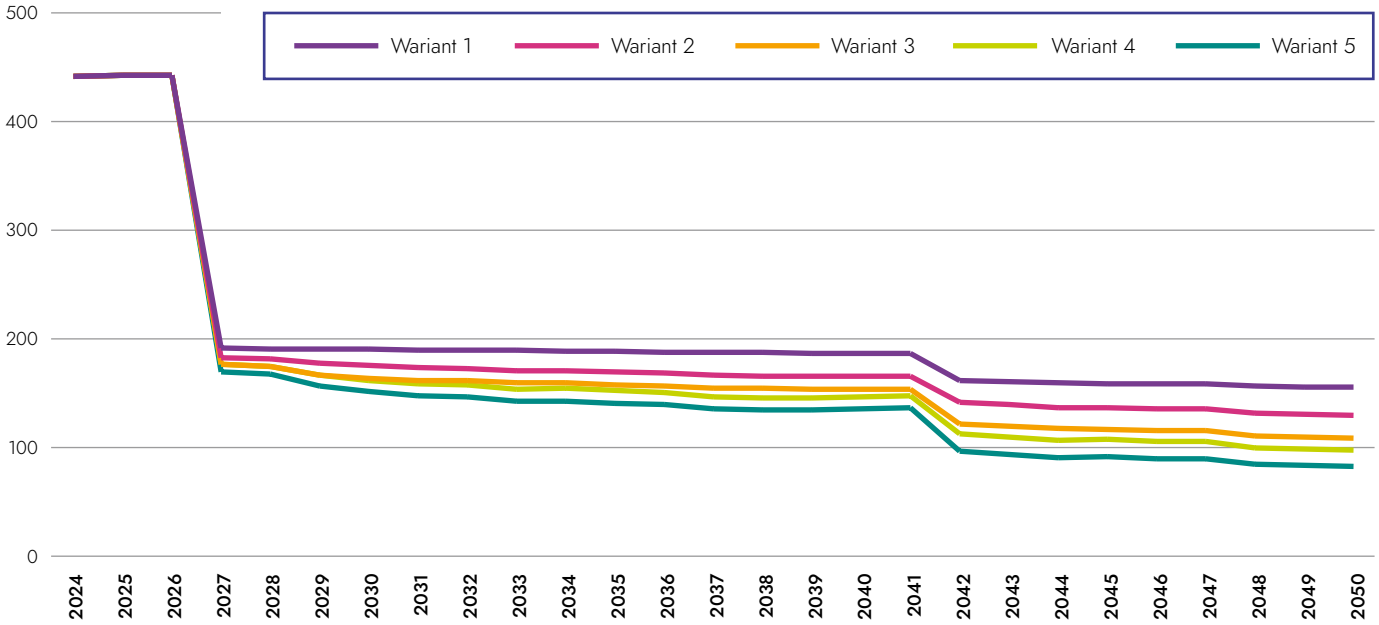
- obniżającym się stopniowo kosztem wytworzenia ciepła na pompach ciepła względem innych technologii;
- stopniowym zwiększaniem zapotrzebowania na ciepło w podstawie rynku, spowodowanego prognozowanym poszerzaniem zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową;
- po zakończeniu otrzymywania wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (lata 2027-2041), koszt wytworzenia ciepła na pompach ciepła staje się zdecydowanie bardziej konkurencyjny od produkcji na silnikach gazowych, co powoduje dodatkowe uwolnienie rynku ciepła dla tej technologii;
- po roku 2030 pojawia się na rynku energii elektrycznej coraz więcej godzin z ceną pozwalającą na uruchomienie kotłów elektrodowych po niskim koszcie wytworzenia ciepła. Źródła te dodatkowo mogą stabilizować pracę systemu elektroenergetycznego w okresach zwiększonej produkcji energii elektrycznej ze źródeł OZE.

**Udział P2H w sprzedaży ciepła EC Kraków [%]**



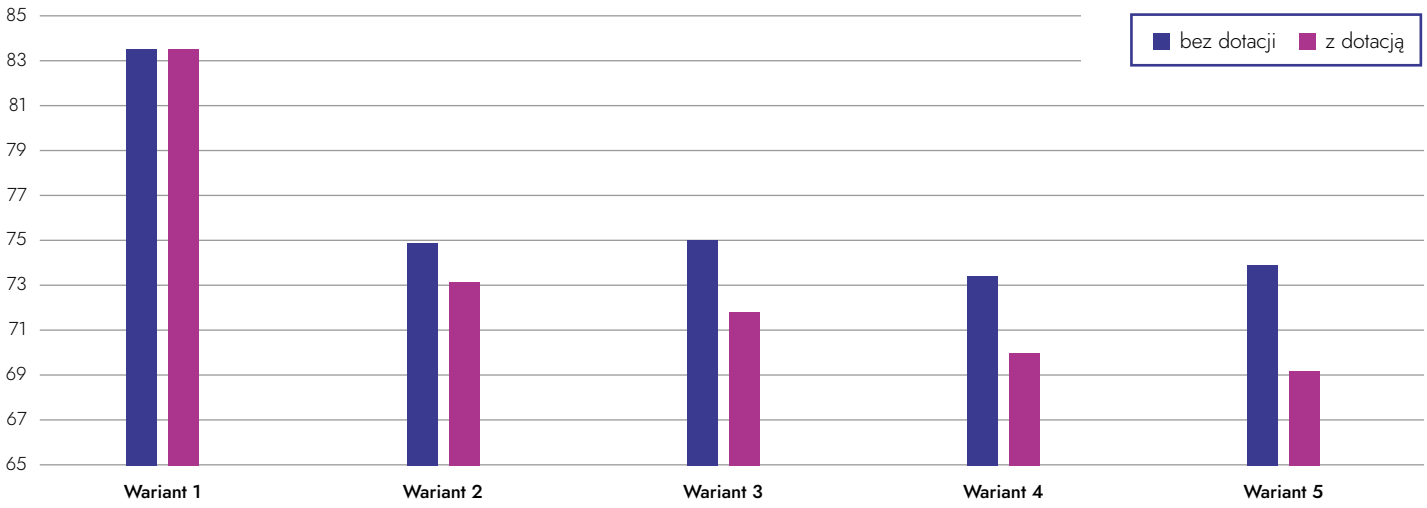
Efekt zwiększania produkcji ze źródeł P2H będzie powodował również większą redukcję wartości wskaźnika emisyjności $CO_2$:

**Emisyjność $CO_2$ [kg/MWh]**




Przekładając powyższe efekty na kształtowanie się wartości LCOH, która odzwierciedla zarówno operacyjny, jak i kapitałowy koszt wytworzenia ciepła, można wywnioskować, że zastosowanie technologii P2H - mimo wyższych nakładów inwestycyjnych - pozwala na widoczne obniżenie ceny ciepła. Efekt ten dodatkowo powiększa możliwość otrzymania dotacji dla pomp ciepła (w analizie założono dotację na poziomie 45% CAPEX), które pozwolą nie tylko na zwiększenie możliwości inwestycyjnych ciepłowni i elektrociepłowni, ale także będą torowały ścieżkę do obniżania cen ciepła w długim okresie.

**Porównanie LCOH [PLN'23/GJ]**



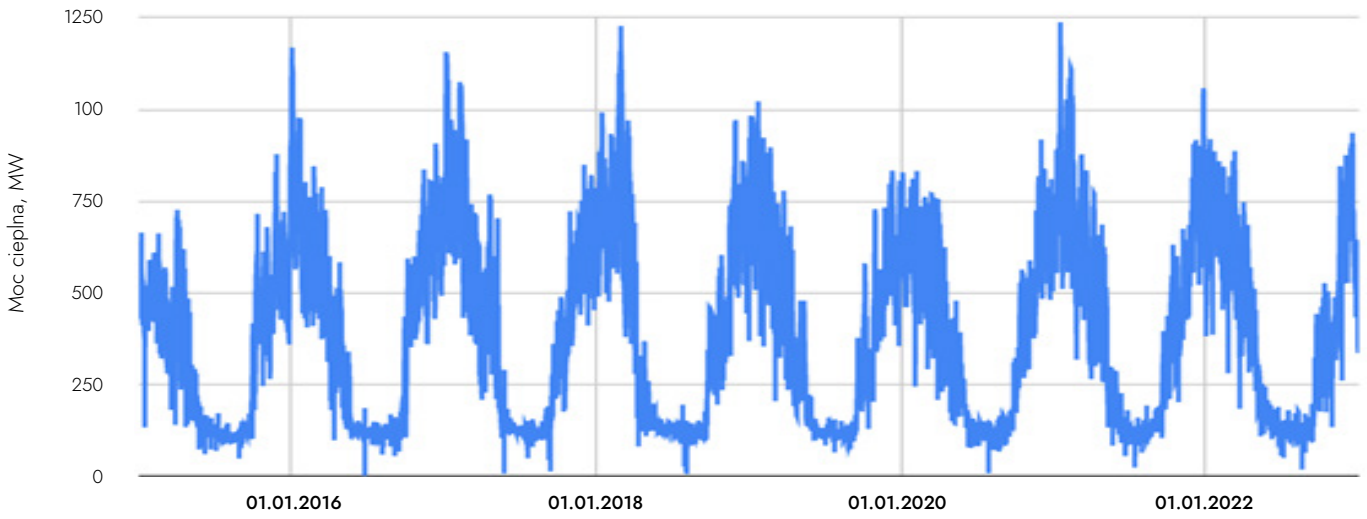
## 8.2. System ciepłowniczy w Łodzi - Veolia Energia Łódź S.A.[35]

**UWAGA:** Niniejszy materiał przedstawia jeden z rozważanych scenariuszy dekarbonizacji dla łódzkiego systemu ciepłowniczego.

### Opis ogólny

Spółka zależna, Veolia Energia Łódź S.A., jest właścicielem i operatorem sieci ciepłowniczej oraz dwóch zasilających ją elektrociepłowni w Łodzi - EC3 i EC4. Na sieć składa się ponad 860 km rurociągów, magistral, sieci rozdzielczej i przyłączeniowej w Łodzi i Konstantynowie Łódzkim. W ramach sieci jest ponad 10 000 węzłów, 1 400 komór i 3 przepompownie. W EC3 zainstalowanych jest 5 kotłów parowych opalanych pyłem węglowym, jeden kocioł parowy (wytwornica pary) opalany olejem opałowym lekkim oraz 1 kocioł wodny opalany również olejem lekkim. W EC4 zainstalowane są 2 kotły parowe opalane węglem, 1 kocioł parowy opalany biomasą, 1 kocioł parowy (wytwornica pary) opalany olejem opałowym lekkim oraz 3 kotły wodne opalane węglem. Moc cieplna EC3 osiągalna (chwilowa) wynosi 576 MW, a EC4 osiągalna - 820 MW. Poniższy wykres przedstawia zapotrzebowanie na ciepło w całej sieci ciepłowniczej Łodzi z ostatnich kilku lat.

**Rysunek 32. Wykres zmienności zapotrzebowania na moc cieplną w sieci ciepłowniczej w Łodzi**




Pomimo prognozowanego spadku zapotrzebowania na ciepło trend wynosi ± 0 MW₍h - nowi klienci są podłączani, wykonuje się modernizacje, niektórzy klienci się odłączają, jednak zapotrzebowanie utrzymuje się na stałym poziomie. Takie założenie przyjęto dla potrzeb niniejszego opracowania.

