



Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce

Raport Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych





Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce

© Copyright by Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, 30 maja 2023 r.

Autorzy raportu:

Joanna Bolesta - Koordynator Zespołu ds. opracowania raportu

Wojciech Jabłoński

Dorota Jeziorowska

Aleksandra Kajfasz

Paweł Kaliński

Marcin Koczor

Eliza Krzysteczko

Artur Leśniak

Anna Litwinowicz-Krakus

Tomasz Matan

Jędrzej Maśnicki

Marta Naworska

Zbigniew Oczadły

Paweł Prasolik

Mariusz Radziszewski

Monika Soćko

Paweł Stępień

Arkadiusz Szymański

Tomasz Wojtasiak

Opracowanie graficzne:

CzystyDizajn



Spis treści

1. Uwarunkowania sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce	1
1.1. Sektor ciepłownictwa systemowego w ujęciu statystycznym	1
1.2. Polski sektor ciepłownictwa systemowego na tle innych państw europejskich	6
1.3. Uwarunkowania wynikające z lokalizacji systemów ciepłowniczych w miastach w kontekście kwestii podziału systemów	13
1.4. Technologie wspierające dekarbonizację średnich i dużych systemów ciepłowniczych	16
1.4.1. Technologie gazowe	16
1.4.2. Inne technologie	16
2. Kluczowe regulacje w pakiecie „Fit for 55” z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego	18
2.1. Dyrektywa EED	19
2.2. Dyrektywa EPBD	21
2.3. Dyrektywa RED	25
2.4. Dyrektywa EU ETS	27
3. Kluczowe założenia przyjęte do określenia optymalnych wariantów technologicznych	30
3.1. Założenia makroekonomiczne i rynkowe	31
3.2. Założenia techniczno – ekonomiczne	33
3.3. Przykładowe rynki ciepła	34
3.4. Warianty technologiczne	37
4. Dane dotyczące systemowych rynków ciepła w Polsce	41
5. Wyniki analizy	42
5.1. Uwarunkowania związane z zapotrzebowaniem na paliwo	45
5.1.1. Dostępność biomasy	45
5.1.2. Dostępność gazu	47
5.1.3. Wpływ zmiany miksu wytwórczego na emisyjność sektora ciepłownictwa systemowego	48
5.2. Uwarunkowania związane z infrastrukturą i instalacjami odbiorczymi	50
5.2.1. Uwarunkowania dotyczące sieci ciepłowniczych	50
5.2.2. Uwarunkowania dotyczące instalacji odbiorczych	51
6. Podsumowanie i rekomendacje	52
6.1. Dyrektywa EED	55
6.2. Dyrektywa EPBD	57
6.3. Dyrektywa RED	57
6.4. Dyrektywa EU ETS	61



PGE Energia Ciepło S.A. Oddział w Szczecinie



Słowo wstępne

Szanowni Państwo,

Bezpieczeństwo dostaw ciepła i energii elektrycznej mieszkańcom Polski jest kluczowym uwarunkowaniem, które powinno determinować wszelkie procesy inwestycyjne realizowane w branży energetycznej. Nabrało to szczególnego znaczenia w związku z globalnymi skutkami trwającej wojny w Ukrainie, a z drugiej strony – koniecznością prowadzenia inwestycji zmierzających do wypełnienia ambitnych celów unijnej polityki klimatyczno–energetycznej prowadzących do osiągnięcia neutralności emisyjnej w roku 2050.

O ile szeroko pojęty proces transformacji sektora ciepłownictwa systemowego zdecydowanie przyspieszył w ostatnich latach, wciąż nadrzędną kwestią był kierunek i trajektoria tych zmian. Przez ostatnie dwa lata na forum unijnym trwały intensywne prace nad regulacjami zawartymi w pakiecie „Fit for 55”, w których dużą uwagę przywiązano do m. in. obszaru dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego.

Z perspektywy branży, każdy przepis warunkujący możliwość zastosowania danej technologii czy paliwa ma ogromny wpływ na całość procesów inwestycyjnych realizowanych w ramach poszczególnych systemów ciepłowniczych. Dlatego też Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) było aktywnie zaangażowane w konsultacje towarzyszące pracom nad pakietem „Fit for 55”. Dzięki staraniom administracji, polskich europosłów oraz całego sektora, w tym wytwórców zrzeszonych w PTEZ, finalnie uzgodnione rozwiązania legislacyjne zdecydowanie bardziej odzwierciedlają polską specyfikę ciepłownictwa systemowego w porównaniu do propozycji z lipca i grudnia 2021 roku.

W niniejszym raporcie eksperci PTEZ dokonali oceny wpływu kluczowych regulacji uzgodnionych w ramach pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, wskazując na koszty tego procesu w skali całej branży, a także możliwe do zastosowania scenariusze i warianty technologiczne dla systemów ciepłowniczych różnej wielkości. Jest to pierwsza tego typu analiza, która stanowi zarazem istotny wkład w kontynuację dyskusji na temat transformacji energetycznej Polski.



Chociaż proces legislacyjny w Unii Europejskiej wszedł już na ostatnią prostą, kolejnym wyzwaniem dla skutecznej realizacji celów dekarbonizacyjnych będzie wdrożenie przepisów najważniejszych dyrektyw do prawa krajowego. Z tego też powodu, w raporcie zawarto również proponowane kierunki implementacji wybranych regulacji do legislacji krajowej, łącząc oczekiwania, że stanowią one cenny wkład w procesie dostosowywania polskiego porządku prawnego.

Życzę Państwu ciekawej lektury!

Wojciech Dąbrowski

Prezes Zarządu Polskiego Towarzystwa
Elektrociepłowni Zawodowych

1. Uwarunkowania sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce

1.1. Sektor ciepłownictwa systemowego w ujęciu statystycznym

Szeroko rozumiane ciepłownictwo dzieli się na ciepłownictwo systemowe, czyli systemy ciepłownicze składające się z sieci ciepłowniczych wraz z jednostkami wytwórczymi oraz ciepłownictwo niesystemowe – tj. wszelkie indywidualne źródła ciepła w budynkach lub gospodarstwach domowych. Ciepło systemowe wykorzystywane jest do celów grzewczych w 40,4% gospodarstw domowych w Polsce¹, tj. około 6 milionach. Opierając się na danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) zużycie ciepła w Polsce w 2021 r. wyniosło 444,3 tys. Tj, z czego 36,9% (163,9 tys. Tj) przypadało na potrzeby gospodarstw domowych.²

Zgodnie z dostępnymi danymi, obrazującymi stan na koniec 2021 r., koncesje wydane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem posiadały 392 przedsiębiorstwa (łącznie 810 poszczególnych koncesji na dany rodzaj działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło). Szczegółowe dane dotyczące charakterystyki koncesjonowanego ciepłownictwa w latach 2002-2021 przedstawiono w Tabeli 1.

