



Ministerstwo
Energii

STRATEGIA

TRANSFORMACJI CIEPŁOWNICTWA

do 2040 roku



Spis treści

1. Kluczowe wskaźniki	3
2. Cele Strategii	3
3. Stan obecny ciepłownictwa systemowego w Polsce	5
4. Cele wyznaczone w Dyrektywach Unii Europejskiej.....	8
5. Priorytety transformacji ciepłownictwa w Polsce.....	9
6. Transformacja ciepłownictwa systemowego do 2040 r.	14
6.1 Technologie transformacji ciepłownictwa.....	15
6.1.1 Pompy ciepła.....	15
6.1.2 Kotły elektryczne.....	16
6.1.3 Gaz ziemny.....	17
6.1.4 Biomasa	18
6.1.5 Magazyny ciepła.....	19
6.1.6 Ciepło odpadowe	20
6.1.7 Instalacje termicznego przekształcania odpadów	22
6.1.8 Geotermia	22
6.1.9 Gazy odnawialne i zdekarbonizowane	23
6.1.10 Kolektory słoneczne	24
6.1.11 Paliwo jądrowe	25
7. Efektywność energetyczna	26
8. Planowanie energetyczne na poziomie lokalnym	27
9. Modernizacja sieci ciepłowniczych - obniżenie parametrów temperatury nośnika w sieciach ciepłowniczych	29
9.1 Hybrydowe węzły cieplne	31
10. Integracja ciepłownictwa i elektroenergetyki	32
11. Koszty transformacji ciepłownictwa systemowego	35
12. Finansowanie transformacji sektora ciepłownictwa systemowego	36
12.1 Zestawienie możliwych źródeł finansowania	40
13. Działania wspierające transformację ciepłownictwa w Polsce	50
13.1 Regulacje prawne	50
13.2 Wsparcie inwestycyjne i rozwój technologiczny	60
13.3 Edukacja społeczna i monitorowanie realizacji Strategii	66
14. System wdrażania Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r.	67
15. Wykaz skrótów	69



1. Kluczowe wskaźniki¹

- Do 2040 r.**
- **do 52,2 %** udziału OZE w ciepłownictwie systemowym;
 - **do 5,5 GWt** mocy zainstalowanej w źródłach Power-to-Heat;
 - **do 576 GWh** pojemności magazynów ciepła w systemach ciepłowniczych;
 - **do 10 PJ** zagospodarowanego ciepła odpadowego w ciepłownictwie systemowym;
 - **do 100 %** ciepła systemowego ze źródeł nisko i bezemisyjnych;
 - **do 60 PJ** produkcji ciepła systemowego mniej dzięki poprawie efektywności energetycznej;
 - **197-231 mld zł** - nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie systemowym.

Strategia Transformacji Ciepłownictwa do 2040 r. jest procedowana jako Program rozwoju w rozumieniu ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju.

2. Cele Strategii

Transformacja energetyczna stanowi jedno z kluczowych wyzwań dla utrzymania i wzmocnienia konkurencyjności gospodarki. Polski sektor ciepłowniczy przechodzi obecnie proces przekształcania się z wysokoemisyjnego, opartego na kopalnych nośnikach energii, w kierunku bardziej efektywnych kosztowo i zasobowo rozwiązań. Impulsy do zmian wynikają przede wszystkim z rosnących kosztów zakupu stosowanych dotychczas paliw kopalnych i kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂, a także konieczności poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz oczekiwań społecznych. Utrzymywanie dotychczasowej struktury technologicznej w ciepłownictwie prowadziłoby do wzrostu kosztów funkcjonowania tym samym wzrostu cen ciepła dla odbiorców końcowych oraz zwiększenia wrażliwości odbiorców na wahania cen. Sposób przeprowadzenia transformacji będzie miał bezpośredni wpływ na poziom kosztów ponoszonych przez odbiorców końcowych, konkurencyjność przedsiębiorstw oraz sytuację ekonomiczną przedsiębiorstw ciepłowniczych. Odpowiednio przeprowadzona transformacja sektora ciepłowniczego przyczyni się do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego i optymalizacji kosztów produkcji i dostarczania ciepła.

Bardzo ważnym aspektem transformacji sektora jest zapewnienie akceptowalnych cen ciepła dla odbiorców końcowych zwłaszcza dla gospodarstw domowych. Ciepło należy

¹ Zaprezentowane wskaźniki odnoszą się do górnych prognozowanych poziomów zawartych w Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (KPEiK)



do dóbr o podstawowym znaczeniu społecznym, a jego dostępność cenowa wpływa bezpośrednio na poziom życia obywateli oraz ryzyko występowania ubóstwa energetycznego. Proces przejścia na niskoemisyjne źródła ciepła powinien uwzględniać mechanizmy, które pozwolą na stabilizację kosztów ciepła oraz zapewnienie konkurencyjnych do substytutów ciepła systemowego cen. Strategia ma na celu stworzenie warunków do przeprowadzenia transformacji w sposób minimalizujący koszty społeczne, a tym samym wspierający ochronę odbiorców końcowych.

Obecnie brak jest kompleksowego dokumentu strategicznego określającego docelowy model funkcjonowania sektora ciepłownictwa oraz wskazującego preferowane kierunki jego rozwoju. W efekcie uczestnicy rynku funkcjonują w warunkach podwyższonej niepewności dotyczącej przyszłych wymagań regulacyjnych, pożądanych technologii oraz oczekiwanego tempa transformacji. Taka sytuacja utrudnia podejmowanie racjonalnych decyzji inwestycyjnych, zwiększa ryzyko lokowania kapitału w rozwiązania, które mogą utracić swoją ekonomiczną lub regulacyjną zasadność przed zakończeniem okresu ich eksploatacji, a także może prowadzić do powstawania kosztów osieroconych obciążających przedsiębiorstwa.

W transformacji systemów ciepłowniczych niezbędna jest dywersyfikacja urządzeń produkujących ciepło i dostosowanie ich do lokalnych uwarunkowań. Strategia przewiduje, że docelowo ciepło systemowe będzie wytwarzane w instalacjach charakteryzujących się wysokim udziałem odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego oraz jednostek kogeneracji opalanych gazem ziemnym, które stopniowo w miarę dostępności paliwa, będą zasilane gazami odnawialnymi i zdekarbonizowanymi. Kluczową rolę w tym procesie odegra rozwój technologii Power-to-Heat, obejmujących pompy ciepła oraz kotły elektryczne, które pozwolą na wykorzystanie nadwyżek energii elektrycznej z OZE do produkcji ciepła systemowego. Urządzenia w postaci kotłów elektrycznych zwiększą możliwości bilansowania systemu elektroenergetycznego, a jednocześnie umożliwią obniżenie emisyjności ciepłownictwa poprzez zastępowanie paliw kopalnych energią elektryczną pochodzącą z odnawialnych źródeł. Zmieni się również profil pracy źródeł kogeneracyjnych, które będą elastycznie dostosowywać swój profil pracy do sytuacji cenowej na rynku energii elektrycznej.

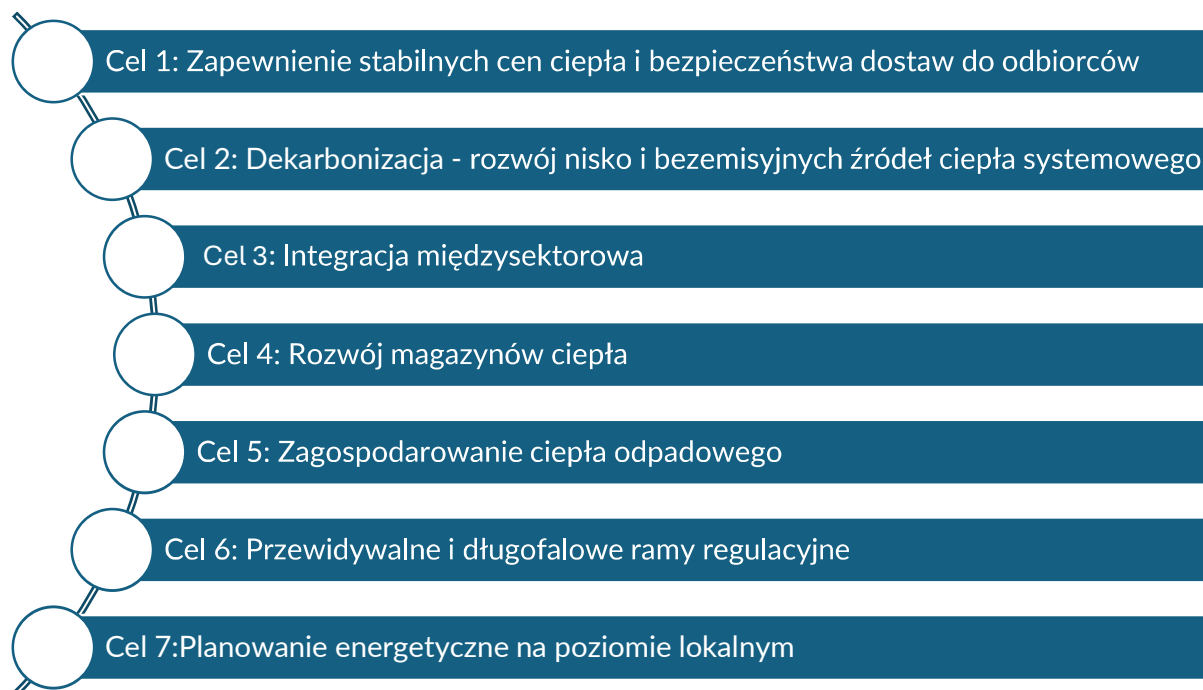
Szczególne znaczenie Strategii wynika z konieczności zapewnienia efektywnego wykorzystania środków publicznych przeznaczonych na transformację sektora. Skala potrzeb inwestycyjnych jest wysoka, a dostępne środki krajowe i europejskie muszą zostać wykorzystane w sposób zapewniający osiągnięcie maksymalnych efektów społecznych, gospodarczych i środowiskowych. Strategia pozwoli określić priorytety inwestycyjne oraz kierunki wsparcia publicznego, tworząc podstawy dla projektowania programów wsparcia i instrumentów finansowych, w szczególności realizowanych przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz inne instytucje wspierające transformację energetyczną.



Istotne znaczenie w procesie transformacji ma planowanie energetyczne, zarówno na poziomie krajowym, jak i lokalnym, także ze względu na zadania jednostek samorządu terytorialnego w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło.

Efektywne planowanie powinno uwzględniać specyfikę lokalnych rynków ciepła, zróżnicowane potrzeby odbiorców oraz potencjał lokalnych zasobów energii odnawialnej i ciepła odpadowego. Takie podejście pozwoli osiągnąć cele transformacji energetycznej przy zachowaniu akceptowalnych cen ciepła dla odbiorców końcowych.

Głównym celem Strategii jest transformacja sektora ciepłownictwa systemowego poprzez stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych na rzecz źródeł nisko i bezemisyjnych, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła oraz akceptowalnych kosztów dla odbiorców. Jego osiągnięcie będzie wspierane przez realizację następujących celów strategicznych:



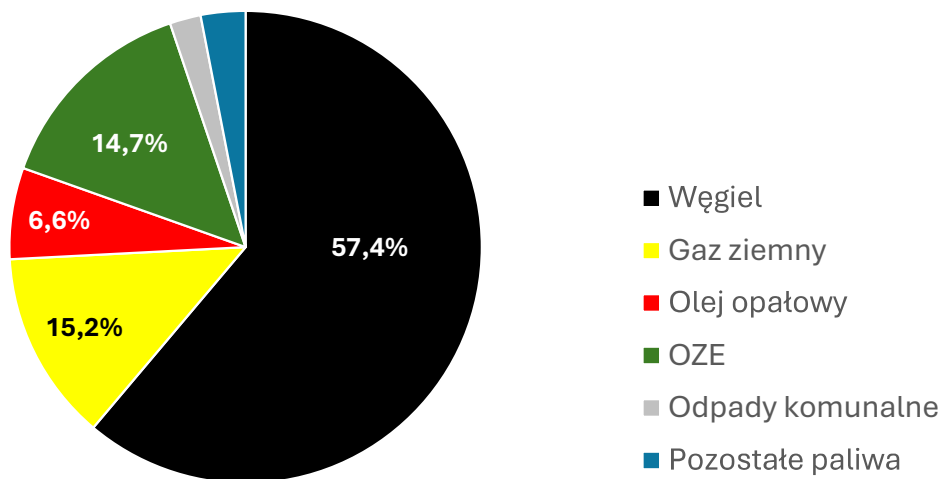
3. Stan obecny ciepłownictwa systemowego w Polsce

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 do sieci ciepłowniczej gospodarstw domowych w Unii Europejskiej. Pod względem wolumenu dostarczonego ciepła do odbiorców, Polska drugim w Unii Europejskiej, za Republiką Federalną Niemiec, rynkiem ciepła systemowego.



Sektor ciepłownictwa systemowego charakteryzuje się dużym zróżnicowaniem pod względem struktury systemów ciepłowniczych, w tym wielkości, posiadanej infrastruktury wytwórczej i sieciowej oraz zróżnicowanej charakterystyki odbiorców ciepła. Zgodnie z dostępnymi danymi, obrazującymi stan na koniec 2024 r., 398 przedsiębiorstw posiadało 815 koncesji wydanych przez Prezesa URE na prowadzenie działalności ciepłowniczej, w tym na wytwarzanie ciepła (358), jego przesyłanie i dystrybucję (347) lub obrót ciepłem (110). Moc zainstalowana w źródłach systemów ciepłowniczych wynosi ponad 51 GW, a moc zamówiona przez odbiorców to ponad 34 GW, przy łącznej długości sieci ciepłowniczych ponad 23 tys. km.

Dominującym paliwem w ciepłownictwie systemowym jest węgiel, stosowany przy wytwarzaniu 57,4% ciepła. Drugim, najpopularniejszym paliwem służącym do zaopatrzenia w ciepło jest gaz ziemny, z którego wytwarza się ponad 15% ciepła. Z uwagi na wzrost kosztów zakupu paliw kopalnych oraz w kontekście dynamicznie zmieniającej się polityki regulacyjnej UE, coraz istotniejszą rolę odgrywają w ciepłownictwie systemowym odnawialne źródła energii – obecnie głównie w postaci biomasy, co w przyszłości musi się zmienić z uwagi na jej ograniczony potencjał w Polsce. Strukturę paliw w ciepłownictwie systemowym w 2024 r. pokazuje rysunek 1.



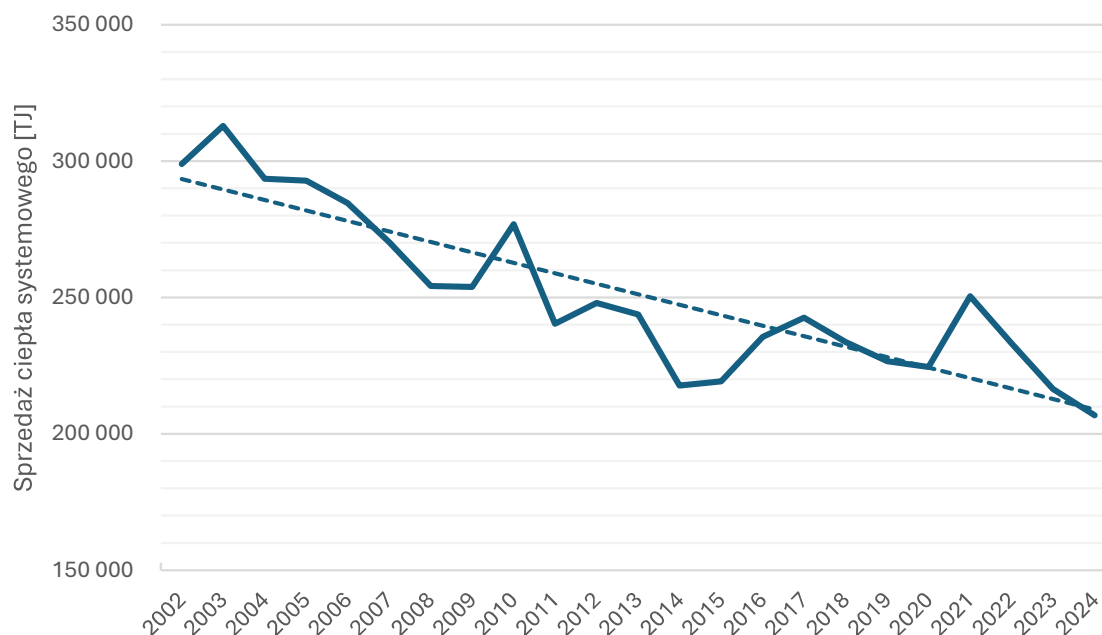
Rys. 1. Struktura paliw w ciepłownictwie systemowym w 2024 r. wg danych URE².

W efekcie działań związanych z termomodernizacją budynków, poprawą efektywności systemów oraz wzrostu temperatury otoczenia podczas sezonów grzewczych, obserwuje się spadek sprzedaży ciepła systemowego. W kolejnych latach prognozowany jest dalszy wzrost średnich temperatur, a w konsekwencji zmniejszenie stopniodni ogrzewania, przyspieszenie procesu termomodernizacji budynków oraz poprawę efektywności przesyłu ciepła co spowoduje dalszy spadek sprzedaży ciepła systemowego. Powyższe zjawiska, w połączeniu z wzrostem kosztów produkcji ciepła z paliw kopalnych będą negatywnie wpływały na opłacalność prowadzenia działalności

² Dane z Raportu URE „Energetyka Ciepła w Liczbach 2024”



gospodarczej w zakresie wytwarzania i dystrybucji ciepła w obecnej formie. Sprzedaż ciepła systemowego na przestrzeni lat 2002-2024 przedstawiono poniżej na rysunku 2.



Rys. 2 Ilość ciepła systemowego dostarczonego do odbiorców końcowych [TWh]³

Koniecznym do rozwoju systemów ciepłowniczych jest osiągnięcie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego zgodnie z wymaganiami Dyrektywy EED. Obecnie udział liczby systemów efektywnych w skali kraju wynosi około 22%. Niewielka liczba efektywnych systemów ciepłowniczych w Polsce związana jest z faktem, że w większości systemów ciepło wytwarzane jest z paliw kopalnych. Efektywne systemy ciepłownicze w Polsce są obecnie zwykle zasilane przez źródła kogeneracyjne, obecnie oparte głównie na paliwach węglowych.

Efektywne systemy ciepłownicze zlokalizowane są głównie w największych miastach i charakteryzują się największymi mocami zainstalowanymi. W związku z tym, większość wolumenu ciepła systemowego w Polsce dostarczane jest przez systemy efektywne, najczęściej wielkomiejskie. **Największe nakłady inwestycyjne na modernizację sektora ciepłowniczego w kierunku zwiększenia liczby systemów efektywnych będą musiały być w związku z powyższym poniesione przez przedsiębiorstwa w małych i średnich miejscowościach dysponujących ograniczonymi możliwościami finansowymi i organizacyjnymi.**

³ Dane z roczników Energetyki Ciepłej w Liczbach 2002-2024, URE, <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepła-w-l> (dostęp na: 29.04.2026 r.)



Wyzwania stojące przed transformacją sektora ciepłowniczego w Polsce obejmują szereg problemów technologicznych, finansowych, regulacyjnych oraz społecznych. Do kluczowych należą:

- o ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych w ciepłownictwie systemowym, w szczególności stopniowe wycofywanie źródeł węglowych;
- o konieczność dostosowania systemów ciepłowniczych do wymogów uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego zgodnie z Dyrektywą EED;
- o zapewnienie konkurencyjności ciepłownictwa systemowego tam, gdzie jest to technicznie i ekonomicznie uzasadnione;
- o modernizacja i dekarbonizacja przestarzałej infrastruktury wytwórczej oraz sieciowej, w tym poprawa stanu technicznego sieci ciepłowniczych i węzłów ciepłych;
- o zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii oraz ciepła odpadowego w strukturze produkcji ciepła systemowego;
- o zapewnienie stabilnych i akceptowalnych społecznie kosztów dostarczanego ciepła dla odbiorców końcowych;
- o ograniczona dostępność kapitału na finansowanie inwestycji transformacyjnych;
- o poprawa efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych, ograniczenie strat przesyłowych oraz zastosowanie cyfrowych systemów monitorowania i zarządzania;
- o niedobór kadr technicznych i kompetencji w zakresie wdrażania i eksploatacji nowych technologii;
- o zaangażowanie w tworzenie i zmiany otoczenia regulacyjnego Unii Europejskiej.

4. Cele wyznaczone w Dyrektywach Unii Europejskiej

Dyrektywy i regulacje bezpośrednio dotyczące sektora ciepłownictwa obejmują m.in. (szczegółowe informacje przedstawiono w Załączniku do Strategii):

Dyrektywa RED III – wyznacza strategiczne cele Unii Europejskiej w zakresie zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii brutto, ze szczególnym uwzględnieniem sektora ciepłownictwa i chłodnictwa. Wprowadza m.in. obowiązek corocznego wzrostu udziału OZE w tym sektorze oraz promuje rozwój systemów ciepłowniczych opartych na OZE i ciepłe odpadowym.

Dyrektywa EED – określa szczegółowe wymogi w zakresie poprawy efektywności energetycznej, w tym funkcjonowania systemów ciepłowniczych i chłodniczych. Definiuje kryteria „efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego”, wprowadzając minimalne progi udziału OZE i/lub ciepła odpadowego, które muszą zostać spełnione, aby system mógł zostać uznany za efektywny energetycznie.



Dyrektywa EPBD – ustanawia wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej budynków. Jej celem jest ograniczenie zużycia energii w sektorze budownictwa, poprawa efektywności energetycznej zasobów budowlanych oraz wsparcie realizacji unijnych celów klimatycznych i energetycznych, co pośrednio wpływa na zapotrzebowanie na ciepło systemowe.

EU ETS – wyznacza ramy redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorach energochłonnych, w tym w ciepłownictwie systemowym. System handlu uprawnieniami do emisji opiera się na zasadzie „zanieczyszczający płaci”, nakładając na podmioty emitujące CO₂ obowiązek zakupu uprawnień. Mechanizm ten tworzy silne bodźce ekonomiczne do inwestowania w technologie niskoemisyjne i odnawialne źródła energii. Dochody ze sprzedaży uprawnień zasilają budżety państw członkowskich i powinny wspierać transformację energetyczną.

Dyrektywa MCP – określa dopuszczalne poziomy emisji zanieczyszczeń dla średnich jednostek spalania o nominalnej mocy cieplnej od 1 MW i nie przekraczającej 50 MW, obejmując wiele lokalnych i systemowych źródeł ciepła.

Dyrektywa IED – reguluje poziomy emisji z dużych instalacji spalania paliw (o nominalnej mocy cieplnej równej lub większej niż 50 MW) oraz wprowadza obowiązek stosowania najlepszych dostępnych technik (BAT), mających na celu minimalizację oddziaływania instalacji na środowisko.

Konkluzje BAT – uszczegóławiają wymagania wynikające z IED, określając standardy technologiczne oraz graniczne wielkości emisji dla instalacji objętych regulacjami dotyczącymi dużych źródeł spalania, w tym elektrociepłowni i ciepłowni systemowych.