#### PODSTAWOWE ZAŁOŻENIA DO ANALIZ

W ramach projektu Veolii Energia Polska dotyczącego prac nad koncepcjami mającymi na celu dekarbonizację oraz osiągnięcie neutralności klimatycznej opracowano kilkanaście scenariuszy modernizacji systemu ciepłowniczego miasta Łodzi.

35 Na podstawie opracowania Energopomiaru Sp. z o.o. dla Veolia

W poniższym punkcie został przedstawiony jeden z nich, wykorzystujący technologię Power to Heat - Scenariusz "średni" - SE. Scenariusz średni (SE) uwzględniał następujące aspekty:

- wyłączenie z eksploatacji wszystkich węglowych jednostek w 2030 jest warunkiem koniecznym (coal exit 2030),
- uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego jest wymagane,
- spełnienie regulacji Taksonomii UE (punktu 4.30 rozporządzenia UE dot. taksonomii dot. wysokosprawnych jednostek kogeneracyjnych).

W scenariuszu SE ze względu na wymóg „coal exit 2030" przyjęto, że jednostki wytwórcze będą eksploatowane na węglu maksymalnie do 2030 r.

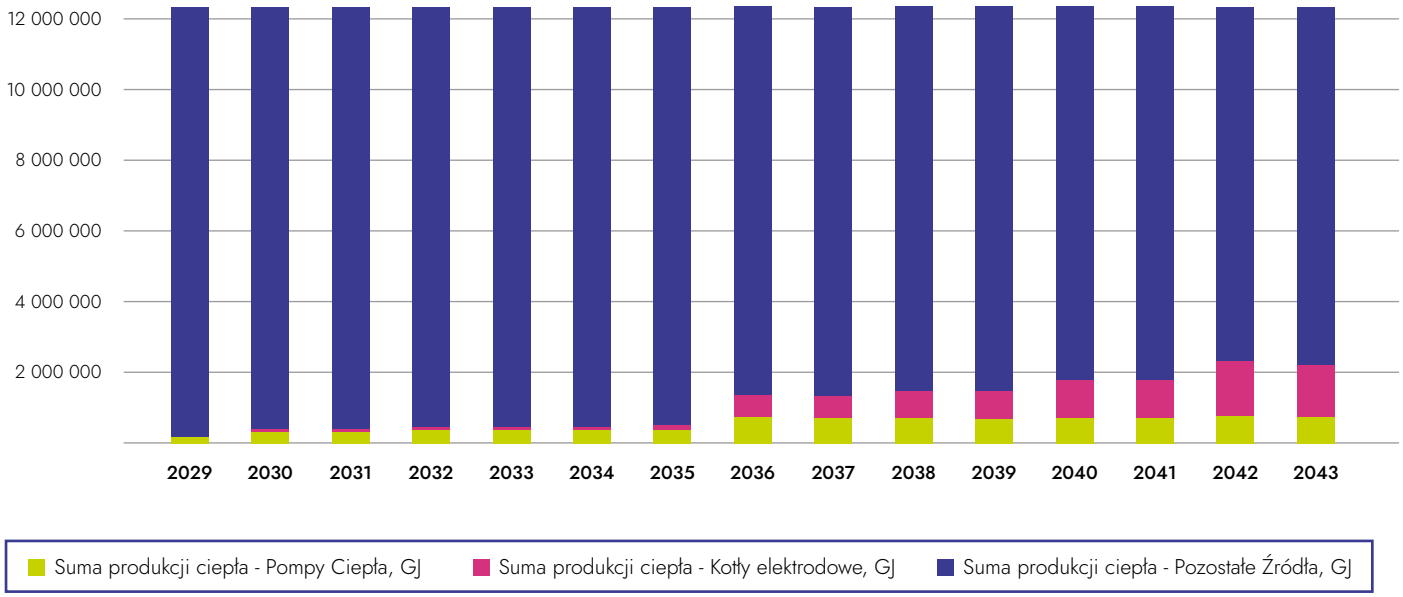
## OGÓLNE ZAŁOŻENIA DOT. SCENARIUSZA SE:

- Wyłączenie bloków węglowych na EC3
- Budowa bloku gazowego CHP na EC3 o mocy cieplnej 170 MWt
- Budowa bloku gazowego CHP na EC4 o mocy cieplnej 170 MWt
- Budowa Zakładu Odzysku Energii (ZOE) z odpadów na terenie EC4
- Zastąpienie kotłów wodnych węglowych na terenie EC4 gazowymi kotłami wodnymi o niższej mocy
- Budowa akumulatora ciepła na EC4 o pojemności ok. 30 000 $m^3$
- Budowa 2. kotłów elektrodowych na EC3 o mocy 35 $MW_t$ każdy.
- Konwersja kotła węglowego (EC4) na pelety
- Budowa 2. kotłów elektrodowych na EC4 o mocy 35 $MW_t$ każdy
- Spalanie biometanu w jednostkach gazowych od 2036 r. (wymóg Taksonomii).
- Odzysk ciepła (ścieki komunalne, przemysł) - budowa pomp ciepła o łącznej mocy 35 $MW_t$.
- Wielkości CAPEX/OPEX dla technologii opisanych w case study korespondują z benchmarkami Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych przygotowanymi na potrzeby niniejszego opracowania.

Łączna planowana moc zainstalowana w technologii Power to Heat wynosi dla tego scenariusza docelowo 175 $MW_t$.

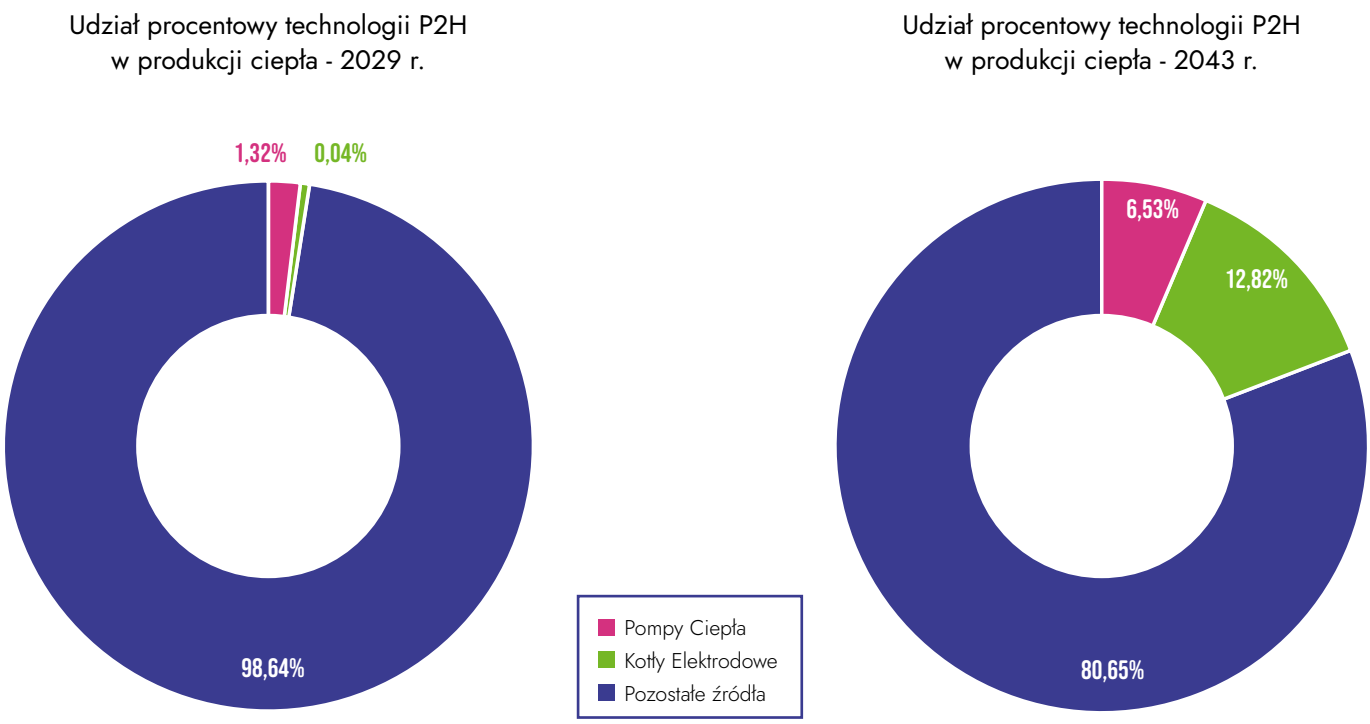
W tabeli poniżej przedstawiono sugerowaną konfigurację pracy poszczególnych urządzeń w tym scenariuszu w poszczególnych latach analizy. [2] Udział wykorzystania technologii Power to Heat w prognozowanej produkcji ciepła, w tym scenariuszu od momentu wprowadzenia ich zastosowania tj. od roku 2029 do roku 2043 wynosi:

**Rysunek 33. Udział technologii P2H w produkcji ciepła od momentu ich wprowadzenia do miksu produkcyjnego, dla scenariusza SE**



Poniżej przedstawiono porównanie jak wzrasta udział technologii Power to Heat w omawianym scenariuszu w pierwszym roku wprowadzenia ich do miksu produkcyjnego, a rokiem docelowym analizy tj. rokiem 2043.

**Rysunek 34. Porównanie procentowego udziału technologii P2H w produkcji ciepła pomiędzy pierwszym rokiem wprowadzenia do miksu produkcyjnego a ostatnim, docelowym rokiem analizy, dla scenariusza SE**




W scenariuszu SE oprócz pompy ciepła zainstalowanej w Zakładzie Wodociągów i Kanalizacji (odzysk ciepła ze ścieków) oraz pomp ciepła odzyskujących ciepło z przemysłu (zlokalizowane w południowej części miasta 2 x 5 $MW_t$ - jedna przy Konstantynowie Łódzkim, druga w południowo wschodniej części miasta), wszystkie jednostki wytwórcze zlokalizowane są na terenie zakładu EC3 i EC4.

## 8.3. System ciepłowniczy w Siemianowicach Śląskich - TAURON Ciepło sp. z o.o.

**UWAGA:** Projekt, przedstawiony w niniejszym materiale, jest na etapie analiz i nie podjęto, na moment przygotowania niniejszego raportu, jakichkolwiek decyzji o przystąpieniu do jego realizacji w założonym zakresie. W związku z powyższym, opisane przedsięwzięcie należy obecnie traktować wyłącznie jako koncepcję.

## Opis ogólny

Projekt, stanowiący przedmiot niniejszego opracowania, odnosi się do ciepłowni lokalnej zasilającej „wyspowy" system ciepłowniczy, eksploatowany przez TAURON Ciepło sp. z o.o. na terenie miasta Siemianowice Śląskie.

Przedmiotowa Ciepłownia Bańgów zlokalizowana jest w północnej części miasta Siemianowice Śląskie, na terenie o powierzchni ok. 13,8 tys. $m^2$, w niedalekim sąsiedztwie szybu kopalnianego „Bańgów", będącego własnością Spółki Restrukturyzacji Kopalń, który to szyb służy obecnie do wypompowywania wody dołowej.

Lokalizacja ww. obiektów została przedstawiona na poniższym zdjęciu.