Tabela 1: Potencjał koncesjonowanego ciepłownictwa w latach 2002-2021³

Wyszczególnienie	2002 r.	2020 r.	2021 r.	Zmiana 2021/2002 [%]	Zmiana 2021/2020 [%]
Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych	894,00	387,00	392,00	-56,71	1,55
Liczba przedsiębiorstw biorących udział w badaniu	849,00	399,00	407,00	-53,00	2,01
Moc zainstalowana [MW]	70 952,80	53 271,10	54 109,60	-24,92	1,57
Moc zamówiona* [MW]	38 937,00	34 665,54	35 021,10	-10,97	1,03
Długość sieci** [km]	17 312,50	22 123,11	22 223,03	27,79	0,45
Zatrudnienie w etatach	60 239,00	28 737,00	28 106,00	-52,30	-2,20
Sprzedaż ciepła ogółem *** [Tj]	469 355,50	343 690,65	385 599,00	-26,77	12,19
Ciepło oddane do sieci *** [Tj]	336 043,00	257 377,29	285 771,00	-23,41	11,03
Ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci*** [Tj]	298 938,10	224 500,80	250 439,00	-24,90	11,55

* Moc zamówiona w 2003 r., w 2002 r. nie zbierano danych dotyczących mocy zamówionej

** Od 2004 r. długość sieci obejmuje również sieci niskoparametrowe (tzw. zewnętrzne instalacje odbiorcze)

*** Definicje tych kategorii zamieszczone zostały w rozdziale Uwagi Metodyczne raportu „Energetyka ciepła w liczbach – 2021”



Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponują zróżnicowaną i rozdrobnioną infrastrukturą techniczną, która jest określana przez dwie podstawowe wartości: zainstalowaną moc cieplną oraz długość sieci ciepłowniczej. W 2021 r. zainstalowana moc cieplna wynosiła 54 109,6 MW (w 2020 r. - 53 271,10 MW), a osiągalna - 54 164,2 MW. W 2021 r. koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponowały sieciami ciepłowniczymi o długości 22 223 km (względem 22 123,1 km w 2020 r.).

W Tabeli 2 zestawiono długość sieci ciepłowniczych w Polsce i ich rozwój od 2002 r. Warto zauważyć, że największy udział stanowią sieci ciepłownicze o długości ponad 50 km. Dla tej kategorii dane wskazują zarazem na największą dynamikę rozwoju.

Tabela 2: Długość sieci ciepłowniczych w Polsce⁴

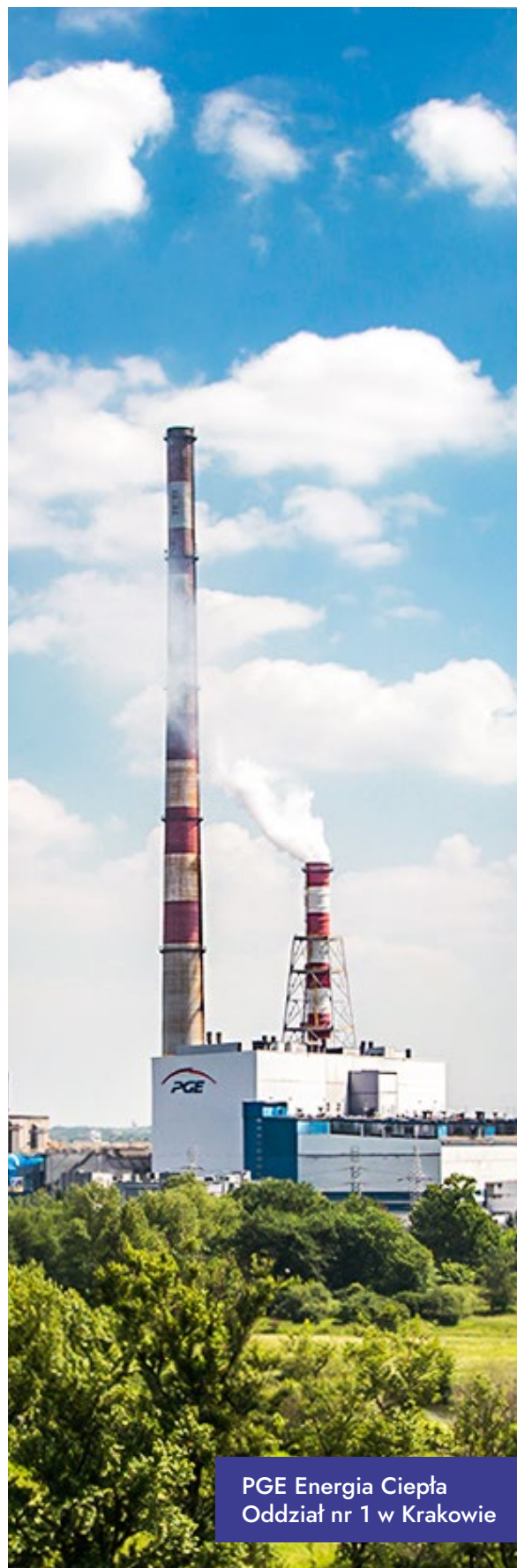
Długość sieci [km]	2002	2020	2021
Polska	17 312,5	22 123,1	22 223,0
3 i poniżej	326,5	36,3	33,6
3–5	402,4	90,8	85,1
5–7	431,2	90,9	110,9
7–10	580,7	335,2	330,0
10–20	1 597,1	1 269,5	1 205,2
20–50	2 545,1	3 075,5	2 997,2
Powyżej 50	11 429,5	17 224,9	17 460,9

1 Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 roku, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, styczeń 2020 r.

2 Zużycie paliw i nośników energii w 2021 roku, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, grudzień 2022 r.

3 Opracowanie własne na podstawie „Energetyka cieplna w liczbach – 2021”, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, grudzień 2022 r.

