



# Przez gaz do OZE

Dekarbonizacja ciepłownictwa  
systemowego w Polsce

## **AUTOR**

**dr Dominik Brodacki**  
szef działu energetycznego  
Polityka Insight

## **REDAKCJA**

**Anna Chyckowska**

## **PROJEKT GRAFICZNY**

**Joanna Pamuła**  
**Kinga Su**  
Polityka Insight

Opracowanie jest bezstronne i obiektywne, partner nie miał wpływu na jego tezy ani  
wymowę. Wszystkie prawa zastrzeżone.

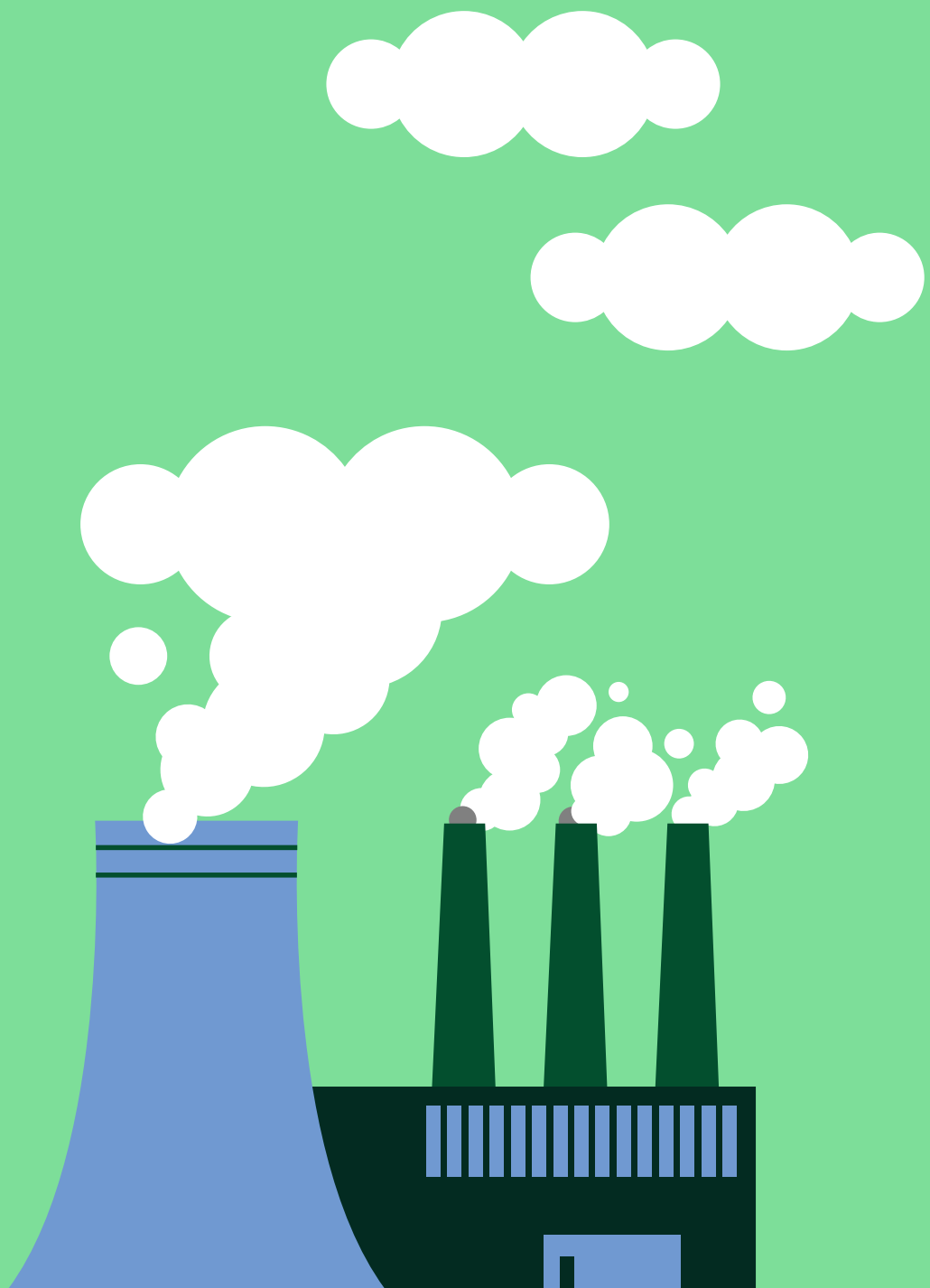


Partnerem raportu jest Fortum.

**POLITYKA  
INSIGHT**

POLITYKA INSIGHT to źródło wiedzy o polskiej i europejskiej polityce oraz gospodarce dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Od 12 lat dostarcza swoim odbiorcom serwisy analityczne dostępne w abonamentach, przygotowuje raporty i prezentacje na zlecenie polskich i międzynarodowych instytucji oraz organizuje debaty i konferencje. Analityków i analityczki Polityki Insight można usłyszeć w regularnie publikowanych autorskich seriach podcastowych, m.in. Nasłuchu i Energii do zmiany.  
**[www.politykainsight.pl](http://www.politykainsight.pl)**

Warszawa, kwiecień 2026 roku



# Wstęp

Polski sektor ciepłownictwa systemowego jest jednym z największych w Europie, ale w dużej mierze bazuje na spalaniu paliw kopalnych – w 2024 r. udział węgla w produkcji ciepła wyniósł 57,4 proc., wobec 61,2 proc. w 2023 r. **Transformacja branży jest niezbędna, zarówno aby poprawić jej kondycję finansową (w 2024 r. wynik finansowy brutto przedsiębiorstw ciepłowniczych wyniósł -204,1 mln zł, podczas gdy rok wcześniej było to -3,99 mld zł), jak i aby zrealizować przez Polskę cele klimatyczne.** Przemiany w ciepłownictwie muszą dotyczyć: dekarbonizacji działalności firm i wytwarzania ciepła systemowego, digitalizacji zarządzania systemami oraz dywersyfikacji źródeł ciepła oraz ich dopasowania do lokalnych uwarunkowań. Wszystkie te procesy muszą przebiegać równocześnie, co wiąże się z potężnymi wyzwaniem, w tym z olbrzymimi nakładami finansowymi.

Niniejszy raport to analiza charakteru i pożądanego kierunku zmian w wyżej wymienionych aspektach. Szerzej zostało to omówione i wyjaśnione w części pierwszej, w której też zdefiniowano stan transformacji sektora, rynkowe i prawne uwarunkowania jego dalszego rozwoju oraz wskazano główne trendy zmian. Część druga koncentruje się natomiast na samej dekarbonizacji jako nadrzędnym celu przemian. Analizie poddano w nim stan obecny, perspektywę oraz bariery odchodzenia przez firmy ciepłownicze od paliw kopalnych. W podsumowaniu zaproponowano zaś rozwiązania służące racjonalnemu przyspieszeniu tempa zmian. Raport uzupełniony został o studia przypadku – to doświadczenia polskich i zagranicznych firm w powyższym zakresie.

Opracowanie to stanowi wkład w trwającą dyskusję o sposobach i kierunkach transformacji polskiego ciepłownictwa systemowego, w tym w prace nad rządową strategią dla ciepłownictwa. Koncentruje się więc na racjonalnej roli gazu, biomasy, OZE, pomp ciepła czy też ciepła z odpadów i odpadowego w tym procesie, jak również na roli infrastruktury, w tym magazynów energii elektrycznej i ciepła.

---

Życzę ciekawej lektury  
Dominik Brodacki

# Spis treści

---

<b>KLUCZOWE WNIOSKI</b>	<b>6</b>
<b>CZĘŚĆ I Trendy w transformacji ciepłownictwa systemowego</b>	<b>8</b>
<b>CZĘŚĆ II Dekarbonizacja - perspektywy odejścia od węgla</b>	<b>21</b>
<b>PODSUMOWANIE: Jak przyspieszyć transformację?</b>	<b>43</b>
<b>PRZYPISY KOŃCOWE</b>	<b>44</b>

---

# Kluczowe wnioski

1

System ciepłowniczy, który dostarcza energię ciepłą do większości polskich gospodarstw domowych, odgrywa kluczową rolę w realizacji celów klimatycznych oraz w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju gospodarki i poprawy jakości powietrza. Aby jednak mógł dalej pełnić tę funkcję, **sektor ciepła musi przejść głęboką transformację**. Wymuszają ją zarówno uwarunkowania rynkowe, jak i regulacje UE, nakazujące m.in. zwiększenie udziału OZE w produkcji ciepła, przyspieszenie odejścia od paliw kopalnych, poprawę efektywności energetycznej oraz silniejszą integrację z sektorem elektroenergetycznym.

2

Polskie ciepłownictwo systemowe znajduje się w fazie głębokiej transformacji, jednak jej tempo wciąż jest zbyt wolne. **Przyspieszenie tego procesu wymaga zaangażowania wielu podmiotów**. Konieczna jest dekarbonizacja miksu paliwowego, dywersyfikacja źródeł ciepła, cyfryzacja zarządzania systemami ciepłowniczymi oraz dostosowanie działalności do lokalnych uwarunkowań poprzez racjonalne wykorzystanie dostępnych zasobów.

3

Brak dekarbonizacji w produkcji ciepła negatywnie odbije się na kondycji przedsiębiorstw ciepłowniczych i przełoży na wzrost cen, ponieważ tylko systemy ciepłownicze spełniające kryteria efektywności mogą liczyć na wsparcie finansowe w procesie transformacji. Ciepłownictwo przyszłości będzie też mniej uzależnione od jednego surowca lub technologii. Rola paliw kopalnych (zwłaszcza węgla) w polskim ciepłownictwie naraża sektor na wahania ich cen, problemy z dostępnością surowców oraz ryzyka regulacyjne – przede wszystkim dotyczące emisji CO<sub>2</sub>. **Dywersyfikacja źródeł wzmocni elastyczność i odporność systemów ciepłowniczych**.

4

Sieć ciepłownicza stanowi krwioobieg sektora – bez niej dostarczanie ciepła do odbiorców byłoby niemożliwe. **Nowoczesna sieć to sieć zdigitalizowana**. Wraz z rozwojem technologii 4G rośnie znaczenie cyfryzacji infrastruktury, umożliwiającej inteligentne i zautomatyzowane zarządzanie. Wykorzystuje się w tym celu zaawansowaną telemetrię, automatykę oraz rozwiązania IoT, które pozwalają na zdalny odczyt, gromadzenie i analizę danych dotyczących pracy sieci, jej parametrów (temperatur, ciśnień, przepływów) oraz aktualnego i prognozowanego zapotrzebowania na ciepło.

5

Nie istnieje jeden sektor ciepłownictwa systemowego – w Polsce funkcjonuje ich kilka tysięcy, z czego ponad 500 ma moc cieplną przekraczającą 1 MW. Większość działa niezależnie, obsługując lokalne społeczności, co wynika z uwarunkowań technologicznych – im większy dystans między źródłem ciepła a odbiorcą, tym większe straty przesyłowe. Z tego względu **ciepłownictwo ma z natury lokalny charakter, a stosowane technologie i paliwa powinny być dobierane do specyfiki regionu oraz dostępnych zasobów, z zachowaniem efektywności kosztowej.**

6

Obecnie transformacja ciepłownictwa nie jest skoordynowana na poziomie centralnym. Odpowiedzialność za jej planowanie spoczywa głównie na spółkach, które kierują się własnym interesem ekonomicznym i specyfiką działalności. Brak odpowiednich dotacji sprawia jednak, że wiele z nich nie będzie w stanie samodzielnie sfinansować koniecznych inwestycji. **Istnieje więc ryzyko, że koszty transformacji zostaną przeniesione na odbiorców końcowych, co może obniżyć konkurencyjność firm ciepłowniczych.**

7

Podstawowym paliwem w procesie transformacji ciepłownictwa systemowego pozostanie gaz, ze względu na jego względnie korzystne parametry ekonomiczne i środowiskowe. Bez ciepłowni i elektrociepłowni gazowych dekarbonizacja sektora w perspektywie najbliższych 30 lat będzie praktycznie niemożliwa. Polska nie jest też w stanie szybko rezygnować z biomasy – w polskich realiach odejście od niej oznaczałoby ograniczenie wykorzystania OZE w sektorze. **Istotnym kierunkiem rozwoju jest również produkcja ciepła z odpadów, przy czym Polska ma potencjał, by do około 2035 r. zagospodarować całą frakcję odpadów komunalnych nienadających się do recyklingu lub składowania.**

8

**Elektryfikacja polskiego ciepłownictwa jest niezbędna, choć obecne warunki nie sprzyjają pełnemu przejściu sektora na energię elektryczną.** Głównym ograniczeniem jest zbyt wolny rozwój OZE, które mogłyby zasilać technologie typu Power-to-Heat. Bez ich udziału pompy ciepła i kotły elektrodowe musiałyby korzystać z energii pochodzącej z paliw kopalnych, co przeczyłoby idei elektryfikacji. Ponadto masowe wdrożenie takich rozwiązań wymagałoby kosztownych i długotrwałych inwestycji w modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

9

**Zwiększenie wykorzystania pomp ciepła i kotłów elektrodowych zasilanych energią z OZE jest konieczne, jednak ich efektywne funkcjonowanie wymaga integracji z magazynami ciepła.** Jest to istotne, ponieważ nadprodukcja energii elektrycznej z OZE rzadko pokrywa się w czasie z największym zapotrzebowaniem na ciepło.

# Trendy w transformacji ciepłownictwa systemowego

Sektor ciepłownictwa systemowego dąży do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Wynika to z wiążących Polskę regulacji europejskich, przede wszystkim określonych w pakiecie „Fit for 55”. Wyzwanie jest tym większe, że ciepło z sieci wykorzystywane jest do ogrzewania 44,9 proc. wszystkich mieszkań w kraju, co jest jednym z najwyższych odsetków w Unii. Z ciepła z sieci korzysta ponad 64 proc. mieszkańców miast, podczas gdy na wsiach jest to 6 proc., co jest jednym z najwyższych odsetków w Unii<sup>1</sup>. Jednocześnie ciepło niezdekarbonizowane będzie negatywnie odbijać się na kondycji sektora i jego cenach, ponieważ tylko systemy ciepłownicze spełniające kryteria efektywności mogą liczyć na wsparcie finansowe w procesie transformacji.

W 2024 r. produkcja ciepła systemowego w Polsce wyniosła 367,1 tys. TJ (o 2,4 proc. mniej niż rok wcześniej), wliczając w to odzysk ciepła. Jednym z powodów była wyższa średnia temperatura, ale i poprawa efektywności cieplnej odbiorców. Z tego 64 proc. (bez zmian r/r) pochodziło z kogeneracji. Średnia cena ciepła sprzedawanego wyniosła 105,74 zł/GJ, czyli o 1 proc. więcej niż w 2023 r. i aż o 65,1 proc. więcej niż w 2022 r. O 8,77 proc. w górę (do 31,76 zł/GJ) poszła też średnia stawka za usługi przesyłowe.

Na koniec 2024 r. za dostawy ciepła odpowiadało 398 przedsiębiorstw, czyli tyle samo co w 2023 r. i o sześć więcej niż w 2022 r. To też o ponad 55 proc. mniej niż w 2002 r. Posiadały one 815 koncesji, spośród których 358 dotyczyło wytwarzania ciepła, 347 jego przesyłu i dystrybucji, a 110 obrotu. Dane te obejmują przy tym tylko źródła o mocy zainstalowanej przekraczającej 5 MWt, gdyż mniejsze nie są objęte obowiązkiem koncesyjnym. W sumie w 2024 r. podmioty te dysponowały jednostkami o łącznej mocy 51,81 GW i siecią liczącą 23 tys. km, co było wynikiem odpowiednio o 1,64 proc. mniejszym i o 0,78 proc. większym niż rok wcześniej. Licząc od 2002 r. ta ostatnia wydłużyła się o 5,7 tys. km. Tylko 8,5 proc. źródeł ciepła miało moc większą niż 1 GW, a 3,7 proc. wynoszącą od 500 MW do 1 GW. Nieco ponad 46 proc. jednostek mieściła się natomiast w przedziale 10–50 MW.

Firmy ciepłownicze notują potężne straty – w 2024 r. ich łączny wynik finansowy brutto wyniósł -204,1 mln zł, wobec -3,99 mld zł w 2023 r. i -6,24 mld zł w 2022 r. Tym samym sektor był pod kreską szósty rok z rzędu, więc jego straty są trendem stałym. Częściowo to skutek spadku sprze-

daży ciepła o 17 proc. r/r., ale i bardzo wysokich kosztów działalności ciepłowniczej. Wprawdzie kluczowe dla firm koszty zmienne (na które w największym stopniu składają się ceny surowców i energii elektrycznej) zmalały w 2024 r. o 15,12 proc., ale ów spadek został zniwelowany blisko 6,5-proc. wzrostem kosztów stałych, w tym aż 26,5-proc. remontów. W konsekwencji rentowność brutto sektora wyniosła -0,49 proc. (wobec -9,51 proc.), co wskazuje, że wiele firm ma problem z utrzymaniem płynności.

**Wszystko to oznacza, że w 2024 r. kondycja polskiego ciepłownictwa uległa nieznacznej poprawie, choć wciąż jest zła.** W ujęciu ogólnym w 2024 r. koszty działalności firm zmniejszyły się wprawdzie o 8,14 proc., ale rok wcześniej wzrosły o blisko jedną trzecią. W efekcie w 2024 r. o 6 proc. spadły nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie - wyniosły 4,66 mld zł, podczas gdy w 2023 r. było to 4,96 mld zł.

#### RENTOWNOŚĆ PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH W LATACH 2010-2023 (PROC.)



ŹRÓDŁO: URE.

Mniejsze straty notują wytwórcy ciepła bez kogeneracji – w 2024 r. ich rentowność brutto wyniosła 5,07 proc. i na poziomie dodatnim utrzymuje się od 2010 r. W przypadku tych działających w kogeneracji było to -3,67 proc. Wynika to z odmiennych uwarunkowań działalności – wytwórcy ciepła bez kogeneracji działają zazwyczaj wyłącznie na rynku ciepła, gdzie ceny dla odbiorców końcowych są regulowane i zatwierdzane przez URE. Dzięki temu mogą uwzględniać w taryfach realne koszty, np. zakup paliwa, amortyzację czy koszty operacyjne. To zaś przekłada się na większą stabilność finansową. Tymczasem wytwórcy kogeneracyjni działają na dwóch rynkach. Mają zarówno wysokie koszty paliw i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, a przychody ze sprzedawanej energii elektrycznej nie zawsze są wystarczająco wspierane przez system taryfowy i premie.

