Strategia dla ciepłownictwa

**do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.**



**Spis treści**

[1. Dokumenty których postanowienia realizuje Strategia dla Ciepłownictwa 4](#_Toc77662723)

[2. Wstęp 9](#_Toc77662724)

[2.1. Stan ciepłownictwa systemowego 10](#_Toc77662725)

[2.2. Zanieczyszczenia powietrza 13](#_Toc77662726)

[3. Wyzwania stojące przed ciepłownictwem systemowym 15](#_Toc77662727)

[3.1. Dostosowywanie systemów do statusu efektywnych systemów ciepłowniczych 15](#_Toc77662728)

[3.2. Minimalizacja długoterminowego wzrostu cen ciepła w związku z rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO2. 17](#_Toc77662729)

[3.3. Zwiększanie produkcji energii ze źródeł odnawialnych 19](#_Toc77662730)

[3.4. Zapewnienie atrakcyjności ciepłownictwa systemowego, jako najpopularniejszego źródła ciepła pośród gospodarstw domowych w Polsce. 19](#_Toc77662731)

[4. Alternatywy dla węgla w ciepłownictwie systemowym. 21](#_Toc77662732)

[4.1. Kogeneracja gazowa 22](#_Toc77662733)

[4.2. Termiczne przekształcanie odpadów 23](#_Toc77662734)

[4.3. Biomasa 24](#_Toc77662735)

[4.4. Gazy zdekarbonizowane 24](#_Toc77662736)

[4.5. Kolektory słoneczne 25](#_Toc77662737)

[4.6. Pompy ciepła 26](#_Toc77662738)

[4.7. Geotermia 26](#_Toc77662739)

[4.8. Elektryfikacja ciepłownictwa – wykorzystanie kotłów elektrodowych 27](#_Toc77662740)

[4.9. Wykorzystanie technologii jądrowych 27](#_Toc77662741)

[5. Docelowy model funkcjonowania sektora ciepłowniczego 28](#_Toc77662742)

[6. Działania obszaru wymiany źródeł 30](#_Toc77662743)

[6.1. Finansowanie budowy nowych źródeł ciepła 30](#_Toc77662744)

[6.2. Kontynuacja wsparcia wysokosprawnej kogeneracji 30](#_Toc77662745)

[6.3. Program zazieleniania ciepłownictwa systemowego 32](#_Toc77662746)

[6.4. Lokalne zagospodarowanie wysokokalorycznej frakcji odpadów. 33](#_Toc77662747)

[6.5. Wykorzystanie ciepła odpadowego 34](#_Toc77662748)

[6.6. Wsparcie systemów niskotemperaturowych 34](#_Toc77662749)

[6.7. Współpraca z sektorem elektroenergetycznym 36](#_Toc77662750)

[6.8. Edukacja i podnoszenie świadomości ekologicznej 37](#_Toc77662751)

[7. Działania obszaru regulacyjno-administracyjnego 40](#_Toc77662752)

[7.1. Wprowadzenie hierarchii źródeł ciepła 40](#_Toc77662753)

[7.2. Wprowadzenie systemu gwarancji pochodzenia ciepła systemowego wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii 41](#_Toc77662754)

[7.3. Zmiany w modelu taryfowania 42](#_Toc77662755)

[7.4. Umożliwienie rozwoju chłodu z ciepła sieciowego 44](#_Toc77662756)

[7.5. Realizacja gminnych planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe 45](#_Toc77662757)

[8. Oszacowanie kosztów transformacji ciepłownictwa systemowego 47](#_Toc77662758)

[9. Środki europejskie 49](#_Toc77662759)

[9.1. Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (JTF – Just Transition Fund) 49](#_Toc77662760)

[9.2. Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego 49](#_Toc77662761)

[9.3. Środki Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EIB – European Investment Bank) 50](#_Toc77662762)

[9.4. Program LIFE 50](#_Toc77662763)

[9.5. Fundusz Modernizacyjny 50](#_Toc77662764)

[9.6. Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RRF) 51](#_Toc77662765)

[10. Środki Krajowe 51](#_Toc77662766)

[10.1. System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji 51](#_Toc77662767)

[10.2. Rynek mocy 52](#_Toc77662768)

[10.3. Dostosowanie modelu taryfowania do zmieniających się warunków 52](#_Toc77662769)

[10.4. Program priorytetowy „Nowa Energia” 53](#_Toc77662770)

[10.5. Fundusz Transformacji Energetyki 53](#_Toc77662771)

[Wykaz skrótów i pojęć 57](#_Toc77662772)

1. **Dokumenty których postanowienia realizuje Strategia dla Ciepłownictwa**

Strategia dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (dalej Strategia) to sektorowy dokument planistyczny, którego celem jest **wskazanie sposobów realizacji postanowień dokumentów krajowych i Unii Europejskiej, przy jednoczesnym uwzględnieniu konieczności spełnienia nadrzędnego wymogu zapewnienia bezpieczeństwa technicznego i ekonomicznego dostaw ciepła dla odbiorców** **oraz zasadniczej roli samorządu lokalnego jako podmiotu odpowiedzialnego za organizację tych dostaw.**

Wymagania stawiane przed sektorem w kontekście dynamicznie zmieniającego się otoczenia regulacyjnego związanego z wdrażaniem tzw. Nowego Zielonego Ładu są ambitne, a struktura – zarówno techniczna jak i organizacyjna wymaga szczególnego wsparcia we wdrażaniu zmian. W  związku z powyższym faktem, konieczne jest wyznaczenie ścieżek transformacji sektora. Strategia skupia się na horyzoncie 2030 r. oraz ciepłownictwie systemowym i dostawie ciepła na cele komunalno-bytowe, prezentując potencjał dalszego rozwoju sektora do 2040 r.

**Polityka energetyczna Polski do 2040 r.**

Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (dalej: PEP 2040) stanowi odpowiedź na najważniejsze wyzwania stojące przed polskim sektorem energetycznym w najbliższych dziesięcioleciach oraz wyznacza kierunki rozwoju sektora z uwzględnieniem zadań niezbędnych do realizacji w perspektywie krótkookresowej. Dokument identyfikuje trzy strategiczne cele:

* bezpieczeństwo energetyczne;
* konkurencyjność efektywność energetyczna;
* ograniczenie wpływu na środowisko.

Ich realizacja odbywać się będzie poprzez osiem celów szczegółowych w sektorze paliwowo-energetycznym, podzielonych na zadania wykonawcze. Strategia dla Ciepłownictwa realizuje zadania zawarte w następujących celach szczegółowych:

* rozwój ciepłownictwa i kogeneracji, oraz
* poprawa efektywności energetycznej.

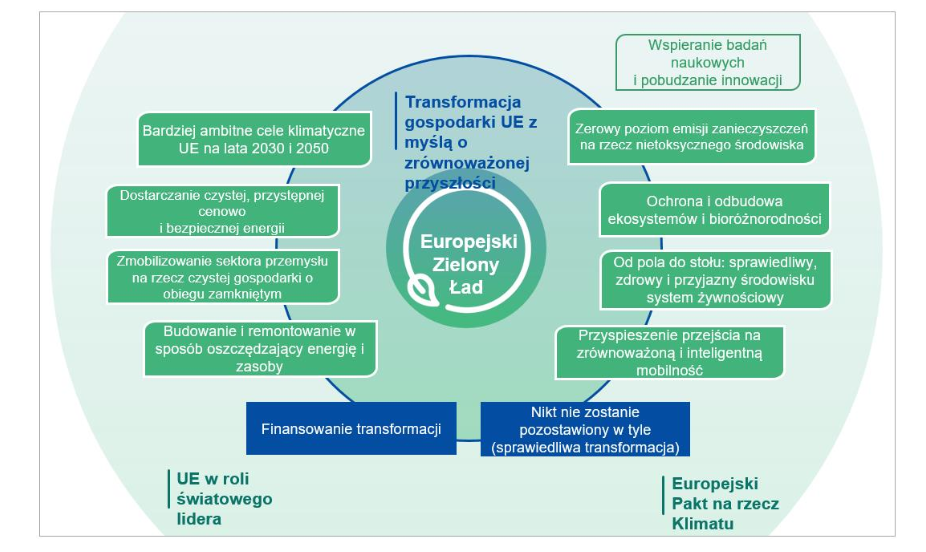
**Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030**

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (dalej: KPEiK) to dokument, którego realizacja wynika z zapisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu*. Powyższe rozporządzenie wprowadziło obowiązek sporządzenia dokumentu strategicznego w dziedzinie energii oraz ochrony Klimatu przez wszystkie państwa członkowskie. Dokument został przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich na posiedzeniu 18 grudnia 2019 r. KPEiK przedstawia założenia i cele oraz polityki i działania na rzecz realizacji 5 wymiarów unii energetycznej:

1. Bezpieczeństwa energetycznego.
2. Wewnętrznego rynku energii.
3. Efektywności energetycznej.
4. Obniżenia emisyjności.
5. Badań naukowych, innowacji i konkurencyjności.

**Europejski Zielony Ład – (EGD European Green Deal)**

Europejski Zielony Ład (dalej EGD) stanowi politykę, której głównym celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej Unii Europejskiej do 2050 r. Oznacza to, że emisje gazów cieplarnianych zostaną zredukowane do zera we wszystkich obszarach, w których jest to możliwe. Natomiast przypadku emisji w sektorach, w których zastosowanie bezemisyjnych technologii jest niemożliwe lub ograniczone, neutralność klimatyczna zostanie osiągnięta poprzez zrównoważenie tych emisji w procesie pochłaniania.

Rysunek 1. Filary Europejskiego Zielonego Ładu[[1]](#footnote-2)

W ramach wdrażania Zielonego Ładu, Rada Europejska zdecydowała o podwyższeniu celu redukcji emisji gazów cieplarnianych na 2030 r.: z 40 do 55%. Podwyższenie celu redukcji emisji gazów cieplarnianych wpłynie na wymagany udział odnawialnych źródeł energii (dalej: OZE) w  energetyce, podwyższając cele sektorowe. Przyjęty cel redukcyjny i związany z nim wzrost cen uprawnień do emisji CO2 ma fundamentalne znaczenie dla modernizacji sektora ciepłowniczego i technologii wykorzystywanych w procesie transformacji ciepłownictwa.

Celem wykonania zwiększonych ambicji, Komisja Europejska opublikowała 14 lipca 2021 roku pakiet „Fit for 55”/”Gotowi na 55”[[2]](#footnote-3). Pakiet składa się z 14 aktów prawnych, część z których dotyczy również ciepłownictwa systemowego. Najważniejsze zmiany dotyczą definicji efektywnych systemów ciepłowniczych, systemu handlu uprawnieniami do emisji, a także celów w obszarze źródeł odnawialnych.

**Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r.** **zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 (Dyrektywa ETS - Emissions Trading Systems)**

Dyrektywa ETS ustala system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (jako ekwiwalent dwutlenku węgla - CO2) oraz określa zasady jego funkcjonowania. Systemem objęte są elektrociepłownie i ciepłownie o mocy powyżej 20 MWt, które uzyskały prawo do przydziału bezpłatnych uprawnień przez cały okres rozliczeniowy do 2030 r.

Dyrektywa ETS wprowadza środki kompensujące w postaci derogacji, Funduszu Modernizacyjnego oraz Funduszu Innowacyjnego, a także określa zasady wykorzystania tych mechanizmów, w tym przydziału środków z Funduszu Modernizacyjnego na inwestycje w sektorze energetycznym.

**Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dyrektywa RED II Renewable Energy Directive)**

Dyrektywa RED II wprowadza na poziomie UE wiążący cel 32% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto do 2030 r. (suma w całkowitym zużyciu energii w całej Unii).

Bezpośredni wpływ na cały sektor ciepłowniczy wywiera ustalenie obowiązku rocznego poziomu wzrostu udziału ciepła i chłodu z OZE oraz ciepła odpadowego w strumieniu ciepła dostarczanego odbiorcom do roku 2030, który wynosi minimum 1,1 p.p. (r/r), lub 1,3. p.p. z uwzględnieniem ciepła odpadowego.

Istotne znaczenie dla rozwoju instalacji ciepłowniczych spalających biomasę będą miały kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR) dla paliw z biomasy, których spełnienie będzie warunkowało zaliczenie ciepła z danej instalacji jako realizację celu OZE.

**Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dyrektywa IED - Industrial Emissions Directive)**

Dyrektywa IED, między innymi, dotyczy emisji przemysłowych z dużych obiektów energetycznego spalania w tym instalacji wytwarzających ciepło, również pracujących w wysokosprawnej kogeneracji. Przepisy Dyrektywy mają zastosowanie do dużych źródeł energetycznego spalania o mocy całkowitej większej lub równej 50  MW dostarczonych w paliwie.

Dyrektywa wprowadza zasady zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom powstającym w  wyniku działalności przemysłowej oraz zasady kontroli tych zanieczyszczeń. Wynikające z tej dyrektywy konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (dalej: konkluzje BAT) określają zaostrzone wymogi w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń.

**Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE(Dyrektywa EED Energy Efficiency Directive)**

Dyrektywa EED ustala cel na poziomie Unii w wysokości 32,5% poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. w stosunku do prognoz zużycia energii opracowanych w 2007 r. Państwa członkowskie określiły swój krajowy wkład (oszczędności energii pierwotnej lub końcowej bądź zmniejszenie energochłonności) do celu unijnego. Polska zadeklarowała krajowy cel w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. na poziomie 23% w odniesieniu do prognoz zużycia energii pierwotnej z 2007 r.

**Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (Dyrektywa MCP Medium Combustion Plants)**

Dyrektywa MCP wprowadza, na poziomie Unii, przepisy określające standardy emisyjne i wymagania pomiarowe w zakresie dwutlenku siarki (SO2), tlenków azotu (NOx) i cząstek stałych (pyłów) dla obiektów energetycznego spalania o  nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW. Standardy określone w  dyrektywie mają zastosowanie do nowych obiektów (tj. obiektów oddanych do użytkowania po 19 albo po 20 grudnia 2018 r. – stosownie do podanej w dyrektywie definicji obiektu nowego), z dniem oddania obiektu do użytkowania. W przypadku obiektów istniejących o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW standardy wynikające z dyrektywy będą obowiązywać od 2025 r., natomiast w przypadku obiektów istniejących o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i nie większej niż 5 MW- od 2030 r.

**Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dyrektywa EPBD Energy Performance of Buildings Directive)**

Dyrektywa EPBD określa zasady zachowania równowagi kosztów między dekarbonizacją dostaw energii a zmniejszeniem końcowego zużycia energii w budynkach oraz mechanizmy wsparcia państw członkowskich i inwestorów w osiągnięciu do 2050 r. długoterminowego celu dotyczącego emisji gazów cieplarnianych i dekarbonizacji zasobów budowlanych.

Zgodnie z jej przepisami od 2021 r. wszystkie nowe budynki muszą się charakteryzować niemal zerowym zużyciem energii. Dyrektywa EPBD wprowadza też obowiązek opracowania krajowych długoterminowych strategii na rzecz renowacji budynków oraz określenia kluczowych etapów i  środków służących realizacji celu na 2050 r.

**Krajowy Program Ograniczania Zanieczyszczeń Powietrza**

Na podstawie art. 6 Dyrektywy NEC[[3]](#footnote-4), państwa członkowskie zostały zobowiązane do sporządzenia Krajowego Programu Ograniczania Zanieczyszczenia Powietrza (dalej: KPOZP). Nadrzędnym celem działań wskazanych w KPOZP jest ograniczenie wielkości emisji antropogenicznych zanieczyszczeń do atmosfery: dwutlenku siarki (SO2), tlenków azotu (NOX), niemetanowych lotnych związków organicznych (NMLZO), amoniaku (NH3) i pyłu drobnego (PM2,5). Zobowiązania w zakresie redukcji emisji odnoszą się do dwóch okresów, które obejmują lata: od 2020 do 2029 r. oraz po 2030 r. Zobowiązania redukcyjne ustala się poprzez odniesienie do emisji w roku referencyjnym 2005. Zobowiązania te zostały określone odpowiednio dla obu wskazanych wyżej okresów dla SO2 o 59% i 70%, dla NOx o 30% i 39%, dla NMLZO o 25% i 26%, dla NH3 o 1% i 17% oraz dla PM2,5 o 16% i 58%.

# **Wstęp**

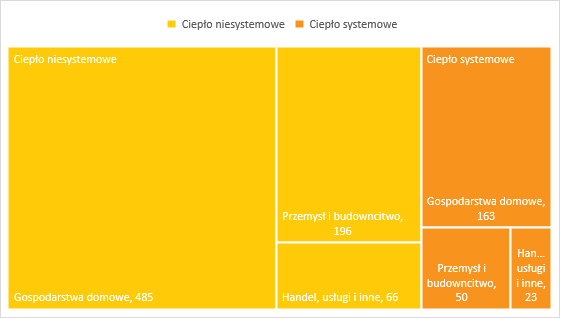
Podstawową rolą rynku ciepła jest zaspokojenie potrzeb cieplnych odbiorców. Do gospodarstw domowych ciepło jest dostarczane na potrzeby ogrzewania oraz w celu podgrzania wody użytkowej. Zaopatrzenie w ciepło może być realizowane przez:

* Dostawę ciepła z systemów ciepłowniczych o sumie mocy zamówionej powyżej 5 MW, nazywane ciepłem systemowym, które jest wytwarzane i dystrybuowane przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją ciepła oraz jego obrotem. Przedsiębiorstwa energetyczne to podmioty prowadzące działalności gospodarczą m.in. we wskazanym powyżej zakresie. Ze względu na obszar monopolu naturalnego, działalność ta jest obszarem regulowanym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE).
* Dostawę ciepła przez przedsiębiorstwa energetyczne nieposiadające obowiązku uzyskania koncesji, a w konsekwencji nie mające obowiązku przedstawiać taryfy dla ciepła do zatwierdzenia Prezesowi URE. To przedsiębiorstwa energetyczne działające w małych systemach ciepłowniczych, których odbiorcy nie przekraczają limitu mocy zamówionej 5 MW.
* Dostawę ciepła wytworzonego „na własny użytek”, bez prowadzenia działalności gospodarczej. W tym obszarze znajdą się zarówno ciepłownie zasilające grupy budynków osiedlowych, jak i lokalne źródła ciepła, zarządzane przez wspólnoty mieszkaniowe i  spółdzielnie mieszkaniowe, a także kotłownie zainstalowane w domach jednorodzinnych. Ten obszar nie podlega regulacjom Prezesa URE.
* Wytwarzanie ciepła przez przedsiębiorstwa przemysłowe we własnych jednostkach na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej, tzw. ciepło przemysłowe lub technologiczne. Obszar również nie podlega regulacjom Prezesa URE, jednak przedsiębiorstwa te mogą nadmiar wytworzonego ciepła sprzedawać do miejskiej sieci ciepłowniczej. Jeżeli moc zamówiona przez odbiorców tego ciepła przekroczy limit 5 MW, dla takiego przedsiębiorstwa wystąpi obowiązek koncesyjny, czego konsekwencją będzie konieczność zatwierdzenia taryfy dla ciepła przez Prezesa URE.
* Pozyskiwanie ciepła odpadowego, które jest niewykorzystanym produktem ubocznym przemysłowego procesu technologicznego, np. wytopu stali, wyrobu szkła, rafinacji ropy naftowej, czy przetwarzania danych w serwerowni.