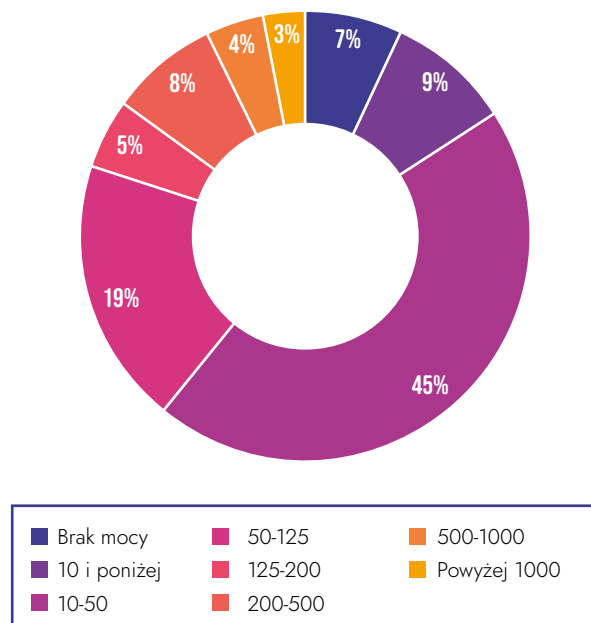
4 Ibidem



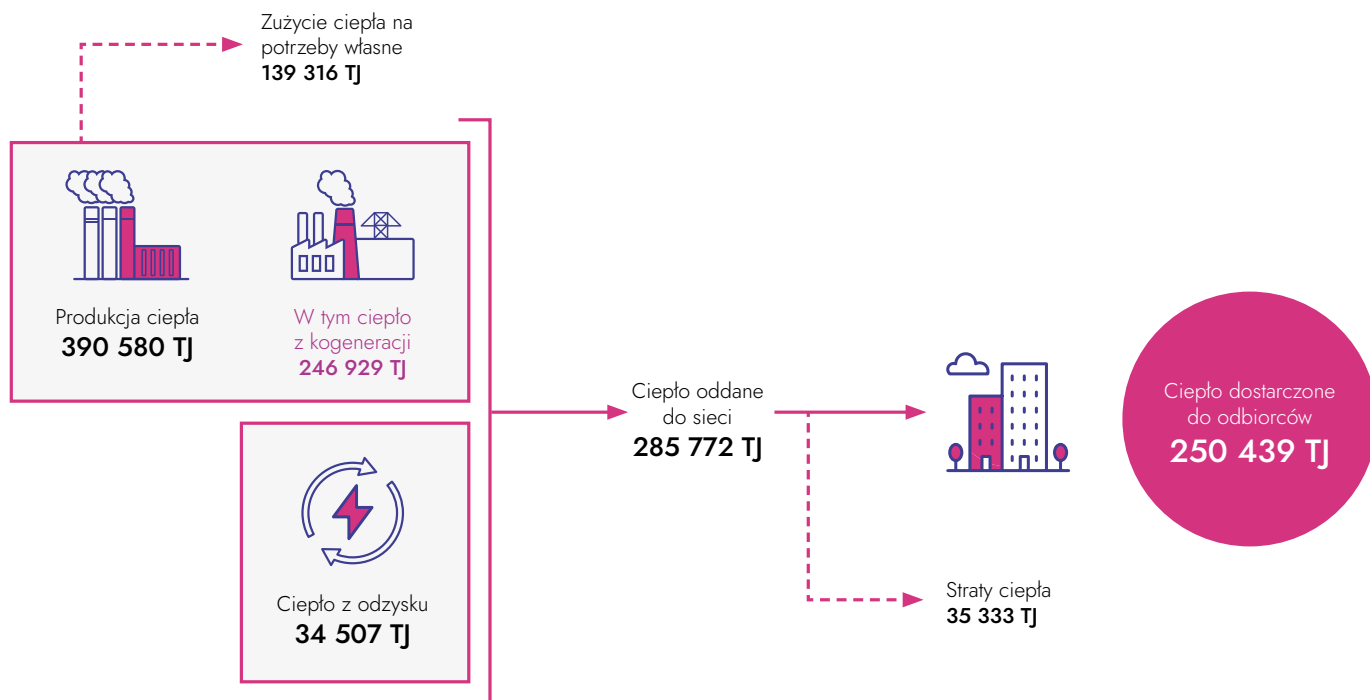
PGE Energia Ciepła
Oddział nr 1 w Krakowie

Przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzają ciepło w źródłach o różnej wielkości, z przewagą ilościową źródeł małych, tj. o mocy zainstalowanej cieplnej do 50 MW, którymi, jak przedstawiono na Wykresie 1, dysponowało 54% przedsiębiorstw. Dziesięć koncesjonowanych podmiotów dysponowało mocą zainstalowaną źródeł przekraczającą 1 000 MW każde, a ich łączna moc osiągalna stanowiła ponad 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Przedsiębiorstwa te działały również w obszarze wytwarzania energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność w zakresie wytwarzania ciepła wyprodukowały w 2021 r., łącznie z ciepłem odzyskanym w procesach technologicznych, 425,1 tys. Tj ciepła, co oznacza wzrost o 7,9 % w stosunku do roku poprzedniego. Szczegółowe informacje w zakresie produkcji ciepła koncesjonowanego, a także wolumenów ciepła dostarczonego do sieci oraz odbiorców zostały przedstawione na Rysunku 1.

Wykres 1: Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła w 2021 r.⁵



Rysunek 1: Produkcja ciepła w Polsce w 2021 r.⁶



⁵ Ibidem
⁶ Ibidem

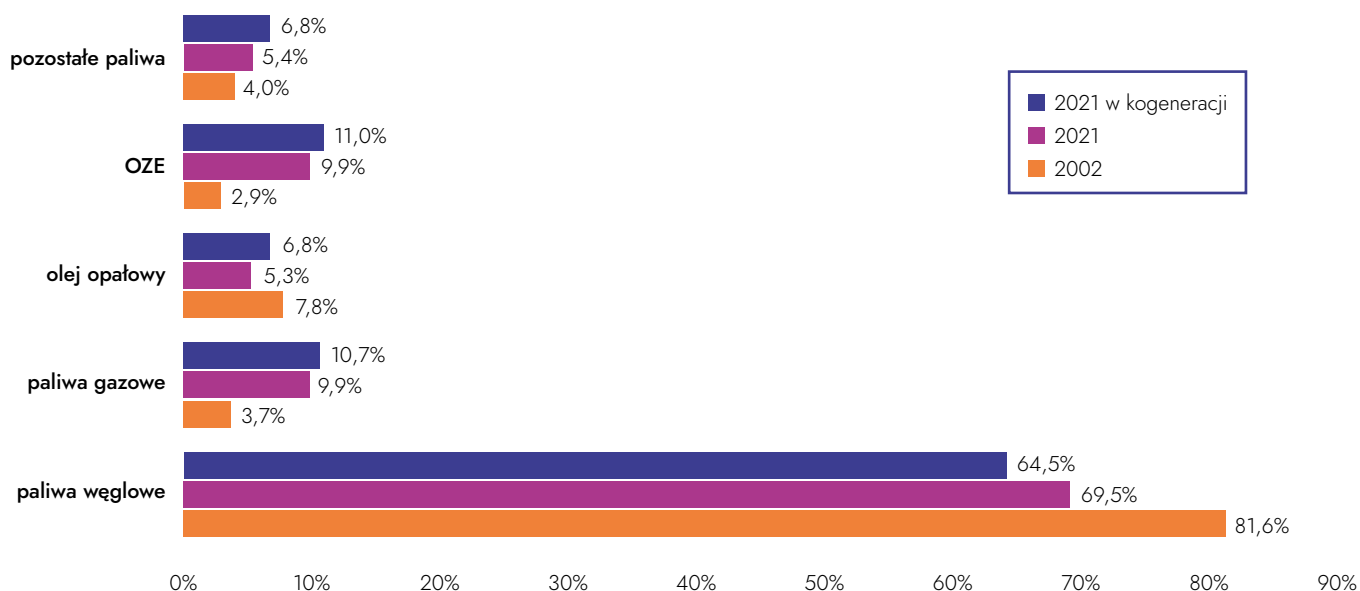


Z całkowitej produkcji ciepła w koncesjonowanych przedsiębiorstwach energetycznych w 2021 r., udział ciepła produkowanego w kogeneracji wynosił 63,2% (zmniejszył się o 2 pp. w stosunku do 2020 r.). Spośród 378 przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w 2021 r. 133 z nich (tj. 35,1%) wytwarzało ciepło również w kogeneracji.