Taksonomia UE⁴ – ustanawia system klasyfikacji działalności gospodarczych zrównoważonych środowiskowo. W kontekście ciepłownictwa określa kryteria techniczne, które muszą spełniać inwestycje, aby mogły zostać uznane za zgodne z celami klimatycznymi i kwalifikować się do finansowania.

5. Priorytety transformacji ciepłownictwa w Polsce

Transformacja energetyczna stawia przed sektorem ciepłowniczym szereg złożonych wyzwań, związanych z koniecznością zmiany struktury paliwowej, a w konsekwencji potrzebą modernizacji infrastruktury. Obecnie dominującymi nośnikami energii wykorzystywanymi do produkcji ciepła systemowego wciąż pozostają paliwa kopalne, głównie w postaci węgla. W celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz akceptowalnych kosztów ciepła dla odbiorców, niezbędne jest tworzenie systemów, które docelowo będą opierać się na źródłach nisko- i bezemisyjnych oraz na wykorzystaniu ciepła odpadowego. Kluczowymi wyzwaniami dla sektora ciepłownictwa systemowego jest dostosowanie systemów do statusu efektywnych systemów ciepłowniczych, zwiększenie produkcji energii z odnawialnych źródeł oraz zapewnienie atrakcyjności ciepła systemowego dla obecnie przyłączonych i nowych odbiorców ciepła systemowego.

⁴ Taksonomia UE została uregulowana poprzez Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (Dz. Urz. UE L 198 z 22.6.2020, str. 13),



Dokument koncentruje się na następujących priorytetach:

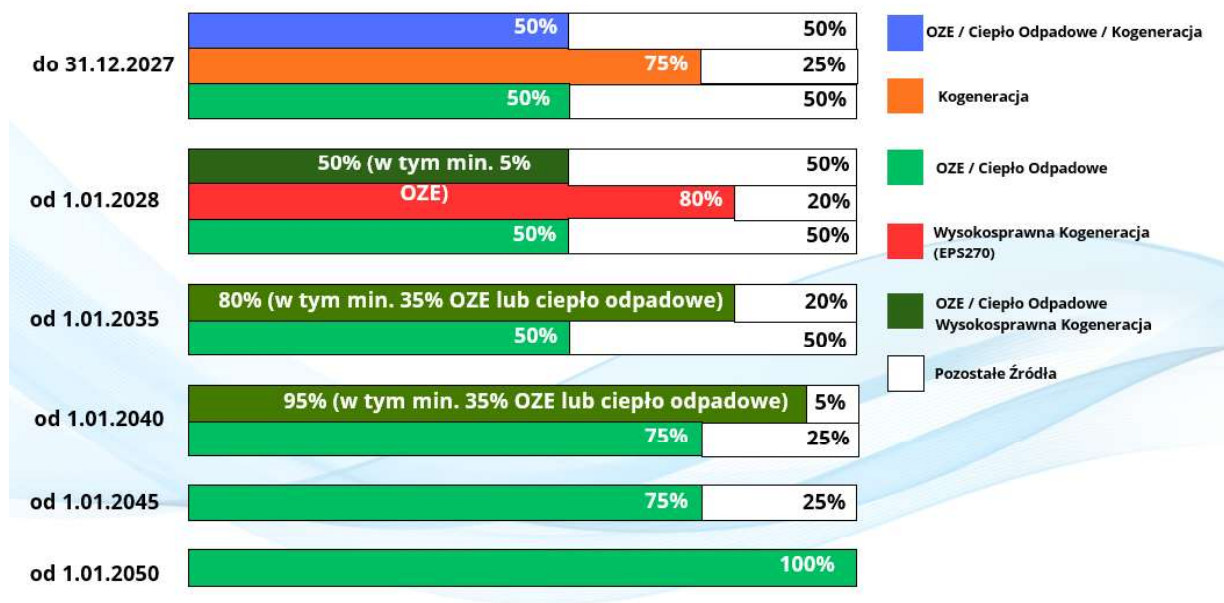
- 1) poprawa bezpieczeństwa energetycznego, poprzez stopniowe uniezależnianie sektora ciepłowniczego od zakupu paliw kopalnych na rzecz większego wykorzystywania OZE,
- 2) dywersyfikacja technologii wytwórczych ciepła systemowego i dostosowanie ich do lokalnych uwarunkowań,
- 3) poprawa efektywności energetycznej infrastruktury wytwórczej oraz przesyłowo - dystrybucyjnej poprzez modernizację źródeł wytwórczych oraz sieci ciepłowniczych,
- 4) integracja międzysektorowa ciepłownictwa z elektroenergetyką,
- 5) dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego, poprzez intensyfikację działań eliminujących wykorzystanie węgla kamiennego oraz stopniowe ograniczanie pozostałych paliw kopalnych,
- 6) utrzymanie i rozwój systemów ciepłowniczych poprzez dostosowanie ich do statusu systemu efektywnego energetycznie,
- 7) zapewnienie dostępu do sieci elektroenergetycznej dla pomp ciepła i kotłów elektrycznych,
- 8) rozwój magazynowania ciepła w ciepłownictwie systemowym,
- 9) obniżenie parametrów temperaturowych sieci ciepłowniczych,
- 10) rozwój technologii wykorzystujących lokalnie dostępne źródła OZE,
- 11) zagospodarowanie ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych,
- 12) cyfryzacja ciepłownictwa i poprawa cyberbezpieczeństwa,
- 13) rewizja obecnie obowiązującego modelu taryfowania ciepła,
- 14) dostosowanie norm i parametrów projektowych w budownictwie do aktualnych uwarunkowań temperaturowych,
- 15) skuteczne planowanie energetyczne zarówno na poziomie krajowym jak i lokalnym,
- 16) wykorzystanie gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych w ciepłownictwie systemowym.

Brak ściśle określonych priorytetów i działań w obszarze transformacji ciepłownictwa oznacza nieunikniony i postępujący wzrost kosztów związanych z dostawami ciepła, który dotknie wszystkich odbiorców. Zbyt wolny proces transformacji powoduje uzależnienie od dostaw surowców energetycznych, wrażliwość na wahania cen surowców oraz wysokie koszty związane z ich importem jak również wysokie koszty związane z zakupem uprawnień do emisji CO₂. Sposobem ograniczenia negatywnych skutków zbyt powolnego procesu transformacji jest kompleksowe podejście obejmujące opracowanie, a następnie efektywne zarządzanie i wdrażanie planów na poziomie samorządów i przedsiębiorstw, maksymalizacja wykorzystania nadwyżek



energii elektrycznej z OZE, wykorzystanie lokalnego potencjału energii odnawialnej i ciepła odpadowego oraz skuteczne wsparcie odbiorców wrażliwych.

W procesie transformacji sektora ciepłownictwa systemowego kluczowe znaczenie ma uzyskanie oraz utrzymanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, którego progowe kryteria zostały określone w Dyrektywie EED. Status ten stanowi podstawowy warunek umożliwiający dalszy rozwój przedsiębiorstw ciepłowniczych, w tym dostęp do wsparcia inwestycyjnego, środków unijnych oraz finansowania krajowego. Kryteria Efektywnego systemu ciepłowniczego zostały przedstawione na rysunku 3.



Rys. 3 Kryteria efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych

Dyrektywa EED definiuje kryteria efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych. W konsekwencji, efektywny system ciepłowniczy musi spełnić następujące warunki:

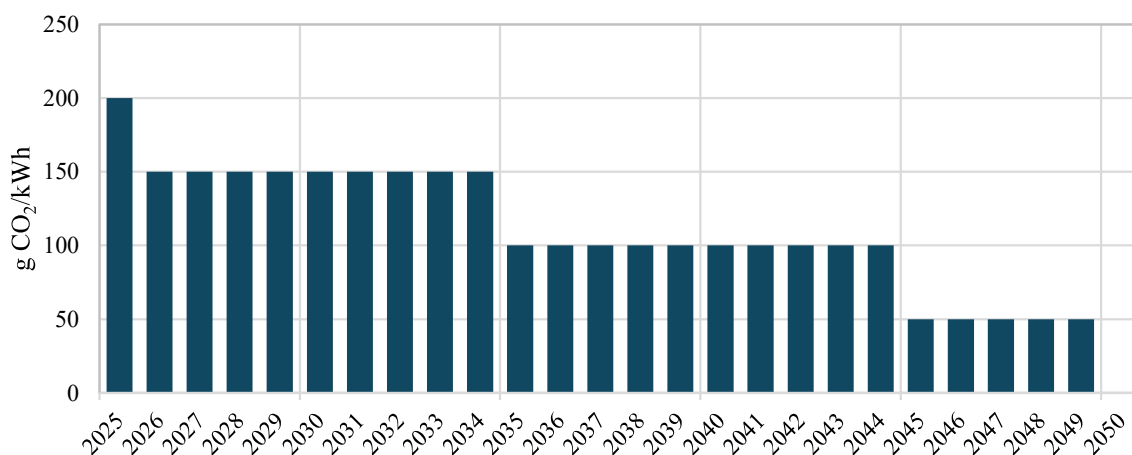
- do dnia 31 grudnia 2027 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50% połączenie takiej energii i ciepła;
- od dnia 1 stycznia 2028 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, w co najmniej 80% ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji, lub co najmniej połączenie takiej energii cieplnej wprowadzanej do sieci, w którym udział energii ze źródeł odnawialnych wynosi co najmniej 5%, a całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 50%;



- od dnia 1 stycznia 2035 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 50% ciepło odpadowe lub w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 80% i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%;
- od dnia 1 stycznia 2040 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75% ciepło odpadowe lub w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 95% energię ze źródeł odnawialnych, ciepło odpadowe i ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%;
- od dnia 1 stycznia 2045 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75% ciepło odpadowe lub w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe;
- od dnia 1 stycznia 2050 r. – system, w którym wykorzystuje się wyłącznie energię ze źródeł odnawialnych, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego.

Alternatywą dla wymogów dotyczących udziału wysokosprawnej kogeneracji, odnawialnych źródeł energii oraz ciepła odpadowego w efektywnych systemach ciepłowniczych, jest spełnienie kryteriów dotyczących limitów emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczonego odbiorcom przez system ciepłowniczy lub chłodniczy. W tym przypadku limity, jakie będą musiały spełnić efektywne sieci ciepłownicze i chłodnicze to:

- od dnia 1 stycznia 2026 r. – 150 g CO₂/kWh,
- od dnia 1 stycznia 2035 r. – 100 g CO₂/kWh,
- od dnia 1 stycznia 2045 r. – 50 g CO₂/kWh,
- od dnia 1 stycznia 2050 r. – 0 g CO₂/kWh.



Rys. 4 Limity emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu



Nieodłącznym elementem procesu transformacji ciepłownictwa jest poprawa efektywności energetycznej w budynkach. W celu efektywnej transformacji energetycznej sektora konieczne są również inwestycje na poziomie odbiorców. Poprawa efektywności energetycznej budynków umożliwi ograniczenie konieczności budowy szczytowych źródeł wytwórczych oraz stopniowe obniżanie temperatury nośnika w systemach ciepłowniczych. Jednym z kluczowych dokumentów w obszarze efektywności energetycznej będzie Krajowy plan renowacji budynków, którego efekty będą istotnie wpływały na sektor ciepłowniczy. Krajowy plan renowacji budynków należy przedłożyć Komisji Europejskiej do 31 grudnia 2026 r.

W perspektywie 2040 r. zgodnie z Krajowym Planem w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (KPEiK), Strategia przewiduje zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym oraz rozwój źródeł kogeneracyjnych, poprzez inwestycję w źródła gazowe, źródła biomasowe, kotły elektryczne, pompy ciepła, źródła geotermalne oraz kolektory słoneczne. Dzięki inwestycjom w odnawialne źródła energii oraz źródła kogeneracyjne nastąpi wzrost liczby systemów ciepłowniczych spełniających status efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego.

Przewiduje również wzrost wykorzystania magazynów ciepła w systemach ciepłowniczych w celu stabilizacji ich pracy systemów oraz zapewnienia efektywnej współpracy sektora ciepłowniczego z sektorem elektroenergetycznym.

Strategia zakłada ponadto rozwój wykorzystania ciepła odpadowego, głównie pozyskiwanego ze źródeł przemysłowych, ścieków oczyszczonych oraz centrów przetwarzania danych. Ciepło to może być wykorzystywane jako dolne źródło dla pomp ciepła, a w przypadku ciepła z instalacji przemysłowych, przy obniżeniu parametrów temperaturowych sieci ciepłowniczych, także bezpośrednio na potrzeby systemu ciepłowniczego.

Strategia przewiduje również znaczący spadek produkcji ciepła z węgla na rzecz ciepła z OZE głównie w postaci źródeł biomasowych w perspektywie do 2030 r. oraz Power-to-Heat współpracujących z magazynami ciepła. W perspektywie roku 2040 planowane jest także osiągnięcie i utrzymanie przez większość systemów ciepłowniczych statusu efektywnych systemów ciepłowniczych. Konieczne są także prace mające na celu obniżenie parametrów temperaturowych sieci ciepłowniczej. Strategia wskazuje ponadto na stopniowe zwiększenie potencjału wykorzystania gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych kosztem gazu ziemnego, w tym przede wszystkim biometanu, który będzie stosowany w jednostkach dyspozycyjnych.

Transformacja sektora ciepłowniczego w Polsce powiązana jest z polityką energetyczną Unii Europejskiej. Transformacja energetyczna stawia liczne wyzwania wymagające dostosowania technologicznego, organizacyjnego i finansowego. Regulacje i strategie wyznaczają tempo i kierunek transformacji poprzez określenie celów związanych z efektywnością energetyczną, wzrostem udziału OZE oraz redukcją emisji.



6. Transformacja ciepłownictwa systemowego do 2040 r.

Strategia transformacji sektora ciepłownictwa systemowego zmierza do ograniczenia wykorzystania paliw kopalnych w szczególności węgla w taki sposób, aby systemy ciepłownicze mogły w kolejnych latach w rosnącej liczbie spełniać kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego. Zakłada się dążenie do zwiększenia produkcji ciepła systemowego z odnawialnych źródeł energii w tym ze źródeł Power-to-Heat wykorzystujących energię elektryczną pochodzącą ze źródeł OZE, współpracujących z magazynami ciepła, wykorzystanie ciepła odpadowego, lokalne wykorzystanie źródeł geotermalnych i kolektorów słonecznych oraz w okresie przejściowym źródeł ciepła zasilanych gazem ziemnym i biomasą. Udział OZE w ciepłownictwie systemowym do 2040 r. może wynieść do 52,2%.

Strategia zakłada znaczącą redukcję wykorzystania źródeł węglowych do produkcji ciepła, a w konsekwencji do stopniowego wyłączenia tych źródeł. Gaz ziemny oraz biomasa, stanowiąc będą paliwo przejściowe w procesie odchodzenia od systemów bazujących na węglu, co pozwoli na znaczne ograniczenie emisji dwutlenku węgla i zanieczyszczeń powietrza, jednocześnie zapewniając stabilność dostaw, także w okresach szczytowego zapotrzebowania na ciepło. W związku z powyższym, w perspektywie najbliższych lat oczekiwany jest wzrost znaczenia gazu ziemnego oraz biomasy jako paliwa przejściowego w sektorze ciepłownictwa. Równolegle zakłada się, że jednostki wytwórcze opalane gazem ziemnym będą stopniowo zwiększać wykorzystanie także gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych - w zależności od ich dostępności. Jednostki kogeneracyjne zasilane gazem, będą stopniowo zmieniać profil pracy i dostosowywać go do sytuacji na rynku elektroenergetycznym co przełoży się na skrócenie pracy tych źródeł w ciągu roku. W okresie przejściowym źródła biomasowe stanowiąc będą istotny element miksu energetycznego systemów ciepłowniczych, głównie tam, gdzie lokalnie występują źródła biomasy odpadowej. Przewiduje się wzrost produkcji ciepła z biomasy w kolejnych latach zwłaszcza w mniejszych i średnich systemach ciepłowniczych. Istotną rolę w procesie transformacji sektora ciepłowniczego odgrywać będzie również jego elektryfikacja i wykorzystanie pomp ciepła oraz kotłów elektrycznych współpracujących z magazynami ciepła. Wg analiz KPEiK moc zainstalowana w źródłach Power-to-Heat: pompach ciepła i kotłach elektrycznych wyniesie do 5,5 GWt do 2040 r. O ile pompy ciepła będą pracować przede wszystkim w podstawie systemu ciepłowniczego, to kotły elektryczne mogą pozwolić na zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej z krajowego systemu elektroenergetycznego pochodzącej z pogodozależnych źródeł odnawialnych (turbiny wiatrowe, instalacje fotowoltaiczne). Dzięki wykorzystywaniu nadmiaru zielonej energii elektrycznej, której cena w okresach nadprodukcji jest niska, źródła ciepła korzystające z tych nadwyżek mogą produkować ciepło po niższym koszcie.

Zastosowanie magazynów ciepła umożliwi akumulację ciepła produkowanego przez źródła Power-to-Heat w okresie nadmiaru energii elektrycznej i wykorzystanie zmagazynowanego ciepła w okresach niedoboru energii elektrycznej z OZE, a tym samym odciążenie systemu elektroenergetycznego. Uzupełnieniem mixu energetycznego w systemach ciepłowniczych, w zależności od lokalnych uwarunkowań, będą źródła geotermalne, kolektory słoneczne, instalacje termicznego przekształcania odpadów oraz źródła ciepła odpadowego. Mając na uwadze rozwój technologii jądrowych w przyszłości w ciepłownictwie systemowym mogą być wykorzystywane reaktory o małej i średniej mocy (SMR), które mogą stać się uzasadnionym ekonomicznie wyborem dla zapewnienia dostaw ciepła o określonych parametrach (ciepło wysokotemperaturowe), przy zachowaniu wymagań efektywnych systemów ciepłowniczych. Scenariusze KPEiK zakładają 100 % ciepła systemowego ze źródeł nisko i bezemisyjnych do 2040 r.



Rys. 5 Technologie przyszłego mixu wytwórczego w sektorze ciepłownictwa systemowego

6.1 Technologie transformacji ciepłownictwa

6.1.1 Pompy ciepła

Wielkoskalowe pompy ciepła pełnią w transformacji sektora ciepłowniczego w Polsce rolę jednej z kluczowych technologii dekarbonizacyjnych, umożliwiając stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych. Ich zastosowanie sprzyja integracji sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego poprzez wykorzystanie energii elektrycznej, w szczególności z OZE, do produkcji ciepła systemowego.

Pompy ciepła umożliwiają efektywne wykorzystanie energii otoczenia oraz energii odpadowej (z przemysłu, oczyszczalni ścieków, wód powierzchniowych i gruntowych czy powietrza), co prowadzi do istotnego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza. Wysoka efektywność energetyczna tej technologii pozwala na znaczną redukcję zużycia energii pierwotnej w porównaniu z konwencjonalnymi



źródłami ciepła. Technologia ta jest szczególnie efektywna w nowoczesnych, sieciach ciepłowniczych o obniżonej temperaturze czynnika grzewczego, których rozwój stanowi istotny element modernizacji infrastruktury sektora.

W perspektywie długoterminowej pompy ciepła jako rozwiązanie oparte na energii elektrycznej generowanej zwłaszcza ze źródeł OZE, będą odgrywać znaczącą rolę w strukturze wytwarzania ciepła systemowego, stopniowo zastępując jednostki oparte na paliwach kopalnych. Ich wdrażanie przyczyni się do realizacji polityki energetycznej, poprawy efektywności wytwarzania ciepła oraz zwiększenia integracji sektorowej (sector coupling). W efekcie, pompy ciepła stanowią strategiczny element transformacji ciepłownictwa, łącząc cele dekarbonizacji oraz długoterminowej stabilności ekonomicznej systemów ciepłowniczych. Zgodnie ze scenariuszami KPEiK przyjmuje się, że w perspektywie 2040 r. moc przemysłowych pomp ciepła w sektorze ciepłownictwa systemowego wyniesie w zależności od scenariusza do 2,49 GW.

6.1.2 Kotły elektryczne

Kotły elektryczne będą pełnić w procesie transformacji sektora ciepłowniczego w Polsce rolę technologii zwiększającej elastyczność systemu oraz umożliwiającej efektywne zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Nie powinny być traktowane jako klasyczne źródła szczytowe, lecz jako jednostki reagujące na warunki panujące w systemie elektroenergetycznym i pracujące w szczególności w okresach wysokiej generacji energii elektrycznej z OZE, a tym samym jej niskich cenach.

Ich funkcja w systemie ciepłowniczym polega na konwersji nadwyżkowej energii elektrycznej na ciepło systemowe, co sprzyja integracji sektorów (sector coupling) oraz zmniejsza konieczność redukcji generacji energii z OZE. W połączeniu z magazynami ciepła, kotły elektryczne mogą akumulować wytworzoną energię cieplną i udostępniać ją w okresach zwiększonego zapotrzebowania, zwiększając stabilność i przewidywalność pracy systemu ciepłowniczego.

Technologia ta charakteryzuje się wysoką sprawnością przetwarzania energii elektrycznej na ciepło, krótkim czasem realizacji inwestycji oraz relatywnie niskimi nakładami kapitałowymi. Dzięki temu może być szybko wdrażana jako element modernizacji istniejących systemów ciepłowniczych, wspierając ich transformację w kierunku niskoemisyjnym.

W perspektywie rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym w sektorze elektroenergetyki, rola kotłów elektrycznych jako narzędzia bilansowania systemu oraz efektywnego wykorzystania energii wytwarzanej z pogodozależnych źródeł OZE będzie wzrastać. W efekcie stanowią one istotny element transformacji ciepłownictwa, łącząc cele dekarbonizacji, elastyczności operacyjnej oraz zwiększonej integracji sektorowej. Zgodnie ze scenariuszami KPEiK przyjmuje się, że w perspektywie 2040 r. moc zainstalowana kotłów elektrycznych



w sektorze ciepłownictwa systemowego wyniesie w zależności od scenariusza do 3,07 GW.

Procedowane zmiany prawne umożliwią klasyfikację ciepła wytwarzanego w kotłach elektrycznych jako energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby spełnienia kryteriów uznania systemu za efektywny system ciepłowniczy, co sprzyjać będzie przyspieszeniu procesu dekarbonizacji oraz zwiększa atrakcyjność inwestycyjną tego typu rozwiązań w systemach ciepłowniczych.