Na terenie Ciepłowni „Bańgów" funkcjonowała w przeszłości kotłownia węglowa, która została w pełni zastąpiona kotłami gazowymi (w zabudowie kontenerowej) – obecnie ciepłownia składa się z trzech kotłów gazowych (o łącznej mocy 7 $MW_t$), stanowiących wyłączne źródło zasilania dla lokalnego systemu ciepłowniczego.

Bazując na dostępnych danych (dotyczą 2022 r.), wskazać należy, że długość sezonu grzewczego w przypadku przedmiotowej lokalizacji wyniosła ok. 235 dni (średnia temperatura otoczenia w tym okresie to 3,5 °C). Roczna produkcja ciepła osiągnęła zaś poziom 34,4 TJ, przy mocy zamówionej kształtującej się na poziomie 3,8 MW. Największa produkcja została odnotowana w styczniu – 5099 GJ, natomiast najmniejsze zapotrzebowanie na ciepło miało miejsce w sierpniu, kiedy to wyprodukowano 1089 GJ. Moc cieplna kotłowni poza okresem grzewczym (tylko c.w.u.) wynosi ok. 450-550 $kW_t$, natomiast szczytowa moc chwilowa osiąga wartość 2,75 $MW_t$.

Należy zaznaczyć, że Spółka identyfikuje potencjał rozwoju lokalnego rynku ciepła, co znajduje swoje odzwierciedlenie w prognozowanym wzroście mocy zamówionej.

**Rysunek 35. Lokalizacja obiektów na terenie Siemianowic Śląskich[36]**

36 TAURON Ciepło sp. z o.o.

## PODSTAWOWE ZAŁOŻENIA DO ANALIZY

Zakładany proces transformacji Ciepłowni „Bańgów" polegałby na budowie instalacji do produkcji energii cieplnej wykorzystującej, z jednej strony energię promieniowania słonecznego (farma PV), natomiast z drugiej strony – energię odpadową z systemu odwadniania nieczynnej kopalni (szyb „Bańgów"). Budowa ww. źródła – współpracującego z istniejącą kotłownią gazową – pozwoliłaby spełnić, w przypadku ww. lokalizacji, kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Podkreślić zatem należy, że uzyskanie przez przedmiotowy system ciepłowniczy statusu systemu efektywnego stanowi jedno z głównych założeń leżących u podstaw opracowania koncepcji projektu.

**W skład planowanego układu technologicznego weszłyby:**

- dwie pompy ciepła o mocy 1,2 $MW_t$ każda;
- farma fotowoltaiczna o mocy ok. 0,7 MWp, rozlokowana na powierzchni gruntu ok. 8 200 $m^2$;
- dwuprzewodowy rurociąg doprowadzający do instalacji wodę kopalnianą wydobywaną;
- z pobliskiego szybu nieczynnej kopalni i zwracający wodę po wykorzystaniu;
- niezbędna infrastruktura budowlana;
- przyłącza, armatura i instalacje zapewniające współpracę z istniejącą kotłownią gazową i siecią ciepłowniczą, a także siecią energetyczną;
- układy sterowania i automatyki wraz z niezbędnym oprogramowaniem.

Zakłada się, że podstawowym źródłem zasilania pomp ciepła będzie energia pochodząca z instalacji PV, w drugiej kolejności byłaby to energia elektryczna z sieci, natomiast kotłownia gazowa będzie uzupełniała cały układ w okresach braku mocy lub/i czynnika temperaturowego nośnika ciepła (dolne źródło ciepła).

Kluczowym parametrem eksploatacyjnym nowego źródła byłaby maksymalizacja produkcji energii, kwalifikowanej jako OZE. Założono, że produkcja ciepła z „zielonej" energii ma osiągnąć udział powyżej 50% całościowej energii kierowanej do lokalnego systemu ciepłowniczego, dzięki czemu osiągnie on status systemu efektywnego energetycznie.

**W wyniku realizacji projektu, wytwarzanie energii w Ciepłowni odbywałoby się na trzy sposoby:**

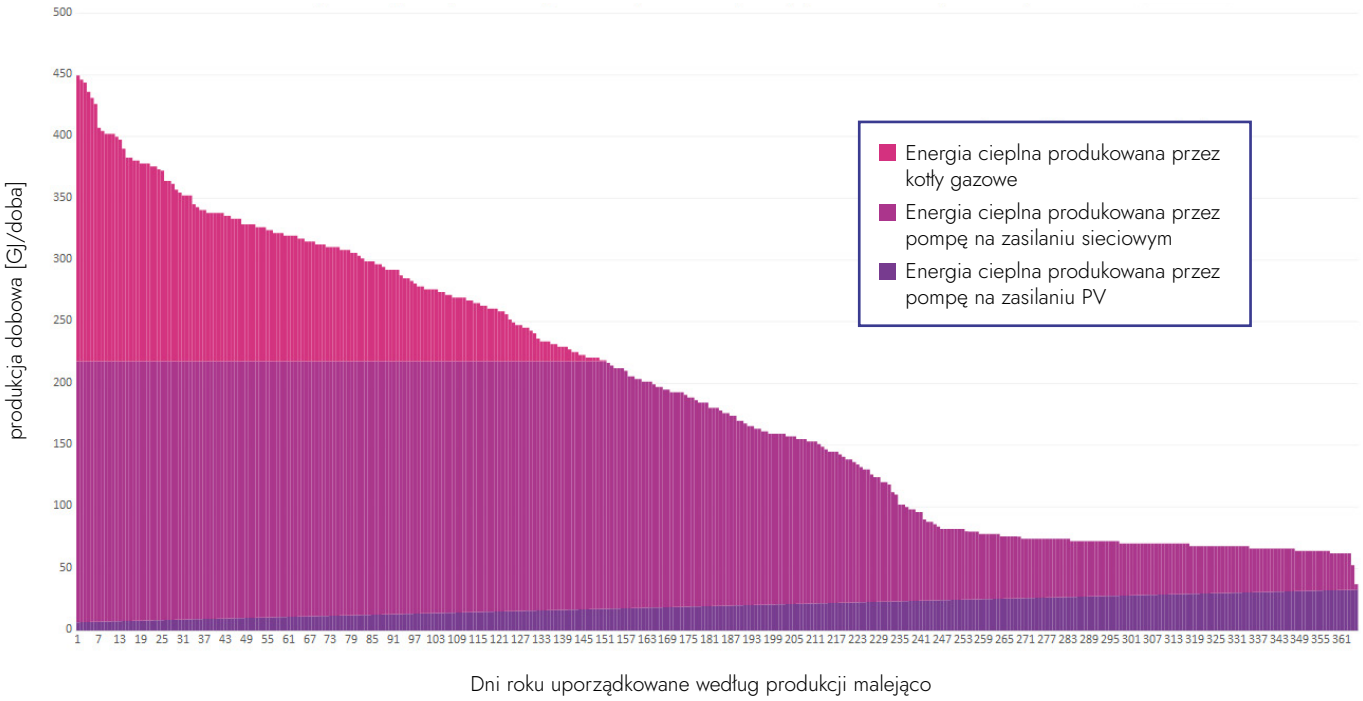
- produkcja przez pompy ciepła na zasilaniu z farmy PV;
- produkcja przez pompy ciepła na zasilaniu sieciowym;
- produkcja przez kotły gazowe.

W zakresie pracy pomp ciepła, na zasilaniu z farmy PV, będzie powstawać średniorocznie ok. 10 – 11% energii cieplnej kierowanej do sieci. Założono, że będzie to energia kwalifikowana w 100% jako pochodząca z OZE (radiacja słoneczna). W związku z powyższym, taka produkcja miałaby absolutny priorytet w stosunku do pozostałych sposobów wytwarzania, które wymieniono powyżej. Moc farmy PV została tak dobrana, aby w okresie letnim, w godzinach szczytowej podaży energii słonecznej, produkcja pomp ciepła na zasilaniu z PV nie przekroczyła zapotrzebowania sieci na ciepło do przygotowania c.w.u.

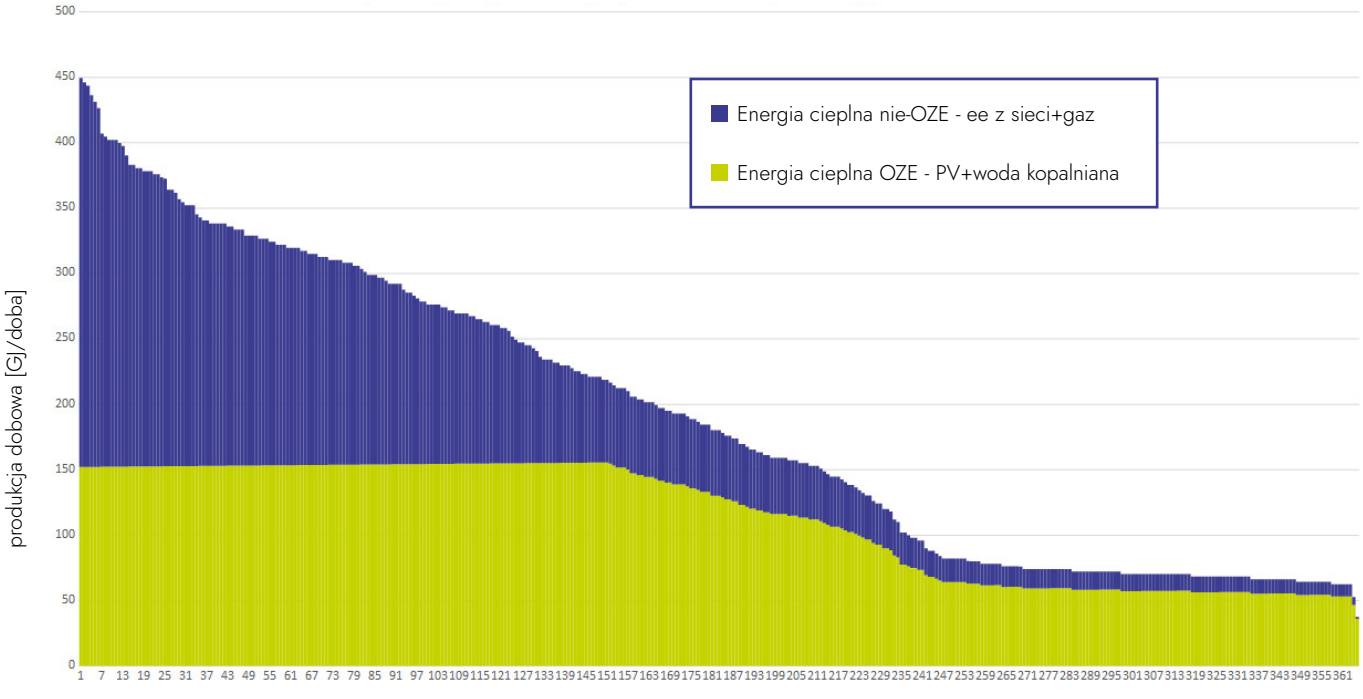
W odniesieniu do pracy pomp ciepła na zasilaniu sieciowym, możliwa byłaby produkcja ciepła nawet na poziomie ok. 70% zapotrzebowania sieci w skali rocznej. Trzeba jednakże zaznaczyć, że taki rodzaj pracy nie zapewniłby ciepła w całości pochodzącego z OZE, jedynie bowiem w części, jaką w bilansie energetycznym pomp stanowi dolne źródło, możemy mówić o OZE, a to – przy wskaźniku COP wynoszącym 3,21 – stanowić będzie ok. 47% ciepła wprowadzonego do sieci. Podsumowując – maksymalny poziom dostaw ciepła do sieci, jaki mógłby być zapewniony z produkcji kwalifikowanej jako OZE wynieść może 57% w skali roku (pozostała część to energia elektryczna zasilająca pompy ciepła i kontenerowa kotłownia gazowa).