W sektorze ciepłownictwa koncesjonowanego nadal dominują

paliwa węglowe, których udział w 2021 r. stanowił 69,5% paliw zużywanych w źródłach ciepła (w 2020 r. – 68,9 %, w 2019 r. – 71%, w 2018 r. – 72,5%, a w 2017 r. – 74,0%). Od 2002 r. udział paliw węglowych obniżył się o 12,2 pp., zaobserwowano natomiast wzrost udziału paliw gazowych – o 6,2 pp. i odnawialnych źródeł energii (OZE) – o 7 pp. Strukturę paliw w 2002 oraz 2021 r. prezentuje Wykres 2.

Wykres 2: Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła 2002 r. i w 2021 r. oraz do produkcji ciepła w kogeneracji w 2021 r. ¹



Należy zauważyć, że zróżnicowanie paliw zużywanych do produkcji ciepła jest nieco większe wśród przedsiębiorstw produkujących ciepło w kogeneracji. W tej grupie przedsiębiorstw również dominują paliwa węglowe, ale jedną trzecią stanowią inne paliwa, w tym 11% źródła OZE, 10,7% gaz ziemny i 6,8% olej opałowy.

W 2021 r. wolumen sprzedaży ciepła ogółem przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze (łącznie z odsprzedając innym podmiotom) wyniósł 385 598,57 TJ. Oznacza to wzrost w stosunku do roku 2020 o 11,86%. Średnia jednoskładnikowa cena ciepła sprzedawanego ze wszystkich koncesjowa-

nych źródeł wytwarzających ciepło wyniosła 47,65 zł/GJ, co oznacza wzrost o 7,49% w stosunku do ceny w roku 2020. Jednocześnie, średnia cena ciepła sprzedawanego z koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło bez kogeneracji wyniosła 53,31 zł/GJ, zaś średnia jednoskładnikowa cena ciepła sprzedawanego z koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło z kogeneracji wyniosła 45,27 zł/GJ. Warto również wskazać, że koszty wytworzenia ciepła – a tym samym poziom jego cen są ściśle skorelowane z rodzajem wykorzystywanego paliwa, co zobrazowano w Tabeli 3.

¹ Ibidem

Tabela 3: Ceny ciepła wytworzonego w 2021 r. ⁸

Wyszczególnienie	2019 [zł/GJ]	2020 [zł/GJ] ²	2021 [zł/GJ]	Zmiana 2020/2019 [%]	Zmiana 2021/2020 [%]
Średnia cena wytworzenia ciepła	40,97	44,33	47,65	8,2	7,49
Węgiel kamienny	40,34	43,88	47,27	8,77	7,72
Węgiel brunatny	25,09	28,03	31,58	11,72	12,68
Olej opałowy lekki	73,75	58,4	56,57	-20,81	-3,13
Olej opałowy ciężki	34,95	37,16	39,58	6,33	3,52
Gaz ziemny wysokometanowy	52,17	53,64	57,53	2,82	7,25
Gaz ziemny zaazotowany	43,34	46,06	53,79	6,28	16,79
Biomasa	42,65	45,77	47,44	7,31	3,65
Inne odnawialne źródła energii	36,53	37,71	33,49	3,23	-11,19
Pozostałe paliwa	37,84	44,08	47,42	16,49	7,57

Na kształtowanie poziomu przychodów osiągniętych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze zasadniczy wpływ ma wielkość sprzedaży ciepła, która zależy od potrzeb cieplnych odbiorców i rodzaju paliwa zużywanego w źródle. Te z kolei kształtują średnie ceny ciepła oraz zakres usług świadczonych odbiorcom. Działania termomodernizacyjne odbiorców, wyższa średnia temperatura miesięcy zimowych oraz rosnący poziom oszczędności energii przez odbiorców, stanowią przyczynę zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło, co w konsekwencji przekłada się na niższe przychody przedsiębiorstw.

W 2021 r., podobnie jak w latach poprzednich, zaobser-

wowano wzrost kosztów zarówno ogółem z działalności ciepłowniczej (o 23,21%), jak i kosztów prowadzenia działalności ciepłowniczej (o 24,22%). Do wzrostu kosztów działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych przyczynił się wzrost kosztów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, destabilizacja na rynku paliw (głównie gazu ziemnego) i wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej. Dane te zostały zobrazowane w Tabeli 4. Należy podkreślić, mimo braku dostępności najnowszych danych, że także 2022 r. był, ze względu na agresję Rosji na Ukrainę i związaną z nią destabilizacją na rynku paliw, równie trudny pod względem kosztów prowadzenia działalności.


Elektrociepłownia EC4 - Veolia Energia Łódź S.A

⁸ Ibidem

⁹ Opracowanie własne na podstawie danych URE i sprawozdań G.10.2 Agencji Rynku Energii



Tabela 4: Łączny wynik działalności energetycznej (energia elektryczna i ciepło) w elektrowniach i elektrociepłowniach koncesjonowanych (2021)⁹

Wyszczególnienie	[tys. zł]
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	62 584 381,60
Koszty działalności własnej	31 893 915,20
Koszty zakupu energii do odsprzedaży, koszty umorzonych praw majątkowych, opłaty zastępczej	10 767 745,40
Koszty sprzedaży	1 032 375,60
Koszty zarządu	1 059 946,00
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	44 753 982,20
Wynik na sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	17 830 399,40
Pozostałe przychody	4 551 046,00
w tym przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO ₂	1 832 670,30
Pozostałe koszty	23 183 491,30
w tym koszty zakupu uprawnień do emisji CO ₂	20 928 985,90
Wynik z uwzględnieniem pozostałych przychodów i kosztów	-802 045,90
Przychody finansowe	90 244,40
Koszty finansowe	515 423,00
Wynik z uwzględnieniem przychodów i kosztów finansowych	-1 227 224,50

1.2. Polski sektor ciepłownictwa systemowego na tle innych państw europejskich

Ciepłownictwo systemowe stanowi mniejszą część rynku ciepła w Unii Europejskiej (UE). Około 10 000 europejskich systemów ciepłowniczych zaspokaja w granicach 12% całkowitego zapotrzebowanie na ciepło w UE¹⁰. Jest to jednak wynik powyżej średniej światowej, która według danych opublikowanych przez Międzynarodową Agencję Energii w 2021 r. wyniosła 8,5%. To wyraźnie pokazuje, o ile bardziej rozwinięte jest europejskie ciepłownictwo systemowe.¹¹