6.1.3 Gaz ziemny

Gaz ziemny pełni w transformacji sektora ciepłowniczego w Polsce rolę paliwa przejściowego, umożliwiając stopniowe ograniczanie wykorzystania węgla przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego i stabilności dostaw ciepła. Jest wykorzystywany zarówno w jednostkach kogeneracji, jak i w instalacjach szczytowych lub rezerwowych, wspierając integrację odnawialnych źródeł energii. Wykorzystanie gazu ziemnego ogranicza emisję gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza, a jednocześnie zwiększa elastyczność systemu ciepłowniczego, pozwalając na stabilne pokrycie szczytowego zapotrzebowania w okresie zimowym. W perspektywie długoterminowej gaz ziemny w instalacjach ciepłowniczych będzie zastępowany przez gazy odnawialne i zdekarbonizowane. Modernizacja źródeł gazowych jest stosunkowo szybka i efektywna kosztowo, co pozwala na optymalizację kosztów operacyjnych systemów ciepłowniczych, szczególnie w źródłach szczytowych. W efekcie gaz ziemny stanowi strategiczny element transformacji sektora, łącząc cele dekarbonizacji, efektywności systemowej oraz bezpieczeństwa energetycznego. Warunki te spełniają kogeneracyjne źródła gazowe, które dodatkowo, z uwagi na wysoką sprawność całkowitą procesu produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, zapewniają oszczędności energii pierwotnej i redukcję emisji gazów cieplarnianych. Dodatkowo jednostki kogeneracyjne mogą uzyskać wsparcie operacyjne m.in. w ramach funkcjonujących mechanizmów przewidzianych w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2025 r. poz. 602).

Nowe jednostki kogeneracyjne, które otrzymały wsparcie finansowe na realizację inwestycji ze środków UE zgodnie z przepisami unijnej taksonomii zrównoważonych inwestycji, są obciążone obowiązkiem złożenia zobowiązania do dostosowania instalacji wykorzystujących gaz ziemny do wykorzystania gazów odnawialnych do 2035 r. Oznacza to, że przedsiębiorstwa ciepłownicze ubiegające się o finansowanie inwestycji gazowych muszą przedstawić plan zastąpienia paliwa kopalnego gazami odnawialnymi w tym terminie. W praktyce jednak, z uwagi na trudne do przewidzenia tempo rozwoju krajowych zdolności produkcyjnych biometanu, odnawialnego wodoru oraz innych gazów odnawialnych, wymóg ten stanowi istotną barierę inwestycyjną. Z jednej strony zniechęca przedsiębiorstwa do podejmowania inwestycji opartych na gazie ziemnym,



z drugiej generuje ryzyko niewywiązania się ze złożonych zobowiązań w przypadku braku odpowiedniej podaży gazów odnawialnych.

Z tego względu należy podjąć działania na rzecz zmiany lub doprecyzowania tych zasad, tak aby umożliwić elastyczniejsze podejście do terminów dostosowania ich do realnych możliwości rozwoju krajowego rynku gazów odnawialnych.

6.1.4 Biomasa

Biomasa (zarówno pochodzenia leśnego, jak i rolnego) odgrywa istotną rolę w transformacji ciepłownictwa systemowego. Jest to surowiec dostępny lokalnie, zwłaszcza dla mniejszych systemów ciepowniczych na poziomie powiatów i gmin, co ułatwia logistykę dostaw i uniezależnia te źródła od importowanych paliw. W ciepłownictwie systemowym w Polsce najczęściej wykorzystuje się biomasę drzewną (zrębki i trociny), ale rosnące znaczenie mają również odpady rolne (np. słoma) i inne formy biomasy pochodzenia rolniczego.

Wykorzystanie lokalnie dostępnej biomasy w ciepłownictwie zwiększa bezpieczeństwo dostaw ciepła. Lokalne ciepłownie opalane biomasą mogą uniezależnić się od wahań cen i wielkości podaży gazu ziemnego czy węgla na rynkach, korzystając z surowców dostępnych w ich bezpośrednim sąsiedztwie. Dla lokalnych społeczności może oznaczać to stabilniejsze i często tańsze źródło ciepła, a jednocześnie tworzyć popyt na biomasę dostarczaną przez lokalne przedsiębiorstwa (leśnictwo, rolnictwo), co sprzyja rozwojowi lokalnej gospodarki. Należy jednak podkreślić, że koszty biomasy dla celów energetycznych mogą wzrastać w kolejnych latach, dlatego źródła biomasowe powinny być wykorzystywane lokalnie oraz być elementem miksu energetycznego opartego o różne rodzaje technologii wytwórczych. Zminimalizuje to zależność od jednego rodzaju paliwa przy wykorzystaniu potencjału pozostałych źródeł.

Należy podkreślić, że wykorzystanie biomasy musi odbywać się zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju. W Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 (RED II) wprowadzono kryteria zrównoważonego pozyskania biomasy, których spełnienie warunkuje uznanie energii z biomasy za energię odnawialną w rozumieniu celów klimatycznych. W Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 (RED III) dla instalacji energetycznego wykorzystania biomasy o mocy cieplnej powyżej 20 MW (próg zostanie obniżony do 7,5 MW), wprowadzono kryteria zrównoważonego pozyskania biomasy, których spełnienie warunkuje uznanie energii z biomasy za energię odnawialną w rozumieniu celów klimatycznych. Powyższe zmiany wymuszają zrównoważone podejście do zasobów biomasy, jednak biomasa pozyskiwana zgodnie z kryteriami zrównoważonego rozwoju spełnia kryteria OZE w UE i jest traktowana jako istotny element miksu energetycznego pozwalający realizować cele związane z transformacją energetyczną. Biomasa stanowi trwały i odnawialny element miksu energetycznego, odgrywający szczególnie istotną rolę w ciepłownictwie



systemowym na poziomie lokalnym. Kluczowym jest jej efektywne i zrównoważone wykorzystanie, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa oraz stabilności dostaw.

Strategia wskazuje zgodnie z KPEIK, że biomasa, zarówno pochodzenia leśnego, jak i rolnego pozostanie ważnym elementem miksu energetycznego w transformacji ciepłownictwa systemowego, szczególnie w małych i średnich systemach na poziomie powiatów i gmin, gdzie lokalna dostępność surowca ogranicza zależność od importowanych paliw.

6.1.5 Magazyny ciepła

W sektorze ciepłownictwa szczególną rolę odegrają magazyny ciepła współpracujące z jednostkami kogeneracji, które pozwalają na optymalizację ich pracy oraz ze źródłami Power-to-Heat, przyczyniając się do stabilizacji pracy systemów elektroenergetycznych poprzez zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej, które będą wykorzystywane do wytworzenia ciepła w systemach ciepłowniczych.

Niezbędne jest upowszechnienie wykorzystywania magazynów ciepła w ciepłownictwie systemowym jako jednego z kluczowych elementów zwiększających elastyczność i efektywność systemów. Magazyny ciepła umożliwiają czasowe przesunięcie procesu wytwarzania energii cieplnej w stosunku do jej zużycia, co pozwala na lepsze dopasowanie produkcji do zapotrzebowania odbiorców, zwłaszcza w warunkach rosnącego udziału źródeł odnawialnych oraz kogeneracji. Jedną z głównych zalet zastosowania technologii magazynowania ciepła jest zwiększenie autokonsumpcji energii z OZE, co bezpośrednio przekłada się na poprawę efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego.

Zastosowanie krótkoterminowych magazynów ciepła pozwala na optymalizację pracy źródeł wytwórczych, redukcję liczby uruchomień jednostek szczytowych oraz ograniczenie strat wynikających z pracy instalacji poza ich optymalnym zakresem. Z kolei magazyny sezonowe umożliwiają akumulację nadwyżek ciepła produkowanego latem, m.in. z kolektorów słonecznych, pomp ciepła czy ciepła odpadowego i wykorzystania ich w okresie zwiększonego zapotrzebowania w trakcie sezonu grzewczego.

Upowszechnienie magazynowania ciepła sprzyja także integracji sektorowej (sector coupling), umożliwiając efektywne wykorzystanie nadwyżek energii elektrycznej z OZE do produkcji ciepła przy wykorzystaniu technologii Power-to-Heat oraz stabilizację pracy systemu elektroenergetycznego. W dłuższej perspektywie magazyny ciepła przyczynią się do obniżenia kosztów funkcjonowania systemów ciepłowniczych, redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego na poziomie lokalnym i krajowym.



Magazyny ciepła są o wiele tańsze w budowie niż magazyny energii elektrycznej⁵, a dodatkowo technologie realizacji są powszechnie dostępne. Dodatkowo, magazyny ciepła charakteryzują się niższymi kosztami eksploatacji oraz brakiem problemów związanych z utylizacją i recyklingiem, które występują w przypadku akumulatorów energii elektrycznej. Ponadto zapewniają wysoką sprawność, umożliwiają długoterminowe przechowywanie energii bez istotnych strat oraz mają znacznie dłuższą żywotność niż magazyny bateryjne.

Strategia podkreśla, że magazyny ciepła są obecnie jedną z najbardziej ekonomicznie uzasadnionych technologii magazynowania energii. Zakłada również rozwój rynku magazynów ciepła poprzez stworzenie dedykowanych mechanizmów wsparcia inwestycji w magazyny krótkoterminowe i sezonowe oraz uwzględnienie magazynów ciepła jako standardowego elementu modernizacji systemów ciepłowniczych. Zgodnie ze scenariuszami KPEiK przyjmuje się, że w perspektywie 2040 r. pojemność magazynów ciepła w sektorze ciepłownictwa systemowego wyniesie w zależności od scenariusza do 576 GWh.

6.1.6 Ciepło odpadowe

Ciepło odpadowe to ciepło, które powstaje jako nieunikniony produkt uboczny w instalacjach przemysłowych, wytwórczych energii lub w sektorze usług, które bez odpowiedniej infrastruktury, takiej jak system ciepłowniczy lub chłodniczy, pozostałoby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub wodzie. Może być ono zagospodarowane zarówno, poprzez proces kogeneracji, jak i w przypadku, gdy kogeneracja nie jest możliwa. Definicja ta została określona w art. 2 pkt 9 Dyrektywy RED III.

Ciepło odpadowe stanowi jeden z największych rezerwuarów energii, oferując znaczny potencjał dla transformacji sektora ciepłowniczego. Największy potencjał rozwoju, w zakresie wykorzystania ciepła odpadowego, wykazują źródła przemysłowe oraz zagospodarowanie ciepła odpadowego ze ścieków zarówno nieoczyszczonych, jak i oczyszczonych.

Ciepło odpadowe odzyskiwane będzie również w układach kondensacji spalin instalowanych w istniejących ciepłowniach i elektrociepłowniach, w szczególności opartych na spalaniu gazu ziemnego oraz biomasy. Zastosowanie tych rozwiązań umożliwia odzysk ciepła utajonego zawartego w parze wodnej w spalinach, co pozwala zwiększyć sprawność wytwarzania ciepła.

⁵ Założenia Progностyczne i metodyka prognozowania KPEiK



Ciepło produkowane przez Instalacje Termicznego Przekształcania Odpadów z wyłączeniem tej części energii, która jest kwalifikowana jako ciepło z odnawialnego źródła energii zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 o odnawialnych źródłach energii albo na podstawie art. 159 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach może zostać zaliczone jako ciepło odpadowe w kontekście spełniania wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego. Obecnie prowadzone są prace nad zmianami legislacyjnymi pozwalającymi na klasyfikację części ciepła (nie będącej źródłem odnawialnym) jako ciepło odpadowe na potrzeby spełnienia kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego.

Kolejną z technologii o dużym potencjale rozwoju, jest wykorzystanie ciepła odpadowego powstającego w wyniku działalności obiektów takich jak centra przetwarzania danych. Zgodnie z danymi Polish Data Center Association (PLDCA) szacowany całkowity potencjał ciepła odpadowego na 2030 r. z centrów przetwarzania danych wnosi 19 700 TJ. Lokalizacja serwerowni w dużych aglomeracjach miejskich stwarza możliwości wykorzystania ciepła odpadowego z procesów obliczeniowych jako dolnego źródła pomp ciepła zasilających miejskie sieci ciepłownicze.

Kolejnym źródłem ciepła odpadowego, które może zostać wykorzystane, zwłaszcza w układach hybrydowych w połączeniu z pompami ciepła, jest ciepło odpadowe ze sprężarek powietrza, urządzeń chłodniczych i klimatyzatorów, które w przestrzeni miejskiej i industrialnej mogą lokalnie być wykorzystywane do zasilania w ciepło budynków biurowych, czy osiedli mieszkaniowych. W dalszej perspektywie czasowej, w zależności od tempa rozwoju technologii, możliwe będzie również zagospodarowanie ciepła odpadowego z małych reaktorów jądrowych (SMR), zwłaszcza w kontekście lokalizacji reaktorów w pobliżu dużych aglomeracji miejskich. Jest to jeden z kluczowych postulatów Polski w zakresie otoczenia regulacyjnego UE.

W skali lokalnej ciepło odpadowe może być pozyskiwane również z instalacji odwadniania kopalń, pompowane z wyrobisk wody mają temperaturę wyższą od temperatury otoczenia i mogą pełnić funkcję dolnego źródła dla pomp ciepła, zasilając systemy ciepłownicze lub wykorzystane bezpośrednio przez niskotemperaturowe systemy ciepłownicze.

Strategia wskazuje, że ciepło odpadowe powinno stać się jednym z elementów transformacji krajowego ciepłownictwa systemowego, obok integracji międzysektorowej, rozwoju OZE oraz poprawy efektywności energetycznej. Dokument podkreśla konieczność pełnego wykorzystania krajowego potencjału ciepła odpadowego ze źródeł przemysłowych, ścieków, centrów przetwarzania danych i instalacji termicznego przekształcania odpadów, poprzez rozwój infrastruktury technicznej oraz dostosowanie ram regulacyjnych i wsparcia finansowego inwestycji. Zgodnie ze scenariuszami KPEiK przyjmuje się, że w perspektywie 2040 r. źródła ciepła odpadowego mogą generować do 10 PJ ciepła systemowego.



6.1.7 Instalacje termicznego przekształcania odpadów

Instalacje termicznego przekształcania odpadów z odzyskiem energii wykorzystywane są powszechnie w całej Europie jako instalacje służące zagospodarowaniu frakcji palnej odpadów, która nie podlega dalszemu przetwarzaniu i nie może być składowana. Instalacje te mogą pełnić funkcję technologii uzupełniających miks energetyczny w miastach oraz ograniczających skalę składowania odpadów, zgodnie z hierarchią postępowania z odpadami i zasadami gospodarki o obiegu zamkniętym.

Dalszy rozwój tego segmentu infrastruktury powinien uwzględniać lokalne uwarunkowania, w szczególności dostępność strumienia odpadów, istniejącą strukturę systemów ciepłowniczych oraz cele w zakresie recyklingu. Kluczowe jest zachowanie spójności z hierarchią postępowania z odpadami, tak aby instalacje te nie ograniczały rozwoju bardziej pożądaných metod zagospodarowania, takich jak zapobieganie powstawaniu odpadów czy recykling, lecz stanowiły uzupełnienie systemu dla frakcji reszkowej.

Strategia wskazuje, że należy dążyć do wprowadzenia takich rozwiązań regulacyjnych, które umożliwią kwalifikację ciepła niebędącego energią z OZE, pochodzącego z instalacji termicznego przekształcania odpadów, jako ciepła odpadowego na potrzeby spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego. W szczególności działania te obejmą zmiany w przepisach krajowych, tak aby w zakresie, w jakim ciepło z tych instalacji nie jest już klasyfikowane jako ciepło z odnawialnego źródła energii zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii albo na podstawie art. 159 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach, mogło zostać jednoznacznie uznane za nieuniknione ciepło odpadowe, zgodnie z definicjami wynikającymi z Dyrektywy EED.

6.1.8 Geotermia

W niektórych, lokalnych systemach ciepłowniczych wykorzystywane będą źródła geotermalne. Źródła te ze względu na odnawialny charakter, stabilność dostaw ciepła oraz dostępność przez cały rok, niezależnie od warunków atmosferycznych mogą pełnić w części systemów istotną rolę w procesie transformacji. Polska posiada znaczące zasoby energii geotermalnej, choć są one zróżnicowane regionalnie. Najbardziej perspektywiczne obszary pod względem zagospodarowania wód termalnych, to Podhale, północna część przedgórze 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. Wykorzystanie energii geotermalnej jest determinowane przez szereg czynników, do których możemy zaliczyć: warunki geologiczne, parametry wody złożowej, efektywność rozwiązań technicznych i technologicznych, strukturę 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 właściwości 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.

Strategia zakłada uruchamianie nowych instalacji geotermalnych w lokalnych systemach ciepłowniczych wszędzie tam, gdzie warunki geologiczne i ekonomiczne są sprzyjające, przy jednoczesnym kontynuowaniu wsparcia dla rozpoznania zasobów i ograniczania ryzyka pierwszych odwiertów. Działania te będą realizowane m.in. poprzez dedykowane programy finansowe oraz instrumenty gwarancyjne, które ułatwią samorządom i przedsiębiorstwom ciepłowniczym inwestowanie w geotermię jako źródło podstawowe lub współpracujące z innymi technologiami niskoemisyjnymi (biomasa, pompy ciepła, magazyny ciepła).

6.1.9 Gazy odnawialne i zdekarbonizowane

Gazy odnawialne i zdekarbonizowane, w tym głównie biometan, stanowią perspektywiczny element transformacji sektora ciepłowniczego w Polsce, umożliwiając stopniowe zastępowanie gazu ziemnego w źródłach wytwórczych bez konieczności ich zasadniczej przebudowy. Ich wykorzystanie pozwala na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych przy zachowaniu ciągłości pracy istniejącej infrastruktury, co sprzyja optymalizacji kosztów transformacji.

Biogaz i biometan mogą być stosowane w większości istniejących oraz nowobudowanych jednostek kogeneracyjnych oraz kotłów gazowych, przyczyniając się do wzrostu produkcji ciepła systemowego ze źródeł odnawialnych. Szczególne znaczenie ma biometan, który po oczyszczeniu do parametrów gazu ziemnego może być wtłaczany do sieci gazowej i wykorzystywany w sposób analogiczny do paliwa konwencjonalnego. Rozwiązanie to umożliwia częściowe zastępowanie gazu ziemnego paliwem odnawialnym, zwiększając udział energii odnawialnej w systemach ciepłowniczych oraz poprawiając ich bilans emisyjny.

Wodór odnawialny, wytwarzany z wykorzystaniem energii elektrycznej z OZE w procesie elektrolizy, stanowić będzie w dalszej perspektywie czasowej opcję zdekarbonizacji sektora. Może być wykorzystywany w dedykowanych jednostkach wytwórczych lub jako domieszka do gazu w istniejącej infrastrukturze, w zakresie dopuszczonym przez przepisy określające parametry techniczne sieci i urządzeń.

Biogaz również może w istotny sposób wspierać transformację sektora ciepłowniczego, zwłaszcza poprzez jego lokalne wykorzystanie w mniejszych systemach ciepłowniczych i wykorzystanie go w jednostkach kogeneracyjnych. Rozwiązanie to dobrze wpisuje się



w rozwój lokalnych społeczności energetycznych, w których mieszkańcy i przedsiębiorstwa wykorzystują dostępne na miejscu odnawialne zasoby, takie jak odpady rolnicze czy inne frakcje organiczne. W efekcie sprzyja to zwiększeniu niezależności energetycznej gmin, a także wzmacnia lokalną gospodarkę i bezpieczeństwo dostaw energii.

Na poziomie strategii zakłada się tworzenie warunków regulacyjnych i finansowych sprzyjających rozwojowi łańcucha wartości dla biogazu, biometanu i wodoru odnawialnego – od wytwarzania, przez infrastrukturę przesyłową, aż po zastosowania w ciepłownictwie systemowym. W szczególności wspierane będą działania na rzecz dostosowania norm technicznych i standardów jakościowych paliw gazowych do rosnącego udziału gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych w sposób nie pogarszający jakości paliw gazowych dostarczanych do odbiorców końcowych.

6.1.10 Kolektory słoneczne

W ciepłownictwie systemowym kolektory słoneczne mogą pełnić funkcję uzupełniającego źródła ciepła. Ich efektywne wykorzystanie wymaga jednak dostosowania istniejących sieci do integracji rozwiązań niskotemperaturowych oraz połączenia z magazynami ciepła. Efektywnym rozwiązaniem jest współpraca kolektorów słonecznych z sezonowymi magazynami ciepła, które umożliwiają akumulację energii w okresie letnim i ich wykorzystanie w okresie wysokiego zapotrzebowania zimowego, co znacząco zwiększa efektywność i niezawodność systemu. Kolektory słoneczne mogą być również stosowane w lokalnych ciepłowniach obsługujących osiedla mieszkaniowe, przy czym powinny być wtedy zintegrowane z innymi systemami grzewczymi, tworząc hybrydowe układy energetyczne.

Jednym z istotnych wyzwań wykorzystania kolektorów słonecznych w ciepłownictwie systemowym jest ograniczona dostępność powierzchni pod wielkoskalowe instalacje. Problemy te są szczególnie widoczne w gęsto zabudowanych obszarach, gdzie przestrzeń do montażu kolektorów jest mocno ograniczona. Dlatego kluczowe jest zmapowanie potencjalnych lokalizacji w regionach funkcjonujących systemów ciepłowniczych oraz na terenach przemysłowych w celu identyfikacji możliwości instalacji technologii wykorzystujących energię słoneczną. Działania planistyczne powinny uwzględniać rezerwację terenów pod rozwój wielkoskalowych instalacji słonecznych zintegrowanych z magazynami ciepła, a także włączenie kolektorów słonecznych i magazynów ciepła do programów wsparcia inwestycji w modernizację systemów ciepłowniczych w Polsce.



6.1.11 Paliwo jądrowe

W dłuższej perspektywie czasowej, kierunkiem dywersyfikacji źródeł ciepła systemowego może być wykorzystanie energii jądrowej, w szczególności ciepła odpadowego powstającego przy produkcji energii elektrycznej z tych źródeł. Dotyczy to zarówno tzw. dużych reaktorów, jak i reaktorów modułowych typu SMR (Small Modular Reactors), które ze względu na skalę mocy oraz elastyczność lokalizacyjną mogą stanowić stabilne i bezemisyjne źródło zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła systemowego.

Technologie SMR zakładają możliwość dostarczania ciepła o parametrach odpowiednich dla sieci ciepłowniczych, szczególnie w systemach wysokotemperaturowych. Wykorzystanie ciepła odpadowego z bloków jądrowych pozwala na znaczące zwiększenie całkowitej sprawności wykorzystania paliwa jądrowego oraz ograniczenie strat energii. W praktyce oznacza to możliwość dostarczania stabilnego, bezemisyjnego ciepła do dużych systemów miejskich, zwłaszcza w aglomeracjach o wysokim i stałym zapotrzebowaniu na ciepło.

W dłuższym horyzoncie czasowym, energia jądrowa, w szczególności w formule rozproszonych jednostek SMR, może stać się jednym z elementów dostarczających ciepło do systemów ciepłowniczych w Polsce, komplementarnym wobec OZE, magazynów ciepła oraz źródeł gazowych. Integracja ciepła z elektrowni jądrowych zwłaszcza SMR z systemami ciepłowniczymi może istotnie przyczynić się do osiągnięcia celów dekarbonizacyjnych oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego.