Na poniższych wykresach uporządkowanych przedstawiono dobowe zapotrzebowanie na energię, ze wskazaniem szacunkowego udziału ww. rodzajów produkcji oraz udziału „czystego" OZE.

## Wykres uporządkowany - roczny rozkład pracy jednostek wytwórczych




## Wykres uporządkowany z podziałem na produkcję OZE i nie-OZE



## Wnioski z analiz

W ramach przygotowywania koncepcji transformacji Ciepłowni „Bańgów", przeanalizowano (pod względem ekonomicznym i technicznym) cztery warianty opierające się na pompach ciepła, w celu dobrania optymalnego rozwiązania, którego zastosowanie pozwoliłoby na uzyskanie udziału OZE w przedmiotowym systemie ciepłowniczym na poziomie co najmniej 50%.

Przeprowadzona analiza wykazała, iż realizacja dwóch pierwszych wariantów nie pozwoliłaby na osiągnięcie przez system ciepłowniczy statusu efektywnego energetycznie, gdyż udział ciepła kwalifikowanego jako OZE wyniósł poniżej 50%. Pozostałe dwie opcje (tj. 3 i 4) pozwalają z kolei na spełnienie kryteriów określonych w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Podkreślić należy, że kluczową kwestią przy wyborze wariantu był aspekt ekonomiczny – w ramach przeprowadzonej analizy każdy z wariantów porównano pod względem jego opłacalności. W wyniku przeprowadzonej analizy opłacalności najkorzystniejszy okazał się wariant nr 3.

Warto dodatkowo zwrócić uwagę na fakt, iż w przypadku wariantu, zakładającego wykorzystanie wody z szybu kopalnianego, można liczyć na stabilną temperaturę, co pozwoliłoby na uzyskanie wyższego wskaźnika COP.

W przypadku dolnego źródła w postaci wody z rzeki, należy w analizach uwzględnić zmienność temperatury oraz czasowe ograniczenie możliwości wykorzystania takiej wody w okresie zbyt niskich temperatur.

## Szacowany budżet potencjalnego projektu

W oparciu o przyjęte w Raporcie PTEZ założenia w zakresie jednostkowego wskaźnika CAPEX dla pomp ciepła, oszacowano, że całkowity budżet przedmiotowego projektu kształtowałby się na poziomie ok. 17,5 mln zł, przy czym koszt pomp ciepła (wraz z kompletną instalacją, wymaganą armaturą, przyłączem, układem sterowania i innymi niezbędnymi do eksploatacji elementami) wyniósłby ok. 13,2 mln zł. W kontekście źródła finansowania nakładów na inwestycję, wstępnie założono, że takie przedsięwzięcie mogłoby zostać objęte dofinansowaniem ze środków pomocowych w ramach dostępnych programów wsparcia (np. Programu FEnIKS lub Programu Priorytetowego „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa").

## Główne etapy działań w ramach potencjalnego projektu

Poniżej przedstawiono główne etapy procesu inwestycyjnego, związanego z realizacją projektu, wraz z orientacyjnym czasem ich trwania:

- opracowanie kompleksowego studium wykonalności – 6 miesięcy;
- przygotowanie postępowania zakupowego na opracowanie dokumentacji projektowej – 3 miesiące;
- opracowanie dokumentacji projektowej przez wykonawcę (wraz z uzyskaniem wszelkich wymaganych zgód i pozwoleń administracyjnych) – 9 miesięcy;
- przygotowanie i przeprowadzenie postępowania zakupowego na roboty budowlane i dostawę urządzeń – 5 miesięcy;
- roboty budowlane wraz z dostawą i montażem urządzeń – 18 miesięcy;
- rozruch, testy i odbiory końcowe – 3 miesiące.

# 9. Załączniki do części głównej raportu

## 9.1. Załącznik nr 1. Kluczowe programy i źródła wsparcia inwestycyjnego projektów w obszarze wytwarzania ciepła z OZE w Polsce (wersja rozszerzona)[37]

### FUNDUSZE EUROPEJSKIE NA INFRASTRUKTURĘ, KLIMAT, ŚRODOWISKO 2021-2027 (FEnIKS) – PROJEKTY W OBSZARZE ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH

| | |
|---|---|
| Najważniejsze typy inwestycji kwalifikujące się do wsparcia | W ramach Działania FENX 02.01 Infrastruktura ciepłownicza, dofinansowanie może zostać przeznaczone zarówno na projekty w zakresie źródeł wytwarzania, jak również projekty dot. inwestycji w sieci ciepłownicze. W przypadku źródeł wytwórczych- wsparcie będzie można uzyskać na przedsięwzięcia dot. wysokosprawnej kogeneracji (w szczególności bazującej na źródłach odnawialnych), oraz magazynów energii. Wsparcie dla magazynów energii elektrycznej i ciepła będzie możliwe także jako samodzielnych inwestycji (w zakresie dopuszczonym przepisami dotyczącymi pomocy publicznej), choć preferowane będzie połączenie źródła i magazynu w jednym projekcie.<br>W ramach Działania FENX.02.02 Rozwój OZE, wspierane są źródła bazujące na energii odnawialnej, służące wytwarzaniu energii elektrycznej lub ciepła. Wsparcie obejmuje także różne typy pomp ciepła, w tym współpracujących z węzłami cieplnymi (układy hybrydowych węzłów cieplnych).<br>W przypadku instalacji wytwarzających ciepło, minimalna moc instalacji kwalifikujących się do wsparcia wynosi:<br>■ **biomasa:** pow. 5 MWt,<br>■ **promieniowanie słoneczne:** pow. 0,5 MWh,<br>■ **geotermia (w tym pompy ciepła):** pow. 0,5 MWh,<br>■ **biogaz:** pow. 0,5 MWh[38].<br>Elementem projektu może być magazyn energii. |
| Budżet Programu/źródła wsparcia | Planowana alokacja środków na Działanie FENX 02.01 Infrastruktura ciepłownicza wynosi 1 183 mln euro.<br>Planowana alokacja w ramach Działania FENX 02.02 Rozwój OZE, wynosi 538 mln euro. |
| Istniejąca/przewidywana forma wsparcia | Zgodnie z dostępnymi informacjami, w przypadku inwestycji w ramach Działania FENX 02.01:<br>■ **w źródła OZE i wysokosprawnej kogeneracji** – wsparcie ma mieć postać instrumentu mieszanego w formie pożyczki (od 51%) i dotacji (do 49% wysokości wsparcia).<br>W ramach Działania FENX 02.02, forma wsparcia może mieć charakter mieszany obejmując, w ramach jednej operacji, dotację i pożyczkę; zakłada się:<br>■ **przypadku energii słonecznej i wiatrowej** – pożyczkę (od 85%) i element dotacyjny w formie umorzenia (do 15% udzielonej wartości wsparcia);<br>■ **w przypadku pozostałych źródeł OZE** – pożyczka (od 51%) i dotacja (do 49% udzielonej wartości pomocy). |
| Ramy czasowe/kluczowe kryteria/warunki | Program realizowany jest w ramach perspektywy finansowanej (wieloletnich ram finansowych) UE na lata 2021-2027.<br>Okres kwalifikowalności wydatków to 01.01.2021 r. –31.12.2029 r.<br>W przypadku konkursów w ramach Programu FEnIKS kluczowym kryterium rankingującym będzie gotowość do realizacji projektu (rozumianego jako posiadanie kompletu zgód i pozwoleń). |
| Forma i terminy naboru | Nabory mają być prowadzone przede wszystkim w trybie konkursowym (wnioski będą składane do NFOŚiGW).<br>Zgodnie z harmonogramem naborów (z dnia 26.04.2024 r.), nie jest jeszcze znany konkretny termin konkursów, dla ostatecznych beneficjentów wsparcia, na projekty w zakresie źródeł wytwórczych w ramach Działania FENX 02.01 oraz w odniesieniu do Działania FENX.02.02 (z wyjątkiem naboru na projekty dot. biometanu). |

37 Opracowanie własne

38 W związku z demarkacją wprowadzoną, w ramach programów z funduszy europejskich na lata 2021-2027, źródła OZE o mocach poniżej ww. progów kwalifikują się do dofinansowania w ramach programów operacyjnych szczebla regionalnego (regionalnych programów operacyjnych), za których realizację odpowiadają samorządy poszczególnych województw. Wsparcie odbywa się także z wykorzystaniem instrumentów finansowych.

## PROGRAMY PRIORYTETOWE NFOŚIGW: "KOGENERACJA DLA CIEPŁOWNICTWA"/„KOGENERACJA POWIATOWA" (ŚRODKI Z FUNDUSZU MODERNIZACYJNEGO)