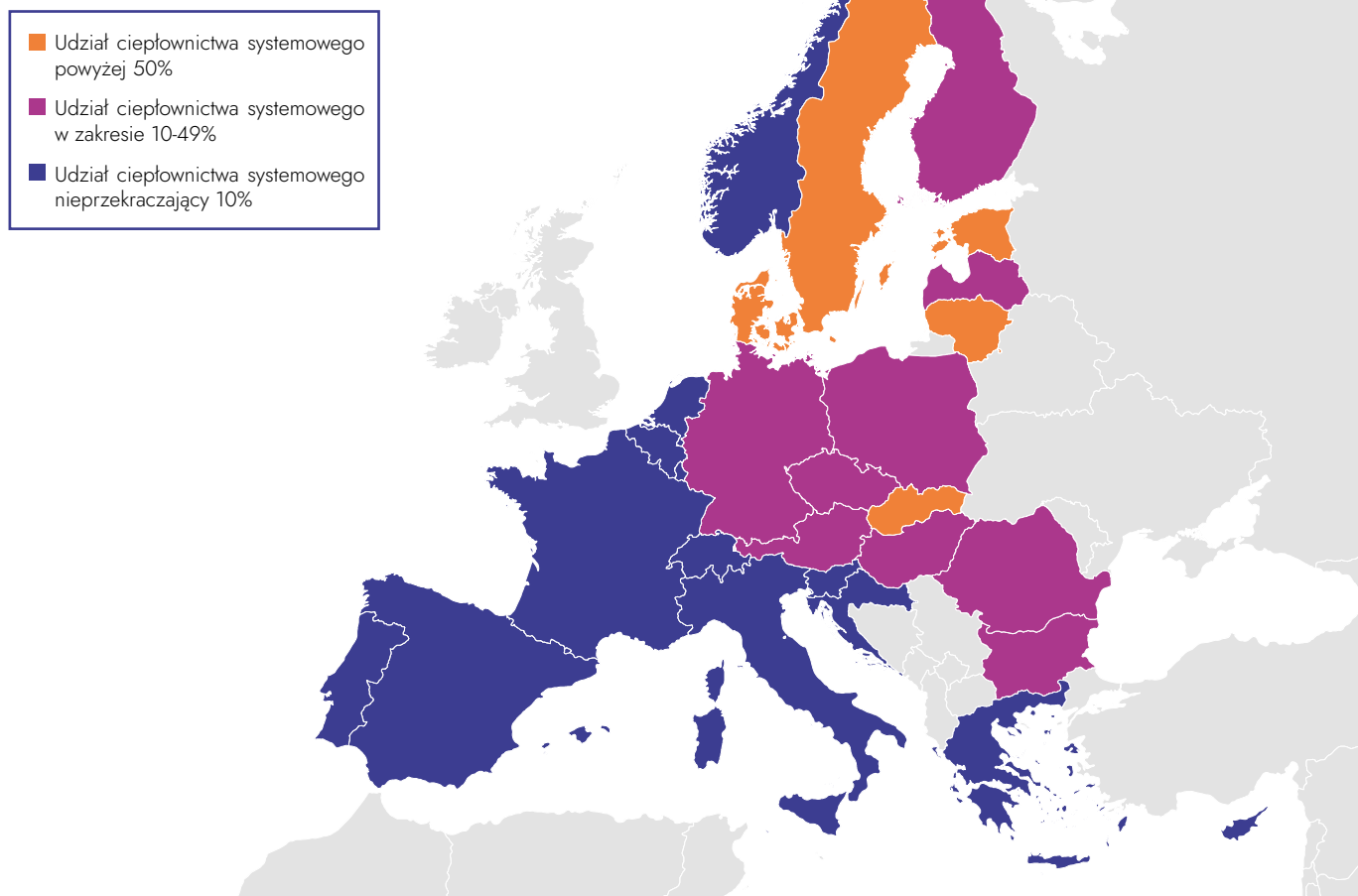
Udział ciepłownictwa sieciowego nie rozkłada się równomiernie w całej Europie. Znaczenie sieci ciepłowniczych różni się

istotnie w zależności od regionu. Systemy ciepłownicze są zdecydowanie najpowszechniejszym rozwiązaniem grzewczym w krajach Europy Północnej i Wschodniej (kraje nordyckie, bałtyckie, Polska itp.), podczas gdy na południu i części krajów Europy Zachodniej ten sposób zaopatrzenia w ciepło odgrywa niewielką rolę (np. Holandia, Wielka Brytania, Francja). Udział ciepłownictwa systemowego w całkowitym wytwarzaniu ciepła w poszczególnych krajach europejskich przedstawiono na Rysunku 2.

¹⁰ DHC Market Outlook, Euroheat & Power, 2022

¹¹ Ibidem

Rysunek 2: Znaczenie ciepłownictwa systemowego w poszczególnych krajach Europy (2018) ¹²



Około 60 milionów obywateli UE korzysta z ciepła dostarczanego przez sieć ciepłowniczą, a dodatkowo 80 milionów obywateli mieszka w miastach, które są już wyposażone w co najmniej jeden system ciepłowniczy. Jednym z wskaźników określających rozmiar i potencjał sieci ciepłowniczych jest ilość ciepła sprzedawanego do tych klientów. Polska jest w tym zestawieniu niezaprzeczalnym liderem. Sytuację tę obrazuje Wykres 3. Sprzedaż ciepła sieciowego, czyli rzeczywista ilość ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych, jest jednym z kluczowych wskaźników biznesowych, który wskazuje punkt odniesienia co do wielkości sektora. Wolumen sprzedanego ciepła do odbiorców ciepła sieciowego w Polsce jest prawie pięciokrotnie wyższy od sprzedaży w Niemczech oraz dwukrot-

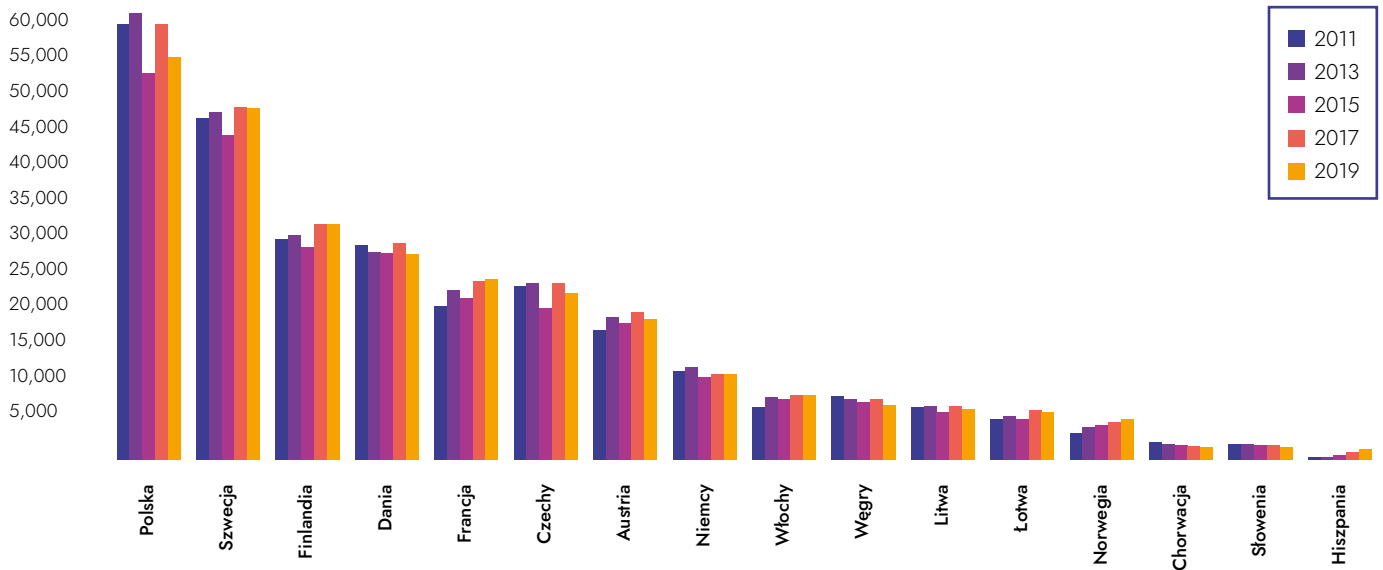
nie większy niż w Danii, które są liderami względem długości sieci ciepłowniczych.