Niniejsza Strategia nie obejmuje obszaru wytwarzania i dostaw ciepła, realizowanych w przemyśle na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej za pomocą własnych jednostek wytwórczych i  wewnętrznej infrastruktury przedsiębiorstwa przemysłowego.

Wykonany na zamówienie Ministerstwa Klimatu i Środowiska raport „Czyste Ciepło”[[4]](#footnote-5) szacuje zapotrzebowanie na ciepło w Polsce na ok. 980 PJ rocznie. Znaczną część z tej wartości stanowią potrzeby gospodarstw domowych, realizujących dostawę ciepła zarówno przez wytwarzanie go „na własne potrzeby”, jak i korzystających z ciepła dostarczonego do przyłączonych do sieci ciepłowniczej budynków wielolokalowych. Odbiorcami ciepła na cele ogrzewania są także podmioty sektora przemysłowego, handlu i usług.

Rys. 2. Zużycie energii końcowej w cieple w 2016 r. wg raportu „Czyste ciepło” [PJ/rok]



## **Stan ciepłownictwa systemowego**

Znaczącą rolę w realizacji zapotrzebowania na ciepło w Polsce, większą niż w większości innych krajów europejskich, odgrywa ciepłownictwo systemowe. Polskie systemy ciepłownicze posiadają największą liczbę przyłączonych gospodarstw domowych w Unii Europejskiej. Pod względem wolumenu dostarczonego ciepła do odbiorców, Polska jest trzecim w Europie i drugim w Unii Europejskiej, za Republiką Federalną Niemiec, rynkiem ciepła systemowego.

Rys. 3. Produkcja ciepła systemowego netto (bez wykorzystania na potrzeby własne) przez przedsiębiorstwa, których główną aktywnością gospodarczą jest wytwarzanie ciepła, wg danych Eurostatu na 2018 r.[[5]](#footnote-6)[tJ].

Według opublikowanych danych Prezesa URE, w Polsce w roku 2019 funkcjonowało 396 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, przesyłania i dystrybucji ciepła lub dokonujących obrotu ciepłem. Obowiązkowi uzyskania koncesji podlegają przedsiębiorstwa energetyczne, których odbiorcy zamawiają łącznie 5 MW mocy cieplnej. Moc zainstalowana w źródłach tych przedsiębiorstw to łącznie 53 560 MW, a łączna długość sieci ciepłowniczej w Polsce wynosi 21 701 km.

Rys. 4 Przedsiębiorstwa ciepłownicze wypełniające ankietę URE C-1 w 2019 r. według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła wg danych sprawozdania Prezesa URE na 2019 r.[[6]](#footnote-7)

Dominującym paliwem w ciepłownictwie jest węgiel kamienny. W  2019 r. w  ciepłowniach i  elektrociepłowniach wykorzystano blisko 13,5 mln t tego paliwa. Drugim, najpopularniejszym paliwem służącym do zaopatrzenia w ciepło jest gaz ziemny, odpowiadający za ponad 9,5% produkcji ciepła w koncesjonowanym ciepłownictwie systemowym.

Coraz istotniejszą rolę w kontekście dynamicznie zmieniającej się polityki regulacyjnej UE odgrywają w  ciepłownictwie odnawialne źródła energii, odpowiadające za produkcję 9,5% ciepła. Z tej wartości 97,5% stanowi biomasa, 0,4% biogaz oraz 2,1% pozostałe OZE.

Rys. 5. Struktura paliw w ciepłownictwie systemowym wg danych sprawozdania Prezesa URE na 2019  r.

Analizując wyniki badań koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, prowadzonych przez Prezesa URE w okresie 2002-2019, należy podkreślić, że wskaźniki techniczne wytwarzania ciepła ulegają stałej poprawie.

Zauważyć należy spadek poziomu emisji szkodliwych substancji do atmosfery: pyłów z 0,14 do 0,02 t/TJ, dwutlenku siarki z 0,73 do 0,16 t/TJ oraz tlenków azotu z 0,26 do 0,13 t/TJ. Zredukowana została również emisja dwutlenku węgla z 120,8 t/TJ w 2002 r. do 96,5 t/TJ w 2019 r. W omawianym okresie z  79,7% do 85,8% wzrosła sprawność wytwarzania, natomiast sprawność przesyłania nieznacznie się obniżyła z 88,2% do 86,7%, jednak nadal pozostaje na wysokim poziomie. Zmniejszyła się sprzedaż ciepła, w ciągu ostatnich 17 lat ilość dostarczanego do sieci ciepła spadła o  27%.

Rys. 6. Ilość ciepła systemowego dostarczonego do odbiorców końcowych [TJ][[7]](#footnote-8)

Głównymi czynnikami spadku sprzedaży ciepła jest termomodernizacja oraz wyższe temperatury otoczenia podczas sezonów grzewczych. Prognozowany jest dalszy wzrost średnich temperatur[[8]](#footnote-9), a  w  konsekwencji skracanie się sezonu grzewczego. Powyższe zjawiska, w połączeniu z wzrostem kosztów produkcji ciepła z paliw kopalnych będą negatywnie wpływały na opłacalność prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania i dystrybucji ciepła w obecnej formie.

Naturalnym efektem zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło, a na ciepło systemowe w szczególności, będzie nadmiar mocy zainstalowanej w źródłach oraz przewymiarowanie sieci ciepłowniczych, co zmniejszy ich efektywność.

## **Zanieczyszczenia powietrza**

Według Europejskiej Agencji Środowiska w 2018 r. 82,3% mieszkańców polskich miast narażonych jest na oddychanie powietrzem przekraczającym normy zawartości cząstek PM10, zaś 34% na powietrze przekraczające normy PM2,5. Mieszkańcy miast oddychają powietrzem charakteryzującym się znacznie przekroczonymi normami pyłów zawieszonych, tlenków siarki, azotu i benzo(a)pirenu.

Główną przyczyną nieodpowiedniej jakości powietrza w Polsce jest niska emisja z sektora komunalno-bytowego (indywidualnych źródeł wytwarzania ciepła w ponad 5-u milionach budynków, w tym w  szczególności budynków mieszkalnych). W aglomeracjach i dużych miastach źródłem zanieczyszczenia powietrza jest także, choć w mniejszym stopniu, sektor transportu drogowego.

Zanieczyszczenia są wprowadzane do atmosfery z niskich kominów w obszarach z zabudową mieszkaniową. Około 3,5 milionów z tych budynków zaopatrywanych jest w ciepło ze źródeł o niskiej sprawności, opalanych paliwami stałymi. Stare, energetycznie nieefektywne kotły i piece, opalane wysokoemisyjnym, zanieczyszczonym paliwem, stanowią główną przyczynę przekroczeń norm jakości powietrza w Polsce.

Zgodnie z PEP 2040 odejście od stosowania indywidualnych kotłów na węgiel przewidywane jest w  perspektywie 2030 r. w miastach oraz 2040 r. na obszarach wiejskich.

Rys. 7. Udział istotnych sektorów w emisji pyłu PM10 w Polsce w roku 2018[[9]](#footnote-10).

Poza znaczącą wielkością emisji pyłu drobnego, sektor ogrzewnictwa indywidualnego odpowiedzialny jest także za znaczącą wielkość emisji benzo(a)pirenu oznaczanego w pyle zawieszonym PM10. Na poniższym wykresie poprzez przykład Nowego Targu przedstawiono gwałtowne pogorszenie się jakości powietrza wraz z nastaniem sezonu grzewczego.

Rys. 8. Stężenia średniodobowe benzo(a)pirenu w pyle zawieszonym PM10 w roku 2019 na stacji pomiarowej Państwowego Monitoringu Środowiska w Nowym Targu[[10]](#footnote-11).

Rys. 9. Emisje zanieczyszczeń powietrza z podziałem na rodzaj ciepłownictwa wg danych raportu Czyste Ciepło 2020.

Pomimo systematycznej poprawy parametrów ciepłownictwa systemowego, sektor ten znajduje się pod największą od lat presją na zmiany spowodowane polityką regulacyjną UE. Konieczność dostosowania instalacji do wymogów dyrektyw IED i MCP oraz wykupu uprawnień do emisji CO2, wymuszają na przedsiębiorstwach prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania i  obrotu ciepłem dokonywania radykalnych zmian nakierowanych na obniżenie emisyjności i  przechodzenie na technologie nisko- i bez emisyjne.

# **Wyzwania stojące przed ciepłownictwem systemowym**

## **Dostosowywanie systemów do statusu efektywnych systemów ciepłowniczych**

Definicja efektywnego systemu ciepłowniczego zawarta w Dyrektywie EED została transponowana do ustawy Prawo energetyczne[[11]](#footnote-12) i zgodnie z brzmieniem art. 7b ust. 4: „*Przez efektywny energetycznie*  *system ciepłowniczy* lub chłodniczy *rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy,* *w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w 50% ciepło odpadowe, lub w 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w 50% wykorzystuje się połączenie ww. energii i ciepła.”.*

Rys. 10. Poglądowy podział miejsc występowania efektywnych systemów ciepłowniczych zarządzanych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne (zielone punkty) wg danych pochodzących od członków Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie (zrzeszającej przedsiębiorstwa posiadające ok. 250 systemów).



Udział systemów efektywnych w skali kraju wynosi niespełna 20 %. Niewielka liczba efektywnych systemów ciepłowniczych w Polsce związana jest z faktem, że w większości systemów, ciepło wytwarzane jest w kotłach wodnych opalanych paliwem węglowym. Efektywne systemy ciepłownicze w Polsce są zwykle zasilane przez źródła oparte na wytwarzaniu ciepła w kogeneracji, również opartej na paliwach węglowych.

By wypełnić wszystkie stawiane przed sektorem wyzwanie, oszacowano konieczność budowy następujących jednostek[[12]](#footnote-13):

* budowa nowych źródeł kogeneracyjnych 5 100 MWe;
* modernizacja istniejących źródeł kogeneracyjnych - ok. 5 000 MWe;
* budowa źródeł ciepła z wykorzystaniem energii odnawialnej - ok. 8 000 MWt
* Pozostałe technologie produkcji ciepła, czuli m.in. odzysk ciepła, magazyny ciepła, zagospodarowanie odpadów – ok. 1500 MWt.

Zatem, dla osiągnięcia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego konieczna jest wymiana dużej liczby źródeł powiązana ze zmianą stosowanego paliwa, co wymaga poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych i związanych z tym kosztów zaangażowanego kapitału, jak również wpływa na wzrost kosztów operacyjnych związanych z amortyzacją nowego majątku. Istotną kompensatą tych wzrostów jest ograniczenie lub całkowity brak kosztów związanych z  emisją gazów cieplarnianych. Przedsiębiorstwa ciepłownicze dokonując konwersji powinny rozważyć możliwość zastąpienia jednej centralnej jednostki kilkoma mniejszymi blokami, w celu zwiększenia elastyczności i dywersyfikacji nośników energii.

Część przedsiębiorstw, celem optymalizacji wskaźników inwestycji w źródło, preferuje w pierwszej kolejności dokonanie modernizacji sieci, lecz kryterium systemu efektywnego po zakończeniu inwestycji jest jednym z czynników warunkujących możliwość uzyskania wsparcia finansowego ze środków publicznych na modernizację systemów ciepłowniczych. Rozporządzenie Komisji (UE) 651/2014[[13]](#footnote-14) przewiduje, że tylko efektywne systemy ciepłownicze będą mogły otrzymywać wsparcie na modernizację i rozwój ze środków publicznych.

Na podstawie art. 7b ust. 1 ustawy Prawo Energetyczne, dla obiektów nieprzyłączonych do sieci lub nie wyposażonych w indywidualne źródło ciepła, został nałożony obowiązek przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Jednak zgodnie z art. 24 ust. 2 Dyrektywy RED II państwa członkowskie będą musiały zagwarantować, pod pewnymi warunkami, możliwość odłączania się od nieefektywnych systemów ciepłowniczych, które nie staną się systemami efektywnymi do 31 grudnia 2025 r. Dlatego w pierwszej kolejności Strategia przewiduje konieczność inwestycji w źródła ciepła/chłodu, a dopiero na późniejszym etapie w sieci dystrybucji ciepła.

Systemy efektywne zlokalizowane są głównie w największych miastach i charakteryzują się największymi mocami zainstalowanymi. W związku z powyższym faktem, 68% wolumenu ciepła systemowego dostarczane jest przez systemy efektywne, najczęściej wielkomiejskie, stanowiące jednocześnie niecałe 20 % liczby wszystkich systemów w Polsce ogółem.

W wyniku tej sytuacji największe nakłady inwestycyjne na modernizację sektora ciepłowniczego w kierunku zwiększenia liczby systemów efektywnych będą musiały być poniesione przez przedsiębiorstwa w małych i średnich miejscowościach (miasta powiatowe), dysponujących ograniczonymi możliwościami finansowymi i organizacyjnymi. Przedsiębiorstwa te, często należące do samorządów, posiadają ograniczoną zdolność kredytową, gdzie zaakceptowanie warunków, nawet preferencyjnych kredytów, wspomaganych pomocą bezzwrotną, może być niemożliwe. W związku z  ograniczonymi możliwościami pozyskiwania kapitału przez mniejsze podmioty, systemy ciepłownicze w obliczu konieczności radykalnej transformacji, mogą być zmuszone do zmian właścicielskich.

## **Minimalizacja długoterminowego wzrostu cen ciepła w związku z rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO2.**

Sektor ciepłowniczy w związku z objęciem systemem handlu uprawnieniami do emisji CO2 ma w ostatnich latach poważne trudności w związku z gwałtownym wzrostem kosztów związanych z emisjami. Notowania uprawnień do emisji CO2 z 2017 r. kształtowały się na poziomie ok. 5 euro, w 2020 r. cena uprawnień do emisji osiągnęła poziom 30 euro, natomiast na w połowie 2021 r. przekroczyła 50 euro.

Tak gwałtowne wzrosty negatywnie wpływają na finanse przedsiębiorstw, które nie mogą w pełni odzwierciedlić dynamiki ponoszonych kosztów zakupu uprawnień w taryfach dla ciepła zatwierdzanych przez Prezesa URE. Negatywnie wpływa to na płynność finansową przedsiębiorstw, które muszą się zadłużać, aby pokryć bieżące koszty działalności. Zaostrzająca się polityka klimatyczna UE i decyzja Rady Europejskiej o  przyjęciu podwyższonego do 55% celu redukcji emisji na 2030 r. będzie stymulowała dalszy wzrost cen uprawnień do emisji w kolejnych latach. .

Utrzymywanie się tego trendu skutkować może odłączaniem się odbiorców ciepła od sieci na rzecz tańszych, indywidualnych rozwiązań, powodując destrukcję słabszych ekonomicznie systemów ciepłowniczych, a w konsekwencji nawet zakłócenia dostaw ciepła do odbiorców. Dlatego konieczne jest obniżenie emisyjności produkcji energii w ciepłowniach poprzez zastąpienie kotłów wodnych jednostkami wysokosprawnej kogeneracji oraz integrację źródeł odnawialnych. Dzięki podejmowaniu takich działań możliwe jest ograniczenie wpływu cen EUA na ceny ciepła i obniżenie tych cen dla odbiorców końcowych w średniej i dłuższej perspektywie.

Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE) KOBiZE w swojej analizie przewiduje wzrost ceny emisji jednej tony CO2 w  2030  r. nawet do 100 euro[[14]](#footnote-15). Wg danych Prezesa URE łączny koszt zakupu uprawnień do emisji CO2 w 2019 r. wyniósł   blisko 7 mld zł przy średniej cenie 24,51 euro za tonę CO2[[15]](#footnote-16)(100% na rysunku 11.). Według opracowań własnych Ministerstwa Klimatu i Środowiska, wzrost cen uprawnień do poziomu 100 euro za tonę CO2 w 2030 r., przy założeniu braku zmian pozostałych warunków prowadzenia działalności, skutkowałby podwyższeniem cen za ciepło o ok. 68%.

Koszt ten jest najważniejszym kosztem alternatywnym odstąpienia od transformacji ciepłownictwa w  kierunku źródeł nisko- i bezemisyjnych. Dlatego konieczne jest podjęcie systemowych działań nakierowanych na obniżenie emisyjności sektora ciepłownictwa (t CO2/GJ), celem ograniczenia zależności cen ciepła od cen uprawnień do emisji.

## **Zwiększanie produkcji energii ze źródeł odnawialnych**

Realizacja celów redukcji emisji możliwa jest poprzez zwiększanie udziału źródeł odnawialnych. Artykuł 23 Dyrektywy RED II ustala coroczny poziom wzrostu udziału ciepła i chłodu z OZE który wynosi minimum 1,1 p.p. jako średnia wyliczona dla okresów 2021–2025 i 2026–2030, w stosunku do udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia osiągniętego w 2020 r. Zgodnie z celem zapisanym w PEP 2040 udział OZE w polskim ciepłownictwie w roku 2030 powinien wynosić 28,4%.

Wyznaczony udział OZE odnosi się do całości wytwarzanego ciepła, co jest warte odnotowania w  kontekście trudności wdrażania ciepła odnawialnego do istniejących systemów ciepłowniczych. Dodatkowym narzędziem stymulującym rozwój technologii odnawialnych w ciepłownictwie są przyjęte limity zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną dla nowych i głęboko zmodernizowanych budynków. Powoduje to konieczność dostosowania projektów budowlanych do nowych norm, których spełnienie będzie możliwe wraz ze wzrostem udziału OZE. Wybór ogrzewania w technologiach niskoemisyjnych, powiązanych ze źródłami OZE, stanie się naturalnym wyborem inwestorów. Przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą dostosować swoją ofertę do wskazanych powyżej wymogów, oferując dedykowane rozwiązania na poziomie węzła ciepłowniczego (pompa ciepła) lub w mikrosystemach niepodłączonych do sieci ciepłowniczej (instalacje wyspowe).

W ciepłownictwie systemowym konieczne jest dostosowanie konfiguracji źródeł i sieci w sposób umożliwiający efektywną ich współpracę, uwzględniając profil pracy jednostek OZE, który poza instalacjami na biomasę, odbiega od konwencjonalnych źródeł. Zastosowanie takich jednostek wytwórczych OZE wymaga utrzymywania w gotowości stabilnej jednostki konwencjonalnej, funkcjonującej jako wsparcie.

W mniejszych systemach ciepłowniczych wykonalne będzie, jeśli jest to możliwe w danej lokalizacji, zastosowanie geotermii, biogazu oraz lokalnej biomasy. Na krańcach systemu instalowane będą również kolektory słoneczne oraz pompy ciepła wspierane fotowoltaiką, funkcjonujące jako system wyspowy, z ciepłem z głównego systemu traktowanym jako źródło szczytowo-rezerwowe.