Obecny model taryfowania nie nadąża za wymogami transformacji. Jego zmiany powinny adresować potrzeby inwestycyjne i koszty sektora z kosztami ponoszonymi przez odbiorców. Wśród wartych rozważenia rozwiązań jest powiązanie wysokości ich opłat z profilem zużycia, tak by odbiorcy mieli motywację do jego racjonalizacji. Stawki za ciepło potencjalnie mogłyby też być zmienne w zależności od pory doby czy roku. Z punktu widzenia wytwórców zasadne może zaś być powiązanie wysokości taryf z technologią produkcji ciepła i premiowanie najbardziej preferowanych rozwiązań odpowiednimi preferencjami.

Zmiany w polskim ciepłownictwie – ze względu na okoliczności wewnętrzne, jak i presję unijną – muszą przyspieszyć, ale zależy to od działań wielu aktorów. Niezbędna jest ❶ dekarbonizacja miksu paliwowego firm, a także ❷ digitalizacja zarządzania systemami ciepłowniczymi, ❸ dywersyfikacja źródeł ciepła oraz ❹ dopasowanie działalności ciepłowniczej do lokalnych uwarunkowań poprzez racjonalnie wykorzystanie dostępnych zasobów. Zatem celem transformacji ciepłownictwa nie jest sama dekarbonizacja, a jej przeprowadzenie w sposób systemowy i godzący troskę o środowisko z opłacalnością funkcjonowania firm oraz ich możliwościami inwestycyjnymi, a także z kosztami ponoszonymi przez odbiorców końcowych. Jednocześnie bez odejścia sektora od paliw kopalnych Polska nie zrealizuje celów klimatycznych UE.

Omówmy te wątki.

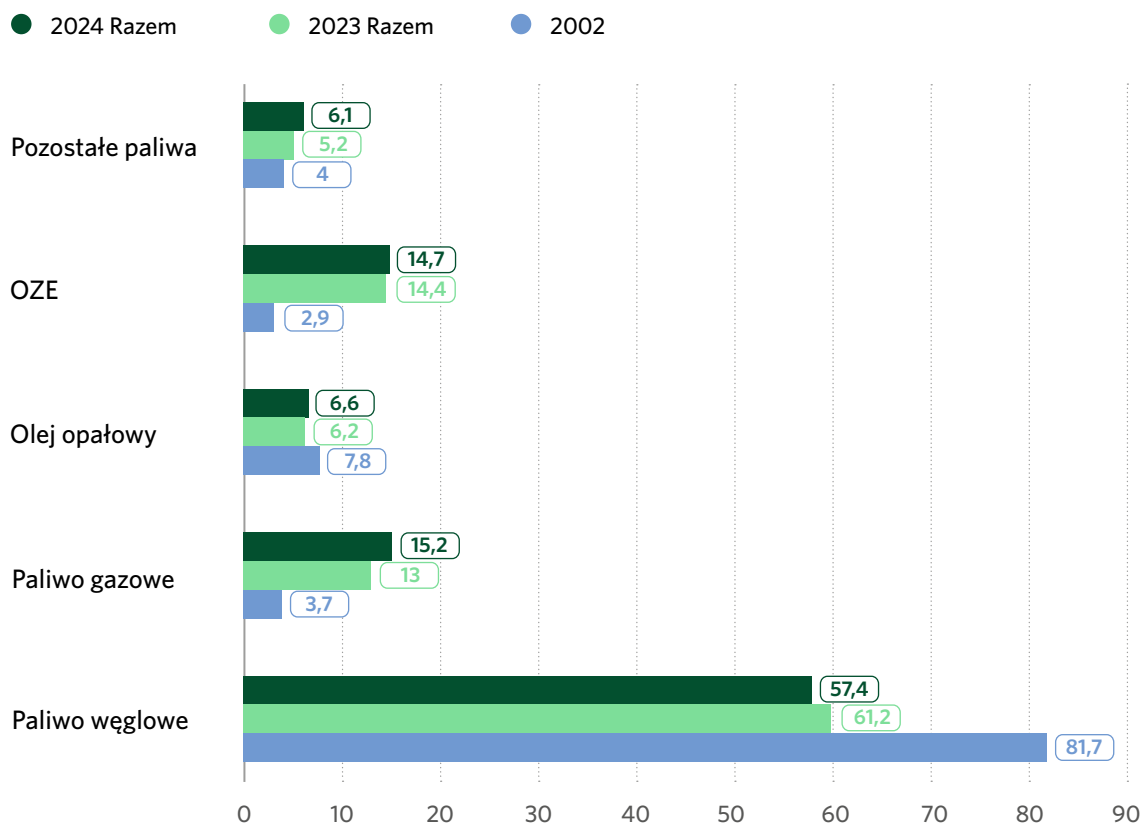
## 1 DEKARBONIZACJA

To podstawowy wymiar transformacji ciepłownictwa. **Sprowadza się do redukcji emisji gazów cieplarnianych poprzez eliminację lub znaczące zmniejszenie zużywanych w sektorze paliw kopalnych.** W polskich warunkach są to przede wszystkim paliwa węglowe, których udział stanowił w 2024 r. aż 57,4 proc. paliw wykorzystywanych w źródłach ciepła. Jest on zdecydowanie najwyższy w Europie, choć systematycznie maleje – w 2017 r. ów udział wynosił 74 proc., w 2018 r. 72,5 proc., w 2019 r. 71 proc., w 2020 r. 68,9 proc., w 2021 r. 69,5 proc., w 2022 66,2 proc., a w 2023 r. 61,2 proc. Od 2002 r. zmalał on zaś o 24,3 pkt proc. Przekłada się to na spadek wolumenu spalanego rocznie surowca – w 2023 r. wyniósł on 10,66 mln ton (z tego około 96 proc. stanowił węgiel kamienny), podczas gdy rok wcześniej było to 11,89 mln ton, a w 2002 r. – ponad 22 mln ton.

Węgiel z sektora jest wypierany przede wszystkim przez gaz i OZE, które w 2024 r. odpowiadały odpowiednio za 15,2 i 14,7 proc. produkowanego w Polsce ciepła. Jednocześnie około 95 proc. OZE stanowi biomasa.

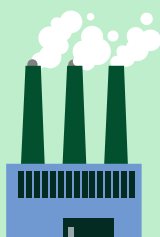
Wśród pozostałych paliw istotne znaczenie ma też olej opałowy (6,6 proc.), choć wykorzystuje się też odpady komunalne i przemysłowe. Trendem jest też elektryfikacja produkcji ciepła, m.in. z wykorzystaniem pomp ciepła czy kotłów elektrodowych. Tym niemniej wciąż ponad 80 proc. ciepła w Polsce pochodzi ze spalania paliw kopalnych.

### EWOLUCJA MIKSU PALIWOWEGO W POLSKIM CIEPŁOWNICTWIE 2002-2023 (PROC.)



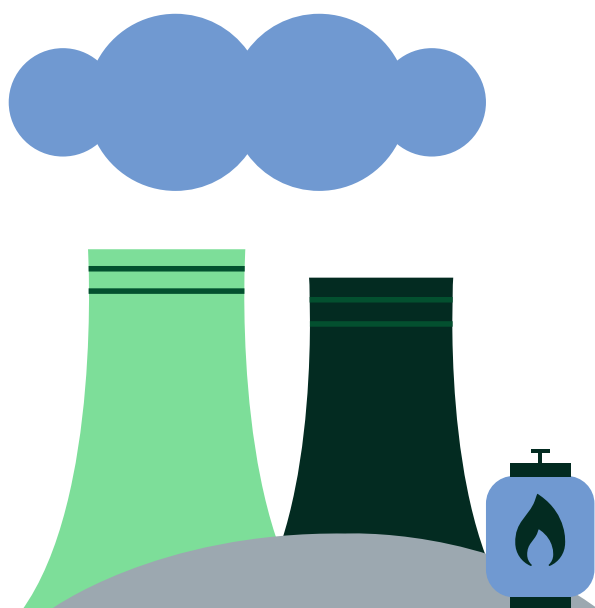
ŹRÓDŁO: URE.

Dzięki modernizacji przedsiębiorstw i trwającej dekarbonizacji produkcji ciepła związana z tym intensywność emisji CO<sub>2</sub> systematycznie maleje – w latach 2002-2024 r. o 18,1 proc. Obecnie, aby wyprodukować jeden teradżul ciepła, polskie ciepłownie muszą wyemitować 98,9 tony CO<sub>2</sub>. W tym samym czasie sprawność wytwarzania wzrosła o 5,31 proc., do 83,9 proc., a wydajność pracy w ciepłownictwie systemowym blisko sześciokrotnie – z 237,6 tys. zł/etat do 1,65 mln zł/etat.



#### CASE STUDY: Gdańsk dekarbonizuje system ciepłowniczy

Należąca do PGE EC Gdańsk chce, by do 2030 r. 100 proc. produkowanego ciepła pochodziło z paliw innych niż węglowe. W tym celu w 2022 r. wdrożona w niej została technologia „Power to Heat” – dwa kotły elektrodowe o łącznej mocy 70 MW, które pozwoliły w 2023 r. ograniczyć o 1,5 tys. ton spalanie węgla, a emisję CO<sub>2</sub> o około 3,2 tys. ton. Jednostki pełnią funkcję szczytowo-rezerwową i są uruchamiane przy niskich temperaturach. W latach 2022–2024 przepracowały w sumie 5338 godzin. Pełnią funkcję rezerwowo-szczytową, umożliwiając zbilansowanie nadwyżek generacji energii elektrycznej z OZE poprzez przetwarzanie jej na ciepło. Jeśli wytworzona w elektrociepłowni energia elektryczna nie zasila kotłów, kierowana jest do sieci elektroenergetycznej. Poza tym w EC Gdańsk planowana jest budowa pięciu kogeneracyjnych źródeł gazowych o łącznej mocy 36 MWe i 32 MWt, a do 2028 r. także akumulatora ciepła i czterech największych w Polsce wielkoskalowych pomp ciepła o łącznej mocy 80 MW.



**Sieć ciepłownicza to podstawa sektora - bez niej niemożliwe byłoby dostarczenie ciepła do odbiorców.** Między 2002 a 2024 r. jej długość w Polsce zwiększyła się z 17,31 do 23 tys. km (URE), z uwzględnieniem tzw. zewnętrznych instalacji odbiorczych (sieci niskotemperaturowych). **Od stanu technicznego sieci zależy efektywność przesyłu ciepła, w tym wielkość związanych z tym strat. W Polsce jest on zły** – duża część istniejącej infrastruktury została zbudowana w latach 60. i 70. XX w. i nie spełnia najnowszych standardów technologicznych. W konsekwencji duże wolumeny wyprodukowanego ciepła marnują się.

W 2024 r. straty na samym przesyśle wyniosły 31,5 mln GJ, co przy średniej cenie ciepła na poziomie 105,74 zł/GJ oznacza zmarnowanie 3,3 mld zł. Dla porównania: jeszcze w 2022 r. było to 32,52 GJ o „wartości” 2,8 mld zł. Jednocześnie średni poziom strat ciepła w systemach ciepłowniczych w Polsce od lat utrzymuje się na zbliżonym poziomie i wynosi – zależnie od temperatury wody w sieci – od ok. 10 do 17 proc.

**STRATY CIEPŁA W ZALEŻNOŚCI OD MOCY SYSTEMU GRZEWczego I TEMPERATURY PROJEKTOWEJ**

Zakres mocy	Zakres temperatur projektowych	Średni poziom strat
MW	°C	%
0-20	120-150	17-25
	100-120	15-17
	70-100	12-14
20-100	120-150	15-17
	100-120	12-14
	70-100	11-12
100-500	120-150	12-14
	100-120	11-12
	70-100	10-11

ŹRÓDŁO: FORUM ENERGII.

Efektywność przesyłu ciepła wprost zależy od temperatury pracy sieci ciepłowniczej i przepływu czynnika grzewczego (np. wody). Jej obniżenie przekłada się nie tylko na mniejsze straty, lecz także na wzrost możliwości wprowadzania do sieci energii z nowych źródeł (np. geotermalnych, ciepła odpadowego, kogeneracji) i redukcję poboru energii elektrycznej przez pompy ciepła. Mniejsze są też wówczas koszty materiałów do budowy oraz modernizacji sieci, spada również ryzyko jej awarii. Jednocześnie bez zmiany zapotrzebowania na ciepło obniżenie temperatury pracy sieci (różnicy między jej zasilaniem a tzw. powrotem) rodzi konieczność zwiększenia w niej przepływu ciepła, a więc i średnicy rur.

W zależności od temperatury nośnika ciepła (wody) wyróżnia się różne generacje sieci. W pierwszych systemach (tzw. pierwszej generacji 1G), budowanych pod koniec XIX w., wykorzystywano parę mającą 150–200 st. C. W XX stuleciu rozwijano natomiast sieci tzw. drugiej generacji (2G i 3G), w których woda pod ciśnieniem miała ponad 100 st. C. – wówczas produkcja bazowała głównie na węglu. Widoczny od około lat 80. XX w. rozwój nowych sposobów wytwarzania ciepła (szczególnie w kogeneracji i z OZE) oraz jego przesyłu (z wykorzystaniem preizolowanych rur) pozwalał obniżyć temperaturę poniżej 100 st. C. Co ważne, zdecydowana większość polskich systemów ciepłowniczych działa w technologii 2G.

Druga dekada XXI w. przyniosła rozwój systemów czwartej generacji (4G – 60–65 st. C.), pozwalających na integrację miejskiej infrastruktury ciepłowniczej, energetycznej, kanalizacyjnej i gazowniczej w jeden system, w którym następuje wymiana informacji pomiędzy poszczególnymi segmentami. Dominujące źródło ciepła ustępuje wówczas miejsca generacji rozproszonej – źródłom wytwórczym i zakładom przemysłowym zapewniającym ciepło odpadowe. Opracowywane systemy piątej generacji (5G) bazują zaś na sieci pracującej w temperaturze zbliżonej do temperatury otoczenia. W praktyce są one budowane od podstaw, gdyż w obecnych systemach możliwość obniżania temperatur w sieci jest bardzo mocno ograniczona i wymagająca dużych nakładów, wynikających np. z nieprzystosowanej instalacji odbiorczej.

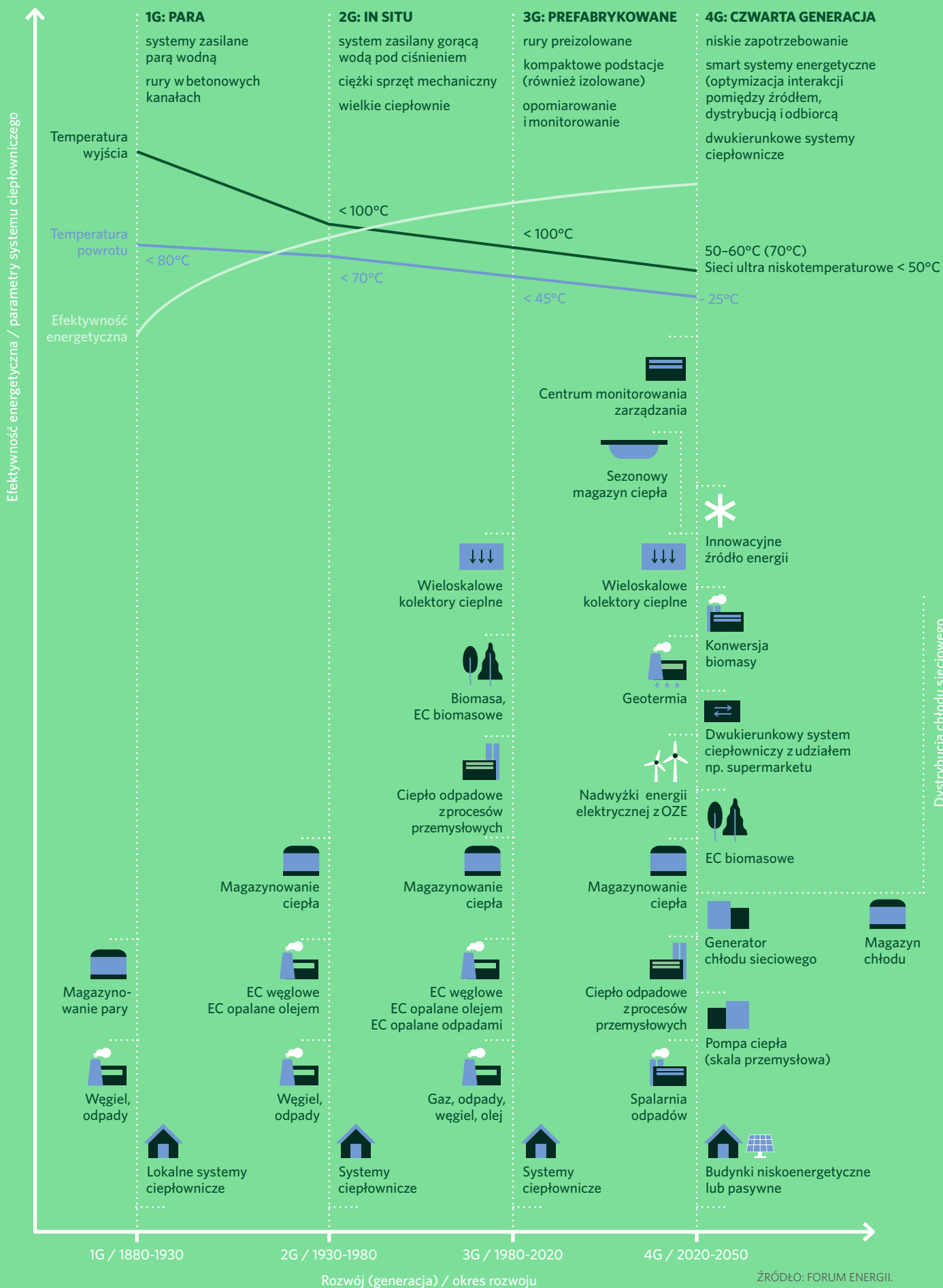
**Sieć nowoczesna to sieć scyfrizowana.** Wraz z rozwojem systemów 4G coraz większą uwagę przykładana się do cyfryzacji pracy infrastruktury, tak by mogła pracować w sposób coraz bardziej inteligentny i zautomatyzowany. **Polega to na wykorzystywaniu zaawansowanej telemetrii, automatyki czy IoT, służących do zdalnego odczytu oraz gromadzenia i analizy danych dotyczących pracy sieci, jej parametrów (temperatur, ciśnień, przepływów) oraz bieżącego i prognozowanego zapotrzebowania na ciepło.** Umożliwia to zdalne sterowanie poszczególnymi urządzeniami w czasie rzeczywistym, szybką weryfikację i prognozykę awarii, a także zintegrowanie w systemie wielu rozproszonych źródeł – zaawansowana automatyka i systemy ICT umożliwiają ich optymalne wykorzystanie.