Dodatkowym wskaźnikiem wskazującym na rozmiar oraz na potencjał sektora jest łączna długość sieci ciepłowniczych (Wykres 4). Wskaźnik ten, co kluczowe, pokazuje perspektywy inwestorów i ich zaufanie do rynku, gdyż inwestycje w ciepłownictwo realizowane są w długoterminowym modelu biznesowym. Największym pod względem długości sieci rynkiem jest Dania, której sieć ciepłownicza przekracza 30 000 km długości, gdzie wysoki jest też stosunek długości sieci do liczby mieszkańców. Pod tym względem Polska zajmowała w 2018 r. czwartą pozycję za Danią, ale również Niemcami i Szwecją.

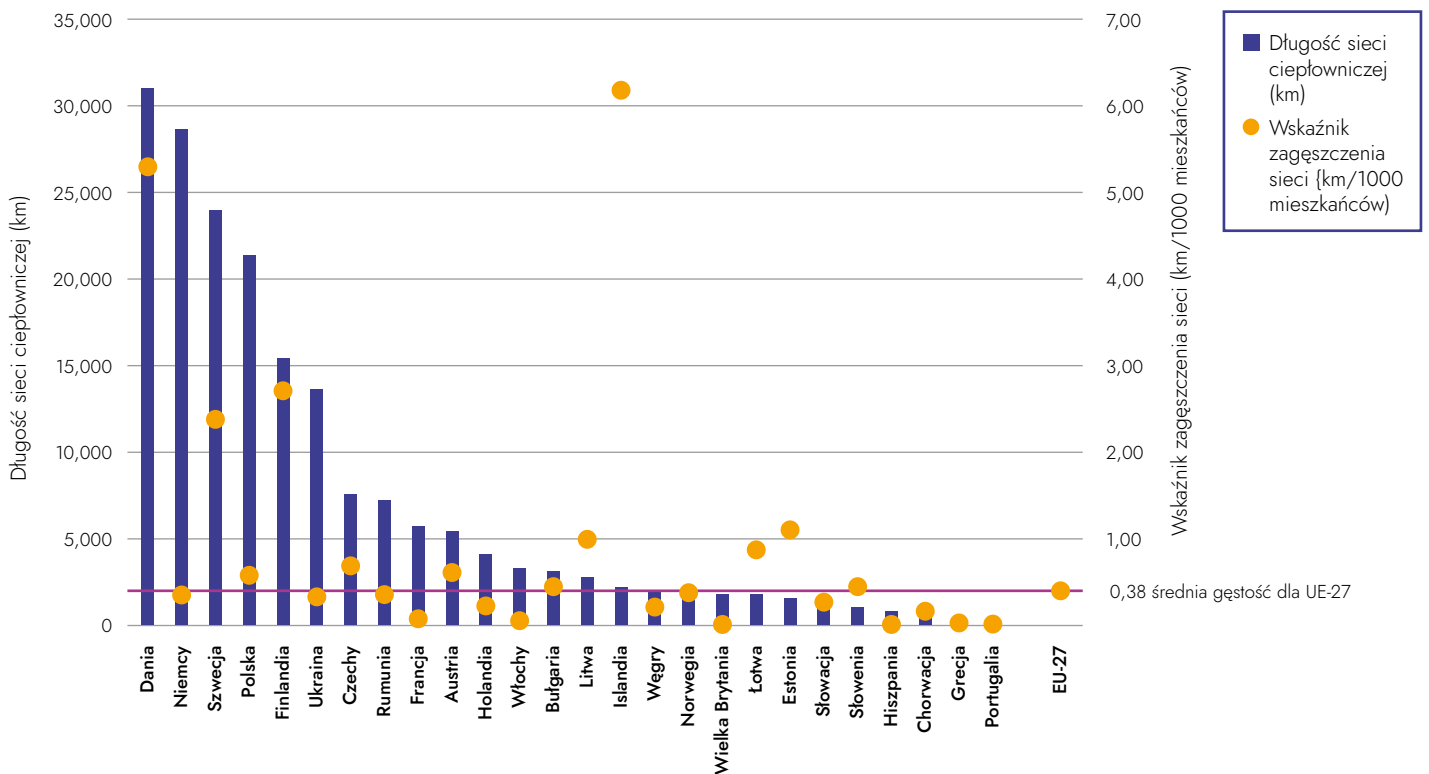
¹² Opracowanie własne na podstawie <https://www.wedistrict.eu/interactive-map-share-of-district-heating-and-cooling-across-europe/>



Wykres 3: Całkowita sprzedaż ciepła sieciowego do klientów (2011 - 2019, w GWh) ¹³



Wykres 4: Łączna długość sieci ciepłowniczej w km i wskaźnik zagęszczenia sieci na 1000 mieszkańców (km/1000 obywateli) (2019) ¹⁴



¹³ Opracowanie własne na podstawie danych URE (dla Polski) oraz DHC Market Outlook, Euroheat & Power, 2022 (dla pozostałych krajów)

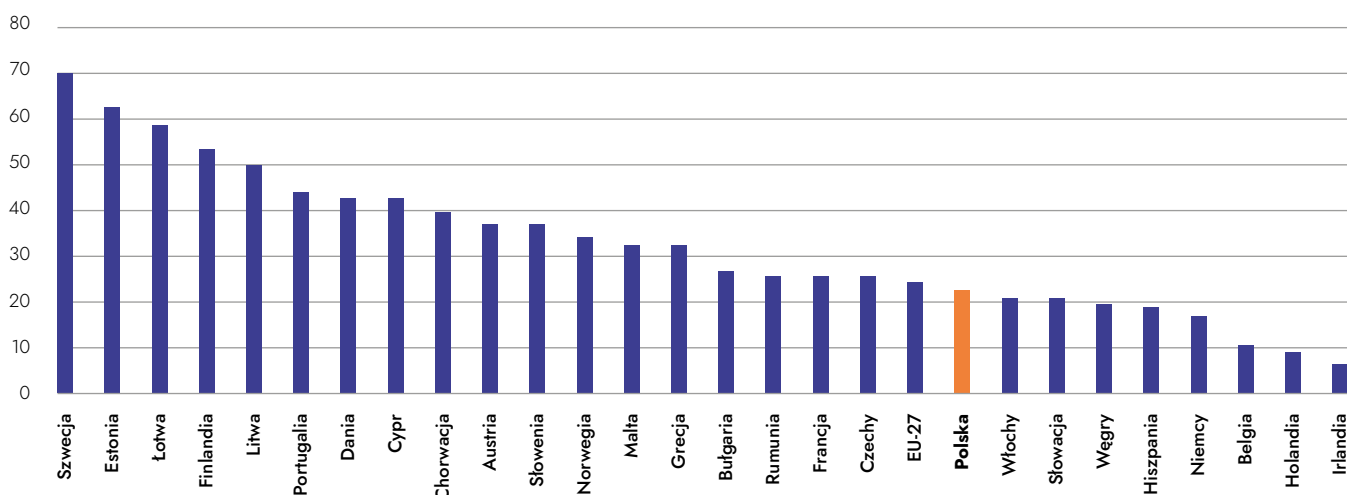
¹⁴ Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive Main Report, Tilia, TU Wien, IREES, Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2021