Należy dążyć na poziomie Komisji Europejskiej do uznania ciepła pochodzącego z elektrowni jądrowych za ciepło odpadowe w rozumieniu art. 2 pkt 9 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, z późn. zm.), pozwalającego na spełnienie kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego w rozumieniu art. 26 ust. 1 Dyrektywy EED. Ciepło powstające podczas wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych jest ubocznym produktem tego procesu, który może zostać efektywnie wykorzystany w systemach ciepłowniczych, przyczyniając się do dekarbonizacji sektora. Uznanie ciepła z elektrowni jądrowych za ciepło odpadowe przyczyni się do zwiększania zakresu dostępnych technologii niskoemisyjnych, wspierając realizację celów Unii Europejskiej. Jednoznaczne określenie statusu tego ciepła pozwoliłoby ponadto zapewnić spójność regulacyjną oraz długoterminową przewidywalność inwestycyjną w sektorze ciepłowniczym. Zgodnie ze scenariuszami KPEiK przyjmuje się, że w perspektywie 2040 r. źródła jądrowe mogą generować do 25 PJ ciepła systemowego.



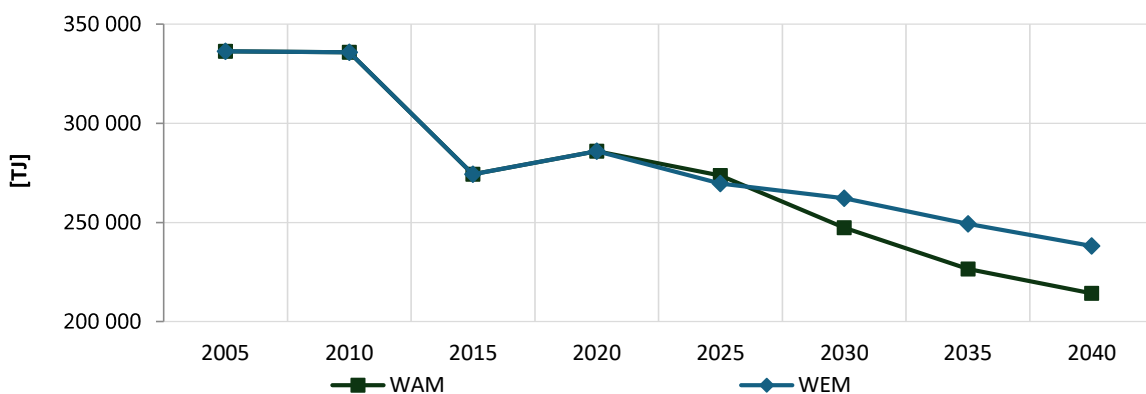
7. Efektywność energetyczna

Efektywność energetyczna stanowi jeden z kluczowych filarów transformacji energetycznej, odgrywając zasadniczą rolę w realizacji celów UE, poprawie bezpieczeństwa energetycznego oraz ograniczaniu kosztów energii. Szczególnie znaczenie ma poprawa efektywności energetycznej w sektorze budownictwa.

Zwiększenie efektywności wykorzystania energii przyczynia się nie tylko do redukcji emisji gazów cieplarnianych, ale również do zmniejszenia zależności od importu paliw kopalnych, co wzmacnia suwerenność energetyczną państwa. Dodatkowo, niższe zużycie energii przekłada się bezpośrednio na obniżenie rachunków za ciepło dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw.

Zasada „efektywność energetyczna przede wszystkim”, wskazana w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791, powinna stanowić fundament rozwoju ciepłownictwa systemowego. Oznacza ona, że przed podejmowaniem decyzji inwestycyjnych należy w pierwszej kolejności ocenić możliwości ograniczenia zużycia energii, poprawy efektywności sieci oraz wykorzystania zasobów po stronie popytu, zamiast zwiększania mocy wytwórczych. Dyrektywa podkreśla konieczność całościowego podejścia obejmującego cały łańcuch wartości, od wytwarzania ciepła, przez przesył i dystrybucję, aż po zużycie końcowe, z uwzględnieniem bezpieczeństwa dostaw, opłacalności oraz dekarbonizacji systemu energetycznego.

W efekcie działań związanych z poprawą efektywności energetycznej, obserwuje się systematyczny spadek zapotrzebowania na ciepło. W ciągu ostatnich dwóch dekad produkcja ciepła w systemach ciepłowniczych w Polsce uległa znacznemu zmniejszeniu. Prognozy wskazują, że trend ten będzie się utrzymywał, roczna produkcja ciepła systemowego w zależności od scenariusza KPEiK spadnie z prognozowanego na 2025 r. poziomu około **274 PJ**⁶ do, w zależności od scenariusza **247-262 PJ w 2030 r.**, a następnie do **214-238 PJ w 2040 r.**, co pokazano na rysunku 5. Oznacza to, że produkcja ciepła systemowego do 2040 r. może się zmniejszyć o **60 PJ**.



Rys. 5 Historyczna produkcja oraz prognoza produkcji ciepła systemowego w latach [TJ]⁷

⁶ Prognozowane Dane dla 2025r - Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (KPEiK)

⁷ Załącznik WEM i WAM do KPEiK



8. Planowanie energetyczne na poziomie lokalnym

Lokalne planowanie w zakresie ogrzewania i chłodzenia powinno stać się jednym z podstawowych filarów transformacji energetycznej w Polsce. W warunkach rosnących kosztów paliw, starzejącej się infrastruktury oraz konieczności redukcji emisji gazów cieplarnianych potrzebny jest trwały mechanizm, który pozwoli gminom podejmować decyzje inwestycyjne w sposób skoordynowany, przewidywalny i dostosowany do miejscowych uwarunkowań. Konieczne jest wsparcie lokalnych samorządów w zakresie świadomego kształtowania systemów ogrzewania i chłodzenia jako elementu polityki energetycznej.

Potrzeba planowania energetycznego na poziomie gmin i regionów wynika przede wszystkim z natury samego sektora ciepłowniczego. Każdy system ciepłowniczy działa w odmiennych warunkach: różni się strukturą odbiorców, parametrami pracy sieci, stanem technicznym źródeł wytwórczych, gęstością zabudowy, możliwościami wykorzystania ciepła odpadowego, dostępem do odnawialnych źródeł energii oraz potencjałem termomodernizacji budynków. Z tego względu skuteczna transformacja nie może opierać się wyłącznie na centralnych programach wsparcia lub decyzjach pojedynczych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Musi zaczynać się od rozpoznania lokalnego kontekstu i od wyboru takich technologii oraz modeli organizacyjnych, które najlepiej odpowiadają specyfice danej gminy lub grupy sąsiadujących ze sobą gmin. Brak planowania może prowadzić do zwiększonych kosztów zarówno gospodarczych, jak i społecznych. W polskim ciepłownictwie systemowym przez lata dominowały działania fragmentaryczne, skoncentrowane na rozwiązywaniu bieżących problemów, a nie na budowie spójnej ścieżki długofalowego rozwoju. Skutkiem są rosnące koszty ciepła, pogarszająca się sytuacja finansowa przedsiębiorstw, wciąż wysoki udział paliw kopalnych w miksie paliwowym przedsiębiorstw, niedostateczny poziom innowacyjności i ryzyko utrwalania nieefektywnych inwestycji. Na poziomie lokalnym brak planu oznacza większe ryzyko podejmowania inwestycji przypadkowych, niedopasowanych do przyszłych potrzeb mieszkańców i lokalnej struktury urbanistycznej. Z tego powodu lokalne planowanie ogrzewania i chłodzenia będą obowiązkowe dla gmin, w których liczba ludności przekracza 45 000 mieszkańców. To właśnie w większych ośrodkach miejskich skala zapotrzebowania na ciepło, gęstość zabudowy oraz koncentracja infrastruktury tworzą największy potencjał dla rozwoju nowoczesnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych. Jednocześnie są to obszary, w których błędne decyzje inwestycyjne mogą generować najwyższe koszty społeczne oraz blokować rozwój bardziej efektywnych rozwiązań na dekady. Obowiązek planistyczny dla gmin powinien być traktowany nie jako obciążenie administracyjne, lecz jako instrument racjonalnego zarządzania lokalną infrastrukturą energetyczną. Podstawą działań w tym obszarze powinien być plan określający kierunki rozwoju infrastruktury ciepłowniczej i chłodniczej, wskazywać priorytetowe obszary inwestycji, identyfikować lokalne zasoby energii oraz określać rolę różnych technologii w bilansie



energetycznym gminy. Plan powinien obejmować analizę urządzeń i systemów ciepłowniczych i chłodniczych w lokalnych zasobach budowlanych uwzględniającą specyficzne dla obszaru gminy możliwości zastosowania środków w zakresie efektywności energetycznej oraz potrzeby wrażliwych gospodarstw domowych. Plany powinny zawierać strategię wykorzystania potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji, odzyskiwania ciepła odpadowego, produkcji ciepłą ze źródeł odnawialnych oraz możliwości obniżenia temperatury czynnika grzewczego w sieciach ciepłowniczych. Kluczowe jest, aby plany były przygotowywane przy udziale wszystkich zainteresowanych stron i powinny zapewniać udział ogółu społeczeństwa, w tym operatorów lokalnej infrastruktury energetycznej, dodatkowo powinny uwzględniać wspólne potrzeby społeczności lokalnych i zawierać ocenę potencjalnych synergii z planami sąsiadujących ze sobą gmin. Aby proces transformacji energetycznej przebiegał prawidłowo, ważne jest, aby plany energetyczne wskazywało ścieżkę realizacji celów określonych w planach oraz monitorowanie postępów we wdrażaniu określonych polityk i środków. Korzyści z planowania lokalnego są wielowymiarowe. Planowanie poprawia efektywność energetyczną, ponieważ pozwala ocenić, gdzie rozwój sieci ciepłowniczej jest uzasadniony, gdzie potrzebne są inwestycje w obniżenie temperatury zasilania sieci, a gdzie lepszy efekt przyniosą rozwiązania rozproszone lub hybrydowe. Umożliwia również bardziej racjonalne wykorzystanie lokalnych zasobów, takich jak ciepło odpadowe z przemysłu, oczyszczalni ścieków i centrów danych, rozwój źródeł geotermalnych czy innych źródeł OZE. Odpowiednio przygotowany plan zmniejsza również ryzyko inwestowania w technologie, które w dłuższym okresie mogą prowadzić do kosztów osieroconych, wysokiej emisyjności systemu lub braku zgodności z kierunkiem polityki energetycznej państwa. Bardzo istotną korzyścią jest także stabilizacja kosztów ogrzewania i chłodzenia dla odbiorców końcowych.

Brak strategicznego podejścia do ciepłownictwa sprzyja narastaniu i zwiększa ryzyko utraty klientów przez systemy ciepłownicze, co może prowadzić do ograniczenia ilości odbiorców i dalszego wzrostu cen dla pozostałych użytkowników. Dobrze przygotowany plan lokalny ogranicza to ryzyko, ponieważ umożliwia wcześniejsze zaplanowanie inwestycji, rozłożenie ich w czasie, wybór najbardziej efektywnych ekonomicznie rozwiązań oraz lepsze powiązanie projektów z dostępnymi instrumentami finansowymi. Z perspektywy mieszkańców oznacza to większą przewidywalność rachunków, a z perspektywy gminy większą odporność lokalnego systemu energetycznego. Planowanie lokalne wzmacnia rolę samorządów jako gospodarzy transformacji energetycznej. Gmina dzięki wdrożeniu planów staje się aktywnym podmiotem definiującym lokalne priorytety i koordynującym współpracę między mieszkańcami, spółkami komunalnymi, przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, inwestorami oraz administracją regionalną. Taki model zwiększa przejrzystość procesu decyzyjnego i ułatwia budowanie społecznej akceptacji dla transformacji energetycznej. Władze lokalne i regionalne powinny otrzymać wsparcie finansowe, analityczne, organizacyjne i eksperckie, tak aby planowanie nie było formalnością, lecz rzeczywistym



narzędziem prowadzenia transformacji. Skuteczne działania wymagają rozwoju kompetencji doradczych oraz budowy instytucji zdolnych do koordynacji zmian.

Szczególne znaczenie nabiera też możliwość wspólnego planowania przez kilka sąsiadujących ze sobą gmin. W wielu przypadkach granice administracyjne nie pokrywają się z rzeczywistym układem infrastruktury, przepływem energii czy rozmieszczeniem odbiorców i źródeł ciepła. Wspólne plany mogą być uzasadnione tam, gdzie kontekst geograficzny, administracyjny i infrastrukturalny umożliwia integrację systemów albo koordynację inwestycji. Takie podejście może zwiększyć skalę efektów, obniżyć koszty jednostkowe, ułatwić wykorzystanie w większej skali odnawialnych źródeł energii i pozwolić na lepsze zaprojektowanie sieci oraz magazynów ciepła. Warunkiem powodzenia jest jednak jasny podział odpowiedzialności, wspólny model zarządzania i zgodność planów ponadgminnych z dokumentami regionalnymi oraz krajowymi.

Docelowo lokalne planowanie ogrzewania i chłodzenia staną się jednym z podstawowych narzędzi porządkowania transformacji ciepłownictwa w Polsce. Należy dążyć do podejmowania działań opartych na danych, analizie i odpowiedzialności za długofalowy rozwój. Planowanie energetyczne na poziomie lokalnym może stać się narzędziem, które połączy troskę o koszty ciepła systemowego dla mieszkańców, ograniczenie kosztów inwestycyjnych, bezpieczeństwo energetyczne, rozwój lokalnych zasobów OZE oraz poprawę jakości powietrza.

9. Modernizacja sieci ciepłowniczych - obniżenie parametrów temperatury nośnika w sieciach ciepłowniczych

Rozwój sieci ciepłowniczych zmierza w kierunku obniżenia temperatur czynnika roboczego w sieciach ciepłowniczych umożliwiając między innymi bardziej efektywne wykorzystanie ciepła ze źródeł odnawialnych takich jak np. pompy ciepła, zagospodarowanie ciepła odpadowego oraz ograniczenie strat ciepła na przesyśle.

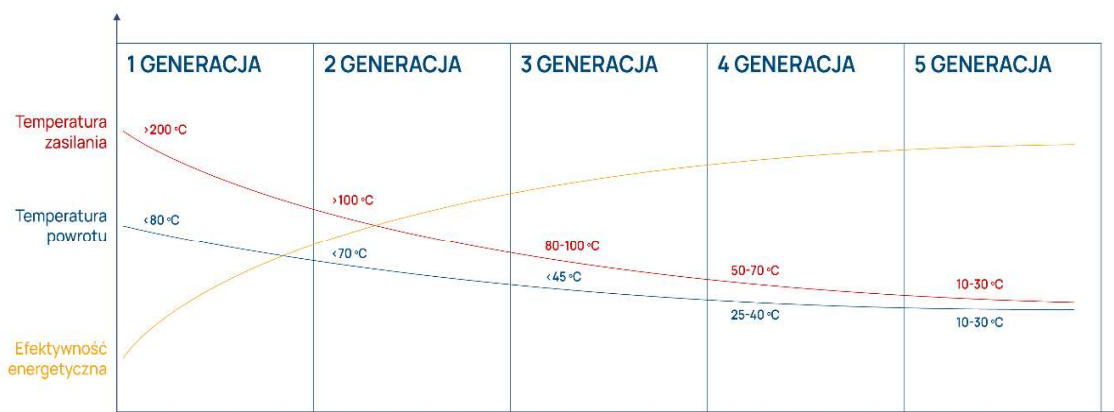
Dominującymi systemami ciepłowniczymi w Polsce są systemy wysokotemperaturowe z temperaturą zasilania wynoszącą ok. 120°C. Takie parametry pracy ograniczają możliwości efektywnej kosztowo integracji niskotemperaturowych źródeł energii z systemami ciepłowniczymi. Wiele dostępnych źródeł energii odnawialnej i odpadowej daje możliwość wykorzystania energii o niższej temperaturze od obecnych temperatur pracy sieci, co uniemożliwia bezpośrednią integrację tych źródeł z systemami ciepłowniczymi. Niezbędne są więc urządzenia podnoszące temperaturę czynnika grzewczego do poziomu wymaganego przez sieć ciepłowniczą.



Obniżenie parametrów temperaturowych sieci ciepłowniczej zwiększa efektywność pracy pomp ciepła, umożliwia ograniczenie strat ciepła w systemach ciepłowniczych oraz pozwala na bezpośrednie wprowadzenia do sieci ciepłowniczej energii ze źródeł odnawialnych czy też ciepła odpadowego.

Według raportu Urzędu Regulacji Energetyki „Energetyka ciepła w liczbach”⁸ straty ciepła w polskich systemach ciepłowniczych w 2024 r. wyniosły około 31,5 PJ. Co oznacza, że średni poziom strat ciepła w systemach ciepłowniczych wynosił w 2024 r. 13,2% całkowitej ilości ciepła wprowadzonego do sieci. W dużych przedsiębiorstwach poziom strat ciepła był istotnie niższy niż w małych systemach ciepłowniczych.

Proces obniżenia parametrów temperaturowych w sieciach ciepłowniczych będzie wieloetapowy. Potrzebna do tego jest nie tylko redukcja zapotrzebowania na ciepło, np. poprzez termomodernizację budynków, ale również zmiana wytycznych dotyczących projektowania i eksploatacji sieci ciepłowniczych oraz instalacji wewnętrznych budynków.



Rys 7 Generacje sieci ciepłowniczych⁹

Planowane są zarówno zmiany regulacyjne, umożliwiające efektywną modernizację sieci ciepłowniczych w kierunku obniżenia parametrów temperaturowych czynnika w sieci, jak również uruchomienie mechanizmów wsparcia zachęcających przedsiębiorstwa ciepłownicze do modernizacji istniejącej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. W ramach zmian regulacyjnych rekomendowane jest także wprowadzenie obowiązku dla projektantów i inwestorów dostosowania nowobudowanych i poddawanych głębokiej modernizacji budynków do zasilania ciepłem dostarczanym z sieci o niskich parametrach temperaturowych czynnika. Umożliwi to pełne wykorzystanie potencjału technologii nisko i bezemisyjnych w tym ciepła odpadowego.

⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/12936,2024.html>

⁹ Mayor of London, „London Heat Network Manual II,” Greater London Authority, 2021.



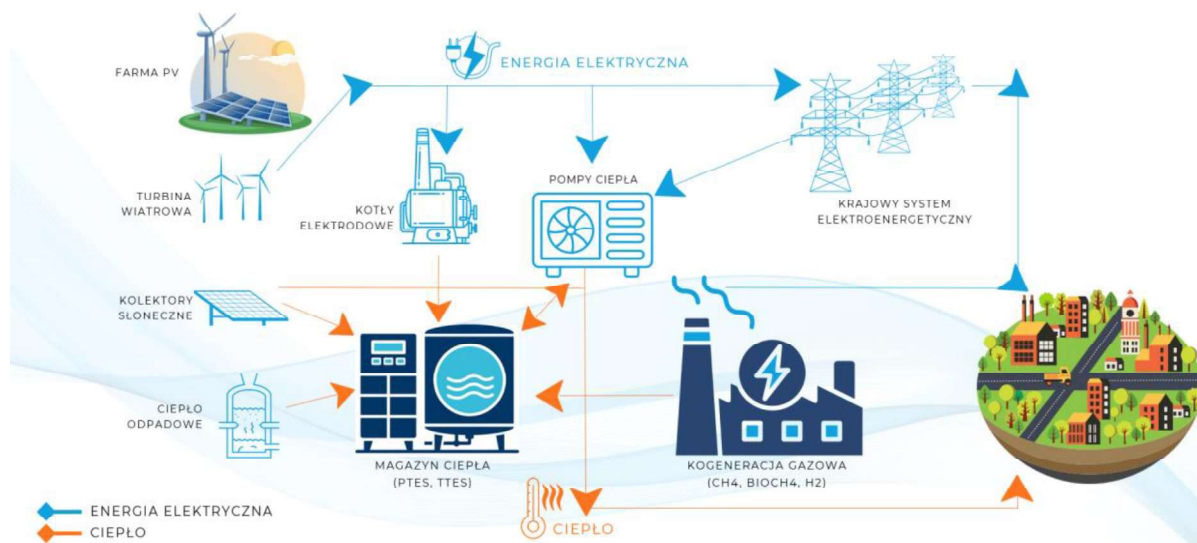
9.1 Hybrydowe węzły ciepłne

W systemach ciepłowniczych docelowo będą również funkcjonowały sieci ciepłownicze charakteryzujące się bardzo niską temperaturą nośnika ciepła (<50°C). Dla zastosowania sieci ciepłowniczej o takich parametrach, konieczne jest zwykle wykorzystanie hybrydowych węzłów ciepłnych wyposażonych w pompy ciepła, które znajdują się bezpośrednio w budynkach. Pompy te, będą miały za zadanie podnosić temperaturę wody do poziomu, który odpowiada potrzebom budynków, w szczególności do temperatury wymaganej do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Hybrydowe węzły ciepła umożliwiają również lokalne chłodzenie. Dzięki niskim parametrom czynnika grzewczego, nadmiar ciepła, oddawany przez niektóre budynki, np. w wyniku intensywnej produkcji chłodu, może być wykorzystany przez inne obiekty podłączone do sieci. Istotną zaletą sieci ciepłowniczej o niskich parametrach temperaturowych jest to, że mogą być relatywnie łatwo zasilane ciepłem odpadowym, zaś hybrydowy węzeł ciepłny wyposażony w pompę ciepła można zasilić energią elektryczną ze źródeł odnawialnych np. z wykorzystaniem lokalnej instalacji fotowoltaicznej. Pompa ciepła pracująca w hybrydowym węźle dla sieci ciepłowniczej, pełni rolę urządzenia, które wspiera system dystrybucji ciepła, zwiększając efektywność energetyczną oraz poprawiając parametry dostarczanego ciepła. Zastosowanie hybrydowych węzłów ciepła pozwala na ograniczenie inwestycji w sieci ciepłownicze niezbędnych przy znaczącym obniżeniu temperatury nośnika. Dzięki zastosowaniu pomp ciepła na poziomie węzłów ciepłnych, można obniżyć temperaturę zasilania w sieci głównej, co wpływa na zmniejszenie przesyłowych strat ciepła i poprawę efektywności energetycznej całego systemu.

Scenariusz przejścia systemu ciepłowniczego na parametry niskotemperaturowe pozwala na fundamentalną zmianę założeń pracy lokalnych węzłów ciepłnych, które z dotychczasowej pracy jednokierunkowego dostarczania ciepła do odbiorcy, będą umożliwiały wystanie lokalnie produkowanych przez odbiorcę, nadwyżek ciepła z OZE lub ciepła odpadowego do sieci ciepłowniczej. Rozwiązanie ponadto będzie wspierać integrację sektorową, przez produkcję ciepła również lokalnie w okresach wysokiej produkcji energii elektrycznej z OZE, a ograniczać w okresach niskiej produkcji. Dodatkowo rozwiązania te mogą umożliwić świadczenie usług elastyczności na potrzeby operatorów sieci dystrybucyjnych w KSE.

10. Integracja ciepłownictwa i elektroenergetyki

Dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej, zwłaszcza instalacji fotowoltaicznych oraz turbin wiatrowych obserwowany w Polsce w ostatnich latach, generuje coraz częściej okresowe nadwyżki energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym, szczególnie w godzinach szczytowej produkcji z OZE. Nadwyżki te mogą być efektywnie wykorzystywane w ciepłownictwie systemowym w technologiach wykorzystujących energię elektryczną do wytwarzania ciepła, takich jak pompy ciepła oraz kotły elektryczne, zwłaszcza w systemach zintegrowanych z magazynami ciepła.