| | |
|---|---|
| Najważniejsze typy inwestycji kwalifikujące się do wsparcia | Wsparcie w odniesieniu do części 1) Programu „Kogeneracja dla Ciepłownictwa" obejmuje budowę lub/i przebudowę jednostek wytwórczych wysokosprawnej kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 10 MW wraz z podłączeniem ich do sieci, w których do produkcji energii wykorzystuje się m.in.:<br>■ energię ze źródeł odnawialnych,<br>■ ciepło odpadowe,<br>■ paliwa gazowe.<br>W odniesieniu do części 2) Programu „Kogeneracja dla Ciepłownictwa" minimalny poziom mocy zainstalowanej instalacji kwalifikującej się do wsparcia wynosi 1 $MW_t$ (źródła oparte o OZE, ciepło odpadowe lub paliwa gazowe).<br>W przypadku Programu „Kogeneracja powiatowa", wsparciu podlegają inwestycje dotyczące budowy lub/i przebudowy jednostek kogeneracyjnych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 1 MW (opartych o OZE, ciepło odpadowe lub paliwa gazowe).<br>Elementem zakresu projektu może być magazyn ciepła oraz przyłącze do publicznej sieci ciepłowniczej, należące do beneficjenta projektu. |
| Budżet Programu/źródła wsparcia | Budżet Programu „Kogeneracja dla Ciepłownictwa" wynosi 3 000 000 tys. zł, z czego dla:<br>■ bezzwrotnych form dofinansowania — do 1 500 000 tys. zł;<br>■ dla zwrotnych form dofinansowania — do 1 500 000 tys. zł.<br>Budżet Programu „Kogeneracja powiatowa wynosi" 100 000 tys. zł, z czego 500 000 zł jest w formie dotacji a 500 000 zł w formie pożyczek. |
| Istniejąca/przewidywana forma wsparcia | Formami dofinansowania są dotacja i/lub pożyczka (można ubiegać się o jedną lub obie formy wsparcia).<br>Dofinansowanie w formie dotacji może wynieść do 50% kosztów kwalifikowalnych; wsparcia w ramach pożyczki może wynieść do 100% kosztów kwalifikowalnych.<br>Oprocentowanie preferencyjnej pożyczki wynosi WIBOR 3M + 50 pb., nie mniej niż 1,5% w skali roku (w przypadku Programu „Kogeneracja powiatowa" nie jest stosowana marża);<br>Pożyczka może być udzielona na okres nie dłuższy niż 15 lat liczony od daty planowanej wypłaty pierwszej transzy pożyczki, do daty planowanej spłaty ostatniej raty kapitałowej.<br>Okres karencji może wynieść maksymalnie 12 miesięcy od daty zakończenia realizacji inwestycji.<br>Pożyczka nie podlega umorzeniu. |
| Ramy czasowe/kluczowe kryteria/warunki | Programy realizowane są w okresie 2022/2023-2030; środki wydatkowane będą do 31.12.2030 r.<br>Beneficjentami Programu „Kogeneracja dla Ciepłownictwa" mogą być przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii, o zainstalowanej mocy cieplnej i/lub elektrycznej źródeł energii nie mniejszej niż 50 MW, realizujące projekt w ramach systemu ciepłowniczego, o zamówionej mocy cieplnej, na dzień składania wniosku, nie mniejszej niż 50 MW (w przypadku części 2) Programu – nie obowiązuje wymóg dot. mocy źródeł wytwórczych, w odniesieniu do których prowadzona jest działalność gospodarcza).<br>W przypadku Programu „Kogeneracja powiatowa", projekty mogą być realizowane w systemach ciepłowniczych o mocy zamówionej nieprzekraczającej 50 MW.<br>Do dofinansowania kwalifikują się instalacje, z których co najmniej 70% ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce OZE w roku kalendarzowym zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej.<br>Pomoc (we wszystkich formach) na jeden projekt nie może przekraczać progu powodującego obowiązek notyfikacji pomocy (w przypadku projektów dot. wysokosprawnej kogeneracji próg ten wynosi obecnie 30 mln euro). |
| Forma i terminy naboru | Nabór prowadzony jest w trybie ciągłym do wyczerpania puli środków, z zastrzeżeniem ogłoszenia przez NFOŚiGW kolejnych edycji (zgodnie z informacjami, opublikowanymi przez NFOŚiGW, „najbliższe" nabory w ramach obu Programów mają zostać ogłoszone w czerwcu 2024 r. i będą trwać do końca listopada – w przypadku Programu „Kogeneracja powiatowa"/początku grudnia 2024 r.– w przypadku Programu „Kogeneracja dla Ciepłownictwa"). |

## PROGRAM PRIORYTETOWY NFOŚIGW "OZE- ŹRÓDŁO CIEPŁA DLA CIEPŁOWNICTWA" (ŚRODKI Z FUNDUSZU MODERNIZACYJNEGO)

| | |
|---|---|
| Najważniejsze typy inwestycji kwalifikujące się do wsparcia | Wsparcie obejmuje inwestycje dotyczące budowy lub/i przebudowy źródeł o łącznej mocy zainstalowanej co najmniej 2 $MW_t$ (minimalna moc budowanych/rozbudowywanych źródeł OZE nie może być mniejsza niż 2 $MW_t$), w których do produkcji energii cieplnej wykorzystuje się energię z następujących źródeł:<br>■ pompy ciepła,<br>■ kolektory słoneczne,<br>■ geotermia.<br>Elementem zakresu projektu może być magazyn energii oraz przyłącze do publicznej sieci ciepłowniczej należące do beneficjenta projektu. |
| Budżet Programu/źródła wsparcia | Budżet na realizację celu programu wynosi do 2 000 000 tys. zł, w tym:<br>■ **dla bezzwrotnych form dofinansowania** — do 1 430 000 tys. zł;<br>■ **dla zwrotnych form dofinansowania** — do 570 000 tys. zł. |
| Istniejąca/przewidywana forma wsparcia | Dofinansowanie może być udzielane w formie dotacji i/lub pożyczki. Łączna kwota dofinansowania inwestycji nie może przekroczyć 70% kosztów kwalifikowanych inwestycji.<br>Dofinansowanie w formie pożyczki wynosi do 70% kosztów kwalifikowanych.<br>Dofinansowanie w formie dotacji wynosi do 50% kosztów kwalifikowanych.<br>Warunki i parametry finansowe pożyczki są generalnie analogiczne, jak w przypadku Programu "Kogeneracja dla Ciepłownictwa". |
| Ramy czasowe/kluczowe kryteria/warunki | Program realizowany będzie w latach 2023 - 2030, przy czym środki wydatkowane będą do 31.12.2030 r.<br>Do dofinansowania w ramach Programu nie kwalifikują się projekty dotyczące wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji, w tym w technologii ORC.<br>Do dofinansowania kwalifikują się instalacje, z których co najmniej 70% ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce OZE w roku kalendarzowym zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej. |
| Forma i terminy naboru | Nabór prowadzony jest w trybie ciągłym do wyczerpania puli środków, przy czym obecna edycja naboru odbywa się w terminie 16.04.2024r. — 17.12.2024 r. |

## PROGRAM PRIORYTETOWY NFOŚIGW „ENERGIA PLUS"

| | |
|---|---|
| Najważniejsze typy inwestycji kwalifikujące się do wsparcia | W zakresie infrastruktury wytwórczej wsparcie obejmuje: przedsięwzięcia dotyczące budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych wraz z podłączeniem ich do sieci dystrybucyjnej/ przesyłowej, w których do produkcji energii wykorzystuje się:<br>■ energię ze źródeł odnawialnych,<br>■ ciepło odpadowe,<br>■ ciepło pochodzące z kogeneracji z wyłączeniem ciepła wytworzonego w jednostce kogeneracji opalanej węglem,<br>■ paliwa niskoemisyjne gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór. |
| Budżet Programu/źródła wsparcia | Budżet na realizację całego programu (obejmującego także inne części/komponenty tematyczne) wynosi do 4 000 000 tys. zł, w tym:<br>■ **dla bezzwrotnych form dofinansowania** – do 50 000 tys. zł,<br>■ **dla zwrotnych form dofinansowania** – do 3 950 000 tys. zł. |
| Istniejąca/przewidywana forma wsparcia | Obecnie jedyną formą wsparcia jest pożyczka w wysokości od 0,5 mln zł do 500 mln zł.<br>Dofinansowanie w formie pożyczki może wynieść do 85% kosztów kwalifikowanych.<br>Oprocentowanie pożyczki preferencyjnej wynosi: WIBOR 3M + 50 pb., nie mniej niż 1,5% w skali roku.<br>Pożyczka może być udzielona na okres nie dłuższy niż 15 lat, liczony od daty planowanej wypłaty pierwszej transzy pożyczki do daty planowanej spłaty ostatniej raty kapitałowej.<br>Pożyczka preferencyjna może być częściowo umorzona w wysokości do 10% wypłaconej kwoty pożyczki, lecz nie więcej niż 1 mln zł. |

| | |
|---|---|
| Ramy czasowe/kluczowe kryteria/warunki | Program realizowany będzie do 2030 r.<br>Okres kwalifikowalności wydatków obejmuje przedział czasowy od 01.01.2015 r. do 30.09.2030 r. |
| Forma i terminy naboru | Obecnie trwa IV nabór wniosków, prowadzony przez NFOŚiGW – termin naboru to 13.12.2024 r. (lub do wyczerpania alokacji środków). |

## ŚRODKI Z KRAJOWEGO PLANU ODBUDOWY (KPO)

| | |
|---|---|
| Najważniejsze typy inwestycji kwalifikujące się do wsparcia | W ramach KPO przewiduje się m.in wsparcie dla projektów w zakresie budowy źródeł ciepła na potrzeby systemów ciepłowniczych (B1.1.1 Inwestycje w źródła ciepła w systemach ciepłowniczych). Dofinansowaniu mają podlegać projekty w zakresie instalacji OZE, pomp ciepła oraz wysokosprawnej kogeneracji.<br>W ramach KPO przewidziano także uruchomienie instrumentu - Fundusz Wsparcia Energetyki (G3.1.4 Wsparcie na rzecz krajowego systemu energetycznego), w ramach którego, jak się zakłada, będzie można uzyskać finansowanie m.in. na projekty w obszarze rozwoju OZE w ciepłownictwie.<br>KPO – pożyczka na Zieloną Transformację Miast (B3.4.1 „Inwestycje na rzecz kompleksowej zielonej transformacji miast") |
| Budżet Programu/źródła wsparcia | Zakładany budżet na realizację inwestycji B1.1.1. wynosi 300 mln euro.<br>Wielkość środków w ramach Funduszu Wsparcia Energetyki ma wynieść 17 068 511 631 euro.<br>Budżet instrumentu wynosi 8 879 mln EUR |
| Istniejąca/przewidywana forma wsparcia | Wsparcie w ramach pozycji B1.1.1 Inwestycje w źródła ciepła w systemach ciepłowniczych ma być udzielane w formie dotacji.<br>W ramach Funduszu Wsparcia Energetyki udzielane będą długoterminowe pożyczki na finansowanie inwestycji z zakresu rozbudowy sieci energetycznych lub ciepłowniczych, OZE, magazynów zintegrowanych z OZE, efektywności energetycznej, gazów zdekarbonizowanych i dekarbonizacji sektora energetycznego. Podmiotem odpowiedzialnym za wdrażanie i przyznawanie ww. instrumentu będzie BGK. Warunki udzielania pożyczki określane są z uwzględnieniem ograniczeń wynikających z rozporządzenia GBER.<br>Pożyczki w ramach Zielonej Transformacji Miast udzielane będą na finansowanie inwestycji przyczyniających się do redukcji negatywnego oddziaływania ludzi na środowisko przyrodnicze oraz prowadzących do neutralności klimatycznej. Kwoty pożyczki mogą wynosić od 2 do 500 mln PLN z okresem spłaty do 20 lat i w niektórych przypadkach z zerowym oprocentowaniem. Instrument przewiduje również możliwość umorzenia do 5% kwoty kapitału pożyczki. |
| Ramy czasowe/kluczowe kryteria/warunki | Projekty wybierane będą w ramach konkursu otwartego z uwzględnieniem następujących kryteriów: (i) gotowość i stopień przygotowania projektu do realizacji; (ii) stopień ograniczenia emisji $CO_2$ lub pyłów PM2,5 i PM10; (iii) wykorzystanie odnawialnych źródeł energii; (iv) zlokalizowanie na obszarach o najwyższych rocznych emisjach PM2,5 i PM10.<br>Zawarcie umów pożyczek w ramach Funduszu Wsparcia Energetyki do 08.2026 r.<br>Szczegóły funkcjonowania Funduszu Wsparcia Energetyki mają zostać określone w polityce inwestycyjnej. Jednym z wymogów uzyskania finansowania będzie zdolność kredytowa pożyczkobiorcy<br>Zawarcie umów pożyczek w ramach Zielonej Transformacji Miast do 06.2026 r., wykorzystanie środków do 12.2027 r., zakończenie realizacji projektu do 12.2030 r.<br>Pożyczki są udzielane przez Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK).<br>BGK nie udziela, w ramach ww. instrumentu, pożyczek, w przypadku których ich udzielenie wiązałoby się z przyznaniem pomocy publicznej lub pomocy de minimis. |
| Forma i terminy naboru | Nabór wniosków w ramach inwestycji B1.1.1. zostanie prawdopodobnie uruchomiony w 2024 r.<br>Planowany termin wdrożenia pożyczek KPO z Funduszu Wsparcia Energetyki – drugie półrocze 2024 r.<br>Instrument pożyczkowy w ramach Zielonej Transformacji Miast został uruchomiony w kwietniu 2024 r.<br>Przedsiębiorstwa będą mogły składać wnioski o pożyczkę od 01.04.2025 r. |