W największych systemach ciepłowniczych, ze względu na konieczność instalowania jednostek wytwórczych o bardzo dużej mocy, transformacja źródeł w kierunku OZE stanowi znaczące wyzwanie techniczne i logistyczne (np. dostawa bardzo dużych ilości biomasy, wymagana temperatura czynnika roboczego w sieci itp.). W dużych systemach ciepłowniczych zazielenianie systemu możliwe jest przede wszystkim na poziomie sieci dystrybucyjnej (zastosowanie pomp ciepła).

## **Zapewnienie atrakcyjności ciepłownictwa systemowego, jako najpopularniejszego źródła ciepła pośród gospodarstw domowych w Polsce.**

Jak wynika z przedstawionych powyżej wyzwań, ciepłownictwo systemowe w ciągu najbliższej dekady stanie przed szeregiem wyzwań związanych z niespotykaną dotychczas skalą nakładów inwestycyjnych na modernizację.

Pomimo konieczności zakupu uprawnień do emisji oraz rygorystycznych norm środowiskowych, ciepło sieciowe nadal jest konkurencyjne w porównaniu do indywidualnych źródeł ciepła. Nawet pomimo obecnej struktury miksu energetycznego sektora, ciepło sieciowe jest również najbardziej ekologiczne i pozwala na ograniczenie emisji pyłów i innych szkodliwych substancji do atmosfery. Niskie wartości emisji zanieczyszczeń do powietrza wpływają pozytywnie na ograniczenie tzw. kosztów zewnętrznych m.in. w obszarze ochrony zdrowia.

Tab. 1. Porównanie cen nośników energii, w 2018 roku, wg danych GUS.

|  |  |
| --- | --- |
| Paliwo | Cena energii |
| Gaz ziemny | 71,2 zł/GJ |
| Energia elektryczna | 180,5 zł/GJ |
| Ciepło sieciowe | 54,1 zł/GJ |

Najbardziej kapitałochłonnym elementem modernizacji ciepłownictwa będzie budowa nowych źródeł ciepła. Wielomiliardowa skala inwestycji znajdzie swoje odniesienie we wzrostach cen za dostarczone ciepło, spowodowanych oczekiwanym zwrotem z kapitału oraz amortyzacją. Transformacja ciepłownictwa systemowego musi brać pod uwagę ceny ciepła z alternatywnych źródeł i pojawienie się konkurencji substytucyjnej na rynku ciepła. Konsekwencją mogą być próby odłączania się odbiorców od ciepła systemowego oraz, co szczególnie istotne, niepodłączanie się nowych. Zjawiska te będą powodować dalsze podwyższenie cen ciepła w taryfach, wynikające z wzrostu udziału kosztów stałych prowadzenia działalności, przez co ciepło systemowe mogłoby stać się nieatrakcyjne.

Przeciwdziałanie tym ryzykom wymaga zaprojektowania systemu wsparcia dla nowych inwestycji oraz komunikacji między interesariuszami sektora. Odbiorcy ciepła, muszą mieć świadomość, że przejściowy wzrost opłat za ciepło w taryfach ze względu na wdrożone inwestycje jest mniej dotkliwy niż petryfikacja stanu obecnego, skutkująca wykładniczymi podwyżkami cen ciepła w związku z  wzrostem cen uprawnień do emisji, cen paliw. Konsekwencją niepodejmowania inwestycji w nisko lub bez emisyjne źródła ciepła będzie postępująca dezintegracja nieefektywnych systemów ciepłowniczych, od których, zgodnie z przepisami Dyrektywy RED II, będą odłączać się odbiorcy.

**Kluczowe wyzwania ciepłownictwa to:**

* Dostosowywanie systemów do statusu efektywnych systemów ciepłowniczych,
* Minimalizacja długoterminowego wzrostu cen ciepła w związku z rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO2,
* Zwiększanie produkcji energii ze źródeł odnawialnych,
* Dostosowanie sektora do wymagań warunków technicznych dla nowych i głęboko zmodernizowanych budynków 2021,
* Zapewnienie atrakcyjności ciepłownictwa systemowego, jako najpopularniejszego źródła ciepła w gospodarstwach domowych w Polsce.

# **Alternatywy dla węgla w ciepłownictwie systemowym.**

Istnieje kilka alternatyw dla obecnie funkcjonujących jednostek opalanych paliwem węglowym w  systemach ciepłowniczych, pozwalających na uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Możemy do nich zaliczyć:

* jednostki kogeneracji zasilane gazem ziemnym,
* instalacje termicznego przekształcania odpadów wykorzystujące kogenerację,
* geotermię, zarówno klasyczną jak i płytką,
* wielkoskalowe kolektory słoneczne,
* pompy ciepła,
* jednostki kogeneracji zasilane zdekarbonizowanymi gazami – biometanem i wodorem,
* jednostki kogeneracji i kotły opalane biomasą,
* elektryfikacja ciepłownictwa, wykorzystująca energię elektryczną z OZE.

Poza kogeneracją, wskazane powyżej technologie wymuszają fragmentaryzację systemów ciepłowniczych i wprowadzenie nowych narzędzi pozwalających na integrację rozproszonych źródeł. Wyzwaniem dla rozwoju źródeł OZE z wyłączeniem biomasy i zdekarbonizowanych gazów, w ramach istniejących systemów, jest temperatura pracy sieci ciepłowniczych, gdzie dominującym nośnikiem energii jest woda o temperaturze powyżej 100oC na zasilaniu sieci oraz ok. 60oC na jej powrocie.

Wytwarzanie ciepła z użyciem kolektorów słonecznych, pomp ciepła lub geotermii charakteryzuje się uzyskaniem niższych temperatur nośnika. Przystosowanie sieci ciepłowniczych do współpracy z takimi źródłami wymaga obniżenia temperatury pracy sieci ciepłowniczej, co może wiązać się z koniecznością dostosowania zarówno infrastruktury sieciowej, jak i instalacji wewnętrznych budynków, służących do ogrzewania pomieszczeń. Rozwiązania takie są więc znacznie bardziej opłacalne do wdrożenia w  nowobudowanych budynkach, gdzie od podstaw można zaprojektować i wykonać cały system ogrzewania w technice „wyspowej” lub hybrydowej.

## **Kogeneracja gazowa**

Najprostszą do zastosowania technologią jest budowa jednostek wysokosprawnej kogeneracji (wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu w jednym procesie), zasilanych gazem ziemnym. Jednostki gazowe charakteryzują się relatywnie niską emisją na poziomie 230-270  g CO2/kWh, przez co rozwiązanie to nie adresuje w pełni wyzwań związanych z szybko drożejącymi uprawnieniami do emisji CO2. Jednostki gazowe powinny być uzupełniane technologiami OZE, w celu zmniejszenia presji środowiskowej i poprawy opłacalności prowadzonej działalności. Wykorzystanie tej technologii jako technologii pomostowej pozwoli, w relatywnie krótkim czasie, zmniejszyć intensywność emisji sektora poprzez zastąpienie węgla kamiennego oraz pozwoli na uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Uzyskanie takiego statusu warunkuje możliwość uzyskania wsparcia ze środków publicznych na kolejne inwestycje w systemach ciepłowniczych w kierunku ograniczenia strat ciepła, cyfryzacji zarządzania podażą i popytem, a także zdolności do integracji szerokiego strumienia ciepła z technologii OZE.

W związku ze znaczną liczbą planowanych inwestycji polegających na konwersji ciepłowni węglowych na elektrociepłownie gazowe, znaczenie tego paliwa wzrośnie. Zaznaczyć należy, że ze względu na dużą dojrzałość tej technologii oraz ograniczone alternatywy. Gaz ziemny będzie najdłużej wykorzystywany w dużych elektrociepłowniach zasilających systemy ciepłownicze największych miast. Dysponując stabilnymi, efektywnymi źródłami, wykorzystującymi paliwa gazowe, możliwe będzie wdrażanie na szeroką skalę technologii opartych o energię odnawialną, co powinno przyspieszyć proces transformacji sektora ciepłowniczego i osiągnięcie celu neutralności klimatycznej, przy zachowaniu kontroli nad zmianami cen ciepła i ich utrzymywaniu na akceptowalnym przez odbiorców poziomie.

Gaz ziemny, stanowiący paliwo przejściowe w systemach ciepłowniczych zasilanych z jednostek kogeneracji gazowej, będzie stopniowo uzupełniany źródłami OZE o mniejszej mocy, szczególnie w  obszarach sieci zasilających w ciepło nowobudowane osiedla lub obiekty. Tak zaprojektowany system hybrydowy funkcjonowałby współistniejąc z systemem macierzystym, do którego byłby przyłączony. Przez większą część roku zasilanie takiego sytemu pochodziłoby z własnego źródła OZE, natomiast ciepło z systemu macierzystego pełniłoby funkcję stabilizującą zasilanie, a w czasie zwiększonego zapotrzebowania lub braku możliwości korzystania z OZE, pełniłoby rolę źródła szczytowego.

## **Termiczne przekształcanie odpadów**

Instalacje termicznego przekształcania odpadów stanowią dobre wsparcie transformacji ciepłownictwa i ograniczenia roli węgla, wykorzystując frakcję palną odpadów, przyczynią się do zahamowania wzrostu kosztów ogrzewania i odbioru odpadów w wymiarze lokalnym. Dane Confederation of European Waste-to-Energy Plants, organizacji zrzeszającej operatorów ITPO, wskazują wyraźnie na brak wystarczającej infrastruktury w Europie Środkowej w porównaniu z  zachodnimi państwami członkowskimi. 8 zakładów w Polsce przetwarza 1,1 mln t odpadów w  porównaniu z 96 zakładami niemieckimi o mocy przerobowej 26,3 mln t.

Rys. 11. Mapa potencjału instalacja termicznego przekształcania z odzyskiem energii z 2018 roku, od tego czasu oddano do użytku jedną instalację w Polsce. Kolor granatowy – liczba instalacji, pomarańczowy – moc przerobowa w milionach ton[[16]](#footnote-17).



Nowe instalacje, budowane według surowych norm ochrony środowiska, wykorzystujące energię zmagazynowaną w odpadach, dla których zagospodarowania nie ma alternatywy, gdyż ich składowanie jest niedozwolone, są niezbędne do wprowadzenia w Polsce gospodarki o obiegu zamkniętym. Jednocześnie poprzez wykorzystanie kogeneracji, jednostka kontrybuuje do uzyskania przez system statusu efektywnego.

## **Biomasa**

Obecnie najbardziej popularnym odnawialnym źródłem energii w ciepłownictwie jest biomasa. W  przypadku ciepłownictwa systemowego, na paliwo to składa się przede wszystkim drewno. Inne dostępne źródła biomasy mają zbyt niską kaloryczność na potrzeby energetyki i ciepłownictwa.

W porównaniu do innych OZE stosowanych w ciepłownictwie, zaletą biomasy jest elastyczność. Przy zachowaniu właściwych technik można ją przewozić, składować oraz spalać, gdy jest na to zapotrzebowanie. Przy czym warto zauważyć, że łańcuch technologiczny różni się od węglowego - biomasa charakteryzuje się niższą kalorycznością, dlatego potrzebne są większe objętości paliwa, a jej przechowywanie musi odbywać się w określonych warunkach. Ponadto, z uwagi na specyfikę paliwa, instalacje kotłowe muszą być zbudowane z materiałów odpornych na korozję wywołaną m.in. wilgotnością paliwa. Praca takich jednostek jest stabilna i niezależna od warunków atmosferycznych, stopień wykorzystania zainstalowanej mocy wysoki, a ponadto nie jest wymagana zmiana parametrów pracy sieci ciepłowniczej.

Głównym ograniczeniem rozwoju jednostek opalanych paliwami z biomasy jest logistyka dostaw odpowiedniej ilości i jakości tego paliwa oraz brak uregulowanego rynku biomasy, który uniemożliwia zakontraktowanie jej dostaw w ramach kontraktów długoterminowych, a także ustalenia ceny referencyjnej.

W wyniku zwiększonego zapotrzebowania na biomasę w Polsce, oraz szerzej w Europie, napływać zaczęła biomasa spoza Unii Europejskiej. Importowi sprzyja również zagospodarowanie lokalnych pozostałości po produkcji drzewnej na inne cele niż energetyka. Poza zwiększeniem śladu węglowego (emisji liczonej w cyklu życia paliwa z biomasy) w wyniku uwzględnienia transportu biomasy, uprawa roślin, z których paliwo to jest wytwarzane może zabierać przestrzeń unikalnym biosferom oraz uprawie roślin uprawianych na zaspokojenie potrzeb żywnościowych człowieka.

Dyrektywa RED II wprowadza zaostrzone kryteria zrównoważonego rozwoju dla biomasy. By zaliczyć energię z biomasy do tzw. celu OZE, nie może ona pochodzić z terenów o wysokiej zawartości węgla (np. torfowisk), o wysokiej bioróżnorodności. Biomasa może zostać uznana jako paliwo bezemisyjne jedynie po spełnieniu określonych w załącznikach do dyrektywy warunków. Według tych kryteriów wystawiane są certyfikaty zgodności partii dostaw biomasy. W szczególności pod uwagę brany jest rodzaj i pochodzenie materiału oraz odległość przez jaką biomasa była transportowana (celem ograniczenia importu). Biomasa nie posiadająca certyfikatu zgodności z wymaganiami, nie może zostać zaliczona do spełnienia obowiązku udziału OZE w ciepłownictwie, a w przypadku jej użycia jako paliwa w jednostkach powyżej 20 MWt, emisja musi być rozliczona w systemie handlu uprawnieniami do emisji ETS.

## **Gazy zdekarbonizowane**

Najprostszą, obecnie już wykorzystywaną w Polsce, technologią gazu zdekarbonizowanego (gazu neutralnego klimatycznie, bądź o zerowym bilansie emisji) jest biogaz - gaz składający się przede wszystkim z metanu, azotu, tlenków węgla oraz związków siarki, powstały w wyniku procesów biologicznych z odpadów organicznych. Możliwe jest lokalne wykorzystanie biogazu np. z osadów ściekowych lub zgazowania odpadów, a następnie dystrybucja ciepła na lokalnym rynku.

Zgodnie z prognozą Ministerstwa Klimatu i Środowiska w roku 2030 planowana jest produkcja ok. 1 mld m3 biometanu rocznie. Wielkość ta może okazać się niewystarczająca do odegrania istotnej roli w dekarbonizacji sektora ciepłowniczego z uwagi na istotną rolę tego paliwa w realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego i  Narodowego Celu Wskaźnikowego przy produkcji paliw ciekłych na potrzeby transportu. Dopiero w  kolejnej dekadzie, zakładając dalszy wzrost podaży biometanu, to rozwiązanie może istotnie przyczynić się do redukcji emisji w sektorze ciepłownictwa.

Rosnącą rolę w systemach ciepłowniczych będzie również odgrywać wodór. Gaz ten będzie uzupełnieniem dla metanu przesyłanego sieciami gazowymi (blending) lub będzie transportowany w  czystej postaci za pomocą dedykowanej infrastruktury. By wodór został uznany za paliwo zdekarbonizowane musi powstawać z wykorzystaniem CCU/CCS, poprzez elektrolizę wody z  wykorzystaniem energii elektrycznej, generowanej przez jednostki wytwórcze OZE, szczególnie w  okresach niskiego zapotrzebowania na energię w systemie elektroenergetycznym lub w procesie pirolizy z wykorzystaniem gazu ziemnego czy biogazu.

Według szacunków Polskiej strategii wodorowej, niskoemisyjna produkcja tego gazu w roku 2030 będzie mogła być prowadzona z instalacji (przede wszystkim elektrolizerów) o mocy na poziomie 2  GW[[17]](#footnote-18). Spełnienie tych założeń pozwoli na stopniową dekarbonizację istniejących aktywów ciepłowniczych.

Dla przyszłości kogeneracji gazowej w długiej perspektywie kluczowe będą zmiany w składzie paliwa gazowego w sieci gazowej. Regulacyjne ograniczenia wykorzystania paliw kopalnych wymuszać będą wzrost udziału biometanu i wodoru dodawanego do konwencjonalnego, kopalnego metanu, transportowanego w systemach przesyłowym i dystrybucyjnym gazu ziemnego. Oznacza to stopniową dekarbonizację systemów ciepłowniczych jak i ogrzewnictwa indywidualnego, obecnie zasilanych gazem kopalnym.

## **Kolektory słoneczne**

Ograniczone możliwości stosowania kolektorów słonecznych w systemach ciepłowniczych związane są z problemem niskiej temperatury czynnika roboczego. Oznacza to konieczność zastosowania instalacji dogrzewającej, o mocy odpowiedniej, by w razie potrzeby całkowicie zastąpić kolektory. Istotnym problemem jest sprawność tego rozwiązania, która zmniejsza się wraz ze spadkiem nasłonecznienia charakterystycznym dla okresu wzmożonego zapotrzebowania na ciepło. Dodatkowo, konieczne jest wygospodarowanie odpowiednio dużej powierzchni gruntu lub przystosowanie konstrukcji budynku do zainstalowania urządzeń bezpośrednio w pobliżu odbiorców.

Bezdyskusyjnymi zaletami tej formy wytwarzania ciepła są bardzo niskie koszty zmienne oraz brak emisji gazów cieplarnianych. Implementacja technologii wykorzystujących energię słońca do produkcji ciepła w systemach ciepłowniczych będzie się odbywać poprzez instalację tego typu urządzeń zintegrowanych z węzłami ciepłowniczymi do zasilania nowych osiedli lub obiektów budowlanych. Innym możliwym zastosowaniem kolektorów słonecznych jest tworzenie systemów wyspowych, w  ramach rozwiązań hybrydowych z zastosowaniem innych źródeł ciepła.

## **Pompy ciepła**

Podobnie jak w przypadku kolektorów słonecznych, ograniczeniem stosowania wielkoskalowych pomp ciepła w  systemach ciepłowniczych jest niska temperatura czynnika roboczego możliwa do osiągnięcia przez źródła tego typu.

Z perspektywy wymogów regulacyjnych, pompa ciepła w przypadku jej zasilania z sieci elektroenergetycznej, nie może być uznana w pełni za odnawialne źródło energii ze względu na emisyjność paliw stosowanych w produkcji energii elektrycznej. Najlepsze wyniki mogą być osiągane w przypadku montażu pomp ciepła ze stabilnym dolnym źródłem, cieplejszym od powietrza – np. ścieków w oczyszczalni lub zbiorników/cieków wodnych, które współpracują z siecią ciepłowniczą zasilaną z innych źródeł ciepła, tworząc system hybrydowy.

Alternatywnie, w obecnym stanie prawnym, możliwe jest instalowanie pomp ciepła zasilanych bezpośrednio z dedykowanych instalacji OZE z pominięciem sieci dystrybucyjnej, w węzłach ciepłowniczych lub u odbiorców ciepła, ograniczając w ten sposób udział energii nieodnawialnej w  cieple dostarczanym do budynków. Montaż tego typu urządzeń w węzłach ciepłowniczych może również pozwolić na stabilizację sieci elektroenergetycznej w okresie zwiększonej produkcji niesterowalnych OZE, poprzez połączenie z małymi magazynami ciepłej wody pozwalające na przesunięcie w czasie podaży energii elektrycznej i zapotrzebowania na ciepło.