Rys. 8 Schemat elektrociepłowni z magazynem ciepła, z dyspozycyjnie pracującą kogeneracją gazową

Proces elektryfikacji ciepłownictwa, oprócz istotnego potencjału dekarbonizacyjnego, może również przyczynić się do poprawy bilansowania systemu elektroenergetycznego. Zastosowanie kogeneracji, kotłów elektrycznych, pomp ciepła i magazynów ciepła pozwala na elastyczne sterowanie poborem mocy oraz przesuwanie zużycia energii w czasie, co przy odpowiednim sterowaniu pracą źródeł może przyczyniać się do redukcji dobowych szczytów zapotrzebowania, co podkreślone zostało również w „Strategii PSE do roku 2040”¹⁰. W tym kontekście szczególne znaczenie mają działania usprawniające współpracę pomiędzy sektorem elektroenergetycznym i ciepłowniczym, umożliwiające skuteczne łączenie sektorów. Wypracowanie odpowiednich ram współpracy w tym zakresie może przynieść korzyści obopólne, zarówno stabilizację systemu elektroenergetycznego, jak i efektywną dekarbonizację systemów ciepłowniczych.

Docelowy model funkcjonowania systemów ciepłowniczych powinien opierać się na współpracy sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego. Sektor ciepłowniczy ma olbrzymi potencjał jako odbiorca energii elektrycznej i jest niewykorzystanym buforem na nadwyżki energii elektrycznej z OZE.

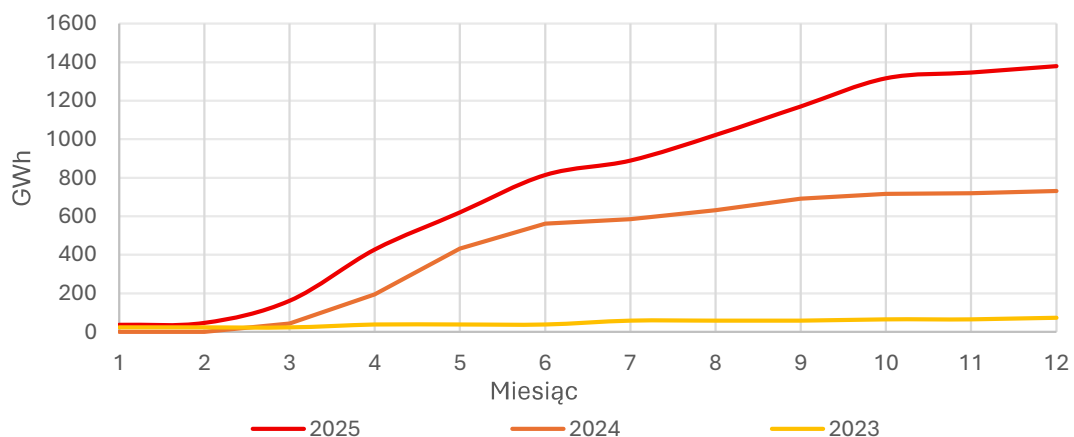
¹⁰ <https://strategia.pse.pl/>



Współpraca między sektorami może odbywać się m.in. przez udział sektora ciepłowniczego w procesie bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. W sytuacji niedoboru energii elektrycznej w systemie, generować mogą ją jednostki kogeneracyjne zainstalowane w przedsiębiorstwach ciepłownicznych. W przypadku nadmiaru energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej, systemy ciepłownicze mogą ją wykorzystać do przetwarzania na ciepło poprzez zastosowanie technologii Power-to-Heat w postaci kotłów elektrycznych i pomp ciepła współpracujących z magazynami ciepła. Magazynowanie energii w postaci ciepła jest znacznie tańsze i prostsze technologicznie od magazynowania energii elektrycznej np. w akumulatorach chemicznych. Dzięki zastosowaniu technologii Power-to-Heat możliwa jest zamiana nadmiarowej energii elektrycznej na ciepło, w czasie nadprodukcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Praca źródeł konwertujących energię elektryczną na ciepło w okresach jej nadpodaży, powoduje obniżenie kosztów wytwarzania ciepła.

Źródła kogeneracyjne pracujące na potrzeby systemów ciepłowniczych również odgrywać będą bardzo ważną rolę w procesie stabilizacji systemu elektroenergetycznego w okresach, gdy wystąpi ograniczona generacja energii elektrycznej z pogodozależnych źródeł OZE. W takich okresach cena energii elektrycznej będzie wysoka, a źródła kogeneracyjne będą dostarczać ją do KSE, natomiast ciepło będzie wykorzystywane na bieżące potrzeby lub magazynowane.

Proces integracji sektorowej jest niezwykle istotny z perspektywy możliwości dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce. Na skutek braku możliwości wykorzystania w krajowym systemie elektroenergetycznym, ograniczenia pracy instalacji OZE w 2023 r. wyniosły 74,4 GWh, w 2024 r. wyniosły 730,9 GWh, a w 2025 r. utracono łącznie aż 1378,7 GWh energii odnawialnej¹¹. Z symulacji PSE¹² wynika, że w całym 2026 r. suma utraconych korzyści związanych z niezbilansowaniem KSE może sięgnąć 1,18 mld zł, jeżeli utrzymają się obecne trendy na rynku bilansującym (wobec ok. 750 mln zł w 2025 r.).



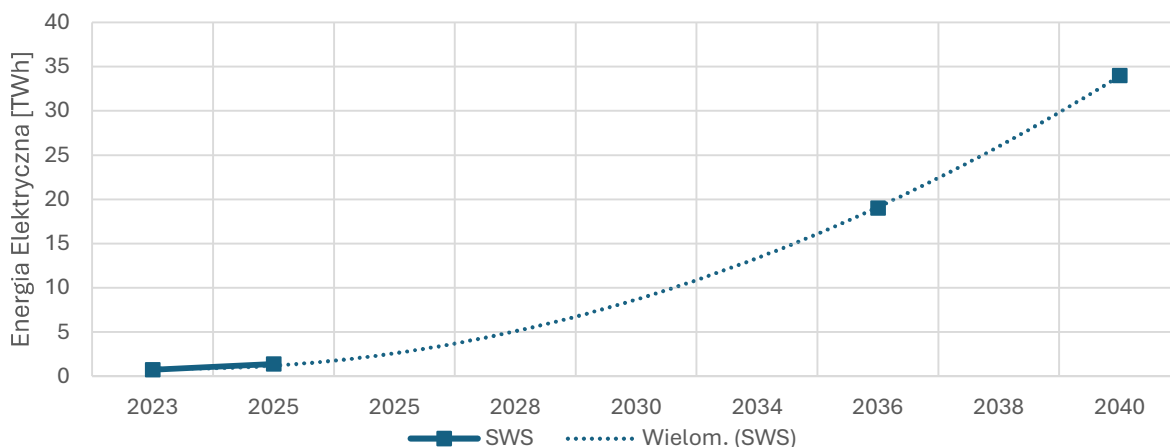
Rys. 9 Skumulowane nierynkowe redysponowanie farm wiatrowych i nieprosumentckich instalacji PV w latach⁸

¹¹ <https://www.pse.pl/redysponowanie-nierynkowe>

¹² <https://www.pse.pl/documents/20182/30599281/Bilansowanie+handlowe+w+marcu+2026.pdf/9b0a1c0e-8ee4-4c1b-94e3-a7ede09be6aa>



Na rysunku 9 przedstawiono skumulowaną nierynkową redyspozycję energii elektrycznej z farm wiatrowych i nieprosumentckich instalacji PV w latach 2023-2025, która częściowo mogłaby zostać zagospodarowana przez sektor ciepłowniczy, produkując ciepło po niższych kosztach i stabilizując krajowy system elektroenergetyczny. Biorąc pod uwagę kierunek rozwoju polskiego systemu elektroenergetycznego, wskazane w KPEiK oraz zakładany w nim rozwój OZE tj. zwiększenie mocy zainstalowanych w elektrowniach słonecznych oraz elektrowniach wiatrowych jak również budowę elektrowni wiatrowych na morzu, ilość niewykorzystanej energii w kolejnych latach bez znalezienia sposobu jej zagospodarowania może drastycznie wzrastać. Dane te potwierdza również Plan rozwoju w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną¹³ przygotowanego przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Według scenariusza pogodowego SWS w 2035 r. nierynkowa redyspozycja źródeł OZE wyniesie około 19 TWh, a w 2040 r. około 34 TWh co pokazano na rysunku 10. Wartości te w sytuacji, gdyby ciepłownictwo było w stanie zagospodarować połowę z dostępnych nadwyżek w 2040 r. tj. 17 TWh za pomocą kotłów elektrycznych współpracujących z magazynami ciepła, byłyby w stanie wytworzyć 61 200 TJ co odpowiada ponad 26% prognozowanego zapotrzebowania na ciepło systemowe w 2040 r.



Rys. 10. Nierynkowe wyłączenia instalacji OZE wg szacunków PSE

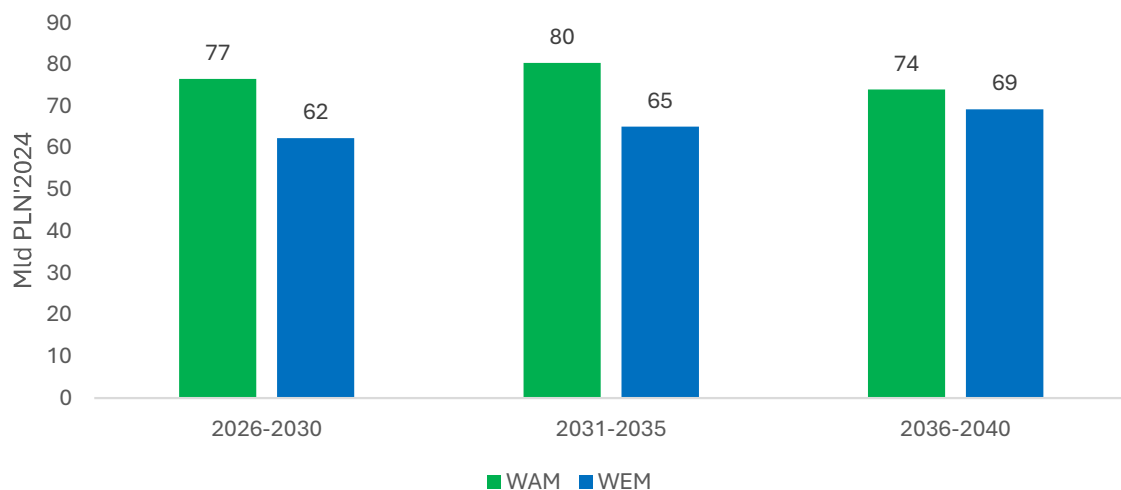
Zapewnienie odpowiedniej przepustowości przyłączy elektroenergetycznych w systemach ciepłowniczych w których dotychczas funkcjonowały wyłącznie źródła produkujące ciepło i nie posiadające źródeł wytwórczych energii elektrycznej, może stanowić wyzwanie w związku z ich elektryfikacją. W związku z powyższym, należy rozbudowywać i modernizować sieci przesyłowe i dystrybucyjne, aby umożliwić przedsiębiorstwom ciepłowniczym przyłączanie źródeł Power-to-Heat oraz uczestnictwo w rynku energii elektrycznej.

¹³ https://www.pse.pl/documents/20182/7102190804/PRSP_2027-2036-dokument_glowny_do_kosultacji.pdf/f9b235e2-c3f5-48c5-a71d-d1783fae70e2



11. Koszty transformacji ciepłownictwa systemowego

Transformacja sektora ciepłownictwa systemowego wymaga dużych nakładów finansowych zgodnie z Krajowym Planem w dziedzinie Energii i Klimatu do 2040 r. w zależności od scenariusza koszt transformacji sektora wyniesie 197-231 mld zł. Nakłady zostaną poniesione na budowę nowych źródeł wytwórczych, sieci ciepłowniczych oraz magazynów ciepła. Z uwagi na postępujący proces elektryfikacji, przewiduje się duże inwestycje w instalację wielkoskalowych pomp ciepła oraz kotłów elektrycznych wraz z budową niezbędnych przyłączy do sieci elektroenergetycznych. Strategia przewiduje również potrzebę inwestycji w infrastrukturę związaną z budową magazynów ciepła, przewiduje się inwestycje zarówno w magazyny krótkoterminowe jak również sezonowe. Magazyny sezonowe typu PTES z uwagi na dużo niższe koszty budowy będą kluczowe z perspektywy zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE w postaci ciepła. Na rysunku 11 przedstawiono Nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie w ujęciu pięcioletnim.



Rys. 11: Nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie w ujęciu pięcioletnim¹⁴

Istotnym elementem transformacji sektora ciepłowniczego jest konieczność modernizacji sieci ciepłowniczej, wymiany sieci kanałowych i napowietrznych na technologie preizolowane w celu obniżenia strat ciepła związanych z przesyłem. Obniżenie parametrów pracy sieci, w części przypadków, będzie wymagało również wymiany niektórych fragmentów sieci ciepłowniczych na większe średnice. Koszty związane z tym procesem będą jednak w dłuższej perspektywie ograniczane z uwagi na postępujący proces termomodernizacji, a także zwiększoną liczbę instalacji rozproszonych w systemie ciepłowniczym w postaci hybrydowych węzłów ciepła. Niezbędne będą również inwestycje w digitalizację i cyfryzację sieci ciepłowniczych.

¹⁴ Na rysunku przedstawiono łącznie nakłady przeznaczone na dystrybucję oraz produkcję ciepła w sektorze ciepłowniczym



W celu transformacji sektora ciepłowniczego niezbędna jest również modernizacja instalacji odbiorczych w budynkach obejmujących modernizację węzłów cieplnych oraz w części budynków zastosowanie instalacji hybrydowych węzłów cieplnych.

Łączne koszty inwestycyjne przeznaczone na transformację systemów ciepłowniczych obejmujące m.in. źródła wytwórcze, modernizację sieci ciepłowniczych oraz budowę magazynów ciepła, wyniosą do 2040 r. od 197-231 mld zł.

12. Finansowanie transformacji sektora ciepłownictwa systemowego

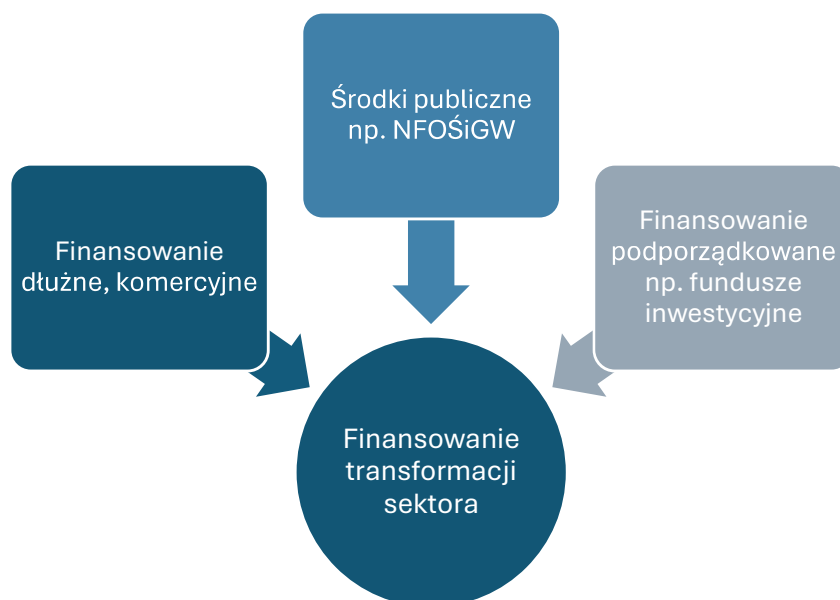
Kluczowe jest precyzyjne zaplanowanie programu transformacji sektora ciepłownictwa systemowego, uwzględniającego zarówno cele strategiczne oraz operacyjne, w tym harmonogram realizacji, a także opracowanie kompleksowego planu finansowego, który zagwarantuje stabilne źródła finansowania i efektywne wykorzystanie dostępnych środków oraz minimalizację ryzyk inwestycyjnych. W tym kontekście pomoc publiczna powinna być projektowana w sposób kompleksowy i elastyczny, obejmując zarówno wsparcie inwestycyjne jak i tam, gdzie jest to uzasadnione, wsparcie operacyjne. Tylko właściwie skoordynowane działania legislacyjne i ekonomiczne pozwolą na pomyślną realizację procesu modernizacji sektora ciepłowniczego oraz jego dostosowanie do wymagań wynikających z polityki energetycznej i rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Program transformacji ciepłownictwa systemowego będzie polegał na transformacji obecnych systemów ciepłowniczych opartych w większości na paliwach kopalnych do systemów, w których ciepło będzie produkowane ze źródeł nisko i bezemisyjnych. Strategia zakłada, że systemy ciepłownicze powinny być modernizowane w kierunku wykorzystania odnawialnych źródeł energii, integracji sektorów ciepłowniczego z elektroenergetycznym oraz zagospodarowania ciepła odpadowego. Program powinien obejmować również digitalizację sieci, w celu uzyskania jak najlepszego sterowania i optymalizacji pracy. Dodatkowo, wsparciem powinny być objęte inne elementy modernizacji infrastruktury, zarówno po stronie sieci w kierunku obniżenia temperatury czynnika grzewczego, jak i odbiorców końcowych, w celu poprawy efektywności energetycznej oraz osiągnięcia optymalnych parametrów pracy systemu w kontekście jego dekarbonizacji i minimalizacji kosztów. Obejmuje to m.in. modernizację węzłów cieplnych, rozwój inteligentnych systemów zarządzania energią w budynkach oraz działania ograniczające straty przesyłowe. Wsparcie powinno obejmować także rozwój przyłączy oraz rozwiązań umożliwiających integrację systemów ciepłowniczych z siecią elektroenergetyczną i innymi sektorami energetyki. Transformacja systemów ciepłowniczych musi być skorelowana z procesem modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej oraz termomodernizacji budynków odbiorców. W kontekście końcowego etapu łańcucha wartości w ciepłownictwie można rozważyć powiązanie inwestycji ciepłowniczych z białymi certyfikatami, a więc z inwestycjami termomodernizacyjnymi po stronie odbiorców.



Projektowane plany wsparcia dla ciepłownictwa w swoich propozycjach przewidują oparcie na efektywnym długoterminowym montażu finansowym, który umożliwi realizację projektów modernizacyjnych i inwestycyjnych w sektorze ciepłowniczym. Plan powinien zapewniać kompleksowe wsparcie finansowe, łącząc dotacje oraz pożyczki niskooprocentowane, realizowane przez różne instytucje w ramach jednego programu wsparcia. Finansowanie projektów transformacji ciepłownictwa powinno być skoordynowane i oparte na współpracy różnych instytucji, a nie realizowane w oderwanych od siebie programach. Poszczególne podmioty, takie jak Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), banki czy fundusze inwestycyjne, powinny działać w ramach wspólnej strategii, obejmującej różne etapy i formy wsparcia. Taki model montażu finansowego pozwoli na efektywne wsparcie sektora ciepłowniczego, przy jednoczesnym zachowaniu stabilności finansowej przedsiębiorstw.

Plan finansowania powinien obejmować trzy komplementarne poziomy wsparcia, które łącznie zapewnią kompleksowe i efektywne mechanizmy finansowe dla inwestorów. Pierwszy poziom obejmuje środki publiczne udostępniane w formie dotacji, których celem jest uzupełnienie minimalnego wkładu własnego wniesionego przez inwestorów lub jednostki samorządu terytorialnego. Drugi poziom przewiduje zastosowanie finansowania podporządkowanego, dostarczanego między innymi przez fundusze, co pozwoli na zwiększenie płynności finansowej podmiotów realizujących inwestycje oraz na poprawę ich zdolności kredytowej. Trzecim elementem systemu jest finansowanie dłużne, zapewniane przez banki komercyjne, które umożliwi pozyskanie dodatkowych środków niezbędnych do realizacji dużych projektów transformacyjnych.



Rys. 12 Schematyczny plan funkcjonowania planu finansowego transformacji ciepłownictwa



Wyzwania transformacji ciepłownictwa wymagają środków na wymianę źródeł ciepła na nowe niskoemisyjne technologie oraz modernizację sieci ciepłowniczych. W pełni regulowany charakter sektora oraz rola dostawcy usługi publicznej przekłada się na ograniczenie możliwości wygenerowania środków inwestycyjnych co wymaga projektowania instrumentów finansowych w sposób przyjazny dla inwestorów i instytucji finansowych.

Należy mieć na uwadze, że przedsiębiorstwa ciepłownicze w Polsce mają problem z niewystarczającym zabezpieczeniem na majątku spółki. Dotyczyć to może przedsiębiorstw, które nie mają wystarczającej zdolności kredytowej jak i dla podmiotów, których majątek jest już w znacznym stopniu obciążony w związku z realizacją wcześniejszych inwestycji. W tym kontekście zasadne jest rozwijanie instrumentów gwarancyjnych i poręczeniowych, w tym z udziałem Skarbu Państwa lub instytucji publicznych, które pozwolą ograniczyć ryzyko finansowe i zwiększyć dostęp do finansowania dłużnego. Mechanizm wsparcia może przyczynić się do zwiększenia zdolności pozyskiwania finansowania szczególnie przez małe nieefektywne systemy ciepłownicze należące do jednostek samorządu terytorialnego, które wymagają wsparcia zarówno w zakresie obniżenia kosztu kapitału, jak i ograniczenia ryzyk regulacyjnych i inwestycyjnych. Odpowiednie projektowanie instrumentów finansowych, wspierane analizą ryzyka oraz jasnym wskazaniem priorytetowych typów inwestycji, umożliwi płynniejsze finansowanie transformacji i zwiększy zdolność absorpcji środków publicznych i prywatnych.

W procesie inwestycyjnym należy dążyć do realizacji projektów na dużą skalę i w sposób powtarzalny, aby stworzyć warunki sprzyjające rozwojowi krajowego rynku produkcji urządzeń oraz usług projektowych i instalacyjnych na wysokim poziomie.

W celu zapewnienia skutecznego wsparcia dla transformacji sektora ciepłowniczego konieczne jest zwiększenie intensywności pomocy publicznej, której zasady udzielania określa 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 (Dz. Urz. UE L 187 z 26.6.2014, str. 1, z późn. zm.) (rozporządzenie GBER)¹⁵. Rozporządzenie to ogranicza poziom pomocy publicznego, zwiększenie limitów wsparcia pozwoli na skuteczniejsze wdrażanie inwestycji modernizacyjnych zgodnych z celami polityki energetycznej Unii Europejskiej. Obecne mechanizmy finansowania, obejmujące dotacje i pożyczki, pokrywają jedynie niewielką część kosztów niezbędnych zmian, co stanowi istotną barierę dla przedsiębiorstw ciepłowniczych dążących do realizacji projektów transformacyjnych przy jednoczesnym ograniczaniu obciążeń finansowych odbiorców końcowych.