Średnio 80% zapotrzebowania gospodarstw domowych w UE na energię jest przeznaczane na ogrzewanie i chłodzenie pomieszczeń oraz podgrzewanie wody. Pomimo potencjału dekarbonizacyjnego, sektor ten jest nadal w dużym stopniu uzależniony od paliw kopalnych. Kryzys klimatyczny i trwająca wojna w Ukrainie, uwydatniły pilną potrzebę przyspieszenia dekarbonizacji sektora ciepłowniczego, przy jednoczesnej konieczności uwzględnienia lokalnych uwarunkowań i charakterystyki poszczególnych systemów. Dążenie do ambitniejszych celów klimatycznych – osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. – wymaga szybszej transformacji w obszarze produkcji i dystrybucji energii cieplnej. Wdrażanie lokalnych, zrównoważonych rozwiązań grzewczych jest kluczem do zapewnienia większej ilości odnawialnego ciepła.

Siedem krajów europejskich o najwyższym krajowym udziale energii odnawialnej w ogrzewaniu i chłodzeniu również ma najwyższy udział OZE w ciepłownictwie systemowym (Islandia, Szwecja, Estonia, Finlandia, Łotwa, Dania i Litwa). Jest to wyraźne wskazanie na bezpośrednią korelację między ciepłownictwem, a łącznym poziomem konsumpcji OZE w gospodarce

danego kraju. Jak przedstawiono na Wykresie 5, udział energii odnawialnej w sektorze ciepłowniczym w Polsce w 2021 r. wyniósł 21% i znalazł się o 1,9 pp. poniżej średniej unijnej. Wykres 6 przedstawia tzw. miks paliwowy odnoszący się do sieci ciepłowniczych oraz udział kogeneracji w łącznym wolumenie wytworzonego ciepła. W większości krajów Unii Europejskiej udział kogeneracji przekracza 50%, w 2018 r. wynik Polski był zbliżony do średnio unijnego poziomu wynoszącego 63%. Jednak już struktura paliw użytych do wytworzenia ciepła w Polsce znacznie odbiegała od miksu paliw w państwach UE. Gaz ziemny był głównym źródłem wytwarzanego ciepła w wielu krajach (z udziałem 60% lub więcej), takich jak Bułgaria, Chorwacja, Węgry, Włochy, Holandia i Rumunia. Drugim ważnym źródłem ciepła w UE są biomasa, biopaliwa i odpady odnawialne. Stanowią one znaczący udział w wielu krajach, takich jak Austria, Francja, kraje skandynawskie i bałtyckie. Węgiel i torf zajmowały w 2018 r. trzecie miejsce, jako najczęściej wykorzystywane źródło ciepła w UE. Zdominowały miks paliwowy Polski, ale również Niemiec, Grecji, Słowacji i Słowenii.

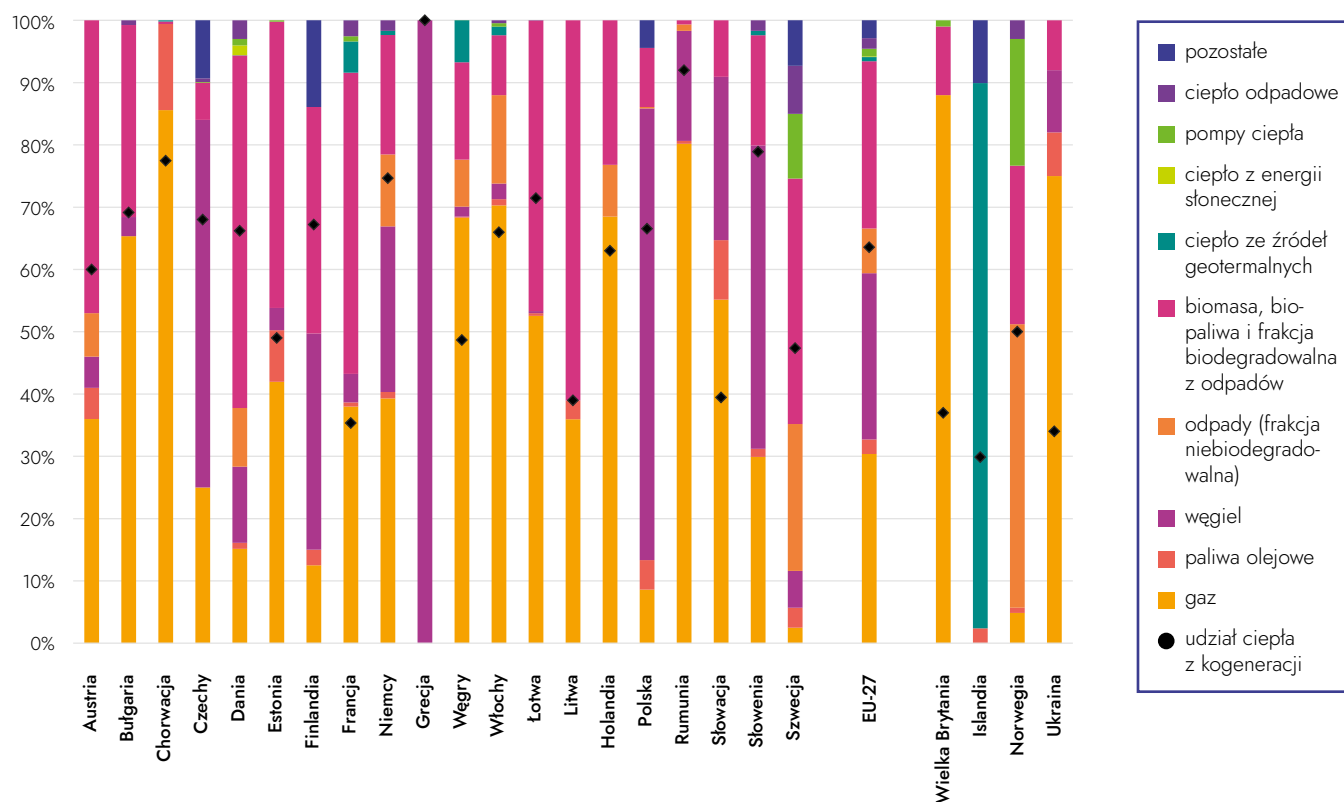
Wykres 5: Udział energii odnawialnej w sektorze ciepłowniczym (2021) ¹⁵