## **Geotermia**

Do zasobów geotermalnych zaliczane jest ciepło pochodzące z mediów o temperaturze wynoszącej, co najmniej 20°C. Wody podziemne będące nośnikiem ciepła, tj. wody o temperaturze wyższej niż 20°C, nazywane są wodami termalnymi. W polskich warunkach występowanie energii geotermalnej związane jest z wodami o temperaturach nie przekraczających zwykle 90°C, a w sporadycznych przypadkach nieznacznie przekraczających 100°C.

Jak wskazują badania geologiczne, w Polsce do najbardziej perspektywicznych obszarów pod względem ujmowania i zagospodarowania wód termalnych należą Podhale, północna część przedgórza sudeckiego oraz rejon ciągnący się od Szczecina aż po Góry Świętokrzyskie. Wymienione obszary posiadają dobre rozpoznanie warunków hydrogeologicznych, co w znacznym stopniu ogranicza ryzyko geologiczne inwestycji. Sudety zaklasyfikowano w całości jako obszar perspektywiczny dla ujmowania wód termalnych, jednak odznaczający się bardzo słabym stopniem rozpoznania.

Wykorzystanie energii geotermalnej jest determinowane przez szereg czynników, do których możemy zaliczyć: warunki geologiczne, parametry wody złożowej, efektywność rozwiązań technicznych i  technologicznych, struktura odbiorców ciepła oraz pozostałe, które wpływają wprost lub pośrednio na wartości głównych wskaźników ekonomicznych, a w konsekwencji atrakcyjność inwestycji.

Z punktu widzenia projektowania instalacji geotermalnych ważne są nie tylko własności zbiornikowe wód podziemnych, ale także odpowiednia lokalizacja i precyzyjne określenie sposobu zagospodarowania energii. Wykorzystanie wód w pełnym zakresie temperatur (sposób kaskadowego wykorzystania wód termalnych) pozwala na znaczną poprawę efektywności instalacji oraz zwiększenie przychodów ze sprzedaży energii cieplnej.

## **Elektryfikacja ciepłownictwa – wykorzystanie kotłów elektrodowych**

Osiągnięcie neutralności klimatycznej UE do 2050 roku oznacza dalszy rozwój OZE, charakteryzujących się niesterowalnością i powodujących istotne wyzwania dla bilansowania systemu elektroenergetycznego. Bilansowanie produkcji energii z OZE wymaga rozwoju kapitałochłonnych inwestycji w magazyny energii, oparte o technologie baterii litowo-jonowych lub zamiany energii elektrycznej na gaz

Tańszą alternatywą jest zagospodarowanie nadwyżek energii w postaci energii cieplnej. Przetwarzanie energii elektrycznej w energię cieplną nie nastręcza istotnych trudności technologicznych i może być realizowane dwojako:

1. instalacja kotłów elektrodowych jako źródeł szczytowych – jednostki te wraz z  wprowadzeniem taryf dynamicznych będą stopniowo przesuwać na krzywej ciepłowniczej w  kierunku podstawy pracy systemu;
2. montaż małych magazynów ciepła w węzłach cieplnych wyposażonych w pompy ciepła.

Powyższe rozwiązania będą wymagały zmian regulacyjnych pozwalających na poprawę ich efektywności ekonomicznej, jednak w obliczu wyzwań związanych z opłatami za emisje jest to rozwiązanie pożądane.

## **Wykorzystanie technologii jądrowych**

W odniesieniu do największych systemów ciepłowniczych, w długim horyzoncie czasowym, należy rozważyć adaptację i rozwój technologii jądrowych do produkcji ciepła i chłodu. Realizacja uciepłownionych elektrowni jądrowych powiązana jest z realizacją Polskiego Programu Energetyki   
Jądrowej (po 2033 roku). Dedykowane do systemów ciepłowniczych wielkich miast elektrociepłownie jądrowe (po 2040 roku), mogą wykorzystywać reaktory o małej i średniej mocy (SMR po ich certyfikacji), mogą stać się uzasadnionym ekonomicznie, wyborem dla zapewnienia dostaw ciepła o  określonych parametrach (ciepło wysokotemperaturowe), przy zachowaniu wymagań gospodarki neutralnej klimatycznie po 2050 r.

# **Perspektywy rozwoju ciepłownictwa**

Na potrzeby Strategii Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy we współpracy z Akademią Górniczo-Hutniczą sporządził raport pt. „*Ścieżki Transformacji Ciepłownictwa”,* na bazie którego powstał załącznik 1 do niniejszego dokumentu. Zadaniem ww. analizy jest ustalenie charakterystyk ekonomicznych i technicznych ścieżek transformacji ciepłownictwa w zakresie zmian technologicznych w przedsiębiorstwach ciepłowniczych, w odpowiedzi na oczekiwane zmiany warunków ich funkcjonowania, a w szczególności regulacji wynikających z polityki klimatycznej.

W opracowaniu zastosowano podejście systemowe, z wykorzystaniem modelu komputerowego. Odzwierciedlono w nim obraz całego sektora ciepłownictwa systemowego, z uwzględnieniem charakterystyk systemów ciepłowniczych, przede wszystkim źródeł ciepła. Po stronie technologii reprezentowane są warianty źródeł ciepła, dla różnych zakresów mocy, paliw i charakterystyk pracy. Zastosowane podejście daje duże możliwości analiz dla różnych scenariuszy i badania wpływu zmian w regulacjach dotyczących ciepłownictwa.

Perspektywy rozwoju ciepłownictwa zostały przeanalizowane dla trzech scenariuszy, determinujących warunki jego funkcjonowania:

* **BAU - Business as Usual** – (scenariusz 1) zakładający brak planowanej transformacji ciepłownictwa, uwzględniający wyłącznie niezbędne inwestycje, modernizacje i bieżącą eksploatację w zakresie zgodnym z prognozą zapotrzebowania na ciepło.
* **Scenariusz optymalnej transformacji** – (scenariusz 2) prowadzący do osiągnięcia celów dla ciepłownictwa ustalonych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r.
* **Scenariusz ambitnej transformacji** – (scenariusz 3) prowadzący do osiągnięcia celów komunikowanych przez instytucje europejskie, czyli bardzo ambitne inwestycje w Odnawialne Źródła Energii i poruszanie się w ścieżce prowadzącej do zeroemisyjności netto w 2050 r. Scenariusz ten należy przyjąć jako realizujący politykę zgodną z założeniami propozycji pakietu „Fit for 55”.

W **scenariuszu BAU** nie zakłada się planowego wycofywania węgla z produkcji ciepła systemowego, przy czym dokonywane są niezbędne modernizacje istniejących urządzeń do produkcji ciepła, nie inwestuje się w nowe jednostki węglowe, a wycofywane zastępowane są gazowymi. Nowi odbiorcy nie są w zasadzie przyłączani do istniejących systemów, rozwija się budowa lokalnych kotłowni osiedlowych opartych o źródła OZE, pompy ciepła i gaz, ewentualnie dostępne lokalnie źródła ciepła odpadowego.

W **scenariuszu optymalnej transformacji** realizowane są cele PEP 2040. Następuje wzrost udziału OZE w produkcji ciepła, systemy przekształcają się w efektywne systemy ciepłownicze, a ich liczba ma wynosić 85% całkowitej puli, w 2030 roku. Dla reprezentatywnych ciepłowni/elektrociepłowni dobiera się optymalne warianty źródeł ciepła, zgodnie z założoną krzywą zapotrzebowania.

W **scenariuszu ambitnej transformacji** zakłada się przyspieszenie inwestycji w źródła ciepła wykorzystujące odnawialne źródła energii, w tym redefinicję efektywnego systemu ciepłowniczego wg propozycji z pakietu „Fit for 55”. Poza działaniami analogicznymi do poprzedniego scenariusza, dodatkowo analizuje się zachowanie statusu efektywnych systemów ciepłowniczych w perspektywie 2030 r. oraz konieczność otworzenia możliwości inwestycyjnych i technologicznych w dotychczas niestosowanych kierunkach rozwoju.

Model nie zakłada wprost celów redukcji emisji dwutlenku węgla, ponieważ dla ciepłownictwa systemowego, jako oddzielnego sektora, cel nie został bezpośrednio określony. Obniżenie emisji będzie wynikiem działania szeregu czynników: rosnących kosztów uprawnień do emisji dwutlenku węgla, zakładanego minimalnego poziomu dostaw energii z OZE, zwiększenie liczby systemów efektywnych energetycznie, a w przypadku scenariusza ambitnej transformacji, również bardziej restrykcyjnych warunków „efektywności” systemów ciepłowniczych.

* 1. **Prognoza popytu na ciepło**

Do modelowania powyższych scenariuszy transformacji konieczne jest oszacowanie popytu na ciepło. Oszacowane prognozy wykorzystano jako wymagany poziom wytwarzania ciepła, przy czym dla scenariusza transformacji *Business as Usual* przyjęto wariant PODSTAWOWY, natomiast dla dwóch pozostałych wariant PLUS – wypełniający cel z PEP 2040 podłączenia 1,5 mln nowych gospodarstw domowych do systemów ciepłowniczych w 2030 roku. Szerszy opis zastosowanej metodyki, a także zastosowane podejście znajduje się w załączniku analitycznym.

Tab. 2. Prognoza popytu na dostawy ciepła do sieci dla wyróżnionych grup odbiorców, wariant PODSTAWOWY [TJ]

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2015** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
| Ogrzewnictwo, mieszkania wybudowane do 2020 | 158 470 | 163 662 | 149 825 | 106 461 | 88 818 |
| Ogrzewnictwo, mieszkania wybudowane po 2020 | 0 | 0 | 19 649 | 33 698 | 37 264 |
| CWU | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 |
| Rolnictwo i pozostali odbiorcy | 40 621 | 41 952 | 43 625 | 36 242 | 32 666 |
| Przemysł i budownictwo | 39 900 | 39 900 | 39 900 | 39 900 | 39 900 |
| Transport | 1877 | 1938 | 2015 | 1674 | 1509 |
| **RAZEM popyt na ciepło brutto** | **240 900** | **247 484** | **255 047** | **218 007** | **200 189** |
| Ciepło oddane do sieci wg URE | 251 513 | 258 909\* |  |  |  |

\*dane za 2019 rok

Tab. 3. Prognoza popytu na dostawy ciepła do sieci dla wyróżnionych grup odbiorców, wariant PLUS [TJ]

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2015** | **2020** | **2030** | **2040** | **2050** |
| Ogrzewnictwo, mieszkania wybudowane do 2020 | 158 470 | 163 662 | 170 134 | 122 361 | 103 628 |
| Ogrzewnictwo, mieszkania wybudowane po 2020 | 0 | 0 | 28 688 | 35 420 | 36 284 |
| CWU | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 |
| Rolnictwo i pozostali odbiorcy | 40 621 | 41 952 | 51 232 | 40 775 | 36 202 |
| Przemysł i budownictwo | 39 900 | 39 900 | 39 900 | 39 900 | 39 900 |
| Transport | 1877 | 1938 | 2367 | 1884 | 1672 |
| **RAZEM popyt na ciepło brutto** | **240 900** | **247 484** | **292 353** | **240 371** | **217 718** |
| Ciepło oddane do sieci wg URE | 251 513 | 258 909\* |  |  |  |

\*dane za 2019 rok

* 1. **Wyniki analizy**

Wyniki otrzymane dla poszczególnych scenariuszy przedstawiono w kolejnych sekcjach. **Należy zauważyć, że wartość popytu na ciepło sieciowe w Scenariuszu 1 jest niższa, ze względu na nie wypełnienia celu z PEP 2040, 1,5 mln nowych gospodarstw domowych przyłączonych do systemów ciepłowniczych**

Podsumowanie wyników przedstawiające strukturę nośników energii wykorzystywanych do produkcji ciepła w każdym scenariuszu przedstawiono na poniższym rysunku. We wszystkich wariantach przyjęto 30 - letni horyzont dla inwestycji. Oznacza to, że obliczone koszty wytwarzania ciepła w danym roku oprócz rocznych kosztów OPEX obejmują 1/30 kosztów CAPEX. Dla zapewnienia niezawodności wytwarzania ciepła poprzez substytucję mocy, założono 20% rezerwę mocy. We wszystkich scenariuszach w kolejnych latach zmieniają się ceny paliw, uprawnień do emisji, popyt na ciepło sieciowe, cele udziału OZE, etc.

Rys. 12. Struktura nośników energii wykorzystywanych do wytwarzania ciepła systemowego w poszczególnych scenariuszach.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Scenariusz 1** | | |
| Chart, pie chart  Description automatically generated | | |
| **Scenariusz 2** | | |
| Chart, pie chart  Description automatically generated | | |
| **Scenariusz 3** | | |
| Chart, pie chart  Description automatically generated | | |
|  | | |
| **2030** | **2040** | **2050** |

Rys. 13. Skumulowane emisje CO2 w okresie 2018-2050

Rys. 14. Skumulowane koszty wytwarzania ciepła w okresie (Scenariusz 1 ma o 13% niższą produkcję ciepła) 2018-2050

# **Oszacowanie kosztów transformacji ciepłownictwa systemowego**

Precyzyjne określenie kosztów transformacji polskiego ciepłownictwa jest niemożliwe. Sektor ciepłowniczy jest bardzo rozdrobniony, składa się z 396 podmiotów koncesjonowanych, funkcjonujących w unikalnych ekosystemach miejskich.

O kierunku modernizacji indywidualnego zakładu ciepłowniczego decydować będzie otoczenie instalacji ciepłowniczej: dostęp do gazu ziemnego, dostęp do lokalnie pozyskiwanej biomasy lub partnerstwo z miejską spółką zagospodarowania odpadów, czy też wykorzystanie ciepła odpadowego z pobliskiego zakładu przemysłowego.

Przeprowadzona analiza prognozuje koszt inwestycji w źródła ciepła w tej dekadzie, koniecznych do przeprowadzenia transformacji na poziomie od ok. 43,9 do 72 mld zł, przy zachowaniu obecnych cen. Uwzględniając szacunki Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie dotyczące kosztów przesyłu i dystrybucji, koszty inwestycyjne wzrosną od ok. 54,9 do 102 mld zł, mld zł.

Warto zaznaczyć, że łączny koszt zakupu uprawnień dla całego koncesjonowanego ciepłownictwa w  2019 stanowił 14,6% wszystkich kosztów sektora, przy średniej cenie jednego uprawnienia na poziomie 24,51 euro. W obecnym roku ceny uprawnień przekroczyły 80 euro. Choć ceny mogą się przejściowo obniżyć, to jednak presja regulacyjna związana z  podniesieniem celu redukcyjnego do 2030 roku będzie skutkowała zwiększonym zainteresowaniem inwestorów podziałem systemów ciepłowniczych, w celu „wyjścia” z systemu EU ETS i uniknięcia kosztów emisji. Oczekiwane jest jednakże inwestowanie w bez/niskoemisyjne technologie, gdzie oprócz unikniętych kosztów CO2, zmitygowane zostaną ryzyka związane z sytuacją na rynku paliw oraz nastąpi redukcja zanieczyszczeń do powietrza

Należy zwrócić uwagę na kwestię kosztów zewnętrznych ponoszonych przez obywateli i budżet państwa w związku z emisjami szkodliwych substancji do atmosfery. Koszty zewnętrzne ciepłownictwa w Polsce to 45 PLN/GJ, co przy produkcji ciepła wynoszącej 345 tys. TJ oznacza, że obecny miks energetyczny ciepłownictwa systemowego oparty na węglu generuje 15,5 miliardów PLN kosztów zewnętrznych rocznie.

**Szersze informacje odnośnie przeprowadzonej analizy, wraz z założeniami oraz działaniem modelu komputerowego, znajdują się w załączniku analitycznym do niniejszej strategii.**

# **Docelowy model funkcjonowania sektora ciepłowniczego**

**Zapotrzebowanie na ciepło powinno być realizowane w pierwszej kolejności przez ciepło systemowe, jeżeli jest dostępne.** Nowoczesne systemy ciepłownicze zapewniają wysoką sprawność wykorzystania paliwa, komfort użytkowników, atrakcyjne ceny ciepła oraz czyste powietrze. Nowobudowane jednostki kogeneracji, poza korzyściami dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, umożliwią integrację OZE w elektroenergetyce poprzez stabilizację Krajowego Systemu Elektroenergetycznego - zwłaszcza w połączeniu z magazynami ciepła, pozwalającymi na uelastycznienie pracy poszczególnych jednostek. Zwiększony udział kogeneracji oraz wzrost elastyczności pracy jednostek ciepłowniczych, zacieśni współpracę sektora ciepłownictwa systemowego z elektroenergetyką, co pośrednio umożliwi dalszy dynamiczny wzrost udziału OZE w  sektorze elektroenergetycznym.

Docelowo, ciepłownictwo systemowe będzie konglomeratem szeregu technologii i powinno optymalnie wykorzystywać lokalne zasoby i źródła energii, w tym efektywne wykorzystanie ciepła i  energii elektrycznej wytworzonych w skojarzeniu, w instalacjach do termicznego przekształcania wysokokalorycznej frakcji odpadów komunalnych i pochodzących z przetwarzania odpadów komunalnych oraz ciepło odpadowe z procesów przemysłowych.

Postępująca urbanizacja i suburbanizacja wymaga, aby liczba budynków przyłączanych do sieci systematycznie się zwiększała, a celem wynikającym z PEP2040 jest **osiągnięcie 1,5 mln nowych gospodarstw domowych podłączonych do sieci ciepłowniczej w 2030 r**. Realizacja tego celu wymaga aktywnej roli i współpracy jednostek samorządu terytorialnego i przedsiębiorstw ciepłowniczych przy przygotowaniu planów zaopatrzenia w ciepło oraz ułatwień regulacyjnych dla przyłączania nowych odbiorców do wyspowych sieci ciepłowniczych funkcjonujących w oparciu o technologie OZE.

Rozwój systemów ciepłowniczych będzie koncentrował się na ograniczeniu strat ciepła w sieci oraz **obniżeniu temperatur nośnika ciepła**, co pozwoli integrować szeroką paletę technologii rozproszonych źródeł, wykorzystujących energię odnawialną. Zarządzanie wieloma instalacjami w  systemie ciepłowniczym będzie możliwe dzięki równoległemu wdrożeniu na szeroką skalę inteligentnych sieci ciepłowniczych i systemów zarządzania podażą i popytem na ciepło. **W wyniku prowadzonych działań emisja CO2 z koncesjonowanego ciepłownictwa systemowego w 2030 roku powinna zmniejszyć się o co najmniej 34% w porównaniu do wartości z 2019 roku.**

**Cele na 2030 rok**

**85%** systemów efektywnych

**Perspektywa 2040 roku**

* Oczekiwany dalszy, dynamiczny wzrost udziału OZE;
* Postępująca elektryfikacja ciepłownictwa;
* Wzrost udziału gazów zdekarbonizowanych zasilających wysokosprawną kogenerację;
* Wdrożenie systemów ciepłowniczych nowej generacji – rozporoszone źródła, budynki plus-energetyczne, inteligentne sieci;

Wzrost udziału OZE w całym sektorze do **28,4**%.