¹⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02014R0651-20230701>



Dodatkowo należy dążyć do liberalizacji przepisów dot. Taksonomii EU¹⁶ nakładających na przedsiębiorstwa ciepłownicze, które starają się o środki na instalacje wykorzystujące jako paliwo gaz ziemny, zobowiązanie się do dostosowania tych instalacji do wykorzystania gazów odnawialnych do 2035 r. W kontekście trudnego do oszacowania tempa rozwoju instalacji produkujących biometan, wodór i inne gazy odnawialne i zdekarbonizowane zobowiązanie to zniechęca przedsiębiorstwa do ubiegania się o środki, albo tworzy ryzyko niewywiązania się z tego zobowiązania. Plany dążenia do neutralności klimatycznej do 2050 r. powinny brać pod uwagę ewentualność braku odpowiedniej podaży gazów mających zastąpić w przyszłości gaz ziemny. Pomimo wsparcia i wdrażania różnych środków stymulujących rozwój instalacji wytwarzających gazy odnawialne np. elektrolizerów i biometanowni, ich podaż oraz wydajność mogą nie być wystarczające do całkowitego wypełnienia wolumenów wymaganych do zapewnienia stabilnych dostaw energii, nawet w zmienionej roli, która przewiduje stopniową zmianę profilu pracy kogeneracyjnych źródeł i dostosowanie ich do cen na rynku energii elektrycznej. Dostosowanie w możliwym zakresie mogłoby być realizowane do 2050 r. stopniowo, kompatybilnie z tempem wzrostu podaży gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych w poszczególnych państwach członkowskich i całej Unii Europejskiej. Kolejnym ważnym aspektem, wzmacniającym postulat złagodzenia Taksonomii EU w kontekście dostosowania jednostek wytwórczych na gazy odnawialne i zdekarbonizowane będą ich ceny, które będą reagować na wysoką konkurencję powodowaną zapotrzebowaniem wielu sektorów jednocześnie.

¹⁶ rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088 (Dz. Urz. UE L 198 z 22.6.2020, str. 13) oraz rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 z dnia 9 marca 2022 r. zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139 w odniesieniu do działalności gospodarczej w niektórych sektorach energetycznych oraz rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2178 w odniesieniu do publicznego ujawniania szczególnych informacji w odniesieniu do tych rodzajów działalności gospodarczej (Dz. Urz. UE L 188 z 15.7.2022, str. 1),



12.1 Zestawienie możliwych źródeł finansowania

Plan Partnerstwa Krajowego i Regionalnego

Wysokość środków:

123 mld euro – całościowy budżet programu, w tym część środków przeznaczona na obszar ciepłownictwa systemowego.

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Budowa i/lub modernizacja jednostek wytwórczych ciepła, magazynów ciepła, modernizacja i rozbudowa sieci ciepłowniczych

Źródło finansowania:

Budżet UE

Celem PPKR jest wsparcie priorytetów rozwojowych Polski, wśród których istotnym obszarem jest sektor ciepłownictwa. W ramach działania przedsiębiorstwa uzyskują możliwość ubiegania się o wsparcie dla inwestycji związanych z wymianą i modernizacją źródeł wytwarzania ciepła oraz rozwojem i modernizacją sieci ciepłowniczych. Jednocześnie należy podkreślić, że PPKR obejmuje środki przeznaczone na Politykę Spójności, Wspólną Politykę Rolną, Wspólną Politykę Rybołówstwa, a także Fundusz Azyłu, Migracji i Integracji. Budżet PPKR obejmuje szeroki katalog działań i inwestycji w różnych sektorach, nie odnosi się wyłącznie do sektora ciepłownictwa.

Fundusz Modernizacyjny

Fundusz Modernizacyjny służy modernizacji sektora energii w państwach o największych wyzwaniach związanych z realizacją unijnych celów redukcji emisji CO₂. W ramach krajowego systemu wdrażania Funduszu Modernizacyjnego środki przydzielone Polsce są przeznaczone na dofinansowanie realizacji inwestycji mających na celu modernizację krajowego systemu energetycznego oraz poprawę efektywności energetycznej

Dostępne środki:

Szacowana całość środków dla Polski ok. 55 mld zł (zależnie od bieżących cen uprawnień).

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Budowa i/lub modernizacja jednostek wytwórczych, magazynów ciepła, modernizacja i rozbudowa sieci ciepłowniczych

Źródło finansowania:

Unijny system handlu emisjami EU-ETS



Programy Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021–2027 (FEnIKS)

Wysokość środków:

W sektorze energia – 5,95 mld euro, z czego część przeznaczona na wsparcie sektora ciepłownictwa.

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Budowa i/lub modernizacja jednostek wysokosprawnej kogeneracji, magazynów ciepła, modernizacja i rozbudowa sieci ciepłowniczych.

Źródło finansowania:

Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego

Głównym celem programu FEnIKS jest poprawa warunków rozwoju kraju poprzez budowę infrastruktury technicznej i społecznej zgodnie z założeniami zrównoważonego rozwoju: adaptacja do zmian klimatu; rozwój odnawialnych źródeł energii; ochrona środowiska; rozwój ochrony zdrowia; rozwój kultury; rozwój transportu.

W ramach FEnIKS w zakresie ciepłownictwa systemowego uruchomiono następujące nabory: Źródła wysokosprawnej kogeneracji, Sieć ciepłownicza/chłodnicza – efektywne systemy ciepłownicze, wsparcie projektów, dla których planowane jest osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego i/lub chłodniczego oraz nieefektywnych systemów ciepłowniczych, budowa magazynów ciepła na poziomie systemowym służących zwiększeniu bezpieczeństwa energetycznego, w szczególności poprzez zapewnienie zdolności pracy w trybach awaryjnych.”

Fundusz Transformacji Ciepłownictwa

Celem Funduszu jest wspieranie dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce poprzez inwestycje w dekarbonizację wytwarzania ciepła (wdrażanie odnawialnych źródeł energii, technologie pomp ciepła, magazynowanie ciepła i odzysku ciepła odpadowego).

Fundusz będzie wdrażany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.”

Dostępne środki:

700 mln euro

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Wdrażanie odnawialnych źródeł energii, technologie pomp ciepła, magazynowanie ciepła i odzysku ciepła odpadowego

Źródło finansowania:

Środki NFOŚiGW



Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności

Wysokość środków:

203 mld euro na cele związane z transformacją klimatyczno-energetyczną, w tym zawiera się pula środków przeznaczonych na ciepłownictwo systemowe

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Budowa i/lub modernizacja jednostek wytwórczych

Źródło finansowania:

Budżetu UE

Program obejmuje inwestycje m.in. w zakresie sektora ciepłownictwa: efektywności energetycznej w budynkach i przedsiębiorstwach, rozbudowy infrastruktury OZE, infrastruktury ciepłowniczej. B1.1.1. „Inwestycje w źródła ciepła w systemach ciepłowniczych” z alokacją 173,28 mln EUR (734 mln zł). Celem tej inwestycji jest modernizacja systemu ciepłowniczego i ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Inwestycja B1.1.1. KPO obejmuje podpisanie umów dotyczących instalacji do produkcji ciepła na potrzeby systemów ciepłowniczych. Projekty mogą być realizowane do końca 2027 r.”

Fundusz Wsparcia Energetyki

Fundusz wspiera głównie przedsięwzięcia inwestycyjne w zakresie efektywności energetycznej, budowy odnawialnych źródeł energii i infrastruktury niezbędnej do jej transportu we wszystkich podsektorach energetyki oraz w sektorze końcowych odbiorców energii, w szczególności w sektorze przedsiębiorstw. Do wspieranych typów inwestycji na poziomie Ostatecznego odbiorcy wsparcia w zakresie ciepłownictwa należą: budowa i modernizacja sieci elektroenergetycznych, ciepłowniczych i gazowych, budowa odnawialnych źródeł energii (wraz z instalacjami do produkcji odnawialnego wodoru i magazynami energii) w sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Ciepłownictwo: W ramach Funduszu Wsparcia Energetyki zawarto umowę nr KE26- 00612 z dnia 4 marca 2026 r. z Orlen Termika S.A. Całość pożyczki na projekt to 762 561 840,00 zł z czego na kod 034a0 - **Wysokosprawna kogeneracja, efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy z niskimi emisjami w cyklu życia przeznaczono 674 389 840,00 zł.** Fundusz wspiera różne inwestycje z zakresu sieci elektroenergetycznych oraz transformacji energetycznej. Wsparcie na FWE wynosi 67 211 169 598 zł (15 045 143 509 EUR).

Wysokość środków:

15,05 mld euro

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Budowa i/lub modernizacja sieci elektroenergetycznych, ciepłowniczych i gazowych, budowa odnawialnych źródeł energii (wraz z instalacjami do produkcji odnawialnego wodoru i magazynami energii) w sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa.

Źródło finansowania:

Krajowy Plan Odbudowy



30% dodatkowych uprawnień do emisji EU ETS

Dostępne środki:

Wartość trudna do oszacowania

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Inwestycje, których celem jest znaczne zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do 2030 r.

Źródło finansowania:
System handlu emisjami EU-ETS

Na podstawie art. 22b rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2019/331 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na podstawie art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady jest możliwe dla wytwórców ciepła uzyskanie dodatkowej puli 30 % darmowych uprawnień do emisji. Możliwość taka jest warunkowana przedłożeniem planu neutralności klimatycznej do dnia 30 maja 2024 r. oraz wywiązaniem się z planowanego dążenia do neutralności klimatycznej – dokonaniem inwestycji o wolumenie co najmniej równym wartości ekonomicznej dodatkowej liczby bezpłatnych uprawnień w okresie od 2026 r. do 2030 r. Wartość dodatkowych 30 % uprawnień obejmuje okres od 2026 r. do 2030 r.

Rynek mocy

Rynek mocy to mechanizm wsparcia, który może być istotnym źródłem przychodów dla przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających jednostki kogeneracyjne lub bloki wytwórcze pracujące na rzecz KSE. Dla takich podmiotów udział w aukcjach mocy oznacza możliwość uzyskania dodatkowego wynagrodzenia za samą gotowość do dostarczania mocy, niezależnie od bieżącej produkcji energii elektrycznej. Ma to duże znaczenie zwłaszcza dla źródeł modernizowanych lub nowych inwestycji, gdzie przychody z rynku energii nie pokrywają w pełni kosztów kapitałowych i stałych. Uczestnictwo w rynku mocy wymaga jednak spełnienia określonych wymogów technicznych, zarejestrowania jednostek wytwórczych oraz przygotowania się do realizacji obowiązków mocowych, w tym zwiększenia generacji w okresach zagrożenia. Dla przedsiębiorstw ciepłowniczych rynek mocy może być więc narzędziem stabilizacji przepływów finansowych i poprawy bankowości projektów.

Wysokość środków:

Roczny budżet rynku mocy w Polsce wynosi obecnie ok. 9,17 mld zł. Kwota ta jest szacunkowa i zależy od wyników rocznych aukcji oraz faktycznego poziomu zakontraktowanej gotowości wytwórców energii.

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Jednostki wytwórcze wysokosprawnej kogeneracji.

Źródło finansowania:

Opłata mocowa



System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji

Wysokość środków:

36,4 mld zł

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Jednostki wytwórcze
wysokosprawnej kogeneracji

Źródło finansowania:

Opłata kogeneracyjna

Premia kogeneracyjna to forma wsparcia finansowego dla wytwórców energii w wysokosprawnej kogeneracji, polegająca na dopłacie do każdej megawatogodziny energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu, która ma poprawić opłacalność nowych i modernizowanych jednostek oraz promować efektywne, niskoemisyjne wytwarzanie ciepła i prądu. Mechanizm wsparcia jest finansowany z opłaty kogeneracyjnej, odprowadzanej w ramach rachunku za energię elektryczną. Wsparcie jest przydzielane w drodze aukcji, z wyjątkiem największych źródeł, dla których jest ono ustalane indywidualnie.

Programy regionalne

Wszystkie 16 programów regionalnych realizuje Cel Polityki 2, obejmujący m.in. działania CS.2.1, CS.2.2 i CS.2.8 finansowane z EFRR, które wspierają transformację energetyczną. Dodatkowo w 5 województwach – dolnośląskim, łódzkim, małopolskim, śląskim i wielkopolskim – w programach regionalnych dostępne są również środki z Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, ukierunkowane na łagodzenie negatywnych skutków społeczno-gospodarczych przechodzenia do gospodarki neutralnej dla klimatu

Dostępne środki:

8,5 mld EUR (w tym 1,9 mld EUR w ramach CS.2.1, który dot. zwiększania efektywności energetycznej)

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Termomodernizacja budynków publicznych i wielolokalowych, rozbudowa i modernizacja sieci ciepłowniczych, magazyny ciepła, modernizacja i rozbudowa sieci ciepłowniczych

Źródło finansowania:

Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego i Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji



System wsparcia dla biometanu (Feed-In-Premium)

Wysokość środków:

672 mln PLN rocznie

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Wsparcie operacyjne na pokrycie ujemnego salda związanego z zatłaczeniem do sieci gazowej biometanu

Źródło finansowania:

Opłata OZE

System feed-in-premium (FIP) wspiera wprowadzanie biometanu do sieci, gwarantując producentom dopłatę do ceny rynkowej i pokrycie tzw. ujemnego salda nawet przez okres do 20 lat. Stopniowy wzrost udziału gazów odnawialnych w systemie gazowym, z którego korzystają m.in. jednostki kogeneracyjne i ciepłownie, sprzyja utrzymaniu w przyszłości statusu efektywnego systemu ciepłowniczego dzięki zwiększaniu udziału OZE w miksie źródeł wytwórczych.

Fundusz Innowacyjny

Fundusz Innowacyjny (FI) to program finansowania demonstracji innowacyjnych technologii niskoemisyjnych, zarządzany bezpośrednio przez Komisję Europejską (DG CLIMA) i agencję wykonawczą CINEA.

Jest to kluczowy instrument finansowania służący realizacji ogólnogospodarczych zobowiązań UE wynikających z porozumienia paryskiego oraz celu, jakim jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. Fundusz jest finansowany z dochodów z aukcji uprawnień w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Wysokość środków:

40 mld PLN w Funduszu Innowacyjnym

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Technologie niskoemisyjne, projekty związane z efektywnością energetyczną, przemysłowe projekty demonstracyjne, CCS, magazynowanie energii, odnawialne źródła energii.

Źródło finansowania:

CEF



Connecting Europe Facility

Dostępne środki:

25,8 mld euro na wsparcie obszaru energia, w tym również obszaru ciepłownictwa

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Transgraniczne projekty dotyczące źródeł wytwórczych OZE w tym źródeł wytwórczych w systemach ciepłowniczych

Źródło finansowania:

CEF

Celem programu jest przejście na czystą energię, cyfryzację systemów energetycznych, w których nacisk kładziony jest na projekty transgraniczne w zakresie energii odnawialnej oraz na projekty przyczyniające się do integracji wewnętrznego rynku energii.

FENG – Fundusze europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki

Program ma pomóc w rozwoju polskiej gospodarki. To pieniądze dla firm na inwestycje w nowe technologie oraz badania i rozwój. Oferuje również wsparcie dla naukowców, którzy prowadzą innowacyjne badania i rozwijają nowoczesną infrastrukturę.

Program ma wspierać gospodarkę, która korzysta z nowych technologii oraz cyfrowych i ekologicznych rozwiązań.

Celem programu jest zwiększenie potencjału nauki i biznesu w zakresie badań i innowacji oraz wykorzystania zaawansowanych technologii oraz wzrost konkurencyjności przedsiębiorstw.

Dostępne środki:

Łącznie 10 mld euro, w tym 7,9 mld euro z budżetu UE, w tym na transformację, w szczególności efektywność energetyczną 800 mln

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Badania i rozwój, innowacje w przedsiębiorstwach, transformacja cyfrowa

Źródło finansowania:

Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego i Fundusz Spójności



Program Ramowy Unii Europejskiej Horyzont Europa

Wysokość środków:

Okolo 60 mld euro (cały program na lata 2021–2027 to ok. 95 mld euro, do tej pory wydane zostało ponad 30 mld euro)
– dla całej UE. Dla Polski jeszcze brak danych – polskie podmioty będą startować w konkursach.

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Badania, rozwój innowacje

Źródło finansowania:

Program Ramowy Unii europejskiej
Horyzont Europa

Program ma na celu wzmocnienie unijnej bazy naukowej i technologicznej, w tym dzięki rozwiązaniom na rzecz transformacji ekologiczno-cyfrowej, przyczynienie się do realizacji celów zrównoważonego rozwoju, zwiększenie konkurencyjności i wzrost poprzez wspieranie badań i innowacji od pojawienia się pomysłu do wprowadzenia jego efektu na rynek.

Opłata zastępcza – białe certyfikaty

Białe certyfikaty są jednostkami potwierdzającymi osiągnięcie określonego poziomu efektywności energetycznej lub produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Podmioty objęte obowiązkiem gromadzenia białych certyfikatów, które nie są w stanie ich zdobyć poprzez własne działania (np. poprzez inwestycje w efektywność energetyczną lub produkcję energii odnawialnej), mogą zamiast tego uiścić opłatę zastępczą. Opłata zastępcza jest wykorzystywana jako mechanizm rekompensujący brak realizacji wymagań dotyczących białych certyfikatów.

Dostępne środki:

Wartość trudna do oszacowania

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Projekty związane z podnoszeniem efektywności energetycznej lub produkcją energii odnawialnej

Źródło finansowania:

Opłata zastępcza



Program Termo

Program TERMO ma przyczynić się do poprawy efektywności energetycznej budynków oraz wzrostu wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

W programie udostępniane są różne formy dofinansowań - premie lub granty na przedsięwzięcia remontowe, termomodernizacyjne i OZE. Źródłem finansowania premii są środki pochodzące z budżetu państwa, którymi rozporządza Ministerstwo Rozwoju i Technologii. Granty do końca 2026 roku są finansowane ze środków Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO).¹⁷

Wysokość środków poniesionych dotychczas z programu TERMO: - alokacja na inwestycję KPO B1.1.5 „Inwestycje w poprawę efektywności energetycznej wielorodzinnych budynków mieszkalnych” to 205 565 401 euro (877 867 045 zł). Do tej pory w ramach inwestycji wypłacono 296 655 472 zł.

W przypadku grantu termomodernizacyjnego i grantu MZG (grant na poprawę stanu technicznego mieszkaniowego zasobu gminy) jest on przyznawany razem z odpowiednio premią termomodernizacyjną i premią MZG (grant powiększa poziom dofinansowania wynikający z premii). Można także wnioskować o samą premię termomodernizacyjną czy premię MZG. Przyznanie grantu OZE nie jest uzależnione od wniosku o premię czy inny grant.

Program funkcjonuje na podstawie Ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków. Termomodernizacja znacząco przyczynia się do zmniejszenia zapotrzebowania na energię ciepłą, a co za tym idzie powoduje pośrednio ograniczenie potrzeby rozbudowę źródeł ciepła w systemach ciepłowniczych i zużycia paliw kopalnych.

Wysokość środków:

W okresie od uruchomienia programu zawnioskowano o wsparcie ponad 59 tys. budynków, mieszczących ok. 2,175 mln lokali mieszkalnych. Wysokość wsparcia wyniosła 4 719 mln zł, zaś wartość dofinansowanych inwestycji sięgnęła 22 769 mln zł

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Termomodernizacja budynków, w tym budynków przyłączonych do sieci ciepłowniczych

Źródło finansowania:

Fundusz Termomodernizacji i Remontów zasilany ze środków budżetu państwa Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększenia Odporności

¹⁷ Fundusz Termomodernizacji i Remontów nie jest zasilany środkami z KPO; środki są przekazywane do beneficjentów poza rachunkiem funduszu.



Finansowanie dłużne inwestycji w sektorze ciepłowniczym

Nieodzownym elementem finansowania transformacji ciepłownictwa jest finansowanie dłużne, oferowane na preferencyjnych warunkach przez bank państwowy uzupełniane kredytami komercyjnymi na warunkach rynkowych, które pozwalają domknąć montaż finansowy dużych projektów inwestycyjnych. W tym obszarze ważne jest rozwijanie instrumentów zabezpieczających i poręczeńowych, także z udziałem instytucji publicznych, aby ograniczać ryzyko finansowe oraz poprawiać dostęp do długoterminowego kapitału. Takie mechanizmy wsparcia mogą istotnie zwiększyć możliwości pozyskiwania środków. Odpowiednio zaprojektowane instrumenty finansowe, oparte na analizie ryzyka i jasnym wskazaniu priorytetowych typów inwestycji, ułatwią finansowanie transformacji i zwiększą absorpcję środków publicznych i prywatnych.

Dostępne środki:

Wartość trudna do oszacowania

Rodzaj projektów finansowanych w ramach sektora:

Budowa i/lub modernizacja jednostek wytwórczych, magazynów ciepła, sieci ciepłowniczej

Źródło finansowania:

banki, fundusze



13. Działania wspierające transformację ciepłownictwa w Polsce

13.1 Regulacje prawne

Działanie 1: Regulacje dla integracji międzysektorowej - Opracowanie nowych ram regulacyjnych umożliwiających efektywne łączenie sektorów (sector coupling) pozwoli na stabilizację systemu elektroenergetycznego oraz przyspieszy dekarbonizację systemów ciepłowniczych. Regulacje umożliwiające integrację sektorów energetycznych pozwolą na efektywne wykorzystanie energii elektrycznej w ciepłownictwie, redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz optymalizację kosztów związanych z transformacją energetyczną.