#### CASE STUDY: W Ciechanowie digitalizują system ciepłowniczy

Do końca 2029 r. w tym mieście ma się zakończyć warta 8,9 mln zł inwestycja polegająca na modernizacji istniejącego systemu telemetrii oraz jego budowie na 132 węzłach cieplnych, połączona z budową światłowodów oraz wdrożeniem programowanej AI. Według Elektrociepłowni Ciechanów pozwoli to na zautomatyzowanie i zoptymalizowanie sposobu pracy systemu ciepłowniczego, tak by mógł działać maksymalnie bezobsługowo oraz efektywnie pod względem technicznym i ekonomicznym – spadną straty ciepła na przesył i jego ubytki, wzrośnie jakość usług i trwałość infrastruktury, a zoptymalizowany zostanie proces wytwarzania, dystrybucji i zużycia ciepła przez odbiorców oraz wykorzystania zasobów ludzkich przy obsłudze systemu ciepłowniczego. W sumie przedsięwzięcie ma pozwolić na ograniczenie zużycia energii końcowej o 7,1 tys. GJ rocznie, a pierwotnej o 8,2 tys. GJ/rok, podczas gdy emisje CO<sub>2</sub> mają spaść o 807 CO<sub>2</sub> Mg/rok.

## ROZWÓJ TECHNOLOGII SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH OD 1G DO 4G/5G



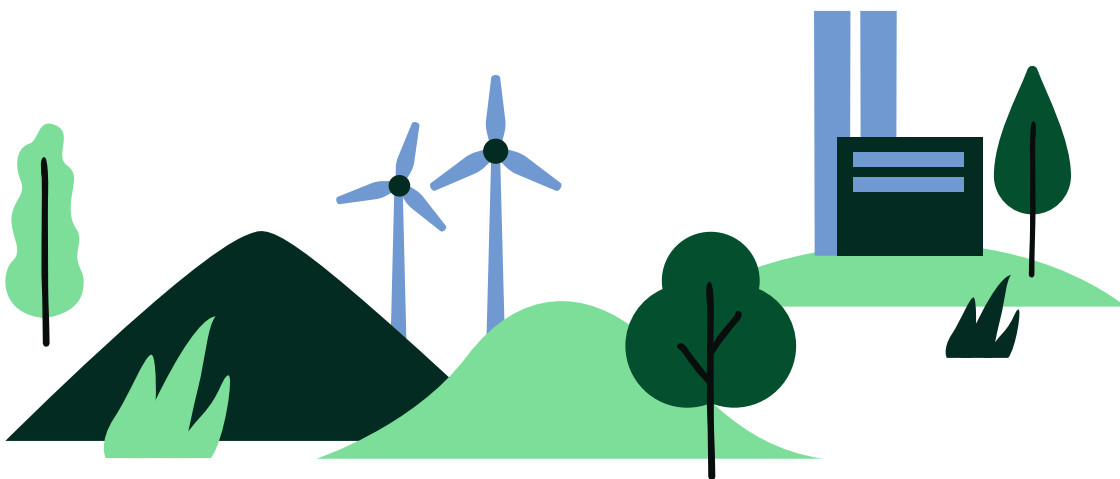
### 3 DYWERSYFIKACJA I ROZPROSZENIE ŹRÓDEŁ

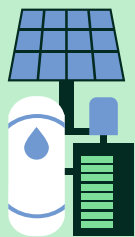
**Ciepłownictwo przyszłości nie będzie nadmiernie uzależnione od jednego surowca lub rodzaju instalacji.** Rola paliw kopalnych (szczególnie węgla) w polskim ciepłownictwie czyni go zatem podatnym na wahania ich cen, zmiany w dostępności oraz ryzyka regulacyjne – przede wszystkim w zakresie emisji CO<sub>2</sub>. Przekłada się to na wzrost cen ciepła – w 2024 r. ich średni poziom ze wszystkich koncesjonowanych źródeł wyniósł 105,74 zł/GJ, czyli aż o 65,1 proc. więcej niż w 2022 r. Dzięki jednak wprowadzonemu przez rząd mechanizmowi wsparcia odbiorcy odczuli ten skok tylko częściowo. W 2022 r. średnia cena wytwarzania ciepła została ograniczona do średniej ceny wytwarzania ciepła z rekompensatą<sup>2</sup>. Między marcem a grudniem 2023 cena dostawy ciepła nie mogła być też wyższa niż cena dostawy ciepła na 30 września 2022 r. powiększona o 40 proc. (od 1 lipca 2024 r. o 46 proc., a od 1 stycznia 2025 r. o 52 proc.).

Dywersyfikacja polega na zmniejszeniu wyżej wspomnianych zależności poprzez rozwój alternatywnych źródeł ciepła, np. bazujących na różnych OZE (biomasie, biogazie, energii słonecznej czy geotermii), paliwach niskoemisyjnych (m.in. gazowych, odpadach), ciepłe odpadowe czy też zasilanych energią elektryczną z nadwyżek wyprodukowanych w OZE – pompach ciepła i kotłach elektrodowych. Ich uzupełnieniem są magazyny energii elektrycznej i ciepła. Stopniowe zastępowanie nimi lokalnych ciepłowni i elektrociepłowni przyczynia się do wzrostu bezpieczeństwa dostaw ciepła poprzez większe możliwości reagowania na wahania podaży węgla i jego cen oraz awarie sieci.

#### **Dywersyfikacja źródeł ciepła wzmacnia elastyczność pracy systemu ciepłowniczego.**

Dysponowanie zróżnicowanym miksem wytwórczym pozwala na lepsze dostosowanie produkcji ciepła do zmiennego popytu i warunków pracy źródeł, szczególnie w warunkach łączenia sektorów ciepłowniczego i elektroenergetycznego. Z punktu widzenia tego ostatniego jednostki kogeneracyjne (przede wszystkim gazowe) świetnie nadają się do pokrywania obciążeń szczytowych, a źródła OZE i ciepło odpadowe do pracy w podstawie, gdy zaistnieją sprzyjające ku temu warunki. Natomiast z w ciepłownictwie pokrycie zapotrzebowania nie może zależeć od sprzyjających warunków, bazę powinny zapewniać ciepło odpadowe w miksie z OZE i elektrociepłowniami, a zapotrzebowanie szczytowe źródła gazowe. Dywersyfikacja wpływa na poprawę bezpieczeństwa energetycznego, a racjonalnie stosowana także na spadek kosztów produkcji ciepła.





#### CASE STUDY: W Lidzbarku Warmińskim działa „Ciepłownia Przyszłości”

Została stworzona przez firmę Euros Energy na terenie Veolii Północ. Inwestycja powstała w ramach programu realizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Instalacja obejmuje trzy typy magazynów ciepła, w tym pierwszy w Polsce sezonowy zbiornik typu PTES wypełniony wodą, o pojemności 15 tys. m<sup>3</sup>. Ciepło wytwarzane jest przy użyciu pomp ciepła współpracujących z trzema dolnymi źródłami, które zasilane są w 100 proc. energią odnawialną – m.in. z farmy fotowoltaicznej o mocy 1,3 MW.

Warto podkreślić, że całe przedsięwzięcie zostało w pełni sfinansowane ze środków UE, co było kluczowe z punktu widzenia opłacalności inwestycji oraz utrzymania konkurencyjnych cen ciepła dla mieszkańców. Tego typu inicjatywy wymagają zatem wsparcia finansowego, aby mogły być efektywnie realizowane. Tym niemniej należy ocenić je jako perspektywiczne, szczególnie w kontekście realnego spadku kosztów inwestycyjnych oraz jej możliwej roli w systemach ciepłowniczych.

## 4 WYKORZYSTANIE LOKALNYCH UWARUNKOWAŃ

W rzeczywistości nie ma jednego sektora ciepłownictwa systemowego. W Polsce jest ich kilka tysięcy, z czego ponad 500 to te o mocy termicznej ponad 1 MW. Na ogół działają one niezależnie od siebie i służą zaopatrzeniu w ciepło lokalnej społeczności. Wynika to z uwarunkowań technologicznych – im większy dystans dzieli miejsce wytworzenia ciepła od odbiorców, tym większe straty na przesył, stąd na ogół odbywa się on na odległość nie większą niż kilka kilometrów.

**Ciepłownictwo ma z natury lokalny charakter i musi odpowiadać na lokalne potrzeby oraz uwarunkowania.** Z tej przyczyny nie ma uniwersalnej w skali kraju metody produkcji ciepła – w ramach dywersyfikacji i dążenia do optymalizacji kosztów działalności ciepłowniczej metody powinny być dobierane do dostępnych zasobów. Przykładowo: na terenach wiejskich – nie licząc elektryfikacji ciepłownictwa indywidualnego – bardziej sensowne może być wykorzystanie biomasy lub produkowanego tam biogazu, a nie budowa elektrociepłowni na przesyłany z innego regionu gaz lub energię elektryczną, których możliwość dostaw może być utrudniona w związku z ograniczeniami przesyłowymi i dystrybucyjnymi. Natomiast duże systemy (przede wszystkim miejskie) – z uwagi na efekt skali, charakter zabudowy – są na ogół scentralizowane i zasilane jednym lub paroma źródłami. Część regionów (np. Podhale) jest też dogodnie uwarunkowana do wykorzystania źródeł geotermalnych, inne do odzysku ciepła z odpadów lub ścieków (odzyskiwanego za pomocą pomp ciepła) lub pozyskiwania go ze spalania lokalnie dostępnej biomasy, a jeszcze inne do odbierania ciepła odpadowego z procesów przemysłowych w pobliskich fabrykach. Wykorzystanie dostępnych surowców i możliwości ma kluczowe znaczenie w kontekście dywersyfikacji źródeł ciepła w celu wzmocnienia efektywności kosztowej działania systemu oraz bezpieczeństwa energetycznego na poziomie regionalnym.



#### CASE STUDY: Fortum we Wrocławiu robi ciepło ze ścieków

Spółka zrealizowała tam projekt Wrompa, w ramach którego od 2024 r. do produkcji ciepła używa zainstalowanej na terenie przepompowni ścieków Port Południe największą w pompę ciepła w Polsce (o mocy 12,5 MW). Wykorzystuje ona ciepło odpadowe ze ścieków komunalnych – w praktyce zużytą wodę z kranów i toalet, głównie z centralnej i południowej części Wrocławia. Warto ponad 100 mln zł przedsięwzięcie zostało zrealizowane z dofinansowaniem EOG i Skarbu Państwa oraz partnerstwem z lokalnym MPWiK. Spółka szacuje, że instalacja pozwala rocznie na pokrycie do 5 proc. popytu mieszkańców miasta na ciepło z sieci, co jest szczególnie ważne we Wrocławiu, gdzie ponad 85 proc. ciepła pochodzi z węgla. Wrompa zmniejsza więc emisję szkodliwych substancji do atmosfery (CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów)

Zmiany w Polsce – jak widać – zachodzą, ale muszą przyspieszyć. Pakiet „Fit for 55” zakłada bowiem, że do 2030 r. emisje CO<sub>2</sub> w UE mają spaść o co najmniej 55 proc. względem poziomu z 1990 r. To kluczowe dla ich wyzerowania do połowy stulecia. W odniesieniu do ciepłownictwa kluczowe ku temu wymogi wynikają przede wszystkim z:

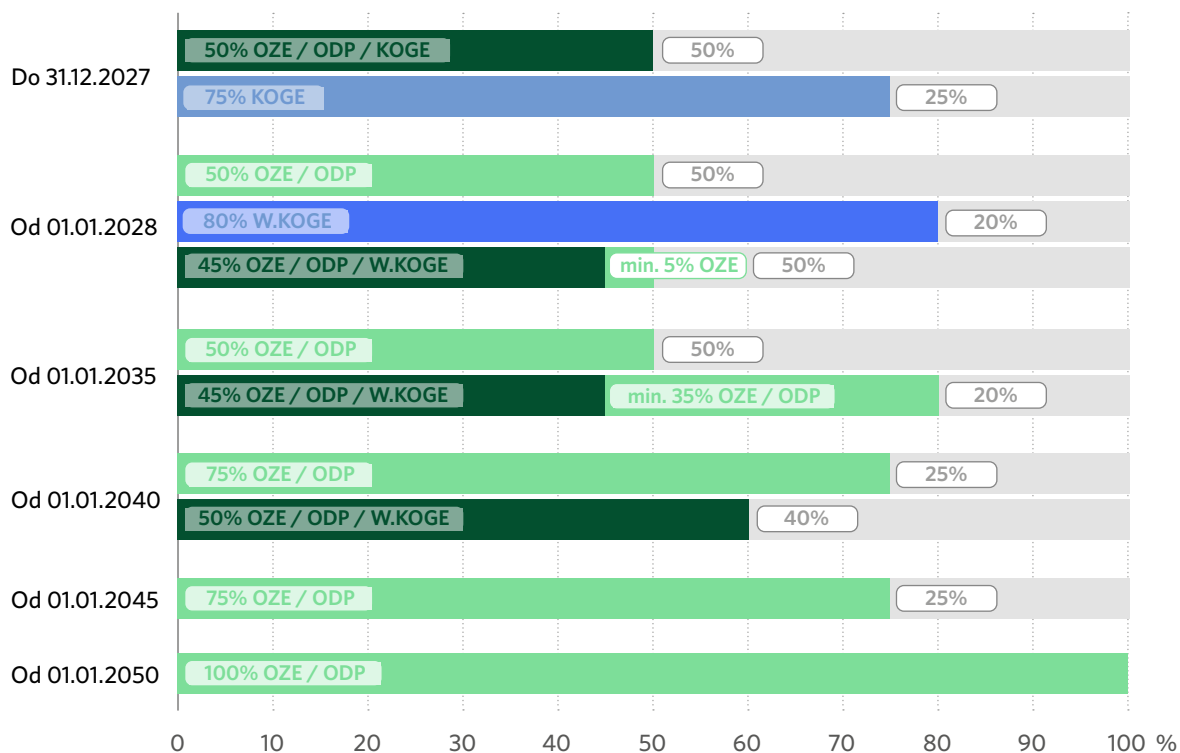
- dyrektywy 2023/1971 ws. efektywności energetycznej (EED)<sup>3</sup>
- dyrektywy 2024/1275 ws. charakterystyki energetycznej budynków (EPBD)<sup>4</sup>
- dyrektywy 2023/2413 zmieniającej dyrektywę ws. promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED III)<sup>5</sup>
- dyrektywy 2003/87 ustanawiającej system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w Unii (EU ETS)

**Dyrektywa EED wyznacza cel zredukowania w UE zużycia energii o 11,7 proc. względem jego prognoz na 2030 r., sporządzonych w roku 2020.** Wprowadziła też cele pośrednie, zakładające konieczność zwiększania przez kraje oszczędności energii finalnej o 1,3 proc. w latach 2024–2025, o 1,5 proc. w latach 2026–2027, o 1,9 proc. w latach 2028–2030 oraz o 1,9 proc. po 2030 r. Oznacza to, że działania służące osiągnięciu tych pułapów będą musiały być systematycznie intensyfikowane, a ich efekty – coraz dalej idące. W tym celu nie mogą być zaliczane oszczędności osiągnięte dzięki spalaniu paliw kopalnych – wyjątkiem jest tylko przemysł energochłonny, który pod pewnymi warunkami może to robić do 2030 r. Wprowadzony został ponadto zakaz, zgodnie z którym budowa nowych systemów ciepłowniczych i modernizacja istniejących nie może prowadzić do wzrostu wykorzystania w nich paliw kopalnych innych niż gaz względem średniego zużycia w ostatnich trzech latach. Regulacja nakłada też na gminy pow. 45 tys. mieszkańców wymóg sporządzania planów w zakresie ogrzewania i chłodzenia, określających m.in. cele w zakresie dążenia do neutralności klimatycznej oraz ścieżkę ich realizacji, a także uwzględniających w tym rolę społeczności energetycznych i innych inicjatyw konsumentów.

Dyrektywa ustanowiła nowe kryteria zaklasyfikowania danego systemu ciepłowniczego jako efektywnego. Uzyskanie tego statusu jest warunkiem m.in. uzyskania unijnego dofinansowania na inwestycje.

## ZMIANA KRYTERIÓW EFEKTYWNEGO SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO I CHŁODNICZEGO

**OZE** - energia odnawialna    **ODP** - ciepło odpadowe    **KOGE** - kogeneracja    **W.KOGE** - wysokosprawna kogeneracja



ŹRÓDŁO: PTEC.

Alternatywnie kraje mogą stosować inne kryteria, oparte na wielkości emisji gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego i chłodniczego na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom. Limity te wynoszą:

- do dnia 31 grudnia 2025 r.: 200 g/kWh
- od 1 stycznia 2026 r.: 150 g/kWh
- od 1 stycznia 2035 r.: 100 g/kWh
- od 1 stycznia 2045 r.: 50 g/kWh
- od 1 stycznia 2050 r.: 0 g/kWh.