**1,5 mln** nowych gospodarstw domowych przyłączonych do sieci.

**Implementacja nowych technologii –** obniżenie temperatury nośnika, chłód sieciowy, termiczne przekształcanie odpadów, magazyny ciepła, gazy zdekarbonizowane, pompy ciepła.

Zwiększona rola kogeneracji - **5,1 GWe nowych mocy**.

Spadek emisji CO2 o co najmniej 34%.

Zmiany w funkcjonowaniu przedsiębiorstw – **nowe modele świadczenia usług i** nowe zasady taryfowania.

# 

# **Działania obszaru wymiany źródeł**

## **Finansowanie budowy nowych źródeł ciepła**

Obecnie dostępne środki na modernizację sektora ciepłownictwa mają określoną perspektywę czasową: KPO – 2026, Fundusz Modernizacyjny – 2030, POIiŚ – 2021 - 2027 (n+3). Środki w ramach ww. źródeł zostaną wykorzystane w pierwszej kolejności na transformację sektora w kierunku efektywnych systemów ciepłowniczych (KPO, FM) oraz modernizację sieci ciepłowniczych i wzrost udziału OZE (POIiŚ).

Rys. 15. Prognozowane finansowanie dotacyjne dla ciepłownictwa systemowego ze środków publicznych.

Dodatkowo, projektowany, fundusz transformacji energetyki.

Mając na uwadze ograniczenia w finansowaniu ze środków publicznych, którego pełen zakres jest dostępny wyłącznie systemom spełniającym wymogi efektywnego systemu ciepłowniczego lub systemom, które w wyniku uzyskania wsparcia osiągną taki status, konieczne jest w pierwszej kolejności finansowanie modernizacji źródeł ciepła. Dlatego Ministerstwo Klimatu i Środowiska przyjęło następującą demarkację finansowania inwestycji ciepłowniczych:

**Krajowy Plan Odbudowy** – kontynuacja programu „ciepłownictwo powiatowe” finansowanie jednostek wytwórczych do 50 MWt;

**Fundusz Modernizacyjny** – finansowanie jednostek wytwórczych – kogeneracji gazowej, OZE oraz paliw alternatywnych powyżej 50MWt, digitalizacji sieci oraz magazynów ciepła;

**Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027**– modernizacja sieci ciepłowniczych oraz jednostek wytwórczych.

## **Kontynuacja wsparcia wysokosprawnej kogeneracji**

Uzyskująca wsparcie wysokosprawna kogeneracja, aby utrzymać swój status, musi wykazać odpowiednią oszczędność energii pierwotnej oraz odpowiednią sprzedaż ciepła użytkowego. Budowa nowoczesnych elektrociepłowni gazowych o elastycznym profilu działania, pozytywnie wpływa na funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez równomierną geograficznie możliwość generacji energii oraz okresowe stabilizowanie produkcji energii z OZE. Zaletą tej technologii jest uznanie jej jako źródła przybliżającego system ciepłowniczy do statusu efektywnego.

Gaz ziemny poza redukcją emisji CO2 o nawet 60% w porównaniu do generacji węglowej, praktycznie eliminuje powstawanie pyłów zawieszonych, a emisje związków siarki oraz azotu są również znacznie ograniczone[[18]](#footnote-19). Z uwagi na uwarunkowania ekonomiczno-prawne, w obecnej dekadzie przyspieszy proces odstawiania źródeł węglowych. Rola gazu ziemnego w ciepłownictwie będzie się zwiększała, gdyż jest to niezbędny element polskiej transformacji energetycznej.

Dostrzegając potencjał kogeneracji, w 2018 r. Sejm RP uchwalił ustawę o promowaniu energii elektrycznej z  wysokosprawnej kogeneracji[[19]](#footnote-20). Oczekiwanym rezultatem wprowadzonych środków wsparcia jest budowa 5,1 GW zainstalowanej mocy elektrycznej w nowych jednostkach kogeneracji, głównie opartej na gazie ziemnym, które zastępować będą przede wszystkim ciepłownie na paliwo węglowe, użytkujące przestarzałe kotły wodne.

W 2019 roku, wg danych operatora systemu przesyłowego energii elektrycznej[[20]](#footnote-21) 71,9% krajowego zapotrzebowania zostało pokryte poprzez energię wygenerowaną ze spalania węgla. Od tempa „zazieleniania” polskiej elektroenergetyki i jego wpływu na ceny energii, zależeć będzie elektryfikacja ciepłownictwa.

Równolegle, wyłączane będą najstarsze węglowe jednostki wytwórcze, i istnieje zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej - na co wskazują raporty URE[[21]](#footnote-22) oraz PSE[[22]](#footnote-23). Oba raporty były tworzone przed gwałtownym skokiem cen uprawnień do emisji, czyniącym produkcję starszych źródeł węglowych jeszcze mniej opłacalną, zatem zagrożenie może być większe. Budowa dużych, elastycznych jednostek kogeneracji wraz z elektrowniami gazowymi, pozwoli na uzupełnienie powstającej luki, pozwalając na utrzymanie stabilności systemu elektroenergetycznego, do czasu pojawienia się jednostek jądrowych.

W dobie coraz szybszego przyrostu niestabilnych mocy OZE, rozproszonych w mikroinstalacjach, kluczowe staje się wspieranie stabilizacji pracy systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez lokalne elektrociepłownie. Województwa o najlepszych właściwościach dla energetyki słonecznej[[23]](#footnote-24) – świętokrzyskie, podkarpackie, opolskie, lubelskie, oraz małopolskie za wyjątkiem ostatniego wymienionego, są również regionami o niższym niż średnia ogólnopolska udziale kogeneracji w produkcji ciepła systemowego. Wskazane wyżej województwa mają więc największy potencjał do budowy elektrowni fotowoltaicznych jak i stabilizujących je jednostek kogeneracji.

W długim horyzoncie czasowym, po 2040 r., w obliczu konieczności osiągnięcia celu neutralności klimatycznej, udział jednostek kogeneracji opartej na gazie ziemnym powinien ulegać redukcji, a ich rola w pracy na krzywej ciepłowniczej będzie zmierzać w kierunku źródeł szczytowych.

System promowania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji podlega ciągłej ewaluacji i  będzie modyfikowany, w celu osiągnięcia założonych efektów. W wyniku przeprowadzonych analiz wprowadzono obowiązek przeprowadzania 4 aukcji oraz 2 naborów w ciągu roku, a także usunięcie warunku złożenia ważnego pozwolenia na budowę, dotychczas wymaganego już na etapie dopuszczenia do udziału w systemie wsparcia. Zmiany te przyczynią się do zwiększenia dostępności mechanizmu wsparcia dla projektów inwestycyjnych transformujących ciepłownictwo w kierunku niskoemisyjnym oraz pozwolą na optymalne wykorzystanie dostępnych programów finansowania inwestycji.

* Podmioty odpowiedzialne: Minister właściwy ds. energii, URE.
* Czynność: prowadzenie i ew. dostosowywanie systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji.
* Okres: 2021-2047, nowelizacja ustawy przed końcem 2022 roku.
* Oczekiwany efekt: 5100 MWe nowych jednostek, spadek emisji CO2 z sektora o ok. 18%.
* Kamień milowy: 4050 MWe zakontraktowane w 2025 roku
* Kontrybucja do celu: ograniczenia emisji CO2, zwiększania roli kogeneracji i wzrostu udziału systemów o statusie efektywnego.
* Koszt: do ok. 30 mld zł.

## **Program zazieleniania ciepłownictwa systemowego**

W związku ze stale dominującą pozycją paliw kopalnych, zwłaszcza w ciepłownictwie systemowym oraz wysokim kosztem implementacji OZE, konieczne jest dodatkowe wsparcie sektora. Obecne tempo przyrostu mocy OZE jest zbyt wolne by spełnić warunek 28,4% udziału OZE w 2030 roku. Według danych z opracowania Prezesa URE, udział OZE pośród paliw wykorzystywanych w koncesjonowanym ciepłownictwie systemowym w  latach 2002-2019 wzrósł z 2,9% do 9,5%.

W celu zapewnienia stałego finansowania po wyczerpaniu się środków z Krajowego Planu Odbudowy konieczne będzie opracowanie mechanizmu gwarantującego długotrwały wzrost udziału OZE. Mając na uwadze, że obowiązek integracji OZE w każdym systemie ciepłowniczym byłby nadmiarowy i nieefektywny, konieczne jest wprowadzenie mechanizmu motywującego przedsiębiorstwa ciepłownicze do integracji konkretnych technologii. Dla realizacji tego celu rozważane jest wprowadzenie stałego, minimalnego zwrotu z zaangażowanego kapitału zainwestowanego w  instalacje OZE w sektorze ciepłowniczym.

Po roku 2030, wobec ciągłej presji na zwiększenie udziałem OZE konieczne może być wprowadzenie rozwiązań dedykowanych dalszemu rozwojowi OZE po wyczerpaniu dostępnych środków dotacyjnych.

Dodatkowo, rozważane jest wprowadzenie ułatwień w zazielenieniu ciepła systemowego poprzez wyłączenie z obowiązku przedstawiania do zatwierdzenia taryf dla ciepła Prezesowi URE źródeł o mocy zainstalowanej do 5 MW, które charakteryzują się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8, w których ciepło odnawialne stanowi nie mniej niż 60% wytworzonej energii. Zabieg ten ułatwi stopniową dekarbonizację systemów ciepłowniczych poprzez budowę i przyłączanie niewielkich, rozproszonych źródeł, przede wszystkim na krańcach systemu. W konsekwencji zmian regulacyjnych, a także systemu wsparcia ułatwiony, zostanie rozwój ciepłownictwa systemowego na terenach podmiejskich w ramach systemów wyspowych.

* Podmioty odpowiedzialne: Minister właściwy ds. energii, NFOŚiGW.
* Czynność: Zaprojektowanie i wdrożenie programu zazieleniania ciepłownictwa.
* Okres: 2022-2050.
* Oczekiwany efekt: około 400 MWt nowych mocy w OZE rocznie, ograniczenie emisji CO2 o ok. 11% do 2030 roku, względem obecnych emisji.
* Kamień milowy: 16% udziału OZE w ciepłownictwie systemowym w 2025
* Kontrybucja do celu: wzrostu udziału OZE, ograniczenia emisji CO2, wzrostu udziału systemów o statusie efektywnego.

## **Lokalne zagospodarowanie wysokokalorycznej frakcji odpadów.**

Składowanie odpadów komunalnych o kaloryczności powyżej 6 MJ/kg jest, zgodnie z  rozporządzeniem[[24]](#footnote-25) Ministra Gospodarki, nielegalne. Jednocześnie, pomimo rozwoju technologii nie jest możliwy recykling wszystkich materiałów. Strumień niezagospodarowanych, palnych odpadów komunalnych, nie nadających się do recyklingu będzie wynosił w roku 2034 ok.  1,5-1,8[[25]](#footnote-26) mln t rocznie. Dodatkowo, znaczna ilość odpadów tej kategorii zalega w miejscach nielegalnego nagromadzenia, tworząc ciągłe zagrożenie pożarowe. Uwzględniając obecnie funkcjonujące 8 instalacji termicznego przekształcania, 3 powstające oraz cementownie, (również zużywające odpady) wydajność instalacji zdolnych zagospodarować wysokokaloryczną frakcję odpadów należy uznać za dalece niewystarczającą. Odpady te muszą zostać zagospodarowane w dedykowanych kogeneracyjnych jednostkach termicznego przekształcania odpadów lub zakwalifikowane jako paliwo dla lokalnych ciepłowni i zostać wykorzystane w pobliżu miejsca powstania. Sektor ciepłownictwa, poprzez budowę instalacji termicznego przekształcania odpadów w układach kogeneracyjnych, przy zachowaniu hierarchii sposobów postępowania z odpadami, będzie kontrybuował do rozwiązania problemu zagospodarowania wysokokalorycznej frakcji odpadów komunalnych. Przyjmując moc cieplną istniejących instalacji, wraz z ich mocą przerobową, można w uproszczeniu przyjąć, że zagospodarowanie całego niewykorzystanego strumienia odpadów pozwoliłoby na budowę jednostek wytwórczych o łącznej mocy rzędu kilkuset megawatów.

Planowane jest przedstawienie analizy możliwości wsparcia oraz koncepcji finansowania konkretnych instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych lub odpadów wytworzonych z przetwarzania odpadów komunalnych, dostarczających w skojarzeniu ciepło i energię elektryczną do systemów ciepłowniczych, wraz z ewentualną propozycją zmian, bądź kierunków zmian w przepisach.

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii i środowiska, minister właściwy ds. do spraw rozwoju regionalnego, NFOŚiGW, PFR S.A., JST.
* Czynność: stworzenie programu wsparcia ITPO oraz dostosowanie przepisów.
* Okres: 2021-2030.
* Oczekiwany efekt: wzrost znaczenia odpadów w ciepłownictwie systemowym.
* Kamień milowy: budowa dodatkowych ok. 280 tys. ton mocy przerobowych do końca 2027 roku.
* Kontrybucja do celu: zwiększonej roli kogeneracji, wzrostu udziału systemów o statusie efektywnego.

## **Wykorzystanie ciepła odpadowego**

Zgodnie z definicją dyrektywy RED II ciepło odpadowe oznacza niemożliwe do uniknięcia ciepło, które jest wytwarzane jako produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego pozostałoby niewykorzystane. Polska nie zdecydowała się na uwzględnienie ciepła odpadowego w celu OZE, co powodowałoby wzrost celu z 1,1 p.p./rok do 1,3 p.p./rok, tym niemniej należy wdrożyć rozwiązania prawne nakierowane na wykorzystanie tego ciepła, jako istotnego czynnika kontrybuującego do uzyskania statusu systemu efektywnego. W ramach implementacji dyrektywy RED II definicja ciepła odpadowego zostanie uregulowana, poprzez jej zapisanie w ustawie Prawo Energetyczne.

Największą zaletą ciepła odpadowego powinna być jego niska cena, bez uwzględnienia kosztów przyłączenia i urządzeń służących odzyskaniu tego ciepła. Wykorzystanie w systemie ciepłowniczym ciepła odpadowego jest jednym z alternatywnych warunków uznania go za efektywny system ciepłowniczy. Planowane jest wpisanie do ustawy Prawo energetyczne, obowiązku ewidencji źródeł ciepła odpadowego i wykorzystania go kiedy jest to ekonomicznie uzasadnione.

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii, NFOŚiGW.
* Czynność: wprowadzenie zmian w ustawie Prawo Energetyczne, wsparcie finansowe.
* Okres: do końca 2030 r.
* Oczekiwany efekt: zapoczątkowanie wykorzystania ciepła odpadowego w Polsce.
* Kontrybucja do celu: ograniczania emisji CO2, wzrostu udziału systemów o statusie efektywnego i implementacji nowych technologii.

## **Wsparcie systemów niskotemperaturowych**

Rozwój technologii grzewczych zmierza w kierunku projektowania sieci o niższej temperaturze nośnika niż obecnie. Przyczyny są następujące:

* Niższe temperatury nośnika spowodują mniejsze straty ciepła.
* Większość technologii wytwórczych wykorzystujących OZE dostarcza ciepło w nośniku o niższych temperaturach niż obecnie stosowane technologie oparte na paliwach kopalnych.
* Nowobudowane budynki charakteryzują się bardzo dobrą izolacją termiczną i nie będą potrzebować dużych ilości ciepła.

Pomimo wcześniej wspominanych trudności w implementacji rozwiązań niskotemperaturowych do dużych sieci ciepłowniczych, będzie to naturalny, ewolucyjny kierunek zmian. W ramach wszystkich programów pomocowych konieczne będzie zaimplementowanie wsparcia rozwiązań niskotemperaturowych, a w późniejszym okresie skupienie się na tych technologiach. W przypadku obniżania temperatury konieczne są szersze zmiany niż wymiana źródła - potrzebna jest reorganizacja systemu. Wraz z uzyskiwaniem przez systemy ciepłownicze statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, finansowanie publiczne będzie intensywniej kierowane w kierunku infrastruktury ciepłowniczej na adaptację systemów do poziomu sieci IV i V generacji. Obecnie technologie niskotemperaturowe wspierane są przede wszystkim przez program priorytetowy NFOŚiGW „Nowa Energia”.

Tab. 4. Generacje systemów ciepłowniczych[[26]](#footnote-27).

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Generacja sieci | Istniejące | IV | V | VI |
| Temperatura zasilania sieci | 135oC | 70 oC | 45 oC | 35 oC |
| Temperatura powrotu do sieci | 60 oC | 30 oC | 25 oC | 30 oC |
| Średni wskaźnik zapotrzebowania energii pierwotnej budynków zasilanych z sieci ciepłowniczej | 99-383 kWh/(m2rok) | 44-79 kWh/(m2rok) | 0-33 kWh/(m2rok) | - |
| udział źródeł konwencjonalnych w produkcji ciepła | 90% | 70% | 50% | 10% |
| udział OZE w produkcji ciepła | 5% (instalacje pilotażowe, kolektory słoneczne, biomasa) | 15% (kolektory słoneczne, PV, biomasa, geotermia, farmy wiatrowe) | 30% (kolektory słoneczne,  PV, biomasa, geotermia,  farmy wiatrowe) | 50% (kolektory słoneczne,  PV, biomasa, geotermia,  farmy wiatrowe) |
| ciepło z odpadów i biogazu | 2% | 5% | 5% | 20% |
| Chłodzenie | Brak | centralne lub lokalnie scentralizowane | lokalnie scentralizowane | indywidualne lub lokalnie scentralizowane |

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii, , NFOŚiGW, NCBiR.
* Czynność: wprowadzanie zmian regulacyjnych, wsparcie finansowe oraz badawcze.
* Okres: 2021-2050.
* Oczekiwany efekt: przejście na sieć IV generacji w 2040 roku.
* Kontrybucja do celu: ograniczania emisji CO2, wzrostu udziału OZE i implementacji nowych technologii.

## **Współpraca z sektorem elektroenergetycznym**

Jednym z wyzwań, jakie niesie duży udział mocy niestabilnych źródeł OZE zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym jest niepokrywanie się produkcji energii elektrycznej z zapotrzebowaniem odbiorców. Bilansowanie energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (dalej: KSE) wymaga w  zależności od sytuacji, ograniczenia lub przywoływania do pracy jednostek konwencjonalnych.

Jest to zjawisko negatywne, powodujące trudności w zarządzaniu systemem dystrybucyjnym energii elektrycznej oraz utrudnioną pracę jednostek konwencjonalnych. Skutkiem wahań popytu, system handlu energią elektryczną na giełdzie odnotowuje gwałtowne wahania cen.

Współpraca systemów ciepłowniczych z elektroenergetyką będzie się odbywała na dwóch płaszczyznach. W przypadku niedoboru energii elektrycznej poprzez produkcję energii w jednostkach wytwórczych wysokosprawnej kogeneracji, a w przypadku nadmiaru tej energii poprzez jej odbiór i  wykorzystanie w technologii P2H (*Power to Heat*) za pomocą kotłów elektrodowych lub pomp ciepła, zainstalowanych w węzłach cieplnych. Jest to koncepcja przekształcenia nadwyżek energii elektrycznej w ciepło, które następnie można magazynować. Wykorzystanie tej technologii wymaga zmian regulacyjnych pozwalających na opłacalność tego typu inwestycji oraz wsparcie szerokiego wykorzystania dobowych magazynów ciepła. Magazynowanie energii w tej postaci jest prostsze technologicznie oraz tańsze od magazynowania energii elektrycznej np. w akumulatorach chemicznych.