Przewiduje się rozpoczęcie prac mających na celu wypracowanie modelu współpracy sektorów elektroenergetycznego i ciepłowniczego, który pozwoli na efektywne wykorzystanie potencjału sektora ciepłownictwa systemowego do bilansowania KSE. Przewiduje się, że pomoc publiczna przekazywana na rozwój źródeł Power-to-Heat realizowana będzie w sposób kompleksowy i elastyczny, obejmując zarówno wsparcie inwestycyjne jak i tam, gdzie jest to uzasadnione wsparcie operacyjne.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu
- Okres: 2026-2030 r.
- Oczekiwany efekt: wzrost udziału źródeł Power-to-Heat w ciepłownictwie systemowym
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa, dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa

Działanie 2: Aktywność Polski w kreowaniu otoczenia regulacyjnego na poziomie UE

- Aktywny udział w pracach nad dalszym doprecyzowaniem definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego w prawie UE (Dyrektywa EED/RED), tak aby uwzględniała realne uwarunkowania transformacji polskich systemów (m.in. etapowanie odejścia od węgla, rolę wysokosprawnej kogeneracji, wykorzystanie ciepła odpadowego i dużych pomp ciepła). Zgłaszanie propozycji zmian oraz doprecyzowania postanowień rozporządzenia GBER w celu podniesienia dopuszczalnej intensywności pomocy publicznej dla inwestycji w efektywne systemy ciepłownicze i chłodnicze oraz źródła niskoemisyjne i bezemisyjne. Aktywny udział w przeglądzie i modyfikacji przepisów Taksonomii UE w tym dążenie do przeciwdziałania rozwiązaniom niekorzystnym dla inwestycji przedsiębiorstw ciepłowniczych, które starają się o środki na instalacje wykorzystujące jako paliwo gaz ziemny. Budowanie koalicji państw członkowskich o zbliżonej strukturze sektora ciepłowniczego oraz współpracę z organizacjami branżowymi szczebla UE w celu promowania rozwiązań regulacyjnych



wspierających sprawiedliwą i wykonalną transformację ciepłownictwa systemowego w Europie Środkowo-Wschodniej.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu oraz ministrem właściwym ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa
- Okres: 2026-2030 r.
- Oczekiwany efekt: dostosowanie otoczenia regulacyjnego na poziomie EU do krajowych uwarunkowań
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa, dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa, Przewidywalne i długofalowe ramy regulacyjne, Rozwój magazynów ciepła, Zagospodarowanie ciepła odpadowego

Działanie 3: Przyspieszenie procesu inwestycyjnego w ciepłownictwie systemowym -

Niezbędne jest wypracowanie przepisów przyspieszających proces inwestycyjny budowy nowych źródeł ciepła w ciepłownictwie systemowym. Realizacja inwestycji w źródła nisko- i bezemisyjne, modernizację sieci oraz budowa magazynów ciepła wymaga usunięcia barier proceduralnych, finansowych i organizacyjnych. W celu przyspieszenia procesu inwestycyjnego należy podjąć działania związane z uproszczeniem procedur administracyjnych i skrócenie ścieżki uzyskania zezwoleń dla budowy, pozwoleń środowiskowych dla nowych źródeł wytwórczych oraz sieci ciepłowniczych, oraz wzmocnienie roli samorządów w planowaniu inwestycji ciepłowniczych - wdrożenie obowiązku tworzenia lokalnych planów transformacji ciepłownictwa z jasno określonymi priorytetami inwestycyjnymi.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu oraz ministrem właściwym ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa.
- Okres: 2026-2030 r.
- Oczekiwany efekt: przyspieszenie procesu transformacji ciepłownictwa systemowego w Polsce
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa, dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego

Działanie 4: Aktualizacja stref klimatycznych i norm projektowych dla zwiększenia efektywności systemów ciepłowniczych -

Aktualne normy klimatyczne określone w PN-EN 12831 nie uwzględniają aktualnych danych temperaturowych, co prowadzi do nieefektywnego projektowania instalacji ciepłowniczych i zwiększonych kosztów zarówno inwestycji, jak i późniejszej eksploatacji. Funkcjonowanie sektora ciepłownictwa oraz budownictwa w oparciu o zdezaktualizowane dane obliczeniowe skutkuje nieoptymalnym wykorzystaniem ciepła, środków finansowych i infrastruktury



technicznej. Aktualizacja stref klimatycznych oraz dostosowanie projektowych temperatur zewnętrznych do rzeczywistych warunków klimatycznych pozwoli na bardziej efektywne zarządzanie kosztami, racjonalizację opłat stałych za zamówioną moc cieplną oraz poprawę ekonomicznej i technologicznej efektywności całego sektora.

- Podmioty odpowiedzialne: Polski Komitet Normalizacyjny we współpracy z ministrem właściwym ds. energii
- Okres: 2026-2028 r.
- Oczekiwany efekt: obniżenie kosztów budowy nowych źródeł wytwórczych oraz sieci ciepłowniczej, dostosowanie norm do aktualnych warunków klimatycznych
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa, dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa, Zagospodarowanie ciepła odpadowego

Działanie 5: Obniżenie parametrów pracy sieci ciepłowniczych - Celem działania jest stopniowe obniżanie temperatury pracy sieci ciepłowniczych, co pozwoli na zmniejszenie strat przesyłowych, ograniczenie zużycia energii pierwotnej oraz obniżenie kosztów eksploatacyjnych systemów. Działania obejmą modernizację istniejącej infrastruktury oraz wprowadzenie metod optymalizacji parametrów pracy sieci, dostosowanych do postępującej termomodernizacji budynków i zmieniającego się profilu zapotrzebowania na ciepło. Jednocześnie dążyć należy do wprowadzenia rekomendacji w zakresie projektowania nowych budynków oraz budynków poddawanych głębokiej termomodernizacji w sposób umożliwiający ich zasilanie z sieci o obniżonej temperaturze czynnika grzewczego, tak aby uniknąć blokowania dalszego obniżania parametrów sieci. Obniżenie parametrów sieci stworzy warunki do łatwiejszej integracji niskotemperaturowych odnawialnych źródeł ciepła, ciepła odpadowego oraz magazynów ciepła, przyczyniając się do dekarbonizacji systemów ciepłowniczych i zwiększenia ich elastyczności.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa oraz ministrem właściwym ds. klimatu
- Okres: 2027-2030 r.
- Oczekiwany efekt: obniżenie kosztów budowy nowych źródeł wytwórczych oraz sieci ciepłowniczej, dostosowanie norm do aktualnych warunków klimatycznych
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa, dostaw do odbiorców, Integracja międzysektorowa, Zagospodarowanie ciepła odpadowego



Działanie 6: Zmiana modelu taryfowania ciepła - Opracowanie nowego systemu taryfowania ciepła dostosowanego do uwarunkowań zewnętrznych (m.in. dynamiczne ceny energii elektrycznej) i celów polityki energetycznej generujących zachęty do inwestowania w technologie nisko i bezemisyjne oraz poprawę efektywności systemów ciepłowniczych. Podstawowym powodem konieczności zmiany zasad ustalania taryf jest wieloletnie, strukturalne niedofinansowanie sektora ciepłowniczego, które ogranicza zdolność przedsiębiorstw do realizacji niezbędnych inwestycji modernizacyjnych i dekarbonizacyjnych. Wprowadzenie nowego modelu taryfowego stanowi warunek konieczny dla skutecznej i terminowej transformacji sektora ciepłownictwa, zgodnie z założeniami KPIEK oraz zapewniając długoterminową stabilność i konkurencyjność sektora.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z URE
- Okres: 2026-2030 r.
- Oczekiwany efekt: poprawa płynności finansowej przedsiębiorstw i zdolności do finansowania procesu transformacji
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa, dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa, Rozwój magazynów ciepła, Zagospodarowanie ciepła odpadowego

Działanie 7: Wykorzystanie bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w ciepłownictwie. Działanie będzie polegać na zmianie regulacji w obszarze zasady kształtowania taryf dla sprzedaży ciepła, tak by uwzględniaty rozliczanie środków z bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ oraz na określeniu warunków wykorzystania środków finansowych wygenerowanych wskutek przydziału bezpłatnych uprawnień na finansowanie inwestycji. Ułatwieniem inwestycji związanych z transformacją będzie uregulowanie prawne możliwości wykorzystania na potrzeby transformacji ciepłownictwa przychodów wynikających z 30% darmowych uprawnień, o których mowa w art. 10b ust. 4 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca Dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, str.32, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 15, t. 7, str. 631);

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu oraz URE
- Okres: 2026-2030
- Oczekiwany efekt: zwiększenie środków finansowych przeznaczonych na proces transformacji ciepłownictwa systemowego
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa, dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego



Działanie 8: Regulacje dla biometanu i biogazu w ciepłownictwie - Konieczne jest opracowanie kompleksowych regulacji wspierających rozwój biometanu i biogazu w sektorze ciepłownictwa, wsparcie dla produkcji biometanu i biogazu oraz zatłaczania biometanu do sieci gazowej. W ciepłownictwie należy promować kogenerację opartą na biometanie (warunkowo także na biogazie lub wodorze odnawialnym), jako elastyczne źródła energii zdolne do wspierania KSE w okresach zwiększonego zapotrzebowania na moc. Kluczowe jest również powiązanie tych źródeł z magazynami ciepła, co pozwoli na zwiększenie efektywności i stabilności całego systemu. Rozwój wykorzystania biometanu w ciepłownictwie stanowi istotny element transformacji energetycznej, oferując jednocześnie szansę na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego oraz efektywne wykorzystanie lokalnych zasobów w sposób zrównoważony. Lokalnie w zależności od uwarunkowań technicznych i ekonomicznych wspierana będzie również wykorzystanie biogazu na potrzeby bezpośredniego wykorzystania na potrzeby systemu ciepłowniczego.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. klimatu we współpracy z ministrem właściwym ds. energii
- Okres: 2026-2030 r.
- Oczekiwany efekt: zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa, dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Przewidywalne i długofalowe ramy regulacyjne

Działanie 9: Promowanie wykorzystania ciepła odpadowego - Opracowanie kompleksowych rozwiązań regulacyjnych ukierunkowanych na wsparcie wykorzystania ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych w układach zintegrowanych z pompami ciepła jak również w przypadku obniżenia parametrów temperaturowych sieci ciepłowniczej bezpośrednie wykorzystanie ciepła odpadowego. Przygotowanie programów wsparcia w zakresie zagospodarowanie ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu, ministrem właściwym ds. gospodarki wodnej oraz NFOŚiGW
- Okres: 2027-2030 r.
- Oczekiwany efekt: zwiększenie udziału ciepła odpadowego w ciepłownictwie systemowym
- Realizacja celów: Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Zagospodarowanie ciepła odpadowego



Działanie 10: Ciepło odpadowe z Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów – Działanie to ma na celu umożliwienie klasyfikacji ciepła wytwarzanego w instalacjach Termicznego Przekształcania Odpadów jako ciepło odpadowe z wyłączeniem tej części energii, która jest kwalifikowana jako ciepło z odnawialnego źródła energii zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii albo na podstawie art. 159 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu
- Okres: 2026 – 2027 r.
- Oczekiwany efekt: zwiększenie udziału ciepła odpadowego w ciepłownictwie systemowym
- Realizacja celów: Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Zagospodarowanie ciepła odpadowego

Działanie 11: Zmiany w prawie wodnym w zakresie wykorzystania pomp ciepła - Strategia wskazuje na konieczność zmian w ustawie z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne (Dz. U. z 2025 r. poz. 960 i 1535 oraz z 2026 r. poz. 445), tak aby umożliwić wykorzystanie wód powierzchniowych jako dolnego źródła ciepła dla pomp ciepła dużej mocy w ciepłownictwie systemowym. Zakłada się wprowadzenie zmian w ustawie z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne, które zapewnią odpowiednie uregulowania dla procesu inwestycyjnego i pracy pomp ciepła, mając na uwadze potrzebę rozwoju tej technologii, jako wytwarzania ciepła z odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie systemowym. Doprecyzowania wymagają przepisy ustawy – Prawo wodne, które uniemożliwiają albo nie precyzują szczegółowo możliwości i zasad pracy pomp ciepła z wykorzystaniem wód powierzchniowych jako ich dolnego źródła. Najistotniejsze są zmiany dotyczące umożliwienia wprowadzania do wód powierzchniowych wody wykorzystanej przez pompy ciepła.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. gospodarki wodnej oraz ministrem właściwym ds. klimatu
- Okres: 2026-2028 r.
- Oczekiwany efekt: wzrost udziału inwestycji w pompy ciepła w ciepłownictwie systemowym
- Realizacja celów: Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa



Działanie 12: Stworzenie mechanizmów wsparcia elastycznej pracy źródeł kogeneracyjnych - Celem działania jest opracowanie i wdrożenie krajowego systemu wsparcia elastycznego profilu pracy źródeł kogeneracyjnych. Planuje się również wypracowanie zasad wsparcia dla wysokosprawnych jednostek kogeneracji wykorzystujących gazy odnawialne i zdekarbonizowane (biometan, biogaz, wodór odnawialny), tak aby mogły one pełnić rolę dyspozycyjnych, bezemisyjnych źródeł ciepła i energii elektrycznej w systemie energetycznym. Mechanizmy wsparcia powinny zapewniać przewidywalność przychodów w długim horyzoncie czasowym sprzyjając rozwojowi nowoczesnych, niskoemisyjnych technologii kogeneracyjnych oraz ich efektywnej integracji z krajowym systemem energetycznym.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu oraz URE
- Okres: 2028-2030 r.
- Oczekiwany efekt: wzrost wykorzystania gazów odnawialnych i zdekarbonizowanych w produkcji ciepła systemowego
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego

Działanie 13: Zapewnienie możliwości wyboru wymogów dotyczących efektywnych systemów ciepłowniczych - Opracowanie rozwiązań legislacyjnych umożliwiających spełnienie kryteriów dotyczących efektywnych systemów ciepłowniczych dopuszczające ich ocenę poprzez procentowy udział wysokosprawnej kogeneracji, energii z OZE oraz ciepła odpadowego lub spełnienie kryteriów dotyczących limitów emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczonego odbiorcom przez system ciepłowniczy lub chłodniczy, zgodnie z Dyrektywą EED.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii
- Okres: 2027-2030 r.
- Oczekiwany efekt: Umożliwienie wyboru sposobu spełnienia wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego zgodnie z Dyrektywą EED
- Realizacja celów: Przewidywalne i długofalowe ramy regulacyjne

Działanie 14: Wsparcie dla wykorzystania biomasy pochodzenia rolniczego w ciepłownictwie systemowym - Wsparcie rozwoju i wykorzystania biomasy pochodzenia rolniczego w ciepłownictwie systemowym poprzez stworzenie mechanizmów finansowych, regulacyjnych i organizacyjnych sprzyjających lokalnym łańcuchom dostaw oraz stabilnemu wykorzystaniu tego paliwa w źródłach ciepła.



- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu oraz ministrem właściwym ds. rolnictwa
- Okres: 2027-2030 r.
- Oczekiwany efekt: zwiększenie wykorzystania biomasy pochodzenia rolniczego w sektorze ciepłownictwa systemowego
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Przewidywalne i długofalowe ramy regulacyjne

Działanie 15: Wsparcie rozwoju rynku chłodu systemowego – wsparcie działań na rzecz rozwoju i wykorzystania chłodu systemowego, w tym rozwiązania oparte na istniejącej infrastrukturze ciepłowniczej w celu zwiększenia efektywności energetycznej systemu, ograniczenie zużycia energii elektrycznej na potrzeby indywidualnej klimatyzacji oraz redukcja emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza. W dokumentach planistycznych gmin i miast zaleca się zidentyfikowanie obszarów o wysokim i skoncentrowanym zapotrzebowaniu na chłód, takich jak dzielnice biurowe, kampusy uczelniane, szpitale czy centra handlowe, jako potencjalnych stref rozwoju systemów chłodu sieciowego. Pozwoli to na optymalne wykorzystanie istniejących sieci ciepłowniczych, ograniczenie kosztów inwestycyjnych oraz maksymalne wykorzystanie korzyści środowiskowych i społeczno-gospodarczych wynikających z rozwoju chłodu systemowego.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu oraz ministrem właściwym ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego
- Okres: 2027-2040 r.
- Oczekiwany efekt: rozwój chłodu sieciowego w Polsce.
- Realizacja celów: Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła

Działanie 16: Rozszerzenie systemu gwarancji pochodzenia na ciepło odpadowe – wprowadzenie odpowiednich rozwiązań regulacyjnych, instytucjonalnych i technicznych umożliwiających certyfikację, monitorowanie oraz obrót gwarancjami pochodzenia ciepła odpadowego, w celu wsparcia wykorzystania jego potencjału jako elementu dekarbonizacji i efektywności systemów ciepłowniczych poprzez rozszerzenie ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2026 r. poz. 68) o regulację dla ciepła odpadowego nie pochodzącego z odnawialnych źródeł (np. z procesów przemysłowych, serwerowni) w celu wsparcia wykorzystania potencjału ciepła odpadowego jako istotnego elementu rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych.



- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu
- Okres: 2027-2030 r.
- Oczekiwany efekt: zwiększenie udziału ciepła odpadowego w ciepłownictwie systemowym
- Realizacja celów: Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Zagospodarowanie ciepła odpadowego

Działanie 17: Lokalne plany w zakresie ogrzewania i chłodzenia. Lokalne planowanie w zakresie ogrzewania i chłodzenia będzie obowiązkowe dla gmin, w których liczba ludności przekracza 45 000. Władze lokalne i regionalne powinny otrzymać wsparcie ze strony państwa w celu efektywnego wdrażania rozwiązań opartych na odnawialnych źródłach energii oraz energooszczędnych systemach ogrzewania i chłodzenia. Podstawą działań w tym obszarze będzie plan uchwalany przez Radę Gminy, który określi kierunki rozwoju infrastruktury ciepłowniczej i chłodniczej, uwzględniając lokalne uwarunkowania oraz potrzeby społeczności. Plany mogą być realizowane wspólnie przez kilka sąsiadujących ze sobą gmin, pod warunkiem, że kontekst geograficzny, administracyjny oraz dostępność infrastruktury umożliwiają ich skuteczną integrację. Działania te pozwolą na poprawę efektywności energetycznej, redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz stabilizację kosztów ogrzewania i chłodzenia dla odbiorców końcowych, co przełoży się na długofalowe korzyści zarówno dla mieszkańców, jak i dla środowiska.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii
- Okres: 2026-2030 r.
- Oczekiwany efekt: Zwiększenie efektywności energetycznej lokalnych systemów ogrzewania i chłodzenia oraz redukcja emisji gazów cieplarnianych dzięki strategicznemu planowaniu rozwoju infrastruktury.
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Planowanie energetyczne na poziomie lokalnym

Działanie 18: Kompleksowa ocena w zakresie ogrzewania i chłodzenia obejmuje obowiązek sporządzenia szczegółowej analizy dotyczącej potencjału wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego oraz chłodu odpadowego w sektorze ogrzewania i chłodzenia. Ocena ta jako integralna część przyszłego KPEiK, uwzględnić będzie również możliwości wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji oraz funkcjonowania efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych na terytorium kraju. Realizacja tego obowiązku przyczyni się do poprawy efektywności energetycznej, zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym bilansie oraz optymalizacji wykorzystania zasobów energii cieplnej i chłodniczej. Włączenie kompleksowej oceny do KPEiK (opracowywanego w okresie



2028-2029) zapewni lepszą koordynację działań na poziomie krajowym i umożliwi skuteczne wdrażanie strategii dekarbonizacji sektora energetycznego.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii
- Czynność:
- Okres: 2027-2040 r.
- Oczekiwany efekt: Kompleksowa ocena w zakresie ogrzewania i chłodzenia umożliwi pełne rozpoznanie krajowego potencjału wykorzystania OZE, ciepła i chłodu odpadowego oraz wysokosprawnej kogeneracji, a tym samym lepsze planowanie rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych.
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa, Planowanie energetyczne na poziomie

Działanie 19: Centralny Rejestr Ciepła - Kompleksowe zmapowanie wszystkich systemów ciepłowniczych należących do ciepłownictwa zawodowego, niezależnie od mocy i obowiązku koncesyjnego oraz utworzenie bazy danych zawierającej informacje o zainstalowanych źródłach wytwórczych i sieciach ciepłowniczych. Umożliwi to bieżącą ocenę stanu technicznego i efektywności systemów ciepłowniczych oraz zaplanowanie skutecznej transformacji poprzez zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii i poprawę efektywności energetycznej.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii
- Okres: 2027-2030 r.
- Oczekiwany efekt: Centralny Rejestr Ciepła umożliwi pełne odwzorowanie krajowej infrastruktury ciepłowniczej, obejmującej wszystkie systemy ciepłownicze wraz z ich źródłami wytwórczymi i sieciami. Pozwoli to na bieżącą ocenę stanu technicznego i efektywności systemów, identyfikację potrzeb inwestycyjnych oraz planowanie transformacji w kierunku większego udziału OZE i poprawy efektywności energetycznej.
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa, Rozwój magazynów ciepła, Zagospodarowanie ciepła odpadowego, Przewidywalne i długofalowe ramy regulacyjne, Planowanie energetyczne na poziomie lokalnym



13.2 Wsparcie inwestycyjne i rozwój technologiczny

Działanie 20: Plan finansowy dla transformacji ciepłownictwa - Plan wsparcia dla ciepłownictwa powinien opierać się na efektywnym montażu finansowym, który umożliwi realizację projektów modernizacyjnych i inwestycyjnych w sektorze ciepłowniczym. Plan powinien zapewniać kompleksowe wsparcie finansowe, łącząc dotacje oraz pożyczki niskooprocentowane, realizowane przez różne instytucje w ramach jednego programu wsparcia. Finansowanie projektów transformacji ciepłownictwa powinno być skoordynowane i oparte na współpracy różnych instytucji, a nie realizowane w oderwanych od siebie programach. Poszczególne podmioty, takie jak NFOŚiGW, banki czy fundusze, powinny działać w ramach wspólnej strategii, obejmującej różne etapy i formy wsparcia. W celu usprawnienia oraz poprawy efektywności wykorzystania środków wskazane jest również ustanowienie oferty zabezpieczeń pożyczek i dotacji w formie poręczeń lub gwarancji Skarbu Państwa.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu oraz NFOŚiGW.
- Okres: 2027-2030 r.
- Oczekiwany efekt: Zwiększenie dostępności kapitału dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, przyspieszenie modernizacji i dekarbonizacji systemów ciepłowniczych oraz poprawa stabilności finansowej inwestorów realizujących projekty transformacyjne.
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa, Rozwój magazynów ciepła, Zagospodarowanie ciepła odpadowego

Działanie 21: Rozwój magazynowania ciepła - Niezbędne jest upowszechnienie wykorzystywania magazynów ciepła krótko i długoterminowych w ciepłownictwie systemowym. Wprowadzona zostanie definicja magazynu ciepła w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2026 r, poz. 43 i 516). Należy uruchomić dedykowane programy wsparcia dla budowy magazynów ciepła w ciepłownictwie systemowym.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu oraz NFOŚiGW
- Okres: 2027-2035 r.
- Oczekiwany efekt: rozwój magazynów ciepła oznacza zwiększenie elastyczności pracy systemów ciepłowniczych, poprawa efektywności wykorzystania źródeł OZE i kogeneracji oraz stabilizacja dostaw ciepła
- Realizacja celów: Integracja międzysektorowa, Rozwój magazynów ciepła



Działanie 22: Projekty demonstracyjne dla ciepłownictwa - Programy pilotażowe i demonstracyjne w ciepłownictwie odgrywają kluczową rolę w transformacji energetycznej, umożliwiając testowanie i optymalizację rozwiązań przed ich szerokim wdrożeniem. Brak dostępnych, sprawdzonych modeli referencyjnych istotnie spowalnia tempo modernizacji systemów ciepłowniczych, co wymaga pilnego opracowania rozwiązań, które będą mogły być efektywnie replikowane i skalowane przez uczestników rynku. Z tego względu konieczne jest niezwłoczne uruchomienie programów pilotażowych, które pozwolą na szybkie zgromadzenie praktycznych doświadczeń, wypracowanie dobrych praktyk oraz nadanie tempa rozwojowi krajowych podmiotów w tym obszarze. Wśród priorytetowych inicjatyw należy uwzględnić modernizację źródeł ciepła o zróżnicowanej skali – od małych lokalnych instalacji po duże systemy ciepłownicze. Ich realizacja przyczyni się do przyspieszenia transformacji sektora, ograniczenia kosztów wdrażania innowacji oraz stworzenia spójnych standardów technicznych i organizacyjnych dla gospodarki niskoemisyjnej. Instytucją wiodącą w zakresie realizacji projektów demonstracyjnych powinno być Narodowe Centrum Badań i Rozwoju przy współpracy innych funduszy. Projekty demonstracyjne mogłyby dotyczyć m.in. wykorzystania sieci niskotemperaturowych, wykorzystania, dostaw chłodu systemowego do budynków czy wykorzystania wód pokopalnianych na potrzeby ciepłownictwa systemowego.