**Dyrektywa EPBD nakłada na państwa cel, by do 2030 r. średnie zużycie energii pierwotnej we wszystkich budynkach mieszkalnych wynosiło nie mniej niż 16 proc. wobec poziomu z roku 2020, a do 2035 o 20-22 proc.** Z początkiem 2025 r. regulacja zakazała też dotowania przez kraje indywidualnych kotłów na paliwa kopalne (w tym – z pewnymi wyjątkami – gazowe), zobligowała je do ich wycofania do 2040 r., a także, by do końca 2025 r. przesłały KE krajowe plany renowacji budynków, które będą musiały być aktualizowane co pięć lat. Celem tych dokumentów jest nakreślenie trajektorii dążenia do zeroemisyjności w sektorze – do 2050 r. w tym celu poddane renowacji muszą być wszystkie krajowe zasoby budowlane. Prekonsultacje polskiego Krajowego Planu Renowacji Budynków odbyły się na przełomie 2024 i 2025 r.<sup>6</sup>

Nowe budynki w UE będą musiały spełniać kryteria zeroemisyjności do 2030 r., przy czym w przypadku budynków publicznych termin ten ustalono na 2028 r. Dyrektywa szczegółowo określiła sposób ich spełnienia, np. poprzez stopniowe wyposażanie owych budynków w instalacje PV. Wymogi te promują montaż pomp ciepła i fotowoltaiki oraz wymuszają, przede wszystkim na samorządach, modernizację będących w ich gestii istniejących budynków.

Dyrektywa EPBD zdefiniowała też pojęcie „gruntownej renowacji”, rozumianej jako renowacja realizowana zgodnie z zasadą „efektywność energetyczna przede wszystkim” i mająca na celu przekształcenie budynków najpierw (do 2030 r.) w niemal bezemisyjne i o niemal zerowym zużyciu energii, a po 2030 r. w całkowicie bezemisyjne. W praktyce oznacza to konieczność podjęcia dodatkowych działań – o ile płytką termomodernizacja wiąże się przede wszystkim z wymianą wysokoemisyjnego źródła ciepła (na tym aspekcie koncentruje się program „Czyste Powietrze”), o tyle gruntowna polega na dodatkowym ociepleniu budynku, wymianie okien, czy stosowaniu systemów automatyki w budynkach. W tym celu EPBD wprowadziła też tzw. paszporty renowacji, będące dokumentami wystawionymi przez certyfikowane podmioty mające na celu wyznaczenie etapów i szczegółowego zakresu renowacji danych budynków. Dyrektywa nakłada też na kraje obowiązek promowania i wspierania finansowo, administracyjnie oraz technicznie gruntownej renowacji, przy czym jeśli transformacja w danym przypadku nie jest wykonalna pod względem technicznym lub ekonomicznym, za spełniającą wymogi uznaje się renowację skutkującą zmniejszeniem zużycia energii pierwotnej o co najmniej 60 proc. W praktyce to szansa dla wielu odbiorców na obniżenie własnych wydatków na ciepło – logika przepisów wskazuje bowiem potrzebę poprawy efektywności energetycznej w pierwszym kroku przy wykorzystaniu już posiadanych zasobów, a dopiero w dalszej kolejności dzięki inwestycjom.

**Dyrektywa RED III wyznacza cel zwiększenia udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto przez całą gospodarkę o 42,5 proc. do 2030 r.** (wcześniej wynosił on 32 proc.).

Ciepłownictwo i chłodnictwo zobowiązano zaś do jego zwiększania o 1,1 pkt proc. w latach 2026–2030, przy czym cel indykatorywny to wzrost o 2,2 pkt. proc. między 2021 a 2030 r. Poza tym dyrektywa wyznaczyła na 2030 r. cel 49 proc. udziału OZE w ogólnym zużyciu energii w budynkach (zaliczać do niego można energię produkowaną z OZE, jak i ciepło odpadowe, ale tylko do wysokości 20 proc.) oraz wprowadzono w tym celu ułatwienia dla inwestycji w instalacje PV i pompy ciepła. Nałożono ponadto na kraje wymóg tworzenia Obszarów Przyspieszonego Rozwoju OZE i wprowadzono zakaz – z pewnymi warunkami – ustanawiania lub odnawiania systemów wsparcia dla wytwarzania z biomasy leśnej wyłącznie energii elektrycznej.

**Rewizją dyrektywy ETS rozszerzono zaś obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na sektory transportu drogowego, ogrzewnictwa i ciepłownictwa.**

To tzw. system ETS2, który ma zostać uruchomiony w 2028 r. lub rok później, jeżeli ceny energii będą utrzymywać się na bardzo wysokim poziomie. Przychody ze sprzedaży certyfikatów zasila Społeczny Fundusz Klimatyczny, który ma wspierać odbiorców najbardziej narażonych na obciążenia związane z ETS2. Poza tym regulacja zwiększyła do 62 proc. cel redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorze ETS i w tym celu w 2024 r. zrewidowała zasady działania tzw. liniowego współczynnika redukcji (LRF). W jego ramach co roku część uprawnień jest „ściągana z rynku”, co zwiększa na nie popyt i ich ceny. Od 2024 r. w ten sposób liczba dostępny wolumen certyfikatów maleje o 4,3 proc. rocznie (wcześniej było to 2,2 proc.), a od 2028 r. będzie to 4,4 proc. Trwają jednak prace na rewizją tego mechanizmu.

# Dekarbonizacja – perspektywy odejścia od węgla

Przymus przyśpieszenia transformacji ciepłownictwa systemowego jest, lecz mimo to do tej pory branża nie doczekała się jeszcze dedykowanej jej rządowej strategii dekarbonizacji. Wprawdzie prace nad nią trwają od lat, ale dotąd zawsze kończyły się niepowodzeniem. To częściowo efekt podziałów politycznych i zaniedbywania spraw ciepłownictwa przez kolejne rządy, ale też często ich rozbieżnej wizji sektora z realiami i oczekiwaniami branży.

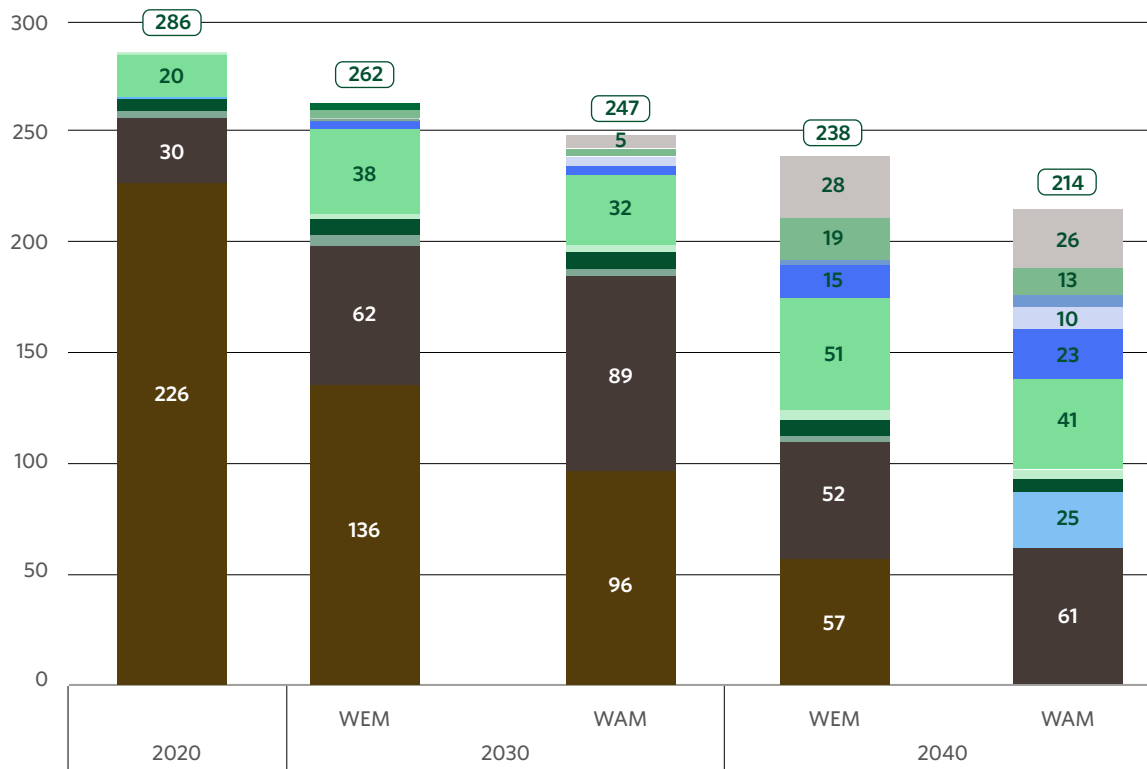
Ocenę stanu transformacji polskiego ciepłownictwa utrudnia brak na poziomie krajowym aktualnych i mierzalnych celów w zakresie wykorzystania poszczególnych źródeł ciepła oraz spójnej polityki rządu. Te regulacje, które istnieją, często zaś wykluczają się wzajemnie. Firmy nierzadko nie wiedzą, czego się po niej spodziewać. Niby wciąż obowiązująca w tym zakresie jest Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. z lutego 2021 r., ale dokument ten nie przystaje do obecnych uwarunkowań rynkowych i politycznych. Zgodnie z nim do 2040 r. potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych pokrywane będą przez ciepło systemowe oraz przez zero- lub niskoemisyjne źródła indywidualne. Do 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie wyniesie zaś nie mniej niż 28 proc., co oznaczałoby wzrost o 1,1 pkt proc. rok do roku. Do 2040 r. nastąpić ma też czterokrotny wzrost liczby efektywnych systemów ciepłowniczych, a około 1,5 mln nowych gospodarstw domowych zostanie przyłączonych do sieci. W tym celu rosnąć w nich będzie znaczenie ciepła odpadowego i produkowanego przy wykorzystaniu energii elektrycznej z OZE biomasy, biogazu i geotermii<sup>7</sup>.

Natomiast zgodnie z opublikowanym w grudniu 2025 r. projektem Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu ciepłownictwo będzie dekarbonizowane poprzez wzrost udziału OZE do 32-36 proc. w 2030 r. i 43-57 proc. w 2040 r. W scenariuszu ambitnej transformacji do 2040 r. zakończyć pracę ma też ostatnia elektrociepłownia na węgiel, podczas gdy w wariantcie zrównoważonym będzie wówczas produkowane z niego 57 PJ ciepła, wobec 136 PJ w 2030 r. W latach 2030 i 2040 nie więcej niż odpowiednio 89 i 61 PJ będzie też pochodzić z gazu, a 31 i 41 PJ z biomasy. Pod koniec przyszłej dekady ruszyć ma przy tym wytwarzanie ciepła z odpadowego z paliwa jądrowego. Cele te wciąż nie mają jednak charakteru wiążącego.

## PRODUKCJA CIEPŁA SIECIOWEGO WEDŁUG PROJEKTU KPEIK Z GRUDNIA 2025 R. (PJ)

- Pompy ciepła
- Kotły elektryczne
- Kolektory słoneczne
- Ciepło odpadowe
- Gazy odnawialne (biogaz, biometan, wodór odnawialny)
- Biomasa
- Geotermia
- Odpady
- Paliwo jądrowe (ciepło odpadowe z paliwa jądrowego)
- Olej
- Gaz ziemny
- Węgiel

WEM - With Existing Measures      WAM - With Additional Measures



ŹRÓDŁO: ME.

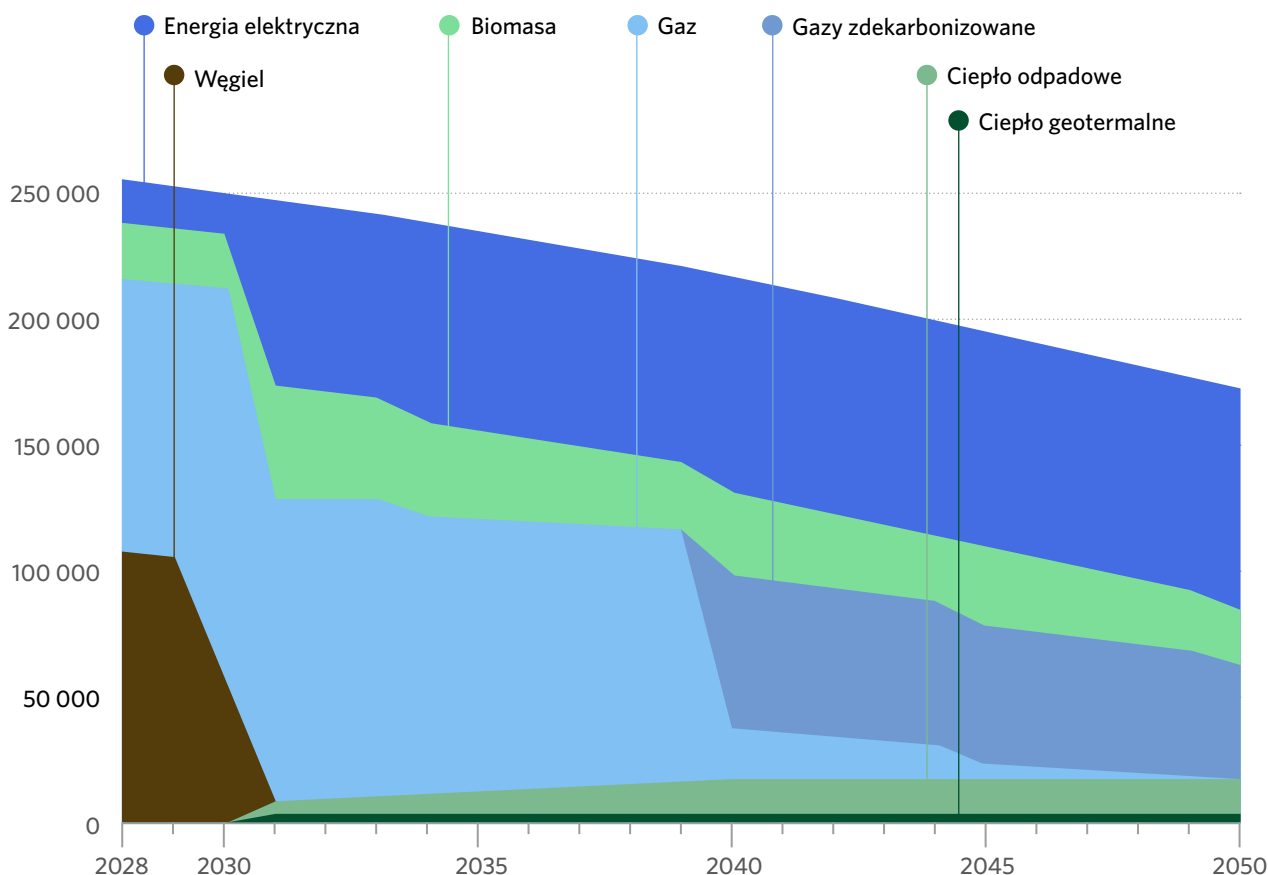
**Podejście rządu do sposobów transformacji polskiego ciepłownictwa się zmienia.** W maju 2025 r. MKiŚ opublikowało założenia powstającej „Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r.”. Jeszcze wówczas zakładano, że będzie ona bazować na pięciu filarach: przejściu na technologie bezemisyjne, integracji sektorów elektroenergetyki i ciepłownictwa, zwiększeniu efektywności energetycznej, cyfryzacji systemów ciepłowniczych i zmianie modelu taryfowego. **Przejściu na technologie bezemisyjne służyć miała masowa elektryfikacja sektora, wsparta rozwojem pomp ciepła, kolektorów słonecznych i kotłów elektrodowych, jak również - w dalszej przyszłości - magazynami ciepła. Wbrew wcześniejszym pomysłom planowano ograniczyć rolę biomasy w dekarbonizacji ciepłownictwa, ale i dążyć do zwiększenia wykorzystania ciepła odpadowego oraz wzmożenie wysiłków na rzecz modernizacji sieci.** Omówię te kwestie w dalszej części raportu.

Co ważne, transformacja sektora nie jest skoordynowana na poziomie centralnym, a ciężar jej planowania biorą na siebie spółki, kierując się interesem ekonomicznym i uwarunkowaniami prowadzonej działalności. Finałnie jednak przez brak dotacji celowych nie będą w stanie jej samodzielnie udźwignąć, co rodzi ryzyko, że koszt niezbędnych przemian zostanie w dużej mierze przerzucony na odbiorcę końcowego, a firmy ciepłownicze szybko będą tracić konkurencyjność.

Do 2050 r. transformacja polskiego ciepłownictwa pochłonie od 299 do 466 mld zł (PTEC)<sup>9</sup>. Z tego 102–211 mld zł to wydatki w segmencie wytwórczym, 82–106 mld zł – na przesył i dystrybucję, a 115–149 mld zł na modernizację instalacji odbiorczych. Sektor potrzebuje więc pieniędzy, ale jeszcze ważniejsze jest ich mądre i efektywne wydanie. Zasadne jest w pierwszej kolejności wykorzystanie dostępnych zasobów, jeśli to możliwe, czyli przede wszystkim na modernizację istniejącego majątku. Nowe źródła powinny zaś powstać tam, gdzie jest to konieczne i uzasadnione technicznie oraz ekonomicznie, a zatem tam, gdzie taka potrzeba wynika z prognoz zapotrzebowania na ciepło po dostosowaniu zasad jego produkcji do wymogów regulacyjnych i rzeczywistości oraz zoptymalizowaniu pracy sieci. Takie strategiczne podejście pozwoliłoby na rozłożenie wydatków w dłuższym czasie i ograniczenie wzrostu cen ciepła. Jednocześnie – z uwagi na znaczenie ciepłownictwa dla całej gospodarki – koszty przemian nie powinny obciążać wyłącznie firm z sektora i ich klientów.

Pierwszym krokiem ku dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa jest poprawa efektywności energetycznej przy wykorzystaniu już istniejących zasobów, ocieplanie budynków, modernizacja instalacji wewnętrznych czy inteligentne systemy sterowania mogą bowiem zmniejszyć skalę potrzebnych inwestycji w nowe źródła ciepła. Efektywność determinuje kolejność wyboru jego źródeł w budowie nowoczesnych, zrównoważonych systemów ciepłowniczych, bazujących w pierwszej kolejności na OZE, ciepłe odpadowym, paliwach niskoemisyjnych.

## PROGNOZA PRODUKCJI CIEPŁA WEDŁUG STRUKTURY PALIW [TJ]



ŹRÓDŁO: PTEC.