Magazyny ciepła pozwalają na uelastycznienie produkcji poprzez możliwość wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach kogeneracji i jednoczesne magazynowanie wytworzonego ciepła do czasu wystąpienia zapotrzebowania. Obecnie funkcjonują na szeroką skalę magazyny krótkookresowe, bilansujące względnie niewielkie ilości ciepła na potrzeby cyklu dobowego. Konieczna jest ich dalsza popularyzacja, aż do momentu w którym każda jednostka kogeneracyjna o mocy powyżej 5 MW będzie mogła współpracować z magazynem ciepła.

Analizowana jest możliwość stworzenia programu pilotażowego dla sezonowego magazynu ciepła. W  ramach programu planowana jest budowa kilku magazynów ciepła, wykonanych przez różnych wykonawców w różnych technologiach. Magazyny miałyby możliwie skutecznie magazynować ciepło przez przynajmniej kilka miesięcy. Po przeprowadzonych próbach wybrana zostanie technologia najlepiej spisująca się w warunkach obecnie funkcjonujących systemów ciepłowniczych. Zostanie ona zaimplementowana na szerszą skalę w ramach dedykowanego programu wsparcia.

Kolejną popularną koncepcją wykorzystywania nadwyżki energii z OZE jest przekształcanie nadwyżki w  gaz: P2G (*Power to Gas*). Najpopularniejszą metodą aplikacji tej koncepcji jest elektroliza wody – na potrzeby produkcji wodoru. Niemniej jednak, infrastruktura wodorowa, oraz zapotrzebowanie na to paliwo jako nośnika energii, nie są jeszcze w pełni rozwinięte. Gazy otrzymywane w wyniku procesów P2G uznaje się za zdekarbonizowane. Korzystanie z tak otrzymanego gazu jest najbardziej opłacalne w  procesach o wysokiej sprawności, czyli w kogeneracji. W przypadku wodoru oznacza to nie tylko spalanie, lecz również kogeneracyjne ogniwa paliwowe. Istniejące programy oraz fundusze będą promować projekty wykorzystujące powyższe technologie. Polska strategia wodorowa przewiduje rozwój układów ko- i trójgeneracyjnych, w szerokim zakresie mocy.

Dyrektywa RED II w art. 24 ust. 8 nakazuje operatorom systemu dystrybucyjnego we współpracy z  operatorami systemów ciepłowniczych ocenę potencjału systemów ciepłowniczych pod kątem wsparcia systemu elektroenergetycznego. Obowiązek ten zostanie transponowany do polskiego prawa w drodze nowelizacji prawa energetycznego. Rzetelna realizacja tego obowiązku ma potencjał wsparcia transformacji w obu sektorach.

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii, minister właściwy ds. aktywów państwowych, NFOŚiGW.
* Czynność: wdrożenie programu wsparcia dla magazynów ciepła, implementacja dyrektywy RED 2, budowa ram prawnych oraz programów wsparcia dla produkcji ciepła z wodoru.
* Okres: 2021-2040 r.
* Oczekiwany efekt: magazyn dobowy we wszystkich systemach kogeneracyjnych powyżej 5MW w 2040 roku.
* Oczekiwany efekt: rozwój ciepłownictwa wodorowego w formie instalacji poli- i kogeneracyjnych.
* Kamień milowy: do 2025 roku przetestowanie magazynów sezonowych.
* Kontrybucja do celu: wzrostu znaczenia kogeneracji, wzrostu udziału OZE, wzrostu udziału systemów o statusie efektywnego i implementacji nowych technologii.

## **Edukacja i podnoszenie świadomości ekologicznej**

Biorąc pod uwagę wzrastającą rolę konsumentów na rynku energii, świadomość obywatelską nt. ich praw i obowiązków będzie fundamentalnym aspektem wspomagającym transformację ciepłownictwa. Społeczeństwo zdaje sobie sprawę z wagi problemu jakim są zanieczyszczenia powietrza oraz zjawisko globalnego ocieplenia. Dbałość o odpowiednią jakość powietrza i redukcja emisji zanieczyszczeń do atmosfery powinny być celem podejmowanych działań.

Wartymi odnotowania są wyniki badania świadomości ekologicznej przeprowadzone na zlecenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska[[27]](#footnote-28). Według ankietowanych największym zagrożeniem dla środowiska naturalnego w Polsce jest właśnie zanieczyszczenie powietrza (59% odpowiedzi), choć wiedza o największym źródle pochodzenia – indywidualnych źródłach ciepła nie jest powszechna (37% odpowiedzi). Badania[[28]](#footnote-29) wskazują na polepszające się postrzeganie ciepła systemowego w oczach konsumentów. Jednocześnie, z badań wynika, że najważniejszą cechą ogrzewania powinna być wygoda – będąca najważniejszą zaletą ciepła systemowego.

Rys. 16. Zalety ciepła systemowego wg konsumentów.

Rys. 17. Cechy idealnego ogrzewania wg konsumentów.

Komunikacja pomiędzy administracją publiczną a obywatelami będzie kluczowa w procesie modernizacji ciepłownictwa systemowego. Z powodu przeprowadzanych inwestycji, poziom kosztów ciepła może przejściowo wzrosnąć, jednak w dalszym horyzoncie czasowym uniknięte zostaną koszty zewnętrzne, koszty spowodowane systemem EU ETS oraz wzrostem cen paliw kopalnych.

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. klimatu, NFOŚiGW, media.
* Czynność: promocja postaw pro-środowiskowych, kontynuacja badań świadomości ekologicznej Polaków.
* Okres: 2021-2030.
* Oczekiwany efekt: wzrost świadomości społecznej w obszarach związanych z ciepłownictwem.
* Kontrybucja do celu: wzrostu ilości gospodarstw domowych wykorzystujących ciepło systemowe.

## **Wsparcie procesu projektowania oraz pozyskiwania finansowania transformacji przedsiębiorstwa.**

Przedsiębiorstwa prowadzące działalność ciepłowniczą, w znacznej większości przynależą do segmentu małych i średnich przedsiębiorstw, często nie posiadają odpowiedniej wiedzy i kompetencji w zakresie implementacji nowych technologii, wymaganych do przeprowadzenia głębokiej transformacji własnych aktywów. Jednocześnie, wynajęcie przedsiębiorstw konsultingowo-inżynieryjnych jest procesem wymagającym odpowiednich nakładów, oraz wiąże się z ryzykiem nie posiadania odpowiednich kompetencji również przez wynajęty podmiot.

W celu zaradzenie tego typu wyzwaniom na poziomie Unii Europejskiej powstał program „ELENA”. Utworzony w 2009 roku jako “EuropeanLocalENergyAssistance” jest oparty na umowie między EBI a Komisją Europejską. Granty są przeznaczane na przygotowanie (nie wdrożenie) programów inwestycyjnych w efektywność energetyczną i zrównoważony transport miejski.

W ramach tego programu Krajowa Agencja Poszanowania Energii utworzyła Krajowy Integrator Procesów Inwestycyjnych w PEC - Program wsparcia małych i średnich Przedsiębiorstw Energetyki Cieplnej. Głównym celem koncepcji jest umożliwienie przeprowadzenia inwestycji w zakresie wymiany źródeł ciepła nie tylko poprzez zapewnienie finansowania, ale również poprzez dostarczenie niezbędnych kompetencji w zakresie przygotowania i realizacji projektu. Planowanym efektem programu było podpisanie listów intencyjnych z ponad 40 przedsiębiorstwami.

Bez odpowiednich, dostępnych kompetencji w zakresie wykorzystania OZE w ciepłownictwie, transformacja sektora może być w znacznym stopniu utrudniona , niezależnie od przeznaczoncyh w mechanizmach dofinansowania środków.

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii.
* Czynność: Rozszerzenie wsparcia dla Przedsiębiorstw Energetyki Cieplnej w zakresie przygotowania i przeprowadzenia procesu transformacji.
* Okres: funkcjonowanie mechanizmu będzie miało miejsce, do momentu gdy przestanie on być potrzebny.
* Oczekiwany efekt: transformacja systemów ciepłowniczych należących do segmentu małych i średnich przedsiębiorstw.
* Kontrybucja do celu: wzrostu znaczenia kogeneracji, wzrostu udziału OZE, wzrostu udziału systemów o statusie efektywnego i implementacji nowych technologii.

**Wymiana źródeł ciepła jest najważniejszym elementem Strategii, od którego zależeć będzie dalsze funkcjonowanie ciepłownictwa systemowego. Kluczowymi działaniami w tym obszarze będą:**

* Implementacja programu zazieleniania ciepłownictwa koncesjonowanego,
* Dalsze wsparcie wysokosprawnej kogeneracji,
* Kontynuacja i intensyfikacja wsparcia ciepłowni powiatowych,
* Zagospodarowanie lokalnych odpadów poprzez termiczne przetwarzanie z odzyskiem energii,
* Wykorzystanie ciepła odpadowego,
* Wsparcie rozwiązań niskotemperaturowych,
* Współpraca z sektorem elektroenergetycznym,
* Wsparcie inżynieryjno-dokumentacyjne.

Oraz kampanie informacyjno-edukacyjne uświadamiające konieczność wymiany indywidulanych źródeł ciepła, i konsekwencje niepodejmowania działań.

# **Działania obszaru regulacyjno-administracyjnego**

## **Wprowadzenie hierarchii źródeł ciepła**

Cele polityki klimatycznej wymagają od sektora zmiany filozofii prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła i oparcia modernizowanych systemów, tam gdzie jest to techniczne wykonalne, na OZE. Zwiększanie się ilości dostępnych strumieni ciepła skutkuje koniecznością wprowadzenia hierarchii źródeł. Obecnie dyspozytorzy sieci ciepłowniczej mają obowiązek zakupu ciepła z OZE, pod warunkiem, że pobrane ciepło nie przekracza zapotrzebowania na ciepło w systemie, a cena ciepła nie jest wyższa od średniej ceny ciepła z innych źródeł w systemie.

Jednak celem realizacji wymagań postawionych przez PEP 2040, konieczne jest wdrożenie poszerzonej hierarchii uwzględniającej więcej zmiennych i źródeł ciepła zgodnie z wnioskami z niniejszego dokumentu. Poszerzona hierarchia powinna w pierwszej kolejności uwzględniać paliwa dostępne lokalnie, w tym: OZE, frakcja kaloryczna odpadów, której recykling jest niemożliwy, ciepło odpadowe z  procesów przemysłowych.

Proponowana kolejność zakupu ciepła przez dyspozytora sieci ciepłowniczej kształtuje się następująco:

1. Cały strumieńciepła pochodzącego z instalacji termicznego przekształcania odpadów (ITPO), w ilości wynikającej z udziału ilości paliw stanowiących pozyskiwane lokalnie odpady, w całym strumieniu paliw zużywanych do procesu spalania w tej jednostce (priorytet pracy w podstawie).
2. Cały strumień ciepła odpadowego, w tym z odzysku z procesów przemysłowych a także np. pompy ciepła ze ścieków lub rewersyjne (priorytet pracy w podstawie).
3. Geotermia, pompy ciepła inne niż kwalifikujące się do pkt 2, instalacje solarne w pracy na powrocie nośnika lub pod krzywą ciepłowniczą.
4. Ciepło pochodzące z pozostałych instalacji OZE w ilości wynikającej z udziału ilości paliw stanowiących odnawialne źródła energii w całym strumieniu paliw zużywanych do procesu spalania w tej jednostce (priorytet pracy w podstawie).
5. Cały strumień ciepła z zespołu źródeł (w skład którego wchodzi przynajmniej jedna jednostka kogeneracyjna) dostarczający ciepło do jednego systemu ciepłowniczego, gdy cały zespół źródeł zapewnia efektywność tego systemu ciepłowniczego i spełnia wszelkie normy środowiskowe oraz zapewnia ciepło o odpowiednim współczynniku nakładu energii nieodnawialnej wp,c < 0,4 (priorytet pracy w podstawie).
6. Cały strumień ciepła z jednostki wysokosprawnej kogeneracji (praca pod krzywą ciepłowniczą, a w przypadku, gdy w systemie istnieje kilka źródeł proporcjonalna w stosunku do innych źródeł).
7. Pozostałe rodzaje ciepła (praca proporcjonalna w stosunku do innych źródeł).

Rys. 18. Przykładowy kształt krzywej ciepłowniczej w perspektywie 2040 roku[[29]](#footnote-30)

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii.
* Czynność: wprowadzenie i aktualizowanie hierarchii źródeł ciepła.
* Okres: 2025-2040.
* Oczekiwany efekt: wsparcie alternatywnych źródeł ciepła w największych systemach ciepłowniczych.
* Kontrybucja do celu: ograniczania emisji CO2 i wzrostu udziału OZE.

## **Wprowadzenie systemu gwarancji pochodzenia ciepła systemowego** **wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii**

Planowane jest rozszerzenie funkcjonującego systemu gwarancji pochodzenia o energię cieplną wytwarzaną z  odnawialnych źródeł energii w instalacjach systemowych OZE. Gwarancja pochodzenia ciepła systemowego wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, będzie dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz, że określona w tym dokumencie ilość ciepła wprowadzonego do sieci została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w  instalacjach odnawialnego źródła energii.

Wprowadzenie systemu gwarancji pochodzenia ciepła z OZE jest zgodne z dyrektywą RED II i zostanie zaimplementowane przez nowelizację ustawy o odnawialnych źródłach energii[[30]](#footnote-31). W  przypadku ciepłownictwa, które w odróżnieniu od sytemu elektroenergetycznego, stanowi kilkaset odrębnych systemów ciepłowniczych, znaczenie gwarancji pochodzenia początkowo będzie miało wymiar informacyjny i lokalny. Niemniej jednak w perspektywie kolejnej dekady, wraz z  upowszechnieniem instalacji OZE w systemach ciepłowniczych, może nabrać znaczenia chociażby przy wyborze lokalizacji biznesowych lub zakupie mieszkań oraz przyspieszyć integrację OZE w sektorze ciepłowniczym.

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii.
* Czynność: wprowadzenie do funkcjonującego systemu gwarancji energii elektrycznej, gwarancji pochodzenia ciepła systemowego wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii.
* Okres: 2023.
* Oczekiwany efekt: dzięki zwiększającej się świadomości społecznej w sprawach środowiska, gwarancje staną się dodatkowym atutem dla klientów i motywacją dla przedsiębiorstw.
* Kontrybucja do celu: wzrost udziału OZE.

## **Zmiany w modelu taryfowania**

Aktualny model kształtowania cen i stawek ciepła bazuje na dwóch podejściach:

* Kosztowym, w przypadku taryf dla ciepła wytworzonego w źródłach nie będących jednostkami kogeneracji i taryf dystrybutorów ciepła – ta metoda polega na analizie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności gospodarczej, uzasadnionych kosztów modernizacji i rozwoju oraz ochrony środowiska, uzasadnionej wielkości zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność. Na podstawie tej analizy ustalany jest planowany przychód, który jest podstawą do kalkulacji cen i  stawek opłat.
* Z zastosowaniem wskaźnika referencyjnego i średnich cen ciepła dla czterech grup stosowanych paliw – dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracji. Średnie ceny ciepła publikowane są przez Prezesa URE. Podejście to można uznać za benchmark, bazujący na średnich cenach ciepła ustalanych na podstawie kosztów uzasadnionych i uzasadnionego zwrotu z kapitału.

Podstawowym powodem konieczności zmiany zasad ustalania taryf jest trwałe niedofinansowanie przedsiębiorstw z sektora ciepłowniczego, które skutkuje ograniczonymi możliwościami inwestycyjnymi. Wskazuje na to przede wszystkim badanie Prezesa URE, w którym wskazuje się rentowność przedsiębiorstw wytwarzających i dystrybuujących ciepło na pograniczu opłacalności prowadzenia działalności gospodarczej, która maleje od 2016 r. do ujemnej rentowności wykazanej w  2019 r.

Tab. 5. zawierająca rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych wg danych z opracowania Prezesa URE.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ROK | Rentowność | | |
| ogółem | przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło bez kogeneracji | Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji |
| 2010 | 0,35 | 3,41 | -3,30 |
| 2011 | -1,56 | 1,69 | -5,33 |
| 2012 | -1,64 | 2,30 | -5,64 |
| 2013 | 1,81 | 4,47 | -0,27 |
| 2014 | 3,63 | 2,54 | 4,43 |
| 2015 | 1,46 | 3,44 | 0,06 |
| 2016 | 9,68 | 4,57 | 13,09 |
| 2017 | 6,71 | 4,62 | 8,23 |
| 2018 | 1,88 | 1,60 | 2,08 |
| 2019 | -2,92 | 1,68 | -6,26 |

Potrzeba zmiany podejścia do sposobu kształtowania taryf dla ciepła będzie realizowana w dwóch etapach:

1. Analiza zasadności zmiany rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło w  zakresie:
   * zagwarantowania odrębnej oceny strumienia przychodów ustalonych na bazie kosztów uzasadnionych od ustalania wielkości strumienia planowanego zwrotu z kapitału tak, żeby w  postępowaniu o zatwierdzenie taryfy dla ciepła umożliwić przedsiębiorstwom energetycznym uzyskanie zagwarantowanej wielkości zwrotu z kapitału,
   * wskazanie wielkości możliwych zmian dla poszczególnych pozycji kosztowych, mających na celu zrównoważenie interesów odbiorców i  przedsiębiorstw energetycznych oraz usprawnienie procesu taryfowania.
2. Analiza możliwości zmiany ww. rozporządzenia, a w niektórych przypadkach ustawy – Prawo energetyczne na potrzeby zmieniającego się otoczenia regulacyjnego, w szczególności umożliwienie stosowania nowych technik i technologii związanych z koniecznością stosowania źródeł OZE w  ciepłownictwie, co pociąga za sobą konieczność obniżenia temperatur nośnika w sieciach oraz pojawienie się rozproszonych źródeł ciepła, a także rozwoju dostaw chłodu sieciowego i sprzedaży ciepła do agregatów absorpcyjnych i adsorpcyjnych oraz stosowania magazynów ciepła:
   * zmiany zasad koncesjonowania,
   * analiza przepisów zawartych w art. 7b ustawy w kierunku zapewnienia bardziej rygorystycznego obowiązku przyłączania obiektów do sieci ciepłowniczej, zarówno ze strony przedsiębiorstw energetycznych, jak i projektantów nowopowstających obiektów,
   * zmiana modelu taryfowego z uwzględnieniem większego zastosowania metod analizy porównawczej,
   * zagwarantowanie minimalnego zwrotu z zaangażowanego kapitału dla inwestycji w OZE,
   * zastosowanie ceny pułapowej, jako wielkości maksymalnej możliwej do ustalania w umowach z odbiorcami ciepła.