- Podmioty odpowiedzialne: NCBR we współpracy z ministrem właściwym ds. energii, ministrem właściwym ds. klimatu oraz NFOŚiGW
- Okres: 2027-2035 r.
- Oczekiwany efekt: Przyspieszenie transformacji sektora ciepłowniczego poprzez rozwój innowacyjnych technologii i modeli biznesowych, obniżenie kosztów wdrażania nowych rozwiązań oraz stworzenie skalowalnych standardów technicznych i organizacyjnych wspierających dekarbonizację ciepłownictwa.
- Realizacja celów: Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła

Działanie 23: Krajowa produkcja urządzeń dla ciepłownictwa - Wsparcie krajowej produkcji urządzeń ciepłowniczych ma kluczowe znaczenie dla skutecznej elektryfikacji sektora oraz uniezależnienia się od importu technologii. Konieczne jest stworzenie mechanizmów umożliwiających dynamiczny rozwój polskich producentów (np. preferencyjne finansowanie inwestycji w zakłady produkcyjne i linie technologiczne, systemy zamówień publicznych premiujące krajowych producentów i technologie o wysokim udziale komponentów lokalnych, wsparcie eksportu i promocji polskich technologii na rynkach zagranicznych), co przyczyni się do przyspieszenia transformacji energetycznej i wzmocnienia lokalnego rynku. Rozwój przemysłu dostarczającego m.in.: pompy ciepła, kotły elektryczne, kolektory słoneczne, magazyny ciepła oraz systemy sterujące oraz inne, pozwoli na zwiększenie dostępności innowacyjnych rozwiązań



i poprawę ich konkurencyjności. Długoterminowe wsparcie oraz stabilne otoczenie regulacyjne będą kluczowe dla rozwoju tej branży.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa we współpracy z ministrem właściwym ds. energii i ministrem właściwym ds. klimatu
- Okres: 2027-2035 r.
- Oczekiwany efekt: Wzmocnienie krajowego potencjału przemysłowego w zakresie produkcji urządzeń ciepłowniczych, zwiększenie udziału polskich technologii w transformacji energetycznej oraz poprawa bezpieczeństwa dostaw i konkurencyjności krajowych producentów na rynkach krajowych i zagranicznych.
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego

Działanie 24: Model ESCO w ciepłownictwie - W celu upowszechnienia modelu ESCO w sektorze ciepłownictwa konieczne jest wsparcie tej formuły jako skutecznego narzędzia wspierającego transformację energetyczną. Model ESCO, oparty na finansowaniu inwestycji z uzyskanych oszczędności energii, może odegrać istotną rolę w modernizacji budynków, zwłaszcza w kontekście poprawy efektywności energetycznej budynków i integracji z odnawialnymi źródłami energii. Model ESCO powinien być dostosowanych do specyfiki odbiorców, zarówno publicznych, jak i prywatnych.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. klimatu we współpracy z ministrem właściwym ds. energii,
- Okres: 2027-2037 r.
- Oczekiwany efekt: Upowszechnienie modelu ESCO w ciepłownictwie jako skutecznego narzędzia finansowania modernizacji i poprawy efektywności energetycznej
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego,

Działanie 25: Poprawa efektywności energetycznej w budownictwie - efektywność energetyczna w budownictwie oraz dążenie do jej poprawy stanowi kluczowy element transformacji energetycznej. Działania będą obejmować m.in. termomodernizację budynków, zastosowanie wentylacji z odzyskiem ciepła oraz wymianę źródeł ciepła na bardziej efektywne, co prowadzi do obniżenia zapotrzebowania na energię cieplną. Systematyczna poprawa standardu energetycznego budynków przyczynia się do zmniejszenia zużycia energii i redukcji emisji gazów cieplarnianych. Dodatkowo należy dążyć do dostosowania Warunków Technicznych dla budynków do wytycznych Komisji Europejskiej z 30 czerwca 2025 r. dotyczących budynków zeroemisyjnych (ZEB). Nowe standardy zakładają stosowanie niskotemperaturowych systemów grzewczych, co



oznacza konieczność umożliwienia projektowania instalacji zasilanych wodą o temperaturze 45°C w nowych budynkach oraz 55°C w budynkach modernizowanych.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, we współpracy z ministrem właściwym ds. energii
- Okres: 2027-2030 r.
- Oczekiwany efekt: Systematyczne obniżenie zapotrzebowania na energię ciepłą w budynkach oraz dostosowanie krajowych standardów budowlanych w tym systemów grzewczych o obniżonej temperaturze czynnika.
- Realizacja celów: Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa

Działanie 26: Systemowa ochrona gospodarstw domowych w procesie transformacji ciepłownictwa systemowego. W ramach działania zostaną przeanalizowane możliwości wprowadzenia mechanizmów wsparcia dla gospodarstw domowych, mające na celu ograniczenie skutków ewentualnych wzrostów cen ciepła systemowego wynikających z kosztów inwestycji modernizacyjnych oraz zmian technologicznych. Mechanizmy te mogą stanowić element krajowego systemu ochrony odbiorców, program wsparcia będzie mógł zostać oparty na kryteriach dochodowych i technicznych, umożliwiających kierowanie wsparcia do gospodarstw najbardziej narażonych na wzrost kosztów ogrzewania, przy jednoczesnym zachowaniu sygnałów cenowych sprzyjających efektywności energetycznej.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. zabezpieczenia społecznego
- Okres: 2028-2035 r.
- Oczekiwany efekt: Zmniejszenie skali ubóstwa energetycznego poprzez wsparcie inwestycji w efektywne źródła ciepła i termomodernizację dla odbiorców wrażliwych oraz ochronę gospodarstw domowych przed nagłymi wzrostami cen ciepła systemowego
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców

Działanie 27: Uruchomienie mechanizmów wspierających rozwój sieci niskotemperaturowych - Promowanie modelu modernizacji systemów ciepłowniczych w celu ich dostosowania do pracy w niskich temperaturach celem osiągnięcia standardów sieci trzeciej i czwartej generacji. Wdrożenie wsparcia dla dostosowania instalacji odbiorczych w budynkach do zasilania z sieci niskotemperaturowych, a także obowiązku gotowości budynków nowobudowanych lub poddawanych głębokiej modernizacji do zasilania z takich sieci ciepłowniczych.



- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, ministrem właściwym ds. klimatu oraz NFOŚiGW
- Okres: 2028-2030 r.
- Oczekiwany efekt: obniżenie strat ciepła oraz zwiększenie możliwości integracji źródeł OZE i ciepła odpadowego dzięki upowszechnieniu sieci ciepłowniczych o obniżonej temperaturze czynnika grzewczego i dostosowaniu do nich instalacji w budynkach.
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa

Działanie 28: Cyfryzacja systemów ciepłowniczych i wzmocnienie cyberbezpieczeństwa - Celem działania jest opracowanie i wdrożenie krajowych ram cyfryzacji systemów ciepłowniczych, obejmujących zaawansowane systemy monitoringu, sterowania i analizy danych, tak aby umożliwić optymalizację pracy źródeł oraz sieci, podniesienie efektywności energetycznej i niezawodności dostaw ciepła. Mechanizmy te powinny być uzupełnione o spójny system wymogów i narzędzi w zakresie cyberbezpieczeństwa, gwarantujący wysoki poziom ochrony infrastruktury krytycznej i bezpieczeństwa danych, a także zapewniający stabilne warunki rozwoju rozwiązań cyfrowych w długim horyzoncie.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. cyfryzacji
- Okres: 2027-2030 r.
- Oczekiwany efekt: Zwiększenie efektywności energetycznej i niezawodności systemów ciepłowniczych dzięki zaawansowanemu monitoringu, sterowaniu i analizie danych oraz podniesienie poziomu ochrony infrastruktury krytycznej poprzez wdrożenie spójnych wymogów w zakresie cyberbezpieczeństwa.
- Realizacja celów: Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła

Działanie 29: Zespół ds. transformacji ciepłownictwa - Działanie Zespołu ds. transformacji ciepłownictwa ma na celu kontynuację prac nad opracowywaniem propozycji zmian regulacyjnych oraz instrumentów pozalegisłacyjnych wspierających transformację i stabilne funkcjonowanie sektora ciepłowniczego. Zespół dąży do wypracowania rozwiązań zapewniających akceptowalne ceny ciepła systemowego dla jego odbiorców, w tym dla przedsiębiorstw i pośrednio dla gospodarstw domowych, uwzględniając interes państwa, potrzeby rynku oraz perspektywę branży.



- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii
- Okres: 2026-2030 r.
- Oczekiwany efekt: Zapewnienie spójnego forum współpracy administracji, regulatora i branży na rzecz wypracowywania stabilnych rozwiązań regulacyjnych oraz utrzymania akceptowalnych cen ciepła systemowego przy jednoczesnym wspieraniu transformacji sektora.
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa, Rozwój magazynów ciepła, Zagospodarowanie ciepła odpadowego, Przewidywalne i długofalowe ramy regulacyjne, Planowanie energetyczne na poziomie lokalnym.

Działanie 30: Uruchomienie mechanizmów wsparcia dla Jednostek Samorządu Terytorialnego zobowiązanych do planowania energetycznego - Celem działania jest opracowanie i wdrożenie krajowego wsparcia dla Jednostek Samorządu Terytorialnego odpowiedzialnych za planowanie energetyczne na poziomie gminy. Ww. działanie powinno wzmocnić spójność pomiędzy planowaniem na poziomie krajowym, wojewódzkim i lokalnym, co w efekcie powinno przyczynić się do skuteczniejszej realizacji celów polityki energetyczno-klimatycznej oraz lepszego wykorzystania dostępnych źródeł finansowania na transformację energetyczną. Wdrażanie lokalnych planów zaopatrzenia w ciepło i chłód stanowią kluczowy element transformacji energetycznej na poziomie lokalnym. Plany te pozwalają na kompleksową ocenę dostępnych zasobów energetycznych, w tym ciepła odpadowego, potencjału odnawialnych źródeł energii oraz możliwości elektryfikacji systemów ciepłowniczych i chłodniczych. Planowanie jednocześnie umożliwia identyfikację najbardziej efektywnych kosztowo i środowiskowo ścieżek dekarbonizacji sektora ciepła i chłodu w danym obszarze.

Aby zapewnić skuteczne i jakościowe przygotowanie planów, konieczne jest zabezpieczenie odpowiedniego wsparcia finansowego i pomocy technicznej dla gmin oraz lokalnych operatorów systemów ciepłowniczych. Wsparcie to powinno obejmować m.in.: programy finansowania opracowania i aktualizacji planów lokalnych oraz dostęp do funduszy unijnych dedykowanych modernizacji systemów ciepłowniczych i rozwojowi odnawialnych źródeł ciepła. Tylko kompleksowe wsparcie samorządów w przygotowaniu i realizacji lokalnych planów umożliwi skuteczne wykorzystanie potencjału integracji sektorów energii, rozwój systemów ciepłowniczych



o obniżonych parametrach temperaturowych czynnika oraz zapewnienie sprawiedliwej, zrównoważonej transformacji energetycznej w skali lokalnej.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu oraz NFOŚiGW
- Okres: 2026-2030 r.
- Oczekiwany efekt: Wykorzystanie lokalnego potencjału OZE oraz ciepła odpadowego. Wzrost sporządzonych lokalnych planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i chłód oraz paliwa gazowe.
- Realizacja celów: Przewidywalne i długofalowe ramy regulacyjne, Planowanie energetyczne na poziomie lokalnym

13.3 Edukacja społeczna i monitorowanie realizacji Strategii

Działanie 31: Akceptacja społeczna – uruchomienie kampanii informacyjnej.

W procesie transformacji istotne jest uwzględnienie opinii lokalnych społeczności i budowanie ich świadomości na temat korzyści płynących ze zmian. Należy zwiększyć świadomość decydentów lokalnych i krajowych na temat korzyści płynących z integracji sektorów oraz uwzględnić sector coupling w strategiach miejskich, np. planach zaopatrzenia w ciepło, planach energetycznych regionów. W tym celu należy przeprowadzić aktywny dialog, organizować spotkania informacyjne oraz kampanie edukacyjne. Kluczowe jest przedstawienie pozytywnych aspektów inwestycji, takich jak: stabilność cen energii, poprawa jakości powietrza, efektywność energetyczna, rozwój gospodarki oraz tworzenie nowych miejsc pracy. Ponadto warto podkreślać, że nowoczesne, bezemisyjne systemy ciepłownicze zwiększą bezpieczeństwo energetyczne, jednocześnie zmniejszając zależność mieszkańców od importowanych paliw kopalnych. Działania edukacyjne powinny obejmować nie tylko informowanie o nowoczesnych rozwiązaniach, ale również budować nawyki racjonalnego korzystania z ciepła. Uzyskanie poparcia społecznego poprzez transparentną komunikację i współpracę z lokalnymi liderami oraz organizacjami społecznymi przyczyni się do sprawnej realizacji inwestycji.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii we współpracy z ministrem właściwym ds. klimatu i NFOŚiGW
- Okres: 2027-2030 r.
- Oczekiwany efekt: Wzrost akceptacji społecznej dla inwestycji ciepłowniczych dzięki transparentnej komunikacji, dialogowi z mieszkańcami i włączeniu sector coupling do lokalnych strategii energetycznych, co ułatwi realizację projektów oraz zwiększy zaufanie do transformacji i postrzeganie jej korzyści, takich jak lepsza jakość powietrza, stabilniejsze koszty energii i rozwój lokalnej gospodarki.
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego



Działanie 32: Sprawozdanie z realizacji Strategii i aktualizacja działań wraz z raportem ewaluacyjnym – Co 3 lata minister ds. energii przygotowuje sprawozdanie dotyczące realizacji poszczególnych działań Strategii transformacji ciepłownictwa oraz osiągniętych celu głównego i celów szczegółowych. Proces ten obejmuje aktualizację i stopień realizacji poszczególnych działań, analizę postępów oraz identyfikację obszarów wymagających dalszego rozwoju. Sprawozdanie zostanie opublikowane do końca drugiego kwartału każdego roku. Zapewnienie transparentności i skuteczności realizacji strategii energetycznej kraju, a także możliwość dostosowania działań do zmieniających się warunków rynkowych i technologicznych stanowi kluczowy element monitoringu i skutecznego wdrażania krajowej strategii energetycznej. Raport ewaluacyjny podsumowujący efekty realizacji działań przedstawionych w Strategii zostanie przygotowany przez ministra ds. energii do końca 2041 r.

- Podmioty odpowiedzialne: minister właściwy ds. energii
- Okres: 2026-2041 r.
- Oczekiwany efekt: Sprawozdanie z realizacji strategii zapewni transparentność realizacji celów oraz umożliwi dostosowanie kierunków działań do zmieniających się uwarunkowań rynkowych i technologicznych.
- Realizacja celów: Zapewnienie stabilnych cen ciepła i bezpieczeństwa dostaw do odbiorców, Dekarbonizacja - rozwój nisko i bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego, Integracja międzysektorowa, Rozwój magazynów ciepła, Zagospodarowanie ciepła odpadowego, Przewidywalne i długofalowe ramy regulacyjne, Planowanie energetyczne na poziomie lokalnym

14. System wdrażania Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r.

Za wdrażanie Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r. odpowiadają organy administracji rządowej i samorządowej, regulator rynku ciepłowniczego, instytucje finansujące, jednostki naukowo-badawcze. Skuteczna realizacja Strategii wymaga ścisłej współpracy wszystkich interesariuszy zaangażowanych w proces transformacji sektora ciepłowniczego, a także zapewnienia spójności działań z krajową i unijną polityką energetyczno-klimatyczną.

Wiodącą rolę w realizacji Strategii pełni minister właściwy do spraw energii, odpowiedzialny za kształtowanie polityki energetycznej państwa oraz tworzenie warunków regulacyjnych i organizacyjnych umożliwiających rozwój nowoczesnego, efektywnego i niskoemisyjnego ciepłownictwa systemowego. Do jego zadań należy w szczególności koordynacja wdrażania Strategii, inicjowanie zmian legislacyjnych, monitorowanie postępów realizacji oraz współpraca z pozostałymi resortami i interesariuszami rynku.



W procesie wdrażania Strategii uczestniczą również, zgodnie z zakresem swoich kompetencji, minister właściwy ds. klimatu, minister właściwy ds. budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, minister właściwy ds. gospodarki wodnej, minister właściwy ds. rolnictwa, minister właściwy ds. zabezpieczenia społecznego, minister właściwy ds. cyfryzacji, a także inni ministrowie odpowiedzialni za obszary pozostające w bezpośrednim związku z realizacją działań przewidzianych w Strategii.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska wraz 16 Wojewódzkimi Funduszami Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej to państwowe osoby prawne, których działalność skupia się na finansowaniu inwestycji przyjaznych środowisku. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju jest rządową agencją wykonawczą wspierającą tworzenie innowacyjnych rozwiązań technologicznych i społecznych. Wszystkie te podmioty zapewniają finansowanie projektów wdrażających innowacyjne technologie w ciepłownictwie systemowym w Polsce. Urząd Regulacji Energetyki jako krajowy organ regulacyjny sektora energii, kształtuje warunki funkcjonowania rynku ciepła i systemów wsparcia, tworząc stabilne otoczenie regulacyjne dla inwestycji w modernizację ciepłownictwa systemowego

Wymienione instytucje tworzą system wsparcia regulacyjnego, finansowego, organizacyjnego i eksperckiego, niezbędny dla skutecznej realizacji działań przewidzianych w Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r. oraz osiągnięcia celów związanych z bezpieczeństwem energetycznym, konkurencyjnością gospodarki i neutralnością klimatyczną.

Monitoring realizacji Strategii będzie mieć charakter ciągły i opierać się na analizie wskaźników odzwierciedlających postęp wdrażania działań oraz stopień osiągania celów głównych i szczegółowych. Minister właściwy do spraw energii odpowiadać będzie za organizację systemu monitorowania oraz gromadzenie i analizę danych, przy współpracy z właściwymi instytucjami, w tym organem regulacyjnym, instytucjami finansującymi oraz statystyką publiczną. Dane wykorzystywane w monitoringu pochodzić będą w szczególności z systemów sprawozdawczości regulacyjnej, statystyki publicznej oraz raportów podmiotów zaangażowanych w realizację Strategii.

System sprawozdawczości opierać się będzie na cyklicznym raportowaniu postępów realizacji Strategii. Co trzy lata minister właściwy do spraw energii przygotowuje sprawozdanie obejmujące ocenę stopnia realizacji działań, analizę osiągania celów oraz identyfikację obszarów wymagających dalszych interwencji.

Ewaluacja Strategii prowadzona będzie w sposób okresowy oraz końcowy i obejmie ocenę skuteczności, efektywności i adekwatności podejmowanych działań. Wyniki ewaluacji stanowić będą podstawę do wprowadzania zmian w zakresie instrumentów wsparcia oraz kierunków interwencji. Końcowy raport ewaluacyjny podsumowujący efekty realizacji Strategii zostanie opracowany przez ministra właściwego do spraw energii do końca 2041 r.



15. Wykaz skrótów

BAT	Najlepsze dostępne techniki (ang. Best Available Techniques)
BECCS	Bioenergia z wychwytem i składowaniem dwutlenku węgla (ang. Bioenergy with Carbon Capture and Storage)
CCGT	Układ gazowo-parowy z turbiną gazową (ang. Combined Cycle Gas Turbine)
CEEB	Centralna Ewidencja Emisyjności Budynków
CHP	Kogeneracja (ang. Combined Heat and Power)
EED	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz. Urz. UE L 231 z 20.09.2023, str. 1) (ang. Energy Efficiency Directive II)
EPBD	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz. Urz. UE L 2024/1275 z 8.5.2024), (ang. Energy Performance of Buildings Directive)
EPS	Standard emisyjności (ang. Emission Performance Standard)
EU ETS	Europejski system handlu uprawnieniami do emisji (ang. European Union Emissions Trading System)
ICT	Technologie informacyjno-komunikacyjne (ang. Information and Communication Technology)
IED 2.0	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych i emisji pochodzących z chowu zwierząt gospodarskich (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17, z późn. zm.), (ang. Industrial Emissions Directive 2.0)
KONKLUZJE BAT	DECYZJA WYKONAWCZA KOMISJI (UE) 2024/2974 z dnia 29 listopada 2024 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych, w odniesieniu do sektora kuźni i odlewni (Dz. Urz. UE L 2024/2974 z 6.12.2024),
KPEiK	Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.
KZR	Kryteria Zrównoważonego Rozwoju
LCOH	Uśredniony koszt produkcji ciepła (ang. Levelized Cost of Heat)
LNG	Skroplony gaz ziemny (ang. Liquefied Natural Gas)
LULUCF	Użytkowanie gruntów, zmiana użytkowania gruntów i leśnictwo (ang. Land Use, Land-Use Change, and Forestry)



MCP	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 (Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str. 1) (ang. Medium Combustion Plant Directive)
NEC	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/2284 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 (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2016, str. 1, z późn. zm.), (ang. National Emission reduction Commitments Directive)
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
NUTS	Klasyfikacja jednostek terytorialnych do celów statystycznych (fr. Nomenclature des Unités Territoriales Statistiques)
OCGT	Turbina gazowa w układzie otwartym (ang. Open Cycle Gas Turbine)
OZE	Odnawialne Źródło Energii
PKB	Produkt Krajowy Brutto
PTES	(ang. Pit Thermal Energy Storage) – sezonowy, gruntowy magazyn ciepła będący zbiornikiem wodnym lub żwirowo-wodnym
PVT	Hybrydowe panele fotowoltaiczne (ang. Photovoltaic Thermal)
RDF	Paliwo produkowane z odpadów (ang. Refuse Derived Fuel)
RED	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001, rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413 z 31.10.2023), (ang. Renewable Energy Directive III)
RFNBO	Paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego (ang. Renewable Fuels of Non-Biological Origin)
SCGT	Turbina gazowa w cyklu prostym (ang. Simple Cycle Gas Turbine)
SCOP	Sezonowy współczynnik wydajności (ang. Seasonal Coefficient of Performance)
TTES	(ang. Tank Thermal Energy Storage) – zbiornikowy magazyn ciepła, który najczęściej służy do krótkoterminowego magazynowania energii cieplnej.
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WEM	scenariusz prognostyczny ang. with existing measures – Załącznik 2 do KPEiK



- WAM** scenariusz prognostyczny ang. with additional measures – Załącznik 1 do KPEiK
- KSE** Krajowy System Elektroenergetyczny
- P2H** Power-to-Heat – proces konwersji energii elektrycznej na ciepło, przy zastosowaniu technologii takich jak pompy ciepła czy kotły elektryczne