## PLAN TRANSFORMACJ POLSKIEGO CIEPŁOWNICTWA

### 1 GAZ JAKO PALIWO PRZEJŚCIOWE

Na dziś dzień gaz to podstawowe paliwo wykorzystywane w transformacji polskiego ciepłownictwa systemowego – w latach 2002–2024 jego wykorzystanie do produkcji ciepła zwiększyło się o blisko 170 proc. Paliwa gazowe stosuje się w blokach kogeneracyjnych i ciepłowniach, zarówno w dużych, jak i mniejszych systemach. Przemawiają za tym względy ekonomiczne i środowiskowe.

W ciągu ostatniej dekady produkcja ciepła z gazu wzrosła w Polsce z 6,5 TWh do prawie 13 TWh (PTEC)<sup>10</sup>. Wynika to z jego dostępności na rynku oraz zalet różnych technologii gazowych. Kotły cechują się krótkim czasem rozruchu i relatywnie niską ceną paliwa – w ujęciu jednostkowym koszt ciepła z gazu wyniósł w 2023 r. 4,27 zł/m<sup>3</sup>, czyli o 7 proc. mniej rok do roku – są więc wykorzystywane głównie do pracy szczytowej, w okresie niskich temperatur. W mniejszych systemach niekiedy pełnią też jednak rolę źródła podstawowego. Moc stosowanych w Polsce jednostek jest zróżnicowana – waha się od kilku do nawet 50 MWt w przypadku kotłów płomieniowo-płomieniówkowych oraz od 15 o 150 MWt w przypadku wodnorurkowych.

W mniejszych układach zamiast kotłów często stosuje się też turbiny gazowe w układzie prostym (Open Cycle Gas Turbine – OCGT). Ich zaletą jest wysoka elastyczność (w tym szybki czas rozruchu) i stosunkowo niski CAPEX, ale wadą – niska na tle innych technologii gazowych sprawność całkowita (zwykle niższa niż 80 proc.). To ostatnie wynika z wysokiej temperatury spalin wylotowych. Inną rolę pełnią układy gazowo-parowe (Combined Cycle Gas Turbine – CCGT), których moc w Polsce wynosi od kilkudziesięciu do kilkuset MWt. Ich podstawową rolą jest praca w wymuszeniu – takie źródła cechują się sprawnością znacznie przekraczającą 80 proc., ale i wyższymi kosztami inwestycyjnymi oraz nieco dłuższym czasem uruchomienia i mniejszą elastycznością pracy. Z tego powodu są to jednostki dedykowane przede wszystkim większym systemom ciepłowniczym, gdzie częste zmiany obciążenia nie są wymagane.

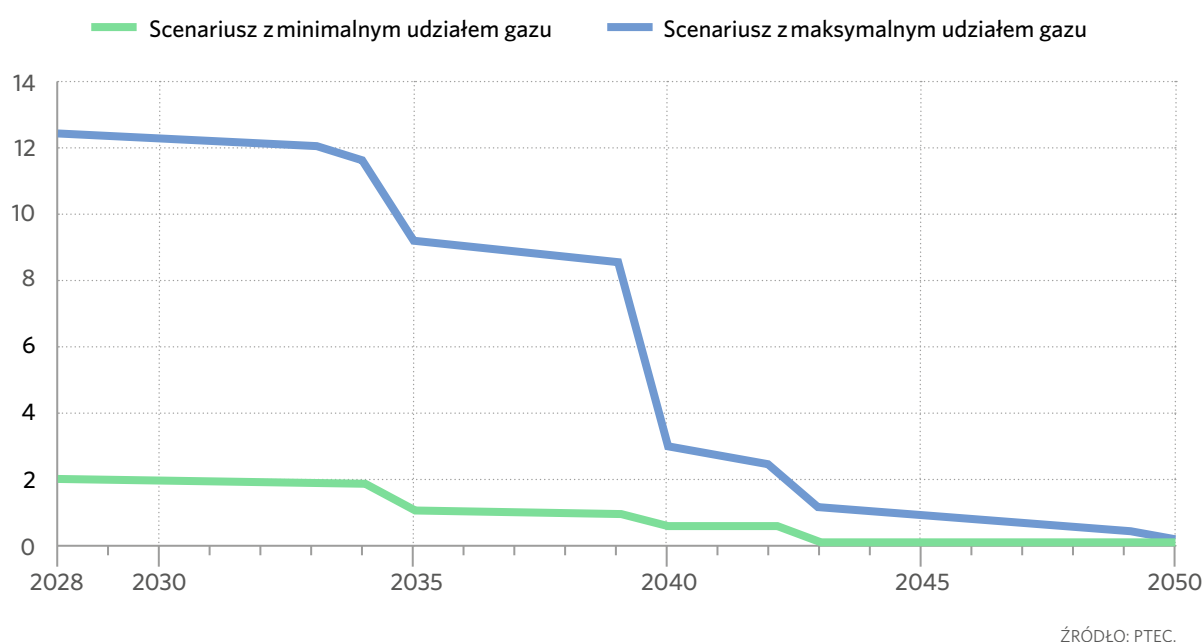
**Regulacje UE wspierają wykorzystanie gazu w ciepłownictwie jako paliwa znacznie mniej emisyjnego niż węgiel.** Przede wszystkim w perspektywie do końca 2044 r. wysokosprawna kogeneracja gazowa wpisuje się w definicję efektywnego systemu ciepłowniczego. Po tym okresie w tego typu jednostkach potencjalne zastosowanie znaleźć będą mogły gazy zdekarbonizowane, takie jak biometan, biogaz czy zielony wodór – zdaniem PTEC konwersja na nie źródeł gazowych jest do około 30 proc. udziału możliwa w sposób niskokosztowy<sup>11</sup>. **Gaz jest też jedynym paliwem kopalnym, którego zwiększanie wykorzystania nie jest zabronione przez dyrektywę EED.** Dopuszcza go też unijna taksonomia, m.in. pod warunkiem udowodnienia redukcji emisji o co najmniej 55 proc. w stosunku do jednostki zastępowanej.

**Bloki CCGT są źródłem dostosowanym do współpracy z sektorem elektroenergetycznym.** To kluczowe w kontekście potrzeby produkcji energii elektrycznej na potrzeby KSE, ale i bilansowania pracy sieci w okresach szczytowego zapotrzebowania. Wykorzystanie wówczas takich źródeł pozytywnie wpływa na ceny energii elektrycznej, ograniczając ich dobowe wahania, w tym wysokość w godzinach porannych i wieczornych. Z tych powodów niektóre gazówki mają status Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) i świadczą na potrzeby PSE usługi regulacyjne. Inną rolę – szczególnie w przypadku mniejszych i średnich systemów ciepłowniczych – odgrywają silniki gazowe, które dzięki swojej wysokiej elastyczności i krótkim czasom rozruchu mogą efektywnie wspierać lokalne bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło. Pozwalają one na pracę w trybie skojarzonym, co zwiększa efektywność wykorzystania paliwa i obniża koszty dla odbiorców końcowych. Dodatkowo, ze względu na modułowy charakter, rozwiązania oparte na silnikach gazowych można łatwo dostosować do skali potrzeb danego systemu ciepłowniczego.

Bez ciepłowni i elektrociepłowni gazowych dekarbonizacja polskiego ciepłownictwa w perspektywie najbliższych 30 lat będzie najpewniej niemożliwa. Wynika to z ich zalet oraz braku innych jednostek mogących skutecznie i na szeroką skalę odpowiedzieć na potrzeby sektora. Potwierdzają to plany największych spółek ciepłowniczych, których strategie dekarbonizacyjne przewidują wykorzystanie gazowych kotłów szczytowych.

**Gaz w coraz większym stopniu będzie zapewniał elastyczność systemów ciepłowniczych różnej wielkości.** Jego zaletą jest stosunkowo łatwa dostępność, uwarunkowana głównie dostawami z sieci gazowej. Jednocześnie PTEC szacuje, że o ile obecnie ciepłownictwo systemowe zużywa około 3 mld m<sup>3</sup> surowca, o tyle spełnienie przez sektor wymogów pakietu „Fit for 55” z wykorzystaniem przede wszystkim kogeneracji gazowej z roku na rok może podnieść ten wolumen czterokrotnie<sup>12</sup>. To zaś przekraczałoby krajowe możliwości dostaw gazu, a także zapewnienia ku temu odpowiedniej infrastruktury przesyłowej. **Stąd ocenić należy, że surowiec ten wprawdzie będzie pełnił kluczową rolę w transformacji polskiego ciepłownictwa, ale w miksie wytwórczym jego uzupełnieniem będą musiały być też inne źródła.** Otwarta pozostaje też kwestia ewentualnego przyznania ciepłownictwu w trakcie sezonu grzewczego priorytetu w dostępie do biometanu z sieci gazowej.

#### PROGNOZA ZAPOTRZEBOWANIA CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO NA GAZ [MLD M<sup>3</sup>]



**Negatywnie na długoterminową opłacalność źródeł gazowych wpływać mogą ceny gazu (wynikające także z czynników geopolitycznych) oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>,** które znajdują się w silnym trendzie wzrostowym. Nic nie wskazuje, by w najbliższych latach mógł on ulec zmianie – wzrost popytu ze strony uczestników systemu EU ETS i funduszy inwestycyjnych pogłębi niedobór uprawnień, spowodowany dodatkowo m.in. stopniowym wycofywaniem ich bezpłatnych przydziałów, objęciem kolejnych sektorów obowiązkiem ich zakupu (np. branży morskiej) czy potencjalnym przyjęciem przez UE 90 proc. celu redukcji emisji na 2040 r. Z tych powodów CAKE/KOBZIE zakłada, że w 2025 r. średni koszt CO<sub>2</sub> wyniesie 102 euro, a w 2030 r. nawet 200 euro<sup>13</sup>.

**Co do zasady źródła gazowe nie wymagają skomplikowanej obsługi paliwowej i cechują się stosunkowo niskimi kosztami budowy i operacyjnymi,** co pozytywnie wpływa na ekonomiczny aspekt ich eksploatacji. Co więcej, w przeciwieństwie do niektórych innych źródeł ciepła, bloki gazowe można lokować blisko odbiorców i istniejącej infrastruktury gazowej. To zaś skraca czas zwrotu z inwestycji. Niemniej wzrost cen gazu i uprawnień CO<sub>2</sub> sprawi, że – zapewne w perspektywie kilkunastu lat – właściciele ciepłowni i elektrociepłowni gazowych będą pod większą presją kosztów zmiennych, które stanowią dużą część kosztów eksploatacji tych

jednostek. Większa może więc też być presja na ich marże z całej działalności operacyjnej, a więc i na wzrost cen ciepła. Spotęgować ją może fakt, że w miarę rozwoju OZE ceny ciepła w Polsce (podobnie jak i energii elektrycznej) coraz mniej będą zależeć od kosztów paliw (w tym gazu) i rekompensować koszty ich zakupu.

**W dającej się przewidzieć perspektywie gaz będzie paliwem niezbędnym polskiemu ciepłownictwu, a o tempie odchodzenia od niego w celu pełnej dekarbonizacji sektora w największym stopniu przesądzą unijne regulacje oraz tempo rozwoju gazów zdekarbonizowanych.**

## 2 BIOMASA - WAŻNE PALIWO W DEKARBONIZACJI

W 2024 r. koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze w Polsce wyprodukowały około 14,7 proc. ciepła z OZE. Z tego około 97 proc. stanowiła biomasa (głównie leśna), podczas gdy dekadę wcześniej jej udział w wytwarzaniu był niemal dwukrotnie niższy. Oznacza to, że odejście od wykorzystania biomasy oznacza odejście od wykorzystania OZE w sektorze.

Dla porównania, w Finlandii z biomasy pochodzi około 80 proc. ciepła z OZE, w Niemczech i Austrii po ok. 55 proc., w Holandii – 45 proc. W Polsce działa ponad 100 elektrociepłowni i ciepłowni wykorzystujących biomasę; stanowi ona podstawowe paliwo odnawialne w ciepłowniach, w których wciąż spala się przede wszystkim węgiel. Z tego powodu na potrzeby produkcji energii rocznie w polskich lasach pozyskuje się około 7 mln m<sup>3</sup> sortymentów drewna, co odpowiada nawet jednej piątej jego pozyskania ogółem. Z tego około 4 mln ton zaspakaja potrzeby ciepłownictwa. Jednocześnie w jednostkach DISW (Dedykowane Instalacje Spalania Wielopaliwowego) w celu uzyskania wsparcia OZE spala się 85 proc. biomasy pochodzenia rolniczego. Co jednak ważne, nie powstał dotąd system pozwalający na monitorowanie produkcji i wykorzystania biomasy pochodzenia leśnego.

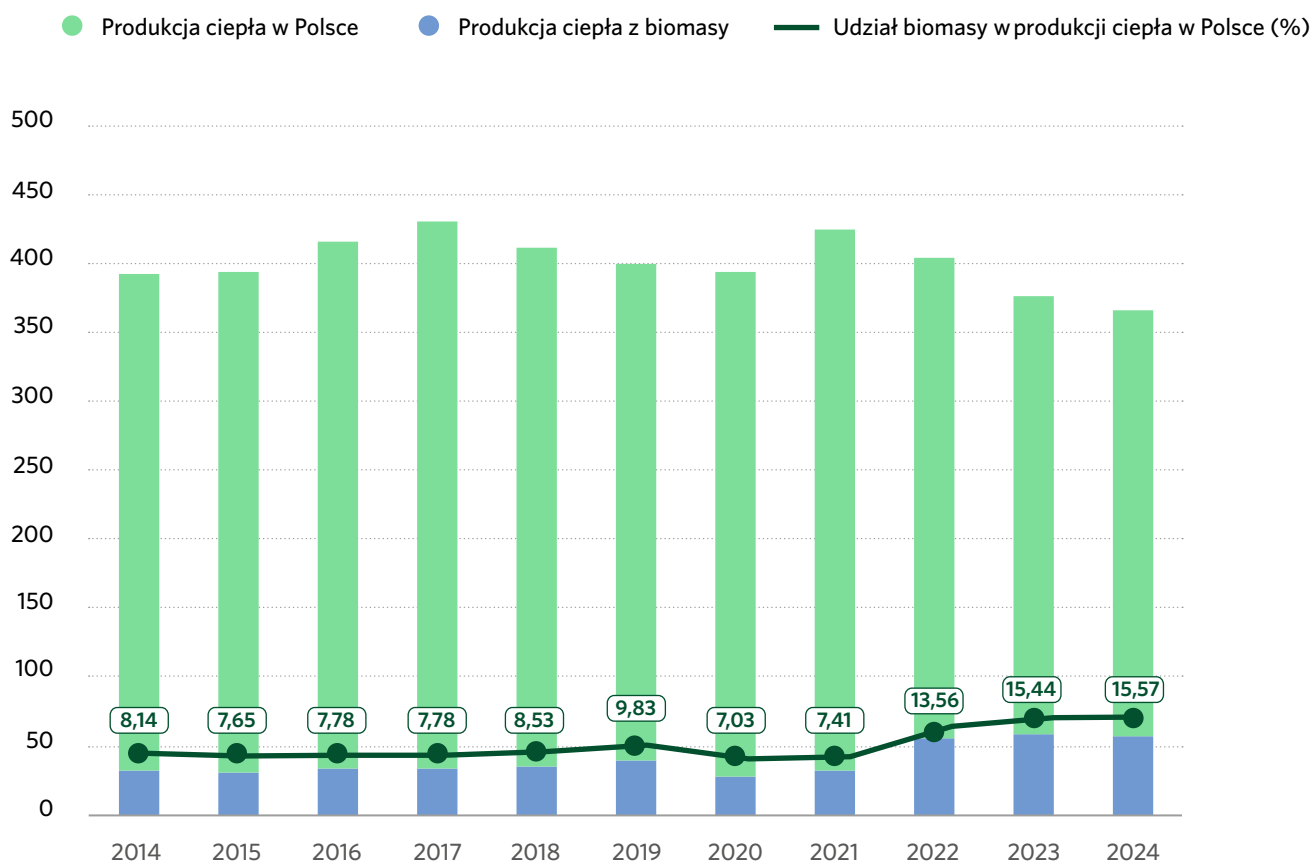
### UDZIAŁ OZE W PRODUKCJI CIEPŁA W POLSCE I W UE (Z WYSZCZEGÓLNIENIEM BIOMASY)

	<b>Biomasa</b>	<b>Inne OZE</b>	<b>łącznie OZE (Biomasa+inne)</b>
<b>2014</b>	32 013 243,50	516 939,10	32 530 182,60
<b>2015</b>	30 164 030,30	572 835,90	30 736 866,20
<b>2016</b>	32 432 892,10	610 295,20	33 043 187,30
<b>2017</b>	33 571 663,60	637 341,30	34 209 004,90
<b>2018</b>	35 089 987,50	742 906,40	35 832 893,90
<b>2019</b>	39 365 914,60	838 423,70	40 204 338,30
<b>2020</b>	27 668 463,50	721 500,00	28 389 963,50
<b>2021</b>	31 488 486,30	790 802,00	32 279 288,30
<b>2022</b>	54 869 015,70	1 203 505,00	56 072 520,70
<b>2023</b>	58 144 752,80	1 316 276,47	59 461 029,27
<b>2024</b>	57 149 399,70	1 365 599,37	58 514 999,07

ŹRÓDŁO: PTEC.

**Inwestycje w spalanie biomasy są uznawane za niskoemisyjne oraz relatywnie tanie i proste,** szczególnie na tle elektryfikacji systemów – także dzięki możliwości współspalania biomasy z węglem w zmodernizowanych kotłach. Koszt budowanych w ostatnich latach ciepłowni na biomasę wynosił zwykle 3,3-4,5 mln zł/MW. Takie instalacje cechują się przy tym stabilnością produkcji ciepła przez wiele godzin, stąd uchodzą za efektywne uzupełnienie dla źródeł gazowych, przede wszystkim w mniejszych systemach, np. powiatowych. Właściwości biomasy powodują też brak konieczności obniżenia temperatur sieci oraz modernizacji instalacji odbiorczej, jak i możliwość dostosowania obecnych kotłów na paliwa kopalne do spalania biomasy. Z tego powodu zainteresowanie biomasą stale rośnie – tylko w ostatnich latach w biomasowe kotły wysokotemperaturowe zainwestowały chociażby PEC Działdowo, MPEC Mrągowo czy MPEC Ostróda, a inwestycje w podobne jednostki są realizowane w Morągu, Bielsku Podlaskim, Ostrowie Wielkopolskim czy Częstochowie.