W celu usprawnienia procesu zatwierdzania taryf dla ciepła, Prezes URE będzie przeprowadzać cykliczne warsztaty, dotyczące zunifikowania składanych wniosków o zatwierdzenie taryf dla ciepła oraz omawiania najczęściej popełnianych błędów w składanych wnioskach o zatwierdzenia taryfy dla ciepła.

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii, URE.
* Czynność: wprowadzenie gruntownych zmian w taryfowaniu.
* Okres: 2022 - 2025.
* Oczekiwany efekt: zwiększenie motywacji do inwestowania w sektorze, uproszczenie procedur, ułatwienia dla małych źródeł odnawialnych.
* Kontrybucja do celu: wzrost udziału OZE, wzrostu ilości gospodarstw domowych wykorzystujących ciepło systemowe.

## **Umożliwienie rozwoju chłodu z ciepła sieciowego**

Wzrost znaczenia kogeneracji gazowej jako technologii przejściowej będzie wymagał zwiększenia efektywności funkcjonowania takich bloków. Obok wspomnianych magazynów ciepła zasadny jest rozwój nowych zastosowań ciepła sieciowego, tj. trigeneracja. Trigeneracja oznacza uzyskanie trzeciego obok ciepła i energii elektrycznej produktu z jednostek kogeneracji – chłodu. W absorberach z wytworzonego ciepła produkowany jest chłód, przez co rentowność elektrociepłowni wzrasta w  okresie letnim.

Wdrożenie produkcji chłodu do polskich systemów ciepłowniczych stoi przed szeregiem wyzwań: zbyt niska temperatura czynnika roboczego używanego w systemie poza okresem grzewczym, niska elastyczność instalacji, konieczność rozbudowy infrastruktury. Prace rozwojowe nad implementacją trigeneracji do krajowych systemów powinny być prowadzone przez polskich naukowców, we współpracy z przemysłem i administracją publiczną w hubach naukowo-technologicznych.

Konieczne jest dostosowanie regulacji do łatwiejszego prowadzenia działalności związanej z  trigeneracją. W planach jest wyłączenie dostaw chłodu z procesu taryfowania przez Prezesa URE. Jako nowa, potencjalnie kosztowna technologia, trigeneracja powinna mieć możliwość swobodnego rozwoju w  oparciu o umowy cywilnoprawne pomiędzy producentami a odbiorcami. Poza wsparciem regulacyjnym, trigeneracja będzie mogła liczyć na wsparcie finansowe ze środków publicznych m.in. w ramach programu priorytetowego „Nowa Energia”.

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii, URE, NFOŚiGW.
* Czynność: zmiany w regulacjach dotyczących chłodu z ciepła sieciowego, wsparcie finansowe.
* Okres: 2022-2040.
* Oczekiwany efekt: rozwój chłodu sieciowego w Polsce.
* Kontrybucja do celu: implementacja nowych technologii.

## **Wsparcie najuboższych gospodarstw domowych, szczególnie narażonych na podwyżki cen ciepła**

W 2021 r. na unijnym i krajowym rynku obserwuje się znaczący wzrost cen energii. Jest on wynikiem oddziaływania szeregu nakładających się na siebie czynników, do których należą: rekordowe ceny uprawnień na rynku ETS, niesprzyjające warunki pogodowe (mroźna zima, wyjątkowo bezwietrzna wiosna i lato), budzące wątpliwości praktyki dominującego dostawcy gazu ziemnego do UE, niski poziom zapełnienia magazynów gazu ziemnego oraz zwiększony popyt na zasoby, związany z ożywieniem gospodarczym po pandemii Covid-19. Ceny energii nie pozostają bez negatywnego wpływu na inflację – której poziom wyraźnie wzrasta od początku 2021 r.

Sytuacja ta ma negatywny wpływ na społeczeństwo i stwarza ryzyko obniżenia stopy życiowej. Aby przeciwdziałać tej niekorzystnej sytuacji, koniecznym jest wdrożenie mechanizmów wspierających najbardziej potrzebujących pomocy obywateli.

Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego na ogrzewanie pomieszczeń przypada ok. 65% całkowitej energii zużywanej w gospodarstwie domowym, dlatego wprowadzenie mechanizmu wsparcia dla gospodarstw domowych zagrożonych ubóstwem energetycznym w zakresie zaspokojenia potrzeb cieplnych jest niezbędne w ramach ograniczenia zjawiska ubóstwa energetycznego w Polsce.

Mechanizmy i narzędzia wsparcia będą zależały od rozwoju sytuacji na rynkach energii i paliw oraz zidentyfikowanych potrzeb mieszkańców naszego kraju.

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii, samorządy terytorialne.
* Czynność: prowadzenie działań osłonowych mających na celu ograniczenie ubóstwa energetycznego.
* Okres: 2021-2050.
* Oczekiwany efekt: podtrzymanie wsparcia społecznego dla procesu transformacji ciepłownictwa, ograniczenie ilość odłączeń od sieci ciepłowniczych.
* Kontrybucja do celu: wzrostu ilości gospodarstw domowych wykorzystujących ciepło systemowe.

## **Realizacja gminnych planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe**

Wg art. 19. ustawy Prawo Energetyczne, wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Istnieje potrzeba opracowania oraz późniejszej implementacji założeń planu zaopatrzenia m.in. w ciepło na poziomie lokalnym. Zgodnie z PEP 2040 w 2018 roku jedynie 22% gmin posiadało ten dokument.

Stworzenie założeń planu, w oparciu o wymagania Strategii dla ciepłownictwa oraz PEP 2040 powinno być obowiązkowe w przypadku ubiegania się o wsparcie finansowe ze środków publicznych, zarówno krajowych jak i unijnych. Głównym celem oraz jednocześnie wymogiem w sektorze dostaw ciepła, stawianym w niniejszej Strategii byłoby doprowadzenie lokalnych systemów ciepłowniczych do statusu efektywnego.

Należy wziąć pod uwagę ograniczone możliwości urzędów lokalnych i ułatwić wykonanie tego zadania poprzez zwiększenie środków na szkolenie doradców energetycznych. Obecnie funkcjonuje program kształcenia ekspertów energetycznych dla jednostek administracji terytorialnej w ramach Projektu „Ogólnopolski system wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw w zakresie efektywności energetycznej oraz OZE”. Program jest prowadzony przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska, we współpracy z wojewódzkimi funduszami ochrony środowiska. W ramach projektu, poza organizacją szkoleń pracowników gmin, zatrudnieni doradcy wspierają samorządy w  zakresie przeprowadzania inwestycji w OZE oraz podczas tworzenia Planu Gospodarki Niskoemisyjnej. Według  aktualnych danych, zostało przeszkolone ok. 1600 osób.

Tak przeszkolony personel jest rozwiązaniem tymczasowym, wykorzystywanym do roku 2025. Docelowo, w przy każdej gminie powinno się znaleźć samodzielne stanowisko eksperta do spraw energetycznych. Osoba taka, posiadająca wykształcenie techniczne oraz praktykę w zakresie wytwarzania energii i efektywności wykorzystania energii, działała by na rzecz rozwoju energetycznego obszaru gminy, pozyskując środki oraz generując oszczędności poprzez pomniejszanie wydatków na energię. Wprowadzenie tego obowiązku odbędzie się na drodze nowelizacji ustawy o samorządzie gminnym[[31]](#footnote-32).

* Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii, JST.
* Czynność: wyegzekwowanie obowiązku sporządzania planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.
* Okres: 2023-2030.
* Oczekiwany efekt: 100% gmin z planem zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz z ekspertem do spraw energetycznych w 2030 roku.
* Kontrybucja do celu: wzrost ilości gospodarstw domowych wykorzystujących ciepło systemowe.

**W obszarze regulacyjno-administracyjnym przeprowadzone zostaną następujące działania:**

* Wprowadzenie hierarchii źródeł ciepła.
* Wprowadzenie gwarancji pochodzenia ciepła ze źródeł odnawialnych.
* Zmiana modelu taryfowania.
* Rozwój chłodu z ciepła sieciowego.
* Intensyfikacja zaangażowania gmin.

# **Środki europejskie**

## **Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (JTF – Just Transition Fund)**

Jest to nowy instrument finansowy implementowany w ramach polityki spójności, służący zapewnieniu wsparcia obszarom zmagającym się z poważnymi wyzwaniami społeczno-gospodarczymi wynikającymi z transformacji w dążeniu do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Jego głównym celem będzie łagodzenie skutków transformacji poprzez finansowanie dywersyfikacji i modernizacji lokalnej gospodarki oraz łagodzenie negatywnych skutków dla zatrudnienia. Aby osiągnąć ten cel, FST będzie wspierać inwestycje w dziedzinach takich jak łączność cyfrowa, czyste technologie energetyczne, redukcja emisji, regeneracja obszarów przemysłowych, przekwalifikowanie pracowników i pomoc techniczna. Fundusz będzie również przeciwdziałał pogłębianiu się dysproporcji regionalnych.

Dostępne środki:

Dla Polski – 3,8 mld euro, przy założeniu dążenia do neutralności klimatycznej.

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Inwestycje wypełniające cele klimatyczne m.in. ciepło z OZE, w regionach powiązanych z górnictwem węgla.

## **Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego**

Fundusz ukierunkowany jest na wsparcie społeczno-gospodarcze regionów Unii Europejskiej, szczególnie słabych ekonomicznie oraz gospodarczo. Środki EFRR finansują projekty zwiększające zatrudnienie, rozwijające przedsiębiorczość, rozbudowujące infrastrukturę, podwyższające konkurencyjność. Cechami branymi pod uwagę jest również ochrona grup szczególnie wrażliwych i  środowiska oraz współpraca transgraniczna. Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego w swoich działaniach przyczynia się do wzmocnienia spójności gospodarczej i społecznej przy jednoczesnym zmniejszaniu dysproporcji regionalnych. Jest to szczególnie ważne w kontekście wyzwań stawianych przed systemami mniejszych miejscowości.

Środki z Funduszu rozdysponowywane są w ramach następujących programów:

Wysokość środków:

Ok. 1,1 mld euro dla ciepłownictwa systemowego

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Zarówno źródła ciepła jak i infrastruktura.

* Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko
* Program Operacyjny Innowacyjna Gospodarka
* 16 Regionalnych Programów Operacyjnych dla województw
* Program Operacyjny Rozwój Polski Wschodniej
* Program Operacyjny Pomoc Techniczna
* Programy Operacyjne Europejskiej Współpracy Terytorialnej

## **Środki Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EIB – European Investment Bank)**

EIB pozyskuje środki finansowe na rynkach kapitałowych i udziela kredytów na preferencyjnych warunkach na projekty wspierające cele UE, w tym unijną politykę energetyczno–klimatyczną. Instytucja ma ambicje przemiany w „Bank Klimatyczny”, by skoncentrować się na inwestycjach wyłącznie w zrównoważony rozwój i przeciwdziałanie zmianom klimatu. Z końcem 2021 roku bank zaprzestanie finansowania inwestycji naftowo–gazowych, chyba że interesariusze udowodnią, że ich projekty pozytywnie wpłyną na znaczące obniżenie emisji. Przekłada się to na poważne środki w formie preferencyjnych pożyczek m.in. na rozwój odnawialnych źródeł ciepła. Europejski Banki Inwestycyjny, co do zasady współpracuje bezpośrednio z odbiorcami swoich produktów finansowych jedynie przy odpowiednio dużych projektach. Wsparcie mniejszych inwestycji jest dostępne za pośrednictwem Banku Gospodarstwa Krajowego.

Wysokość środków:

Wygenerowanie inwestycji klimatycznych o wartości 1 biliona euro, w całej UE do 2030 r.

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Zrównoważone inwestycje – jednostki wytwórcze OZE oraz infrastruktura dla efektywnych systemów.

## **Program LIFE**

Jedyny instrument finansowy Unii Europejskiej poświęcony wyłącznie współfinansowaniu projektów z dziedziny ochrony środowiska i klimatu. Jego głównym celem jest wspieranie procesu wdrażania wspólnotowego prawa ochrony środowiska, realizacja unijnej polityki w tym zakresie, a także identyfikacja i promocja nowych rozwiązań dla problemów dotyczących środowiska, w tym przyrody. Program oferuje pomoc bezzwrotną w wysokości nawet do 60% kosztów kwalifikowanych przedsięwzięcia, nie objętą pomocą publiczną państwa. W obszarze środowiska i klimatu nastawiony jest na finansowanie testowania i rozpowszechnienia innowacyjnych technologii oraz rozwiązań.

Wysokość środków:

5,45 mld euro na całą Europę.

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Małe, demonstracyjne projekty z zakresu odnawialnego ciepła.

## **Fundusz Modernizacyjny**

Wysokość środków:

Co najmniej 6,5 mld zł na polskie ciepłownictwo systemowe.

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Jednostki wytwórcze, digitalizacja sieci.

Środki Funduszu pochodzą z wpływów z systemu ETS – 2% wszystkich środków pochodzących z tego systemu, w tym ze sprzedaży polskich uprawnień w ramach tzw. puli derogacyjnej w tzw. IV okresie rozliczeniowym EU ETS. Instytucją zarządzającą rozdziałem środków jest NFOŚiGW. Fundusz służy nie tylko ciepłownictwu systemowemu, lecz ogólnemu wysiłkowi dekarbonizacji.

## **Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RRF)**

Recovery and resilience fund jest narzędziem utworzonym do walki z kryzysem spowodowanym epidemią COVID-19. Największy dotychczas sfinansowany z unijnego budżetu pakiet środków ma na celu pobudzenie gospodarki, gwałtowne przyspieszenie wzrostu gospodarczego przy wyjściu z epidemii, a w konsekwencji uniknięcie długotrwałego kryzysu. Jednocześnie, znaczna część środków ma być alokowana na inwestycje zmierzające ku „zazielenieniu” oraz digitalizacji gospodarki. Rozdysponowanie środków w ramach krajów członkowskich jest formułowane w Krajowych planach odbudowy (KPO). W polskim KPO dla komponentu B.1.1.1., obejmującego wymianę źródeł ciepła w ciepłownictwie systemowym, przeznaczono 300 mln zł.

Wysokość środków:

300 mln euro na polskie ciepłownictwo systemowe.

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Jednostki wytwórcze o mocach poniżej 50 MW.

# **Środki Krajowe**

## **System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji**

Ustawa z 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. 2019 poz. 42) wprowadziła 4 mechanizmy wsparcia kogeneracji:

1. aukcyjny system wsparcia – w formie premii kogeneracyjnej dla jednostek kogeneracji (nowych i znacznie zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW, które wygrają aukcje ogłaszane, przeprowadzane i rozstrzygane przez Prezesa URE;

Wysokość środków:

Do 30 mld zł wsparcia.

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Jednostki wytwórcze wysokosprawnej kogeneracji.

1. system wsparcia w drodze naboru – w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej dla jednostek kogeneracji (nowych i znacznie zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW, które wygrają nabory ogłaszane i przeprowadzane przez Prezesa URE;
2. system wsparcia w formie premii gwarantowanej dla:

* jednostek kogeneracji (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW;
* małych jednostek kogeneracji (nowych, znacznie zmodernizowanych, istniejących lub zmodernizowanych), wchodzących w skład źródła o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW;

1. system wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej (wysokość premii ustalana jest indywidualnie w drodze decyzji Prezesa URE) dla jednostek kogeneracji (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW.

Mechanizm wsparcia jest finansowany z opłaty kogeneracyjnej, odprowadzanej w ramach rachunku za energię elektryczną. Wsparcie jest przydzielane w drodze aukcji, za wyjątkiem największych źródeł dla których jest ono ustalane indywidualnie. Przedsiębiorstwa energochłonne obliczają ilość koniecznej opłaty od pomniejszonej w zależności od wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej ilości energii elektrycznej. Maksymalna ulga wynosi 85%. Wysokość opłaty ustalanej przez Ministra właściwego ds. energii, jest kształtowana w oparciu o prognozowane wypłaty i stan środków na rachunku prowadzonym przez Zarządcę Rozliczeń SA.

## **Rynek mocy**

Wprowadzenie rynku mocy oznacza zmianę architektury rynku energii z rynku jednotowarowego, na rynek dwutowarowy, gdzie transakcjom kupna-sprzedaży będzie podlegać nie tylko wytworzona energia elektryczna, ale również moc dyspozycyjna netto, czyli gotowość do dostarczania energii do sieci. Wybór jednostek rynku mocy, które za odpowiednim wynagrodzeniem będą oferować usługę, wykonywany jest w wyniku aukcji typu holenderskiego tj. aukcji składających się z wielu rund z ceną malejącą. Jednostki rynku mocy, które zostaną dopuszczone do udziału w aukcji, po pozytywnym zakończeniu procesu certyfikacji ogólnej, a następnie procesu certyfikacji do aukcji głównej, będą opuszczać aukcję, kiedy cena kolejnej rundy nie będzie już zapewniać ich oczekiwanego wynagrodzenia za moc. W efekcie, aukcje będą wygrywać najtańsze oferty przy zachowaniu neutralności technologicznej.

Wysokość środków:

Roczny koszt rynku mocy to ok. 5 mld zł, ilość środków trafiających do jednostek kogeneracji jest zależna od ofert.

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Jednostki wytwórcze wysokosprawnej kogeneracji.

Elektrociepłownie mogą liczyć na wsparcie z rynku mocy. Część elektrociepłowni wymaga modernizacji celem zwiększenia elastyczności produkcji w czasie zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną, jednak zwłaszcza nowe, gazowe jednostki kogeneracyjne wspierane w ramach rynku mocy staną się ważnym i efektywnym ogniwem stabilizacji systemu elektroenergetycznego wobec wzrastającego udziału odnawialnych źródeł energii, zależnych od sił natury. Przy czym zauważyć należy, że przychody z rynku mocy będą obniżone o poziom wsparcia wysokosprawnej kogeneracji.

## **Dostosowanie modelu taryfowania do zmieniających się warunków**

W obliczu zachodzącej konieczności modernizacji ciepłownictwa model taryfowania musi zostać dostosowany do realiów transformacji i dynamicznej sytuacji legislacyjno-ekonomicznej. Przedsiębiorstwa ciepłownicze nie były jak dotąd zainteresowane inwestowaniem gdyż niezależnie od poniesionego wysiłku, regulowany zysk pozostawał na takim samym poziomie – wraz ze spadkiem kosztów uzasadnionych spada podstawa taryfowania. Taryfy URE muszą w bardziej atrakcyjny sposób uwzględniać koszty inwestycyjne oraz zyski z kapitału. Utrzymywanie dotychczasowych, nieefektywnych środków wytwórczych, obciążonych rosnącymi kosztami emisji oraz paliwa jest droższe w dłuższej perspektywie. Podwyżka cen ciepła jest nie do uniknięcia, jednak im wcześniej przeprowadzona zostanie modernizacja w kierunku źródeł nieemisyjnych, tym większa ilość kosztów alternatywnych zostanie pominięta.

Wysokość środków:

Ilość środków zależna od systemu.

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Ogół ciepłownictwa systemowego.

## **Program priorytetowy „Nowa Energia”**

Program priorytetowy „Nowa Energia” realizowany jest przez NFOŚiGW, jego głównym celem jest podniesienie poziomu innowacyjności rozwiązań technologicznych w sektorze energetyki. Program stworzony został z myślą o realizacji uwarunkowań: wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, wsparcia innowacyjnej gospodarki i technologii oraz dostosowania do światowych trendów w dziedzinie energetyki.