## DODATKOWE INFORMACJE (INNE WYBRANE, POTENCJALNE INSTRUMENTY WSPARCIA) / POMOC PUBLICZNA

- Dofinansowanie na inwestycje w zakresie budowy instalacji OZE w systemach ciepłowniczych może pochodzić również ze środków **wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej**, które to podmioty wspierają szereg typów przedsięwzięć realizowanych w obszarze ochrony środowiska i energii.
- W przypadku utworzenia **Funduszu Transformacji Energetyki** (projekt ustawy nie został przyjęty w poprzedniej kadencji Sejmu), wsparcie z ww. źródła mogłoby zostać przeznaczone m.in. na inwestycje w zakresie rozbudowy i modernizacji systemów ciepłowniczych. Dofinansowanie (głównie w formie pożyczek i dotacji) byłoby udzielane przede wszystkim w ramach programów priorytetowych prowadzonych przez NFOŚiGW.
- Dofinansowanie, o którym mowa w powyższej tabeli, stanowi pomoc publiczną. Zgodnie z obecnymi przepisami w zakresie pomocy publicznej, wskazanymi w rozporządzeniu Komisji Europejskiej nr 651/2014 (GBER)[39], **w przypadku dużych przedsiębiorstw, maksymalna intensywność pomocy dla projektów w zakresie OZE, w tym dotyczących pomp ciepła, może wynieść 45% kosztów kwalifikowalnych, którymi są koszty inwestycji**; dopuszczono ponadto, aby – alternatywnie do ww. metody – intensywność pomocy mogła wynieść do 100% kosztów kwalifikowalnych, w przypadku gdy pomoc jest przyznawana w drodze procedury przetargowej zgodnej z zasadami konkurencji. W odniesieniu do magazynów ciepła, intensywność wsparcia **może wynieść 30% kosztów kwalifikowalnych pod warunkiem**, że magazyn jest połączony ze źródłem OZE w ramach jednej inwestycji lub magazyn jest połączony z istniejącą instalacją.

39 Rozporządzenie GBER zostało w 2023 r. gruntownie zmienione poprzez Rozporządzenie Komisji (UE) 2023/1315 z dnia 23.06.2023 r., które weszło w życie w dniu 01.07.2023 r.

# 9.2. Załącznik nr 3. Finansowanie inwestycji ciepłowniczych – analiza dla projektu budowy nowego miksu wytwórczego w systemie o wielkości zapotrzebowania szczytowego ok. 200 MWt, wykorzystującego technologie Power to Heat

## Kluczowe zasady finansowania inwestycji przez banki

Banki oceniają inwestycje na różne sposoby, a ich podejście może się różnić w zależności od rodzaju inwestycji, siły i wiarygodności inwestora, zdolności kredytobiorcy do spłaty zadłużenia zaciągniętego na realizację inwestycji, warunków finansowania i rodzaju i wartości zabezpieczeń. Dodatkowo, ze względu na fakt, że działalność w zakresie wytwarzania ciepła systemowego jest, co do zasady, biznesem regulowanym oraz w jej ramach świadczy się w dużej mierze usługi na rzecz odbiorców wrażliwych, ocena warunków komercyjnych projektu uwzględnia aspekt społeczny, w tym zapewnienie bezpieczeństwa i eliminację ubóstwa energetycznego. Oto kilka wybranych kroków, jakie banki podejmują w procesie oceny inwestycji:

- **Ocena przedsięwzięcia** – Banki dokładnie analizują projekt inwestycyjny. Sprawdzają, czy jest on oparty o realne założenia dot. budżetu i harmonogramu inwestycji, założenia operacyjne (np. prognoza zapotrzebowania na ciepło i odpowiednie zwymiarowanie źródła, co do mocy i profilu produkcji), makroekonomiczne, finansowe, a także dotyczące cen wpływających na przychody i koszty. Projekt musi być zgodny z przepisami i wymogami (w tym środowiskowymi), które na ten moment zostały określone jako obowiązujące w przewidywanym okresie eksploatacji inwestycji. Ponadto musi być rentowny, wykazywać zdolność do generowania stabilnych przepływów pieniężnych dostępnych na obsługę zadłużenia. Ważna jest też ocena wybranej technologii produkcji ciepła (potwierdzona rynkowo sprawność, niezawodność i zdolność do zapewnienia wymaganych efektów środowiskowych) jej dostawców, a także wykonawców (doświadczenie, renoma, wiarygodność finansowa, warunki kontraktu). Ponadto, projekt musi posiadać wymagane pozwolenia oraz dostępy do infrastruktury (w tym w szczególności wymagane umowy lub co najmniej warunki przyłączenia) oraz znaną strukturę kontraktową z potwierdzonymi kosztami.

- **Ocena inwestora** – Niezależnie od tego, czy inwestycja jest realizowana w formule project finance, czy corporate finance, banki zawsze dokonują oceny zdolności kredytowej, doświadczenia oraz renomy inwestora. W przypadku project finance, spłata kredytu wprawdzie następuje zazwyczaj wyłącznie z przepływów finansowych samego projektu, niemniej jednak trudna sytuacja finansowa, majątkowa, prawna czy organizacyjna inwestora może wykluczyć finansowanie projektu o dobrych przepływach. W ocenie banku inwestor musi być zdolny do wniesienia wkładu własnego, pokrycia ewentualnego przekroczenia budżetu projektu, zapewnienia stabilnego zarządzania zarówno samym procesem inwestycyjnym, jak i operacyjnym.

- **Ocena perspektyw lokalnego rynku.** W przypadku sektora ciepłowniczego istotna jest ocena ryzyka spadku popytu na ciepło w kolejnych latach wskutek 1) wyższych średnich temperatur i krótszego sezonu ciepłowniczego, 2) rosnącej energooszczędności budynków (dyrektywa EPBD), 3) zjawisk demograficznych – spadku populacji w dużej liczbie polskich miast.

- **Ocena rynkowa** – w procesie oceny z punktu widzenia regulacyjnego ważna jest kwestia ryzyka zmian zakładanych w modelu finansowym cen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej oraz zmiany cen nośników (biomasy, energii elektrycznej, gazu). Kluczowym czynnikiem w ocenie zdolności kredytowej jest wykazanie, że projekt generuje odpowiednie przepływy pieniężne, żeby obsłużyć zadłużenie. Przy czym, tak jak wspomniano na wstępie, banki będą zawsze oceniać wpływ inwestycji na poziom taryfy. Zbyt wysoka zakładana dynamika wzrostu taryfy będzie budzić zastrzeżenia banków w kontekście realności akceptacji ze strony URE oraz potencjalnego ryzyka ograniczenia zapotrzebowania odbiorców na ciepło (ryzyko przejścia na indywidualne ogrzewnictwo). W zakresie oceny rynkowej bank ocenia również ryzyko konkurencji ze strony innych dostawców ciepła i ryzyko utraty odbiorców.

- **Ocena majątku oraz przedmiotów zabezpieczenia** – w tym przypadku ocenie podlega prawo inwestora do dysponowania majątkiem wymaganym do przeprowadzenia inwestycji, brak wad prawnych tego majątku, jego wartość rynkowa oraz możliwość ustanowienia zabezpieczeń spłaty kredytu na tych aktywach

- **Ocena struktury finansowania** – bank dopasowuje szczegółowe warunki finansowania do specyfiki i czynników ryzyka projektu. Kluczowe warunki obejmują: długość okresu finansowania, karencję w spłacie kapitału, wymogi dotyczące wysokości i sposobu wniesienia wkładu własnego, kluczowych dat granicznych dla projektu, harmonogramu obsługi zadłużenia, poziomu wskaźników monitorujących, zabezpieczeń, zasad wypłat dywidendy oraz kluczowych zobowiązań lub ograniczeń, do których musi się stosować kredytobiorca lub inwestor.

Powyżej wymieniono tylko najważniejsze aspekty oceny, niemniej jednak, do każdego projektu banki podchodzą indywidualnie, starając się zrozumieć ich specyfikę oraz otoczenie. Poniżej przedstawiono perspektywę bankową dla hipotetycznego projektu budowy nowego mixu wytwórczego w systemie o wielkości zapotrzebowania szczytowego ok. 200 MWt (czyli dla miasta o wielkości ok. 100 – 150 tys. mieszkańców). Dobór urządzeń jest spójny z wnioskami niniejszego Raportu.

## Przykład

- Celem przeliczenia jest sprawdzenie możliwości sfinansowania długiem hipotetycznej inwestycji, polegającej na dostosowaniu miksu wytwórczego do wymogów systemu efektywnego.
- Do obliczeń przyjęto wspólne założenia techniczne oraz cenowe przygotowane na potrzeby Raportu.
- Poniżej szczegółowo opisano przyjęte założenia dot. projektu oraz finansowania.

## Założenia dot. hipotetycznego projektu

- Maksymalne zapotrzebowanie system w szczycie, ok. 200 $MW_t$
- Podstawa całoroczna – ok. 20 $MW_t$
- Urządzenia (patrz wykres 6):
  - Pompy ciepła – 20 $MW_t$ (praca w podstawie)
  - Silniki gazowe – 15 $MW_t$ (praca w podstawie w drugiej kolejności)
  - Kotły biomasowe – 10 $MW_t$ (podszczytowe)
  - Kotły gazowe oraz kotły elektrodowe – 175 $MW_t$ (podszczytowe) – udział poszczególnych kotłów szczytowych będzie tak dobrany, by spełniać rosnące wymogi efektywnego systemu ciepłowniczego[40]
- Ceny ciepła zostały dobrane następująco:
  - Dla aktywów ciepłowniczych taryfa kosztowa z regulowanym poziomem zwrotu zgodnie z wytycznymi URE,
  - Dla jednostek kogeneracyjnych prognoza taryfy uproszczonej – aktualna cena referencyjna URE indeksowana zmianami komponentu cena gazu i $CO_2$,
  - Średnia cena taryfowa ciepła w 2030 r. wynosi w projekcji ok. 168 PLN/GJ i rośnie w kolejnych latach (patrz Wykres 5),
  - Dla porównania średnie ceny referencyjne sprzedaży ciepła (źródło: Informacja Prezesa URE nr 16/2024 oraz 17/2024) wynoszą:
    - 173,96 PLN/GJ dla jednostek opalanych paliwami gazowymi (dla jednostek kogeneracyjnych wskaźnik referencyjny wynosi 0,78)
    - 103,09 PLN/GJ dla jednostek OZE
    - Ww. stawki będą stosowane w taryfach dla ciepła zatwierdzanych przez Prezesa URE po 31 marca 2024 r.
- Budowa: 2025 – 2029
- Eksploatacja oraz spłata kredytu: 2030 – 2045
- Spadający popyt na ciepło, w związku z czym wyniki projektu z czasem się pogarszają (patrz Wykres 4).