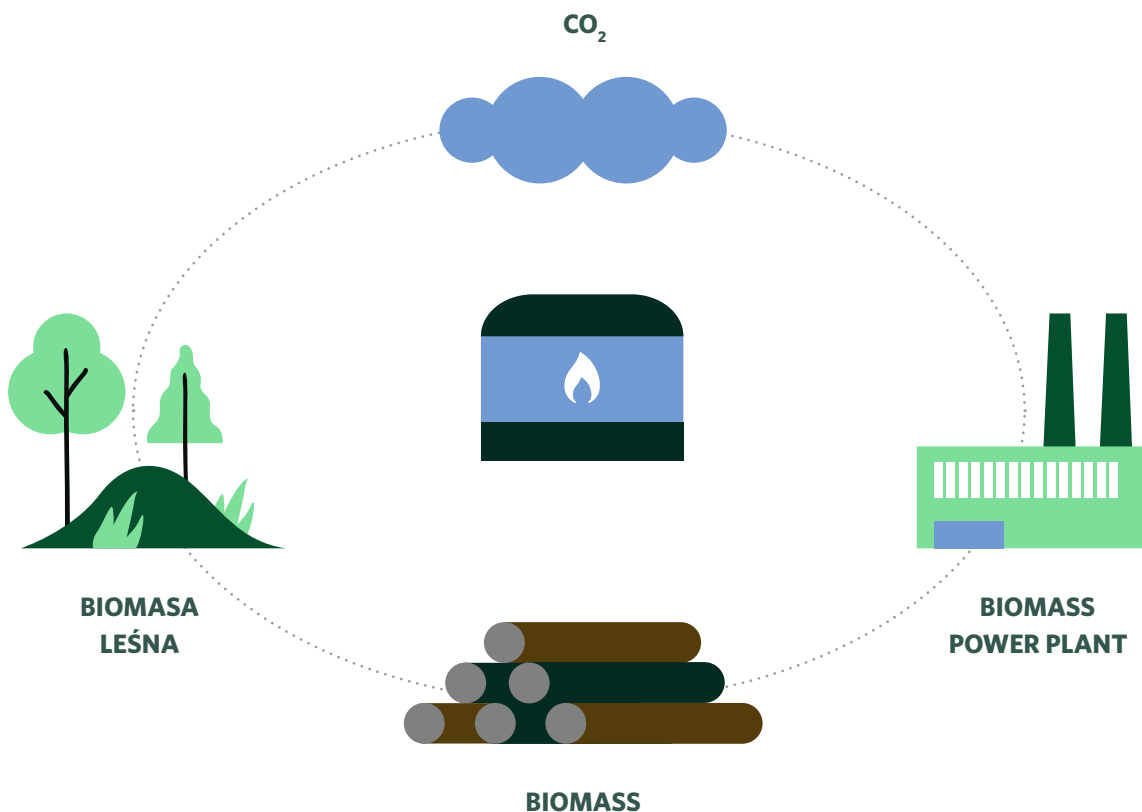
#### UDZIAŁ BIOMASY W POLSKIM CIEPŁOWNICTWIE NA TLE UE (TYS. TJ)



ŹRÓDŁO: PTEC.

Biomasa leśna jest zrównoważonym źródłem ciepła. Ma charakter odnawialny, co wynika z zamkniętego cyklu węglowego – spalanie biomasy drzewnej do produkcji ciepła oraz pozostawienie go w celu naturalnego rozkładu generuje takie same bezpośrednie emisje CO<sub>2</sub>. Szansę na ich spadek daje natomiast zastąpienie biomasą innych źródeł ciepła czy rozwój w tym celu gospodarki leśnej.

## CYKL WĘGLOWY BIOMASY



ŹRÓDŁO: PTEC.

### **Wciąż bez odpowiedzi są pytania o docelową rolę biomasy, w tym o jej potrzebną ilość i rodzaj.**

Wynika to przede wszystkim z obostrzeń regulacyjnych, w tym z wymogów dyrektywy RED III, która obowiązuje od 19 listopada 2023 r. Zgodnie z nią biomasa nadal jest traktowana jako OZE, ale pod warunkiem spełnienia szeregu warunków. Dotyczą one m.in. obszarów jej pozyskania – kraje muszą stosować w tym procesie rozporządzenie LULUCF (ma na celu ograniczenie degradacji lasów w UE), jak i wprowadzić kryteria zrównoważonego rozwoju uniemożliwiające wykorzystanie biomasy z terenów cennych przyrodniczo, w tym tych o wysokiej bioróżnorodności (np. torfowisk, starych drzewostanów). Zgodnie z tzw. zasadą kaskadowości ciepłownictwo będzie też jednym z ostatnich sektorów mogących korzystać z biomasy drzewnej, która w pierwszej kolejności będzie musiała być wykorzystywana w sposób przynoszący największą wartość w łańcuchach dostaw, a więc głównie do produkcji różnego rodzaju materiałów. Ponadto dyrektywa wprowadza konieczność certyfikowania biomasy dla wszystkich jednostek powyżej 20 MW, choć docelowo wymóg ten obejmie źródła o mocy przekraczającej 7,5 MW.

Obecnie w UE działa kilkanaście systemów certyfikacji biomasy leśnej, uwzględniających kryteria zrównoważonego rozwoju i emisji. Obejmują one legalność działań związanych z wycinką, regeneracją lasów, ochroną obszarów wymagających ochrony, zachowanie jakości gleb i różnorodności biologicznej oraz gwarancję utrzymania lub poprawy długoterminowej produkcji leśnej.

Rynek biomasy zmienia też wymogi rozporządzenia w sprawie przeciwdziałaniu wylesienia (EUDR). Ograniczy ono możliwość obrotu towarami, których pozyskanie wiązało się z degradacją lasów i utratą bioróżnorodności. W praktyce producenci wprowadzający do obrotu wymienione w przepisach produkty, także drzewne, będą musieli udowodnić ich wytworzenie w sposób zrównoważony. Najmocniej uderzy to w małe i średnie firmy, dla których oznacza to wzrost kosztów pozyskania biomasy, ale i obowiązki raportowe. Do wymogów tych większe podmioty będą się musiały stosować od 30 grudnia 2025 r., a mniejsze pół roku później.

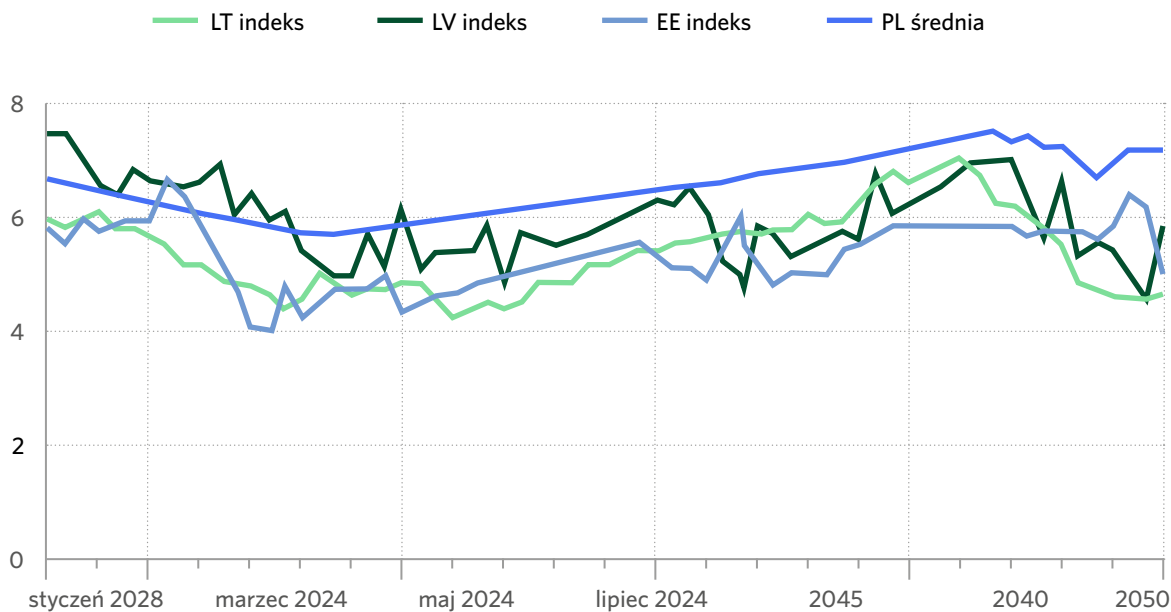
**Otwarte pozostaje pytanie o dostępność biomasy drzewnej na rynku.** Obecnie Polska opiera się na jej krajowych zasobach, lecz w razie wzrostu zapotrzebowania konieczny może być import. Tym bardziej, że pozyskiwaniu większych ilości biomasy leśnej na przeszkodzie mogą stać potrzeby producentów energii elektrycznej. Według ARE w 2023 r. spalanie i współspalanie biomasy miało niespełna 4-procentowy udział w krajowej produkcji prądu. Największy blok opalany wyłącznie biomasą (225 MW) działa w należącej do Enei Elektrowni Połaniec. Elektrownia Konin, zarządzana przez ZE PAK, do spalania biomasy dostosowała dwa bloki węglowe o łącznej mocy 110 MW, a w należącej do Energi elektrowni Ostrołęka B trwa modernizacja kotła nr 3, która pod koniec 2025 r. ma pozwolić na zwiększenie udziału biomasy w spalaniu z 30 do 50 proc. Jednostka ma działać w trybie tzw. pracy w wymuszeniu, czyli dostosowywać produkcję do poleceń OSP. W Jaworznie i Stalowej Woli ze współspalania biomasy korzysta też Tauron. Wszystko to – biorąc też pod uwagę rolę biomasy w ciepłownictwie – rodzi postulaty dotyczące przyznania wytwórcom ciepła (szczególnie w kogeneracji) pierwszeństwa w dostępie do biomasy przed elektrowniami.

Projekty biomasowe cieszą się popularnością na rynku mocy, gdyż pozwalają spełnić wyśrubowane wymogi emisyjne – do 2029 r. jednostki wytwórcze korzystające z tej formy wsparcia muszą emitować mniej niż 550 g CO<sub>2</sub> na kWh wyprodukowanej energii elektrycznej. Z tego powodu w Elektrowni Połaniec trwa „Projekt 550” zakładający modernizację węglowych bloków 2-7, w tym rozbudowę systemu logistyki biomasy. Dotąd w aukcjach głównych zawarto kontrakty dla pięciu jednostek wytwórczych, dla których biomasa jest paliwem podstawowym, oraz dla 17, w których jest ona współspalania.

**Atrakcyjność biomasy mogą obniżyć jej ceny, których wzrost napędzać będzie coraz wyższy popyt.** Wynikać on będzie ze środowiskowych zalet spalania tego surowca. Stąd już dziś polski rynek zrębki drzewnej jest jednym z najszybciej rosnących segmentów w szeroko pojętej energetyce. Sam rok 2025 przyniósł wzrost cen o nawet 10–15 proc., na co składają się szybko rosnące koszty pozyskania zrębki i jej transportu. Te zaś wynikają m.in. z uwarunkowań regionalnych, np. zwykle koszty te są niższe w północnych regionach Polski.



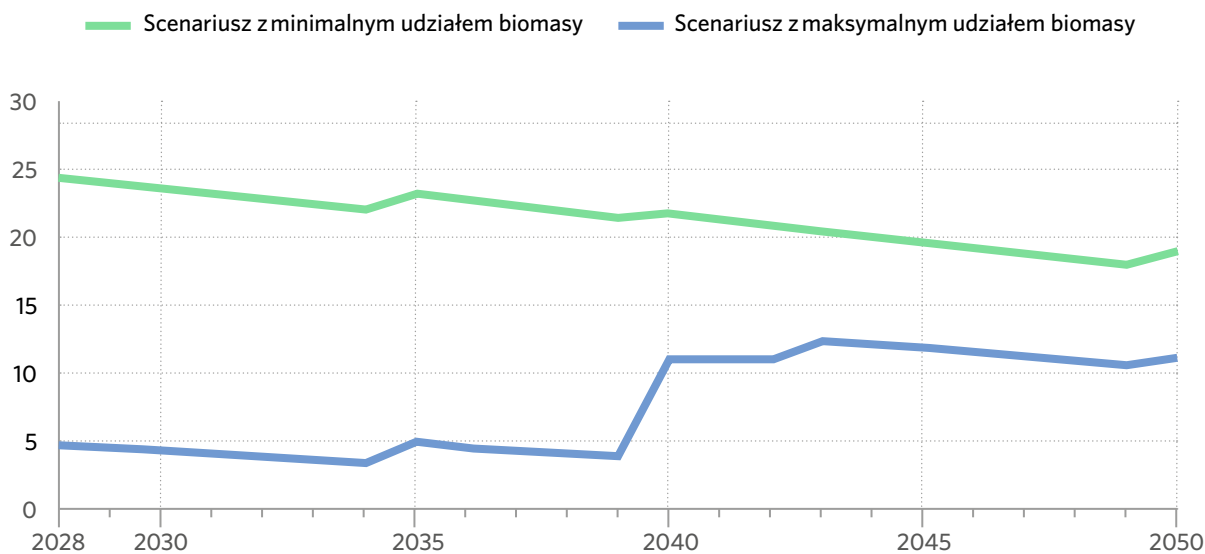
## INDEKS CENOWY TRANSAKcji SPOT ZRĘBKI DRZEWNEJ



ŹRÓDŁO: BALTPOOL.

Dynamiczne zmiany na rynku biomasy rodzą potrzebę zapewnienia jej efektywnego i przejrzystego obrotu, tak aby cena płacona przez ciepłowników odzwierciedlała realia rynkowe. Rozwiązaniem może być stosowanie ceny referencyjnej surowca – proponuje ją giełda biomasy „Baltpool”, działająca na Litwie, Łotwie, Estonii, pośrednio także w Danii i Finlandii, a od 2025 r. również w Polsce. Taka cena w założeniu nie jest efektem spekulacji czy bilateralnych negocjacji, lecz wypadkową transakcji giełdowych. Wciąż jednak rynek nie jest przewidywalny, a transakcje na nim rzadko kiedy mają charakter długoterminowy (dominują dostawy z miesięcznym wyprzedzeniem).

## ZAPOTRZEBOWANIE NA BIOMASĘ [MLN TON]



ŹRÓDŁO: PTEC.

Biomasa leśna to stabilne, lokalne źródło energii. Jej stosowanie w ciepłownictwie zmniejszyłoby zależność sektora od gazu, co jest kluczowe w kontekście polityki klimatycznej i wyzwań natury geopolitycznej.

**Reasumując, biomasa najprawdopodobniej jednym z ważniejszych paliw potrzebnych w dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa systemowego, w tym w dążeniu spółek do spełnienia kryterium efektywności w ich systemach. Kluczem będzie jednak zbudowanie w efektywnego i transparentnego rynku, którego reguły wyznacza prawo podaży i popytu, a towarem jest biomasa pozyskana w sposób zrównoważony. Będzie to potężnym wyzwaniem, przede wszystkim ze względu na uwarunkowania popytowe (spodziewany wzrost problemów z dostępnością biomasy) oraz specyfikę logistyki jej dostaw.** Czynniki te sprawiają, że paliwo to ma przyszłość przede wszystkim w mniejszych systemach zasilanych źródłami o mocy do 50 MWt. W dużych miastach spełnienie unijnych wymagań w zakresie efektywności z wykorzystaniem biomasy podniosłoby bowiem zapotrzebowanie na nią nawet o kilka milionów ton – z tego powodu może ona w nich stanowić jedynie część zdwersyfikowanych źródeł w systemie ciepłowniczym.

### 3 CIEPŁOWNICTWO ODPADOWE, CZYLI POTENCJAŁ DLA POLSKI

Rocznie w Polsce z odpadów wytwarza się 6–6,5 mln ton frakcji kalorycznej, której nie można ani składować, ani poddawać recydingowi. Odpady stanowią więc paliwo w instalacjach termicznego przekształcania odpadów (ITPOK) i cementowniach, ale duża część z nich jest wywożona za granicę. Innym rodzajem ciepła jest to będące efektem ubocznym procesów przemysłowych, które z powodzeniem może być wykorzystywane zarówno do ogrzewania hal produkcyjnych, jak i włączana do sieci oraz służyć ogrzewaniu domów i wody użytkowej.

Paliwo RDF (Refuse Derived Fuel) wytwarza się przez wydzielenie z odpadów komunalnych frakcji palnej o wysokiej wartości opałowej (14–19 MJ/kg), np. w postaci tworzyw sztucznych, papieru, gumy czy tekstyliów. Następnie są one rozdrabniane i – po usunięciu balastu i metali – ewentualnie brykietowane. **W 2024 r. w Polsce do produkcji ciepła zużyto 9,91 mln GJ odpadów komunalnych stałych oraz 41,1 PJ odpadów przemysłowych nieodnawialnych.** W efekcie miały one odpowiednio 1,77 i 0,34 proc. udział w jego wytwarzaniu ogółem. Są to przy tym jedne z najtańszych źródeł ciepła – w ujęciu jednostkowym jego koszt wyniósł w przypadku odpadów komunalnych 0,02 zł/GJ (+1,4 proc. r/r), a w przypadku przemysłowych 1,36 zł/GJ (-64 proc. r/r). Średnie ceny wytworzonego z odpadów ciepła wyniosły natomiast 55,5 zł/GJ, czyli o 32,2 proc. więcej niż w roku 2022.

Polska dysponuje dużą nadwyżką tzw. paliwa pre-RDF (frakcji palnej wydzielonej z odpadów komunalnych). Chodzi o szacowany na około 2 mln ton wolumen nienadających się do zagospodarowania odpadów, które nie mogą być poddane recydingowi, a ze względu na zbyt małą liczbę instalacji termicznego przekształcania odpadów wykorzystane do produkcji ciepła.