Wysokość środków:

2,5 mld zł na cały program.

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Innowacyjne technologie w ciepłownictwie.

Program może stanowić wsparcie dla innowacyjnych rozwiązań z zakresu ciepłownictwa np. w zakresie wykorzystania wodoru, akumulowania i magazynowania ciepła i chłodu, budownictwa energooszczędnego oraz plusenergetycznego, trigeneracji, produkcji chłodu, pomp ciepła, reaktorów HTR, mikrogeneracji.

## **Rządowy Fundusz Polski Ład: Program Inwestycji Strategicznych**

Program realizowany jest ze środków Funduszu Przeciwdziałania COVID-19, o którym mowa w art. 65 ustawy z dnia 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw.

Wysokość środków:

23 mld zł na cały program.

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Infrastruktura oraz źródła.

Program ma na celu dofinansowanie projektów inwestycyjnych realizowanych przez gminy, powiaty i miasta lub ich związki w całej Polsce. O wsparcie mogą wnioskować wyłącznie JST i ich związki, spółki gminne nie mogą wnioskować o dofinansowanie.

Wnioski o dofinansowanie z Programu składane są do Prezesa Rady Ministrów, za pośrednictwem BGK, w formie elektronicznej. BGK weryfikuje wnioski pod względem formalnym, grupuje według priorytetów, przygotowuje raport i przekazuje go Prezesowi Rady Ministrów. Wsparcie na cele sektora może się odbywać w ramach priorytetu 1:

* budowa lub modernizacja źródeł ciepła sieciowego zeroemisyjnego,
* budowa lub modernizacja infrastruktury gospodarki odpadami, w tym spalarnie, przetwarzanie biologiczne, segregacja

lub priorytetu 2:

* budowa lub modernizacja źródeł ciepła sieciowego niskoemisyjnego

## **Fundusz Transformacji Energetyki**

Wysokość środków:

Co najmniej porównywalne z Funduszem Modernizacyjnym.

Co będzie finansowane w ramach sektora:

Przede wszystkim jednostki wytwórcze.

Do Funduszu Transformacji Energetyki trafi 40 procent środków ze sprzedaży uprawnień do emisji CO2, jakie Polska otrzymała na lata 2021-2030. – Według ostrożnych prognoz będzie to ponad 35 mld zł Głównym zadaniem Funduszu Transformacji Energetyki będzie wsparcie energetyki systemowej, by rozwój źródeł wytwórczych był zgodny ze ścieżką wytyczoną w Polityce Energetycznej Państwa, aczkolwiek część środków trafi m.in. do ciepłownictwa systemowego.

1. **Podsumowanie i Wnioski**

Rys. 19. Analiza SWOT ciepłownictwa systemowego

|  |  |
| --- | --- |
| **Mocne Strony**   * Najwięcej odbiorców ciepła systemowego w Unii Europejskiej, * Rozbudowana infrastruktura. * Ciepło systemowe jest dobrze kojarzone przez użytkowników końcowych – bezpieczne, tanie i ekologiczne źródło ciepła. * Uregulowanie sektora pozwala na stabilny rozwój przedsiębiorstw ciepłowniczych. | **Słabe strony**   * Podwyżki cen ciepła są źle oceniane przez społeczeństwo. * Z powodu sztywnej regulacji oraz wcześniejszego braku impulsów do zmian, przedsiębiorstwa sektora mogą mieć trudności z prowadzeniem koniecznych inwestycji. * Konieczność konsolidacji, wynikająca ze szczególnie złej pozycji małych przedsiębiorstw. * Brak krajowego doświadczenia w zakresie implementacji nowych technologii ciepłowniczych. |
| **Szanse**   * Dostępność finansowych środków wsparcia inwestycji pozwalająca na niespotykaną skalę transformacji sektora. * Elektroenergetyka będzie wymagała zabezpieczenia nowych usług bilansujących przez sektor ciepłowniczy. * Podłączenia nowych odbiorców do sieci ciepłowniczych stanowi jedno z istotnych rozwiązań dla poprawy jakości polskiego powietrza. * Możliwość wykorzystania lokalnego potencjału – źródeł ciepła odpadowego, biomasy czy odpadów komunalnych. | **Zagrożenia**   * Brak zrozumienia problematyki polskiego sektora ciepłowniczego przez instytucje europejskie. * Wprowadzenie nowych ambicji klimatycznych i dodatkowych obciążeń dla jednostek gazowych i biomasowych na poziomie UE. * Niepodłączanie się nowych odbiorców wynikające z niedostosowania jakości ciepła w sieci do wymagań nowych budynków o niemal zerowym zużyciu energii. * Odłączanie się odbiorców po 2025 roku w wyniku wysokich cen, prowadzące do dalszych wzrostów i dekompozycji systemów ciepłowniczych. |

Powyższa analiza wskazuje jasno, że ciepłownictwo stoi w obliczu ambitnych wyzwań, wymagających praktycznej przebudowy całego sektora do 2050 roku w oparciu o nowe technologie. Niniejsza strategia opisuje obecny stan sektora i  wyznacza kierunki jego transformacji w oparciu o obecnie obowiązujące oraz dyskutowane na forum europejskim regulacje, nakierowane na osiągnięcie neutralności klimatycznej UE w 2050 roku. Realizacja transformacji, wymagająca pod kątem organizacyjnym i finansowym, koncentruje się na minimalizacji obciążeń dla wszystkich interesariuszy sektora – odbiorców ciepła, przedsiębiorstw oraz administracji zarówno samorządowej jak i centralnej.

**Zarówno emisyjność, jak i konieczność spełnienia warunków uznania za efektywny energetycznie system ciepłowniczy, czynią wymianę źródeł ciepła i obniżenie emisji/GJ nadrzędnym priorytetem.**

**Najważniejszym wnioskiem płynącym z przeprowadzonej analizy** **jest, że zwlekanie z procesami inwestycyjnymi spowoduje znacznie większy wzrost cen w przyszłości, nawet po uwzględnieniu kosztów głębokiej modernizacji**. Głównym czynnikiem kosztotwórczym są ceny uprawnień do emisji CO2 na poziom których Polska nie ma bezpośredniego wpływu. Pozostawanie przy wytwarzaniu energii przede wszystkim z węgla spowoduje drastyczny wzrost kosztów ze względu na dalsze wzrosty cen uprawnień do emisji, które maja osiągnąć nawet 400 euro w 2050 roku.

Stąd najważniejszym priorytetem sektora oraz niniejszej Strategii powinno być możliwie szybkie odejście od spalania najbardziej emisyjnych paliw kopalnych i jak najszybsza inkorporacja OZE w systemach ciepłowniczych. Konieczne jest również podkreślenie, że ze względu na tak wysokie prognozowane ceny uprawnień do emisji w ETS, nie jest zasadne, aby jednostki opalane gazem ziemnym wszędzie zastępowały instalacje węglowych w stosunku mocowym jeden do jednego. Takie postępowanie skutkowałoby przeniesieniem obecnych problemów z kosztami emisji na przyszłość. Kluczowymi technologiami powinny być zeroemisyjne źródła odnawialne, gwarantujące odejście od obecnego powiązania cen ciepła z cenami uprawnień. Gaz ziemny powinien pełnić rolę przejściową, będąc wykorzystywanym przede wszystkim w kogeneracji zasilającej duże systemy, gdzie implementacja technologii odnawialnych sprawia największe trudności oraz jako paliwo funkcjonujące w podszczycie/szcycie zapotrzebowania na ciepło.

Poza źródłami odnawialnego ciepła, ważnym będzie wykorzystanie lokalnie dostępnych źródeł ciepła odpadowego, a także budowa instalacji termicznego przekształcania odpadów, których recykling jest niemożliwy lub nieopłacalny. Jeśli budowa całkowicie nowej instalacji termicznego przekształcania odpadów okaże się bezzasadna, alternatywnym rozwiązaniem może być spalanie paliwa wytworzonego z odpadów, które uprzednio zostanie poddane procedurze utraty statusu odpadu. Takie paliwo mogłoby być, pod warunkiem odpowiedniej instalacji oczyszczania spalin, spalane w konwencjonalnych kotłach węglowych, jako substytut węgla.

Wykonana na potrzeby Strategii analiza wskazuje na konieczność przeprowadzenia transformacji, w  możliwie jak najkrótszym czasie, co pozwoli na uniknięcie kosztu alternatywnego w postaci zakupu dodatkowych uprawnień, paliw i eksploatacji.

Jednakże wskazane zostały czynniki, które wykluczają możliwość zakończenia procesu w obecnej dekadzie. Przede wszystkim występują ograniczenia infrastrukturalne (doprowadzenie infrastruktury liniowej), ograniczenia w dostępności paliw, zarówno gazu ziemnego jak i biomasy, gazów zdekarbonizowanych, ale także brak w tak krótkim horyzoncie czasowym, wystarczających środków finansowych, materiałów budowlanych, urządzeń oraz wykwalifikowanej kadry.

Wymagana skala obniżenia emisyjności sektora w połączeniu z inkorporacją nowych technologii, stanowi olbrzymie wyzwanie organizacyjne. Nowoczesne systemy ciepłownicze składać się będą z  wielu równolegle funkcjonujących jednostek wytwórczych, transportujących czynnik grzewczy o  niższych temperaturach. Jednocześnie w obliczu postępującej elektryfikacji kolejnych obszarów życia, system ciepłowniczy powinien być buforem systemu elektroenergetycznego na przemian odbierając nadwyżki generacji lub stabilizując system produkcją energii elektrycznej w  wysokosprawnej kogeneracji.

Obecnie, w związku z fizycznym wypływem środków `na opłaty ze emisje, największym wyzwaniem jest zapewnienie płynności finansowej wytwórców, dystrybutorów i sprzedawców ciepła systemowego. Możliwość realizacji inwestycji wynikających z kolejnych wyzwań stawianych przed sektorem ciepłownictwa systemowego w regulacjach europejskich, jak również krajowych, uzależnione są od kondycji finansowej branży. Sektor znajduje się obecnie w trudnym położeniu, szczególnie w obliczu oczekiwanych wydatków modernizacyjnych. Nawet przy znaczącej podaży środków pomocowych z Unii Europejskiej dedykowanych modernizacji ciepłownictwa ich absorbcja może być ograniczona w związku ze złą kondycją finansową i brakiem możliwości pozyskania finansowania zewnętrznego. Stąd minister właściwy ds. energii w najbliższym horyzoncie czasowym skupi się na przekształceniu modelu taryfowego celem wzmocnienia pozycji finansowej przedsiębiorstw, a także premiowania działań w obszarze efektywności energetycznej oraz wykorzystania ciepła z odnawialnych źródeł.

Transformacja sektora wiąże się z olbrzymim wysiłkiem finansowym. W perspektywie 2030 roku dostępnych będzie szereg instrumentów finansowych, które adresować będą potrzeby wszystkich uczestników rynku ciepła. Minister właściwy ds. energii będzie działał na rzecz pozyskiwania możliwe wysokich środków, zarówno w formie dotacji jak i zwrotnych, przeznaczanych na najpilniejsze potrzeby w ramach programów priorytetowych NFOŚiGW.

**31.12.2050**

**Neutralność klimatyczna UE**

|  |
| --- |
| Kamienie milowe określone regulacjami UE |

**31.12.2030**

Osiągnięcie średniorocznego wzrostu udziału OZE o 1,1 pkt procentowego w latach 2020-2030

31.12.2025

Umożliwienie odłączania się od nieefektywnych systemów ciepłowniczych

**Ograniczenie roli gazu**

**ziemnego i dalsza dekarbonizacja**

**Inwestycje w źródła**

**Inwestycje w sieci**

**Długoterminowe**

**wsparcie OZE**

**2025-2030**

Rozwój sieci, zarówno ilościowy jak i jakościowy, przy wykorzystaniu środków publicznych.

**2040-2050**

Zmiana roli kogeneracji gazowej w kierunku źródeł szczytowych oraz zastępowanie gazu ziemnego biometanem i wodorem.

**Do 2025**

Inwestycje w stabilne, dobrze rozwinięte technologie – kogeneracja, biomasa, pre-RDF/RDF pozwalające na **osiągnięcie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego.**

**2030-2040**

Wsparcie kierowane wyłącznie na technologie odnawialne, obniżanie temperatur nośnika.

Podjęte działania regulacyjne wymuszające obniżenie emisyjności sektora, służyć będą również polepszeniu się jakości powietrza, ceny zostaną w znacznej mierze uniezależnione od wahań cen uprawnień do emisji. Systemy ciepłownicze, w których pracować będą efektywne źródła odnawialne i niskoemisyjne, wspomagane magazynami ciepła, będą zarządzane z wykorzystaniem innowacyjnych, inteligentnych technologii. W ciągu najbliższych lat, przekształcą się w nowoczesny, atrakcyjny sektor zarówno dla nowych pracowników jak i inwestorów, a przede wszystkim dla odbiorców ciepła.

# **Wykaz skrótów i pojęć**

|  |  |
| --- | --- |
| PEP 2040 | Polityka energetyczna Polski do 2040 r. |
| KPEiK | Krajowy plan na rzecz energii i klimatu |
| UE | Unia Europejska |
| OZE | odnawialne źródła energii |
| CO2 | dwutlenek węgla |
| SOx | tlenki siarki |
| NOx | tlenki azotu |
| NMLZO | niemetanowe lotne związki organiczne |
| CCS (ang. Carbon Capture and Storage) | wychwytywanie i składowanie CO2 |
| CCU (ang. Carbon Capture and Utilization) | wychwytywanie i wykorzystanie CO2 |
| kogeneracja | jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła |
| trigeneracja | jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła lub chłodu |
| gazy zdekarbonizowane | gazy których spalanie jest neutralne dla klimatu |
| PM2,5/ PM10 (ang. Particulate Matter) | pył zawieszony o średnicy o średnicy nie większej niż 2,5/10 μm |
| P2H (ang. Power to Heat) | technologia wykorzystująca energię z OZE do produkcji ciepła |
| P2G (ang. Power to Gas) | technologia wykorzystująca energię z OZE do produkcji paliw gazowych |
| KSE | Krajkowy System elektroenergetyczny |
| URE | Urząd Regulacji Energetyki |
| MKiŚ | Ministerstwo Klimatu i Środowiska |
| MAP | Ministerstwo Aktywów Państwowych |
| KOBiZE | Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami |
| NFOŚiGW | Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej |
| GUS | Główny Urząd Statystyczny |
| ETS (ang. Emission Trading System) | system handlu emisjami |
| EUA (ang. European Union Allowance) | uprawnienie do emisji |
| CEEB | Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków |
| ITPO | instalacja termicznego przekształcania odpadów |
| RED II (ang. Renewable Energy Directive) | zrewidowana dyrektywa o promocji energii ze źródeł odnawialnych |
| MWt | megawat mocy termicznej |
| MWe | megawat mocy elektrycznej |
| KZR | Kryteria Zrównoważonego Rozwoju |
| SMR (ang. Small Modular Reactor) | mały reaktor modułowy |
| BAT (ang. Best Available Technology) | najlepsza dostępna technologia |
| KPO | Krajowy Plan Odbudowy |
| FM | Fundusz Modernizacyjny |
|  |  |

1. Komunikat Komisji Europejski Zielony Ład COM(2019) 640 final [↑](#footnote-ref-2)
2. <https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl> dostęp 03.12.2021 [↑](#footnote-ref-3)
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylenia dyrektywy 2001/81/WE [↑](#footnote-ref-4)
4. Raport zespołu nr 1 - Czyste ciepło, Zespół ds. rozwoju przemysłu OZE i korzyści dla polskiej gospodarki Warszawa, maj 2020 [↑](#footnote-ref-5)
5. Net heat production by main activity producers, 2018, Terajoule, Eurostat [↑](#footnote-ref-6)
6. Energetyka Cieplna w liczbach – 2019, Urząd Regulacji Energetyki, wrzesień 2020 r. [↑](#footnote-ref-7)
7. Dane z roczników Energetyki Cieplnej w Liczbach 2002-2019, URE [↑](#footnote-ref-8)
8. <https://klimada2.ios.gov.pl/klimat-scenariusze-portal/> [↑](#footnote-ref-9)
9. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Departament Ochrony Powietrza i Polityki Miejskiej 2020 [↑](#footnote-ref-10)
10. Państwowy Monitoring Środowiska - Główny Inspektorat Ochrony Środowiska. [↑](#footnote-ref-11)
11. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833 z późn. zm.) [↑](#footnote-ref-12)
12. Dane na bazie: RAPORT O CIEPŁOWNICTWIE, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie, Warszawa, marzec 2020 r. oraz OSR Ustawy z 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. 2019 poz. 42) [↑](#footnote-ref-13)
13. Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu [↑](#footnote-ref-14)
14. POLSKA NET-ZERO 2050 MAPA DROGOWA OSIĄGNIĘCIA WSPÓLNOTOWYCH CELÓW POLITYKI KLIMATYCZNEJ DLA POLSKI DO 2050 R., CAKE, Warszawa, Czerwiec 2021 r. [↑](#footnote-ref-15)
15. Raport z rynku CO2 Nr 93, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, grudzień 2019 [↑](#footnote-ref-16)
16. <https://www.cewep.eu/waste-to-energy-plants-in-europe-in-2018/> dostęp 21.06.2021 r. [↑](#footnote-ref-17)
17. Polska strategia Wodorowa, MKiŚ, 2021 [↑](#footnote-ref-18)
18. EMEP/EEA Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2019 [↑](#footnote-ref-19)
19. Ustawa z 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. 2019 poz. 42, z późn. zm.) [↑](#footnote-ref-20)
20. <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2020> [↑](#footnote-ref-21)
21. Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2018 – 2032, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, 23 stycznia 2019 r. [↑](#footnote-ref-22)
22. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Konstancin-Jeziorna, 20 maja 2016 r. [↑](#footnote-ref-23)
23. Oszacowanie uzysku energetycznego systemu fotowoltaicznego, Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki, Warszawa 2011 [↑](#footnote-ref-24)
24. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 16 lipca 2015 r. w sprawie dopuszczania odpadów do składowania na składowiskach (Dz.U. 2015 poz. 1277) [↑](#footnote-ref-25)
25. Szacunki MKiŚ [↑](#footnote-ref-26)
26. Konieczność reorganizacji systemów ciepłowniczych w świetle zmian zachodzących w sektorze budowlano-instalacyjnym, M. Turski, R. Sekret, Rynek Energii, sierpień 2015. [↑](#footnote-ref-27)
27. Badanie świadomości i zachowań ekologicznych mieszkańców Polski, październik 2020 [↑](#footnote-ref-28)
28. Badania wykonane przez PBS/GDA na zlecenie Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie [↑](#footnote-ref-29)
29. Prezentacja PGE Energia Ciepła z 16.04.2020 r. [↑](#footnote-ref-30)
30. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2015 poz. 478 z późn. zm.) [↑](#footnote-ref-31)
31. Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz.U. 1990 nr 16 poz. 95 z późn. zm.) [↑](#footnote-ref-32)