## Założenia dot. finansowania

- Okres finansowania: 4 lata budowy + 15 lat spłaty
- Finansowanie projektowe
- Waluta finansowania: PLN
- Oprocentowanie zmienne oparte o stopę WIBOR 3M
- Marża, poziom opłaty aranżacyjnej oraz poziom opłaty od zaangażowania – zastosowano typowe wielkości dla tego typu projektów
- Założono stałe raty kapitałowe w okresie spłaty (patrz Wykres 2)
- Kapitalizacja odsetek w trakcie budowy
- Założono finansowanie długiem 70% nakładów inwestycyjnych (Patrz Wykres 1)
- Minimalny wskaźnik obsługi zadłużenia (DSCR): 1,4x

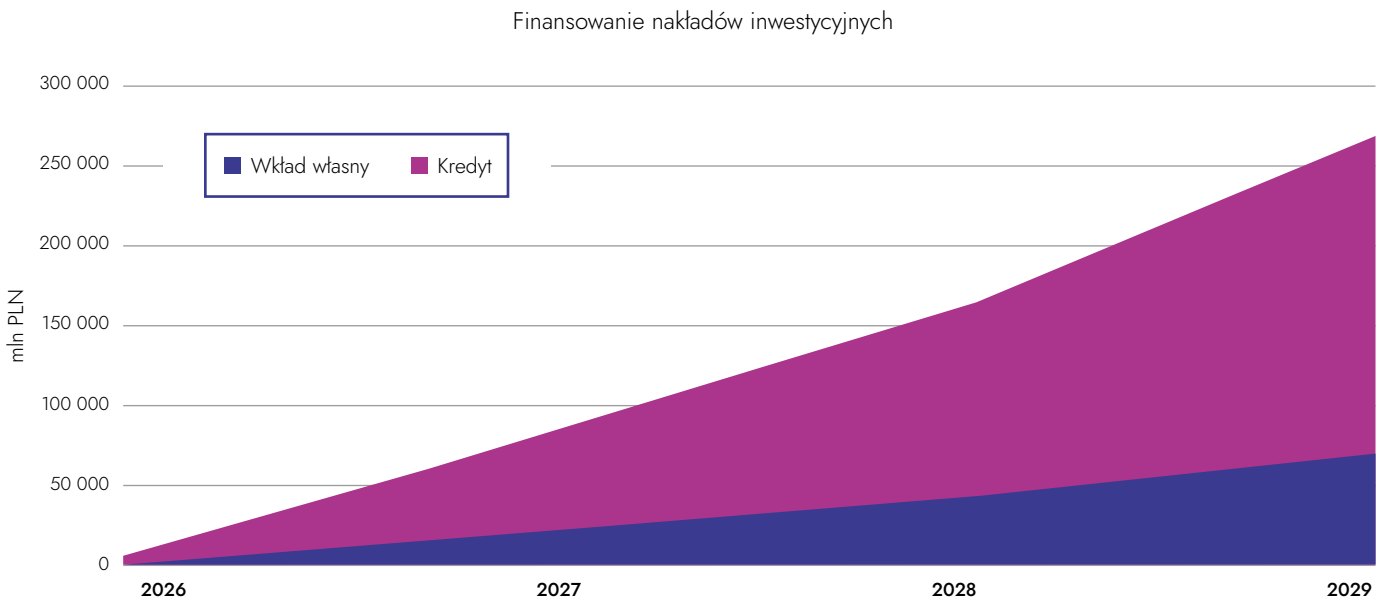
## Wnioski

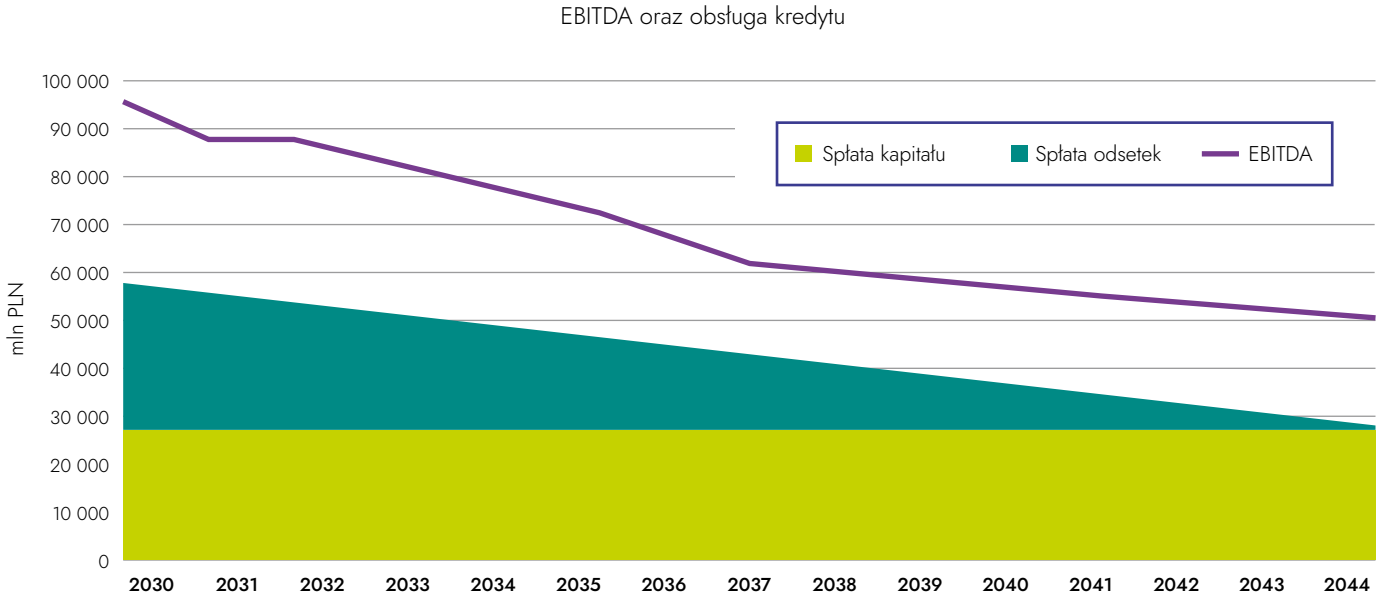
- Przy założonym trzydziestoprocentowym wkładzie własnym - roczne wskaźniki DSCR kształtują się powyżej poziomu 1,40 w całym okresie spłaty finansowania, co oznacza, że projekt utrzymuje zdolność do spłaty zadłużenia (patrz Wykres 3).
- Jeżeli ceny ciepła na danym rynku, w wyniku realizacji programu inwestycyjnego miałyby istotnie wzrosnąć, banki będą to traktować jako istotne ryzyko regulacyjne i może to wpłynąć na decyzję o finansowaniu.
- W modelu finansowania projektowego wszelkie umowy długoterminowe zapewniające przewidywalność cenową dla dostaw surowców oraz sprzedaży produktów będą wpływać pozytywnie na możliwość udzielenia finansowania dłużnego.

40 Zakładamy, że do systemu efektywnego będzie można wliczyć kotły elektrodowe zasilane zieloną energią. Zielone ciepło będzie mogło być generowane przez zmodernizowane kotły gazowe opalane wodorem.

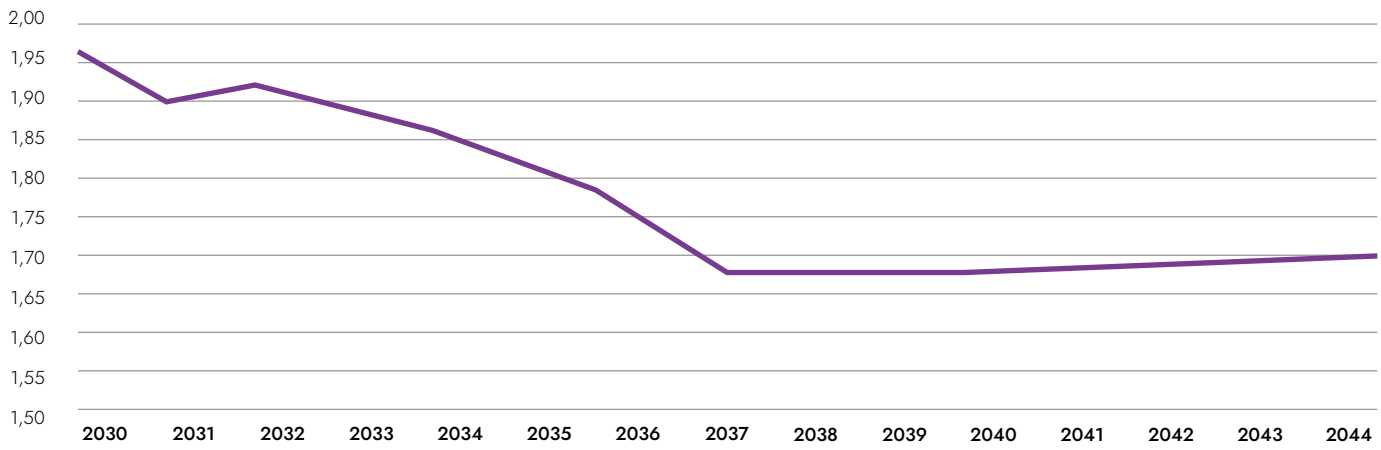
- Finansowanie korporacyjne byłoby uzależnione od kondycji spółki przeprowadzającej dany program inwestycyjny.
- Finansowanie musi uwzględnić pogarszające się w czasie wolumeny sprzedaży ciepła. Może to wpłynąć na konieczność zmniejszenia wielkości długu.
- Możliwość finansowania będzie musiała być zweryfikowana przez banki dla każdego przypadku. Wszelkie odchylenia w wartości nakładów inwestycyjnych, poziomów cen ciepła na danym rynku, kształtu krzywej ciepła na danym rynku, poziomów cen paliw oraz $CO_2$ będą miały wpływ na prognozy finansowane i parametry finansowania.