Polska ma potencjał, by za 10 lat móc zagospodarować całą powstałą frakcję odpadów komunalnych, która nie nadaje się do recyklingu lub składowania. Z powodu tzw. luki spalarniowej (tj. za małej mocy krajowych spalarni względem ilości odpadów, które mogłoby przetworzyć) obecnie jednak w ciepłownictwie wykorzystuje się tylko około 8 proc. z nich, podczas gdy w Niemczech odsetek ten wynosi około 32 proc. Mimo że kraj ten systematycznie go zmniejsza, to w Europie wykorzystane odpadów w ciepłownictwie dynamicznie się rozwija – w Wielkiej Brytanii i większości krajów Unii regularnie powstają małe instalacje o wydajności 20–30 tys. ton/rok, jak również wielkie, o wydajności przekraczającej 300 tys. ton rocznie.

Dotąd bowiem w Polsce uruchomiono jedynie 10 tego typu instalacji (tj. odzyskujących energię i ciepło) o łącznej przepustowości około 1,67 mln ton rocznie (w Białymstoku, Bydgoszczy, Gdańsku, Koninie, Krakowie, Olsztynie, Poznaniu, Szczecinie, Warszawie oraz Rzeszowie). Dla porównania: w Europie jest ich ponad 500. Poza nimi w 2025 r. do użytku oddane mają być również nowe ITPOKi w Warszawie, Rzeszowie i Krośnie (w sumie 367 tys. ton/rok). Poza nimi co roku około 1,2 mln ton odpadów komunalnych odbierają cementownie, gdzie RDF jest podstawowym paliwem do produkcji klinkieru, a także zakłady spalające to paliwo, np. jedyna w Polsce elektrociepłownia wykorzystująca RDF do produkcji ciepła i energii elektrycznej w technologii fluidalnej, należąca do Fortum elektrociepłownia w Zabrzcu.

**Odpady mogą odpowiedzieć na wiele potrzeb polskiego ciepłownictwa.** Po pierwsze, takie paliwo jest tanie, co wynika zarówno z jego nadwyżki na rynku, jak i tzw. ujemnej renty. Oznacza to, że zamiast płacić za ich zakup to instalacje niekiedy otrzymują wynagrodzenie za ich przyjęcie. Po drugie, produkcja odpadów w Polsce nie maleje ani nie jest sezonowa, co gwarantuje ich stabilną podaż na potrzeby produkcji ciepła. Zaznaczyć jednak należy, że w przyszłości może ona być pod presją wymagań GOZ oraz regulacji dotyczących udziału odpadów poddawanych recyklingowi. Po trzecie, ciepło z odpadów jest uznawane jako OZE (w proporcji do frakcji organicznej zawartej w paliwie). **Po czwarte, RDF może być optymalnym paliwem alternatywnym dla ciepłowni i elektrociepłowni,** szczególnie tych opalanych węglem. Chodzi w szczególności o źródła o mocy od 20 do 50 MW, których budowa nie wymaga pozwolenia zintegrowanego, a które podlegają unijnym wymogom dyrektywy MCP ws. emisji zanieczyszczeń. Po piąte, dane wykazują, że spalanie pre-RDF wiąże się z emisją CO<sub>2</sub> na poziomie 90–100 kg/MW, czyli istotnie niższą niż jest to w przypadku węgla kamiennego (100–110 kg/MW), brunatnego (110–120 kg/MW) czy biomasy (100–120 kg/MW)<sup>14</sup>. Co więcej, prawo dopuszcza, by 42 proc. emisji CO<sub>2</sub> ze spalania odpadów mogło być klasyfikowane jako emisja z OZE, a więc nieuwzględniane w bilansie emisji CO<sub>2</sub><sup>15</sup>. W związku z tym szacuje się, że rzeczywisty wskaźnik emisji ITPOK wynosi nawet 80–90 kg/MW.

Dla porównania: według KOBIZE w 2023 r. wskaźnik emisji dla energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacjach do spalania paliw wyniósł 733 kg CO<sub>2</sub>/MWh, a w przypadku energii dostarczonej odbiorcom końcowym 597 kg CO<sub>2</sub>/MWh, wobec odpowiednio 788 i 685 kg CO<sub>2</sub>/MWh rok wcześniej<sup>16</sup>. Wreszcie po szóste, instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych oraz wykorzystujące RDF są dedykowane do pracy w podstawie ciepłowniczej.

**Największe na świecie niewykorzystane źródło energii cieplnej to ciepło odpadowe.** Jest ono ubocznym efektem procesów przemysłowych, w tym wytwarzania energii elektrycznej czy pracy linii produkcyjnych, jak i produktem z układów ciepła ze spalin czy centrów danych. Według Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej w 2022 r. w Europie ciepło odpadowe stanowiło jedynie 3,6 proc. całkowitych dostaw ciepła. Szacunki wskazują tymczasem, że jego zagregowany potencjał w tym zakresie wynosi aż 2,860 TWh w skali roku. W Polsce znaczenie ciepła odpadowego jest obecnie marginalne.

Polska dysponuje dużym potencjałem w zakresie rozwoju ciepła odpadowego. Wynika to zarówno z dobrze rozwiniętego przemysłu stalowego, cementowego, papierniczego, szklarskiego czy chemicznego, jak również szybko rosnącego rynku serwerowni i centrów danych, o czym świadczy lawinowo rosnąca liczba wniosków o przyłączenie tych ostatnich do sieci. Dotąd PSE wydały je dla obiektów o mocy około 1 GW, ale złożone wnioski opiewają na kolejne kilkanaście GW. Co ważne, wiele z centrów danych ma mieć moc poboru rzędu 500–1000 MW, co odpowiada szczytowemu zapotrzebowaniu dużego polskiego miasta.

Wzrost branży centrów danych napędza przede wszystkim rozwój sztucznej inteligencji, usług chmurowych oraz cyfryzacja kolejnych sektorów gospodarki, co skutkuje też szybko rosnącym popytem na energię elektryczną. Stąd operator szacuje, że do 2034 r. moc przydzielona istniejącym źródłom wyniesie 1063 MW, a ich zużycie 9,3 TWh. W praktyce odpowiadałoby to nawet 4 proc. krajowego popytu na prąd. Ubocznym efektem tego procesu będzie jednak generowanie dużych ilości ciepła, którego zagospodarowanie zmniejszyłoby zarówno zapotrzebowanie wytwórców na energię pierwotną, jak i pozytywnie wpłynęło na efektywność systemów ciepłowniczych.



**Wzrost wykorzystania ciepła odpadowego napędzać będą kryteria efektywności stawiane systemom ciepłowniczym przez dyrektywę EED.** W każdym wariantcie w latach 2027–2050 stosowanie w nich tego źródła będzie konieczne na równi z rozwojem innych źródeł OZE i kogeneracji. Wpływ na to będzie też mieć elektryfikacja ciepłownictwa – coraz bardziej perspektywiczne stawać się też będzie zagospodarowywanie ciepła odpadowego generowanego przez pompy ciepła, jak również wykorzystanie go jako dolnego źródła ciepła.

**Ograniczeniem w zakresie wykorzystania ciepła odpadowego jest duże zróżnicowanie jego występowania** – jest dostępne tam, gdzie działają zakłady przemysłowe i centra danych. Utrudnieniem są też niedoskonałe regulacje, nieprzesądzające wprost o możliwości zaklasyfikowania jako ciepła odpadowego np. ciepła z odpadów czy innych technologii zagospodarowania ciepła. Co więcej, nie istnieje system gwarancji pochodzenia dla ciepła odpadowego, przez co dla wielu firm realizujących cele ESG nie stanowi ono równie atrakcyjnego źródła ciepła jak to pochodzące z OZE. Wyzwaniem będzie też dystrybucja ciepła systemowego pochodzącego z ciepła odpadowego, gdyż jego efektywne wykorzystanie wymaga obniżenia temperatury wody w sieci do poziomu 40–60 st. C., co wiązałoby się z koniecznością bardzo kosztownej modernizacji infrastruktury, w tym węzłów ciepłowniczych i instalacji grzewczych budynków<sup>17</sup>. To zaś, z uwagi na zwartą zabudowę, byłoby szczególnie problematyczne w miastach.

#### 4 KONIECZNA ELEKTRYFIKACJA

Technologie będą pełnić fundamentalną rolę w ciepłownictwie przyszłości. Jedną z nich jest „Power to heat” – proces zamiany energii elektrycznej na ciepłą, najczęściej odbywający się z wykorzystaniem pomp ciepła oraz kotłów elektrodowych.

Pompy ciepła pobierają ciepło z otoczenia (tzw. dolne źródło ciepła) i po zwiększeniu jego temperatury przenoszą je do sieci ciepłowniczej lub budynku (tzw. górnego źródła ciepła). Ciepło to zwykle pochodzi z powietrza, gruntu, wody, oczyszczonych lub nieoczyszczonych ścieków i procesów technologicznych. Pompy stosowane są zarówno w ciepłownictwie indywidualnym, jak i systemowym, gdzie pracują w podstawie ciepłowniczej. W tym drugim mają charakter wielkoskalowy – ich moc wynosi zwykle od 0,5 do 25 MWt.

Pompy ciepła cechują się wysoką efektywnością (ich sprawność to 250–500 proc.) i możliwością pracy przy różnych obciążeniach i szerokim zakresie, najczęściej zaczynającym się od około 20 proc. mocy nominalnej. Ich praca jest stabilna (tym bardziej im dostępność dolnego źródła mniej zależy od warunków pogodowych), a moc dyspozycyjna – niektóre z tych urządzeń mają możliwość zmiany obciążenia elektrycznego/cieplnego nawet o 10 MWe/30s. Zaletą pomp jest też ich wysoka niezawodność, dyspozycyjność i automatyzacja technologii, a także niskie koszty operacyjne, stanowiące – według danych PTEC – zaledwie około 0,65 proc. CAPEX. Dla porównania: w przypadku źródeł gazowych udział ten wynosi nawet 3–5 proc. Sama budowa jest relatywnie krótka i trwa w przypadku większych i bardziej skomplikowanych jednostek do 24 miesięcy. Ponadto pompy ciepła mają potencjał, aby stać się urządzeniami do odzysku wszelkiego rodzaju ciepła odpadowego, a dzięki wielofunkcyjności – także produkującymi chłód.

Pompy ciepła nie generują bezpośrednich emisji CO<sub>2</sub> i innych zanieczyszczeń (zapewnia im to zgodność z unijnymi regulacjami, w tym taksonomią), co do zasady nie wymagają też współpracy z sieciami niskotemperaturowymi. W tym ostatnim aspekcie wyzwaniem jest jednak stosunkowo niska temperatura podgrzewu (80–90 st. C.) – efektywność pracy pomp ciepła zależy bowiem od temperatury otoczenia (np. przy ujemnych znacząco spada) oraz różnicy między nią a górnym źródłem ciepła. Oznacza to, że w sezonie grzewczym może zachodzić konieczność uzupełnienia tych urządzeń o dodatkowe instalacje zapewniającą możliwość wtłoczenia pochodzącego z nich ciepła do sieci wysokotemperaturowej. To jedna z większych wad pomp ciepła w polskich warunkach, która w niektórych przypadkach może rzutować na ekonomiczną opłacalność ich budowy, a także trudnościami pokrywaniu przez pompy szczytowego zapotrzebowania i stratami w sieci.

Elektryfikacja polskiego ciepłownictwa jest co do zasady koniecznością. W zależności jednak od jej skali problemem może być zapewnienie wielkoskalowym pompom ciepła zasilania w energię elektryczną. Wynika to przede wszystkim z ograniczonej dostępności mocy przyłączeniowej w systemie elektroenergetycznym, ale i uwarunkowań polskiego rynku energii – opłacalność inwestycji w pompy ciepła wprost zależy od cen energii elektrycznej.

Pompy mogą do produkcji ciepła wykorzystywać nadwyżkę generacji energii elektrycznej z farm wiatrowych lub fotowoltaicznych albo np. ścieków, szczególnie gdy ceny energii na rynku hurtowym lub w taryfach są najniższe. To kluczowa zaleta z punktu widzenia integracji ciepłownictwa z sektorem elektroenergetycznym – owe nadwyżki można docelowo magazynować w ciepłe, co jednej strony znacząco ułatwi bilansowania systemu energetycznego, a z drugiej zapewni dodatkowe źródła przychodów przedsiębiorstwo ciepłowniczym.

**Na przeszkodzie przy masowej elektryfikacji ciepłownictwa z wykorzystaniem pomp ciepła stanąć może stanąć ich stosunkowo wysoka cena oraz pojawiające się trudności w znalezieniu miejsca pozwalającego skorelować ze sobą dolne i górne źródło ciepła.** Na gruncie regulacyjnym wciąż problemem jest też brak możliwości zakwalifikowania całego strumienia ciepła z pomp ciepła jako ciepła z OZE.

Kotły elektrodowe to z kolei urządzenia wydzielające ciepło powstałe w procesie przepływu energii elektrycznej przez zbiornik z wodą, w której zanurzone są elektrody pod napięciem. Woda ta, krążąc w zamkniętym obiegu, dociera do wymiennika ciepła, które jest następnie odbierane przez wodę sieciową. Stosowane kotły elektrodowe na ogół mają moc rzędu 1–60 MWt i działają na potrzeby nie tylko ciepłownictwa systemowego, ale i przemysłu.

Poza dość szerokim zakresem mocy kluczową zaletą kotłów elektrodowych jest sprawność dochodząca do 95 proc. Jest ona niezależna od obciążenia. Takie urządzenia cechują się też wysoką dyspozycyjnością i niezawodnością działania, jak również wysoką elastycznością, szybkim czasem budowy (do 12 miesięcy) oraz brakiem bezpośrednich emisji. Ich użytkownicy, podobnie jak to ma miejsce w przypadku pomp ciepła, mogą również korzystać z przyjaznego otoczenia regulacyjnego. Szersze wykorzystanie kotłów elektrodowych mogłoby też pozwolić częściowo zagospodarować na potrzeby ciepłownictwa nadwyżki prądu z OZE, pomagając tym samym w stabilizowaniu systemu elektroenergetycznego.

Ceny energii elektrycznej mają kluczowy wpływ na opłacalność eksploatacji kotłów elektrodowych. Możliwość budowy takich urządzeń wymaga też zapewnienia im mocy przyłączeniowej, a ich użytkowanie – podaży dużej ilości prądu z OZE. Jego konsumpcja może jednakże spaść niemal do zera w przypadku pozostawiania kotła w trybie czuwania (stand-by), z którego korzystanie jest o tyle atrakcyjne, że czas zwiększenia obciążenia takich jednostek do 100 proc. mocy wynosi zwykle około pół minuty. Wszystko to sprawia, że w przeciwieństwie do pomp ciepła są one predysponowane przede wszystkim do pracy jako źródła rezerwowo-szczytowe.

Generowane obecnie przez OZE nadwyżki energii elektrycznej są dalece niewystarczające dla potrzeb ciepłownictwa. Obrazują to dane dotyczące nierynkowego redysponowania. W 2024 r. objęło ono około 731 GWh energii odnawialnej – to energia, która mogłaby zostać wyprodukowana, gdyby nie przymusowe wyłączenia instalacji na polecenie operatora systemu przesyłowego. Z danych URE wynika, że było to wprawdzie wynikiem blisko 10-krotnie wyższym niż rok wcześniej, ale też pozwalającym pokryć jedynie około 0,7 proc. zapotrzebowania polskiego ciepłownictwa – łączna produkcja ciepła przez koncesjonowane przedsiębiorstwa w źródłach o mocy pow. 5 MW wyniosła bowiem aż 101,94 tys. GWh. Błędem byłoby więc dążenie do elektryfikacji ciepłownictwa kosztem możliwości rozwoju przez sektor innych źródeł ciepła, np. gazowych, RDF-owych czy biomasowych. Z drugiej strony pompy ciepła czy kotły elektrodowe cechują się stosunkowo wysoką stabilnością i przewidywalnością cen ciepła.

**Konkludując, masowa elektryfikacja ciepłownictwa wymagałaby bardzo kosztowych i czasochłonnych inwestycji w modernizację oraz rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.**

Polskie ciepłownictwo nie jest dogodnie uwarunkowane do pełnej elektryfikacji. Wynika to przede wszystkim z niedostatecznego rozwoju OZE, z których energia elektryczna zasilaby technologię „Power to Heat”. Bez niego pompy ciepła i kotły elektrodowe musiałyby być zasilane energią elektryczną z paliw kopalnych, co jest sprzeczne z ideą elektryfikacji.

## 5 MAGAZYNY CIEPŁA – ROZWIĄZANIE PRZYSZŁOŚCI

Wzrost wykorzystania w polskim ciepłownictwie systemowym pomp ciepła i kotłów elektrodowych zasilanych OZE jest konieczny. Pełne wykorzystanie potencjału tych źródeł oraz zmitigowanie ich wad wymagać jednak będzie sprzężenia ich z magazynami ciepła. To kluczowe, gdyż na ogół nadprodukcja prądu z OZE nie zbiega się w czasie z zapotrzebowaniem na ciepło.

Na rynku występują dwa podstawowe rodzaje magazynów ciepła: krótko- i średnioterminowe oraz sezonowe. Te pierwsze są zdolne gromadzić je przez kilka godzin lub dni, czym służą przede wszystkim bieżącej optymalizacji produkcji poprzez wyrównywanie okresowych różnic między wielkością popytu na energię elektryczną i ciepło. Stąd takie instalacje znajdują zastosowanie głównie wśród odbiorców indywidualnych oraz małych ciepłowni – polegają one głównie na gromadzeniu ciepła w izolowanych termicznie zbiornikach z wodą. Pojemność magazynów krótkookresowych wynosi zaś zwykle 0,003–0,03 MWh, a średniookresowych – 0,5–350 MWh. Jako magazyn ciepła działać może też sieć ciepłownicza poprzez umiejętnie kontrolowanie produkcji i konsumpcji ciepła (ang. Demand Side Response – DSR). W reakcji na potrzeby odbiorców częściowo przesuwają się w czasie (opóźniają, przyspieszają) lub ograniczają dostawę ciepła, co usprawnia pracę systemu i zmniejsza zużycie energii. Przykładem takiego rozwiązania jest zoptymalizowanie przez Fortum pracy sieci w Częstochowie.

**Technologie sezonowych magazynów ciepła są dopiero w fazie rozwoju.** Ich rolą ma być gromadzenie nadwyżek generacji energii z OZE (zwykle fotowoltaiki) w sezonie wiosennym i letnim, by wyprodukowane z nich ciepło móc oddawać w sezonie grzewczym. Stąd wyróżniają się dwie podstawowe technologie: TTES oraz PTES. Ich podstawową rolą jest spłaszczenie krzywej produkcji ciepła – odpowiednio na krótki i dłuższy czas. O ile takie instalacje zostały już skomercjalizowane w niektórych krajach europejskich (np. w Danii, Niemczech, Szwecji) o tyle w Polsce dotąd uruchomiono tylko jeden magazyn sezonowy – w maju 2024 r. w Lidzbarku Warmińskim.

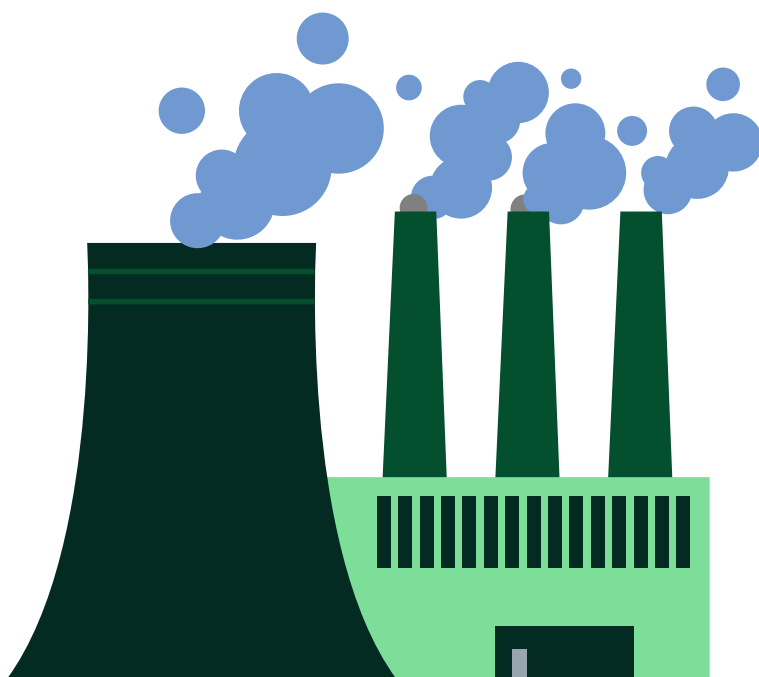
Magazyny ciepła mogą być zasilane przez dowolne źródło ciepła lub z sieci (nisko- i wysokotemperaturowej), ale tylko w przypadku OZE wpisują się one w unijne kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego.

**Rozwój i komercjalizacja magazynów ciepła pozwoliłyby na zredukowanie zależności czasowej jego produkcji od bieżącego zapotrzebowania.** To zaś mogłoby otworzyć przestrzeń do obniżenia jego cen dzięki przeniesieniu produkcji na sezon letni, gdy jej koszty są niższe. W przypadku magazynów sezonowych wyzwaniem są jednak potężne koszty inwestycji, na które rzutuje chociażby konieczność wyselekcjonowania i bardzo dokładnego przebadania gruntu, na którym ma być realizowana inwestycja – przykładowo wysoki poziom wód gruntowych mógłby znacznie zwiększyć straty ciepła z magazynu.



#### CASE STUDY: Szlachęcín – dekarbonizacja dzięki kogeneracji i lokalnym zasobom

W Szlachęcínie (woj. wielkopolskie) powstał innowacyjny system ciepłowniczy, zrealizowany przez Veolię we współpracy z Aquanetem. Instalacja łączy wysokosprawną kogenerację z pompą ciepła, która odzyskuje energię ze ścieków oczyszczonych w pobliskiej oczyszczalni. Ciepło wytwarzane jest równocześnie przez jednostkę kogeneracyjną oraz pompę zasilaną energią z tej samej instalacji. Część wyprodukowanej energii elektrycznej (700 kW z 1 MW) napędza pompę ciepła, a nadwyżka trafia do sieci energetycznej. Dzięki nowemu rozwiązaniu możliwe było ograniczenie użycia węgla w systemie ciepłowniczym – instalacja częściowo zastąpiła starą kotłownię węglową w Bolechowie. W efekcie udział energii odnawialnej w systemie wzrósł do 62 proc., a emisja CO<sub>2</sub> spadła o ponad 5 tys. ton rocznie (czyli o 54 proc.). Dodatkowo znacząco zmniejszyły się emisje innych zanieczyszczeń: dwutlenku siarki o 71 proc., tlenków azotu o 56 proc. i pyłów o 70 proc. System pozytywnie wpływa także na jakość wód – obniża temperaturę ścieków trafiających do Warty.



# Jak przyspieszyć transformację?

Optimalny system ciepłowniczy to taki, który efektywnie wykorzystuje różne źródła ciepła. Polskie przedsiębiorstwa mają dostęp do wielu użytecznych technologii. Potrzebują jednak wsparcia, by móc z nich korzystać.

Systemy ciepłownicze powinny nie tylko spełniać kryterium efektywności, ale też być elastyczne – tylko wtedy będą mieć zdolność do dostosowania się do bieżących warunków podaży i popytu na energię ciepłą, przy utrzymaniu jej cen dla odbiorców na akceptowalnym poziomie. Nie ma zaś jednego uniwersalnego źródła ciepła, które w polskich warunkach w pełni odpowiadałoby na wymogi transformacji, w tym pozwalało na redukcję emisji CO<sub>2</sub> i innych zanieczyszczeń w kontekście unijnego pakietu „Fit for 55”.

**Elastyczny system ciepłowniczy to natomiast taki, w którym źródła ciepła są zdywersyfikowane i wykorzystują lokalnie dostępne zasoby.** W Polsce wiele z nich może bazować na miksie pracujących w podstawie pompach ciepła, kotłach gazowych pracujących jako rezerwa oraz dogrzewających i stabilizujących system, a także jednostkach na biomasę pełniących rolę elastycznego źródła szczytowego. To o tyle istotne, że spośród nich tylko dwa ostatnie zapewniają w pełni ekonomicznie uzasadnione dostawy wysokich temperatur do sieci. Zawsze przy tym transformacja każdego systemu powinna odpowiadać na specyfikę i konkretne potrzeby danego regionu.

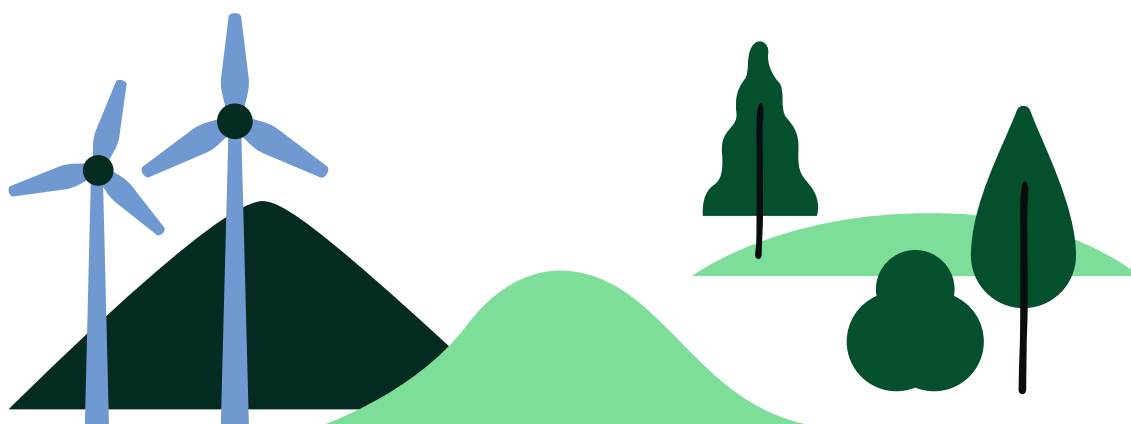


### CASE STUDY: Ciechanów dekarbonizuje się biomasą z kogeneracją gazową

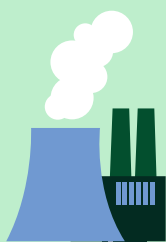
Tamtejsza elektrociepłownia każdego roku zapewnia mieszkańcom ponad 430 tys. GJ ciepła oraz generuje około 24 tys. MWh energii elektrycznej. W 2023 r. zakończono pierwszy etap inwestycji mającej na celu odchodzenie od węgla – zastąpiono tradycyjne jednostki nowocześniejszymi systemami opartymi na kogeneracji. Powstała instalacja zasilana biomasą o mocy cieplnej 13 MW i turbinie parowej o mocy elektrycznej 1,1 MW. Dodatkowo uruchomiono dwa układy kogeneracyjne na gaz, łącznie dostarczające 3,5 MW ciepła i 3 MW energii elektrycznej. Transformację elektrociepłowni w Częstochowie planuje też Fortum. Obecnie wykorzystuje ona paliwo z biomasy i węgla kamiennego w proporcjach 30/70, ale w 2025 r. ruszyła jej modernizacja, dzięki której do 2027 r. zakład ma zostać przystosowany do spalania 100 proc. biomasy pochodzącej z rynku lokalnego.

<b>Źródło ciepła</b>	<b>Zakres temperatur</b>	<b>Sprawność</b>	<b>Specyfika</b>
Kocioł gazowy kondensacyjny	niski	95-108%	Wysoka efektywność przy niskich temperaturach powrotu. Wymaga odprowadzenia kondensatu
Kocioł gazowy tradycyjny	średni / wysoki	80-92%	Mniej efektywny od kondensacyjnych, nie odzyskuje ciepła ze spalin
Kocioł węglowy	średni / wysoki	75-85%	Konieczne czyszczenie, wysokie emisje
Kocioł biomasowy (pellet)	średni / wysoki	85-92%	Automatyczne podawanie paliwa, mniejsze emisje niż węgiel, wymaga powierzchni magazynowej na Pelle
Kocioł biomasowy (zrębki)	wysoki	80-90%	Wymaga dużej powierzchni magazynowej
Kocioł elektrodowy	średni	98-99%	Wysokie koszty eksploatacji, źródło szczytowe
Pompa ciepła (powietrze-woda)	niski	250-400%	Efektywna przy niskich temperaturach zasilania. Wydajność zależna od temperatury dolnego źródła
Pompa ciepła (gruntowa)	niski	350-500%	Najwyższa efektywność, stabilne źródło ciepła, wysoki koszt inwestycji początkowej
Pompa ciepła (woda-woda)	niski	400-600%	Wymaga dostępu do wód gruntowych. Bardzo wysoka efektywność
Kolektory słoneczne	zależny od nasłonecznienia	wspom.	Niskie koszty eksploatacji. Najefektywniejsze w okresie letnim. Uzupełnienie głównego źródła ciepła
Geotermia	zależny od źródła	bezpośr.	Wykorzystuje ciepło wnętrza ziemi. Ograniczona dostępność geograficzna, wysokie koszty początkowe
CHP gazowe	wysoki	85-95%	Jednoczesna produkcja ciepła i energii elektrycznej. Wysoka efektywność energetyczna. Redukcja strat energii
Kocioł (bio) olejowy	wysoki	85-92%	Wysokie koszty (cena paliwa, wymaga zbiornika na olej) oraz emisje

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE.



Obciążenia źródeł ciepła w systemie powinny rozkładać się w miarę równomiernie. Ich dobór może natomiast zależeć od pory roku. Wiosną i latem optymalne będzie wykorzystywanie w postawie jednostek niskotemperaturowych – źródeł OZE, pomp ciepła, kotłów elektrodo- wych, czy geotermii, które są wówczas najbardziej wydajne. Instalacje te docelowo powinny być sprzężone z magazynami ciepła i energii elektrycznej, tak by maksymalnie wykorzystać potencjał elektryfikacji ciepłownictwa. Drzemie on przy tym nie tylko w samej produkcji cie- pła, ale i zagospodarowaniu nadwyżek generacji z OZE oraz świadczeniu usług elastyczności dla systemu elektroenergetycznego. Natomiast w sezonie grzewczym zachodzi konieczność wsparcia tych jednostek źródłami wysokotemperaturowymi – przede wszystkim na biomasę i gaz (w tym biogaz). Zima to krytyczny okres dla ciepłownictwa – występuje wówczas zarówno zwiększone zapotrzebowanie na wysoką temperaturę w sieci (powyżej 95 st. C.), jak i na moc ciepłą, a niekiedy również deficyt energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. W tych warunkach niewłaściwy dobór technologii do produkcji ciepła może prowadzić do podbicia jego cen dla odbiorców i obniżenia stabilności jego dostaw. Dekarbonizacja pol- skiego ciepłownictwa wymaga elektryfikacji, ale w przeprowadzonej w sposób optymalny ekonomicznie i gwarantujący bezpieczeństwo energetyczne.



#### CASE STUDY: Tauron rezygnuje z CCGT na rzecz dywersyfikacji

Na początku koncern ogłosił plan rozwoju systemu ciepłowniczego w Elektrowni Łagisza. Zakłada on rezygnację z planowanej wcześniej budowy kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego o mocy 400 MWe i 250 MWt i budowę zamiast niego wysokosprawnego bloku gazowe o mocy około 120 MWe i 140 MWt, którego średnioroczny wskaźnik emisyjności nie przekroczy 270 kg CO<sub>2</sub> na MWh. W skład układu wejdzie również kocioł elektrodowy, magazyn ciepła oraz kotły rezerwowe. Tauron deklaruje, że taki miks to najlepszy wybór na optymalizację kosztów inwestycji i ciepła oraz jednocześnie zapewnienie stabilnej pracy systemu ciepłowniczego i elektroenergetycznego, szczególnie w okresach niedoboru lub nadwyżek energii.

# Co należy zmienić?

1

**Strategie rządowe - KPEiK czy Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. powinny stawiać na zwiększanie efektywności i skali finansowania z funduszy w systemach wsparcia**

**a.** Stworzyć strategię dla ciepłownictwa, uwzględniającą postulaty branży, w tym jej możliwości technologiczne i ekonomiczne.

**b.** Zapewnić wewnętrzną spójność dokumentów strategicznych, w tym: KPEiK i PEP2040.

2

**Nadmierną regulację rynku.**

3

**System taryfowania - powinien zapewniać opłacalność inwestycji w transformację.**

4

**Prawo - regulacje w obszarze ciepłownictwa powinny być uelastycznione, głównie w zakresie Prawa energetycznego i Prawa budowlanego.**

5

**System wsparcia - powinien uwzględniać przejściowe paliwa lokalne, takie jak frakcja biodegradowalna RDF i certyfikowana biomasa oraz kombinacja tych dwóch źródeł lokalnych.**

Bez adekwatnych mechanizmów wsparcia transformacja polskiego ciepłownictwa nie będzie możliwa.

# Przypisy końcowe

1. GUS, Zużycie energii w gospodarstwach domowych 09.01.2026 r. w 2024 r., [Internet:] [https://stat.gov.pl/files/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/12/3/1/zuzycie\\_energii\\_w\\_gospodarstwach\\_domowych\\_w\\_2024\\_r..pdf](https://stat.gov.pl/files/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/12/3/1/zuzycie_energii_w_gospodarstwach_domowych_w_2024_r..pdf)
2. Ustawa z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (Dz. U. z 2024 r. poz. 1509).
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (Dz.U. L 231 z 20.9.2023).
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz.U. L, 2024/1275, 8.5.2024).
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz.U. L, 2023/2413).
6. Ministerstwo Rozwoju i technologii, Prekonsultacje projektu Krajowego planu renowacji budynków, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologia/prekonsultacje-projektu-krajowego-planu-renowacji-budynkow> (dostęp: 16.06.2025).
7. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. 2021 poz. 264).
8. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu, [Internet:] <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu> (dostęp: 5.06.2025).
9. PTEC, Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, [Internet:] <https://ptec.org.pl/raporty/ocena-wplywu-rozstrzygniec-unijnego-pakietu-fit-for-55-na-transformacje-sektora-cieplownictwa-systemowego-w-polsce/> (dostęp: 5.06.2025).
10. PTEC, Integracja sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego, czyli jak wykorzystać transformację ciepłownictwa systemowego do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła i stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego, [Internet:] <https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2025/06/RAPORT-PTEC-Integracja-sektora-cieplowniczego-i-elektroenergetycznego.pdf>, s. 17 i nast. (dostęp: 16.06.2025).

11. Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej, Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych, [Internet:] [https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2024/10/RAPORT\\_PTEC-Wplyw-regulacji-UE-na-transformacje-sektora-cieplownictwa-systemowego-w-Polsce-ocena-skutkow-i-rekomendacje-w-zakresie-regulacji-krajowych.pdf](https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2024/10/RAPORT_PTEC-Wplyw-regulacji-UE-na-transformacje-sektora-cieplownictwa-systemowego-w-Polsce-ocena-skutkow-i-rekomendacje-w-zakresie-regulacji-krajowych.pdf), s. 73 (dostęp: 16.06.2025).

12. Ibidem.

13. KOBiZE, „Raport z rynku CO<sub>2</sub>” nr 154 / styczeń 2025, [Internet:] [https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy\\_do\\_pobrania/raport\\_co2/2025/17\\_KOBiZE\\_Analiza%20rynku\\_CO2\\_stycze%C5%84\\_2025.pdf](https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2025/17_KOBiZE_Analiza%20rynku_CO2_stycze%C5%84_2025.pdf) (dostęp: 16.06.2025).

14. G. Wielgosiński, Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych jako element domykający system gospodarki obiegu zamkniętego, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna”, grudzień 2022, s. 25–27.

15. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (Dz.U. 2016 poz. 847).

16. KOBiZE, Wskaźniki emisyjności CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2023 rok, Warszawa, grudzień 2024, s. 5.

17. PTEZ, Dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego w Polsce w świetle pakietu „Fit for 55”, [Internet:] [https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2023/05/dekarbonizacja\\_cieplownictwa\\_systemowego\\_w\\_polsce\\_w\\_swietle\\_pakietu\\_fit\\_for\\_55.pdf](https://ptec.org.pl/wp-content/uploads/2023/05/dekarbonizacja_cieplownictwa_systemowego_w_polsce_w_swietle_pakietu_fit_for_55.pdf) (dostęp: 16.06.2025).