## Wykresy

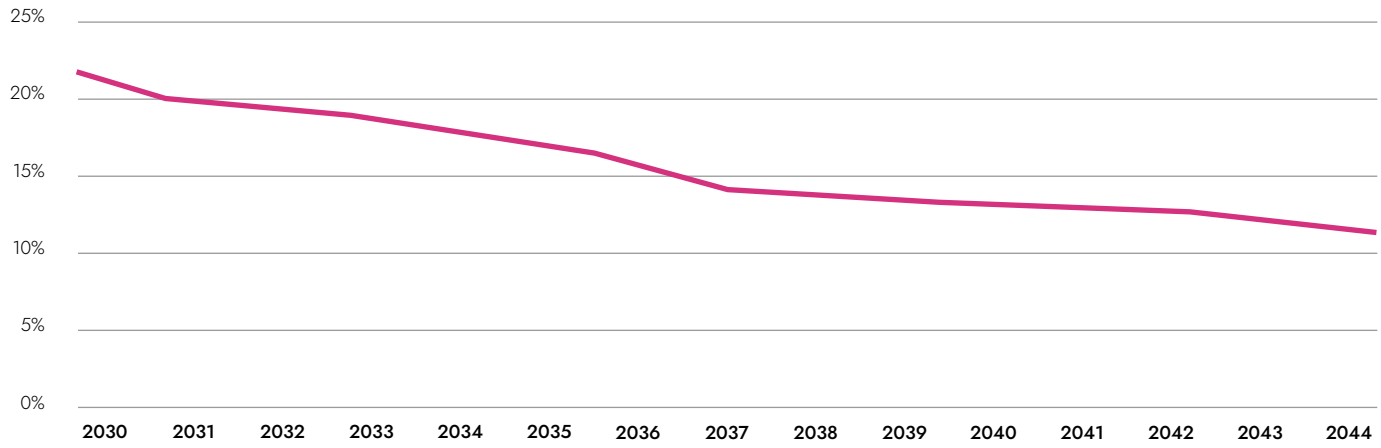


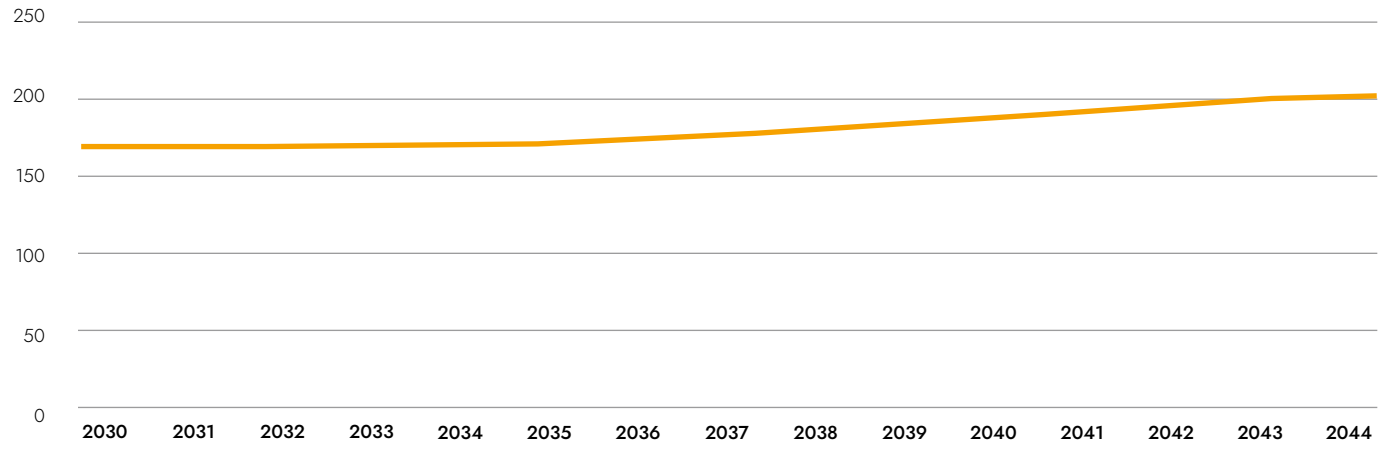
DSCR (wkład własny na poziomie 30%)

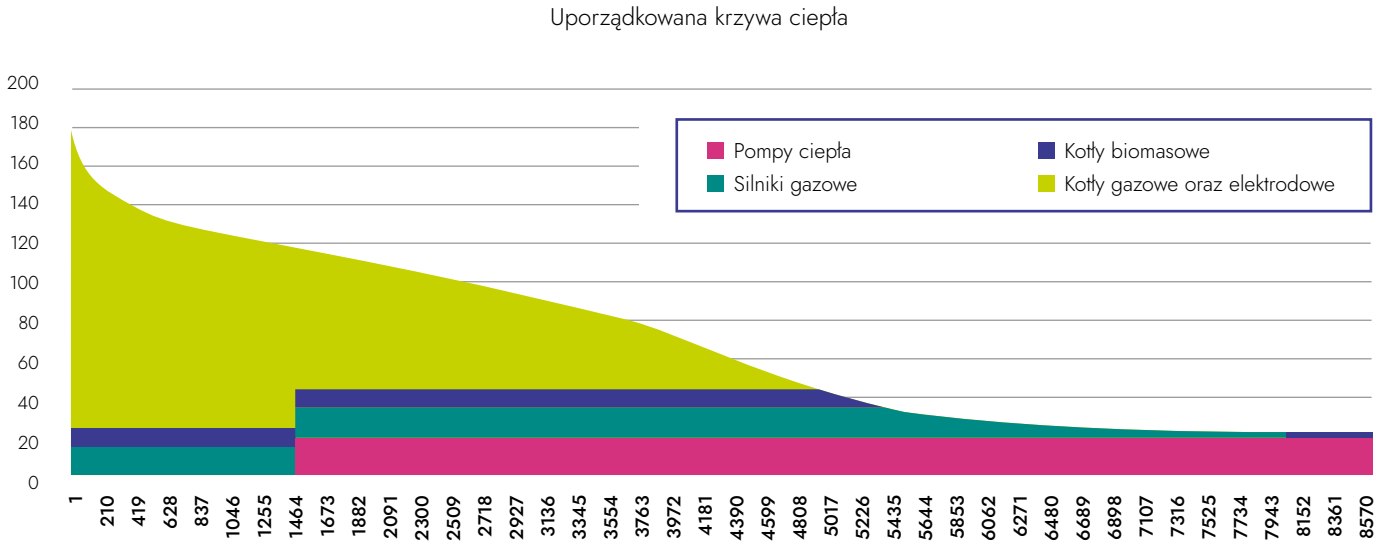



Rentowność EBITDA [%]



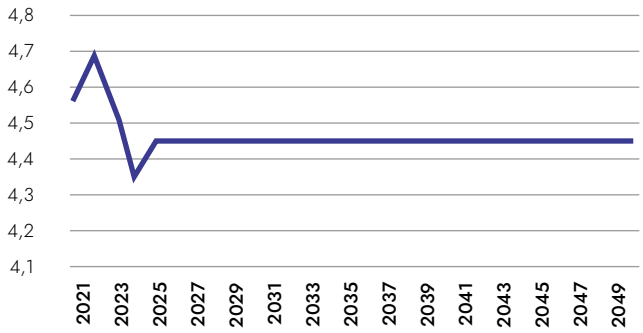

Cena ciepła (średnia z taryf) [PLN/GJ]



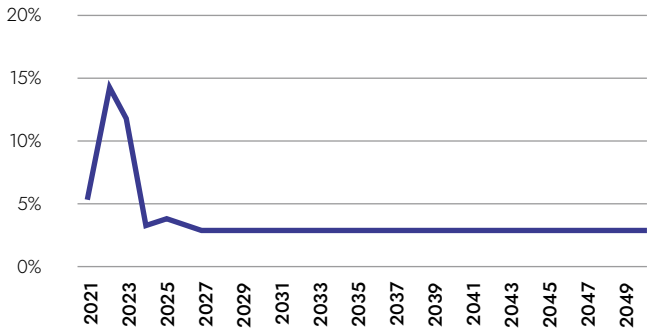



## 9.3. Załącznik 3 Założenia makroekonomiczne i rynkowe do analizy z rozdziału 6

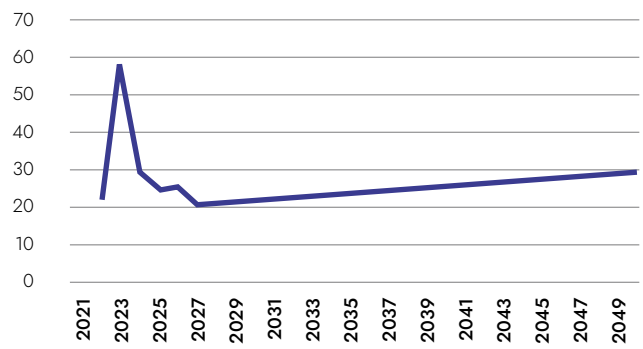
**Wykres 1.** Kurs EUR/PLN



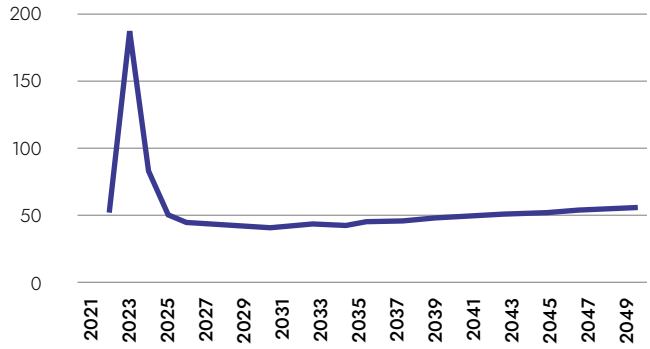

**Wykres 2.** Prognoza inflacji CPI Polska



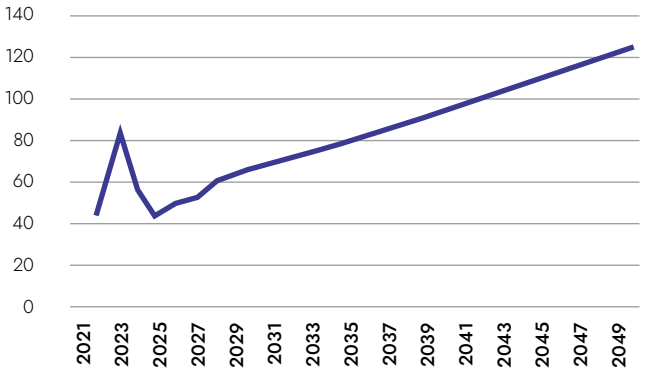

**Wykres 3.** Prognoza cen węgla kamiennego [PLN'22/GJ]



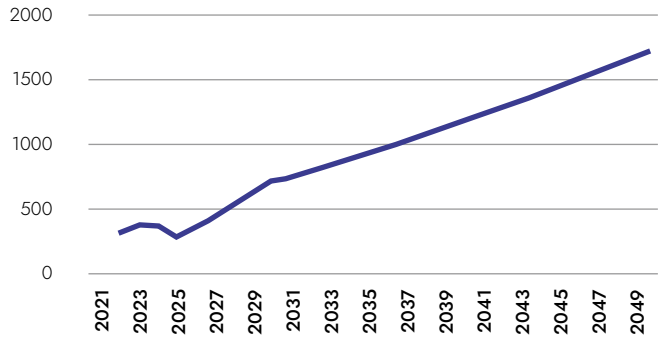

**Wykres 4.** Prognoza cen gazu ziemnego [PLN'22/GJ]



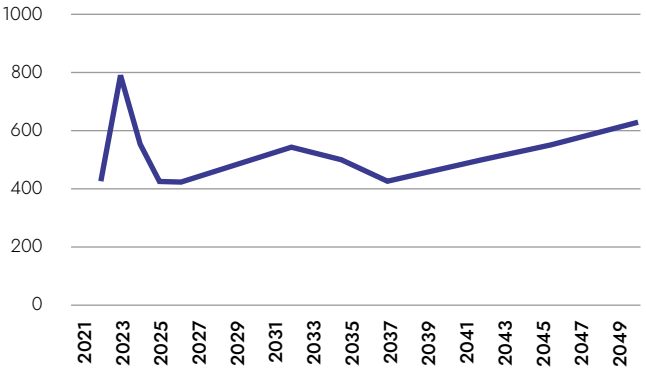
**Wykres 5.** Prognoza cen biomasy [PLN'22/GJ]




**Wykres 6.** Cena uprawnień do emisji gazów cieplarnianych [PLN'22/t]




**Wykres 7.** Prognoza cen energii elektrycznej na rynku hurtowym [PLN'22/MWh]



**Polskie Towarzystwo**
**Elektrociepłowni Zawodowych**
ul. Nowogrodzka 11
00-513 Warszawa