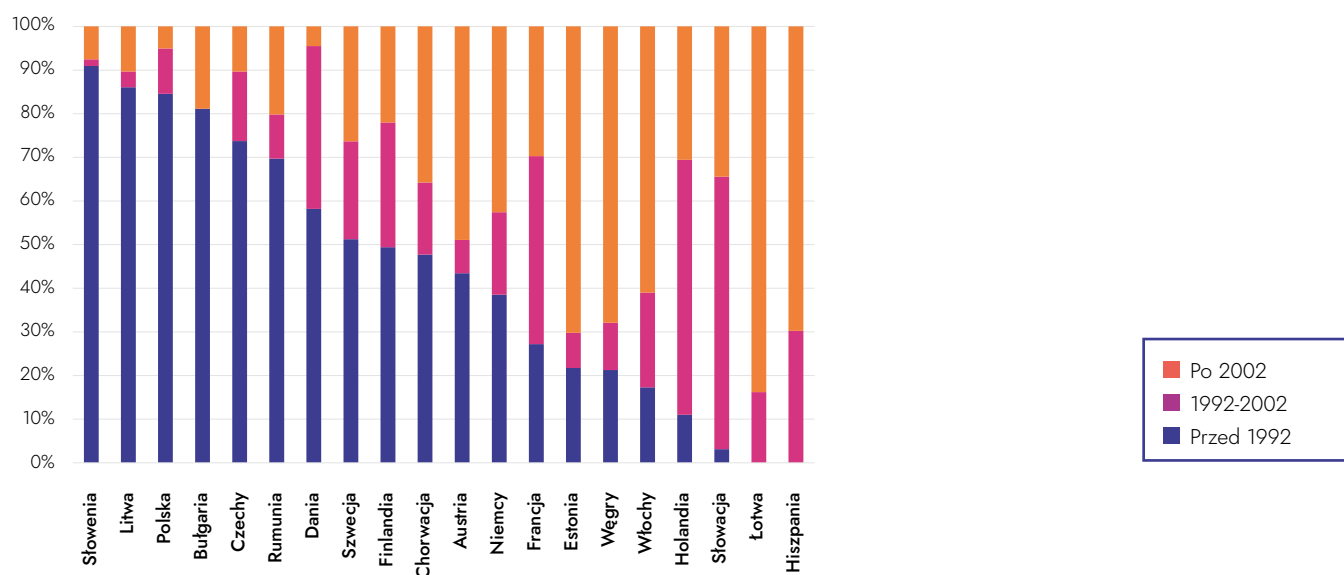
¹⁵ Opracowanie własne na podstawie danych Eurostat



Wykres 6: Struktura paliwowa sieci ciepłowniczych i udział kogeneracji (2018) ¹⁶



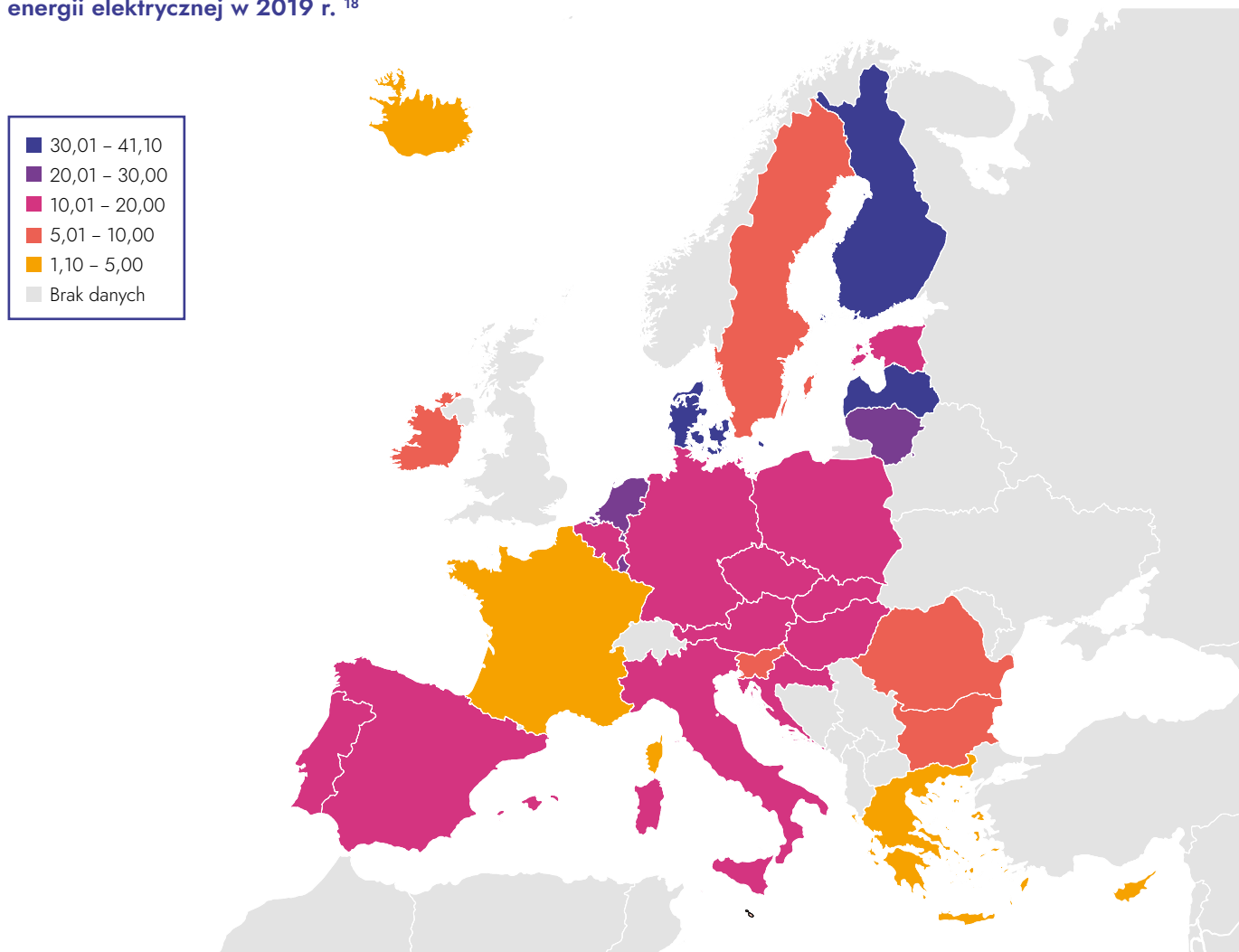
Wykres 7: Struktura wiekowa jednostek kogeneracyjnych w wybranych krajach członkowskich (2018) ¹⁷



¹⁶ Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive Main Report, Tilia, TU Wien, IREES, Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2021

¹⁷ Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive Main Report, Tilia, TU Wien, IREES, Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2021

Rysunek 3: Udział kogeneracji w produkcji energii elektrycznej w 2019 r. ¹⁸



Na Wykresie 7 przedstawiono strukturę wiekową zasobu jednostek kogeneracyjnych w 2018 r., zgodnie z najbardziej aktualnymi i dostępnymi danymi. Około 43% funkcjonujących elektrociepłowni miała prawie 30 lub więcej lat i została zbudowana przed 1992 r. Dodatkowo 23% analizowanych zasobów elektrociepłowni powstało w latach 1992-2002. Na tym tle Polska znajdowała się w niechlubnej czołówce krajów w tej

statystyce, wyprzedziły ją tylko Słowenia i Litwa. Kogeneracja w 2019 r. dla wszystkich państw UE odpowiadała za 12% produkcji energii elektrycznej. Dla Polski udział kogeneracji w produkcji energii elektrycznej w 2019 r. wynosił ok. 18% przewyższając średnią unijną. Na Rysunku 3 zaprezentowano udział kogeneracji w produkcji energii elektrycznej w 2019 r. dla poszczególnych państw UE.

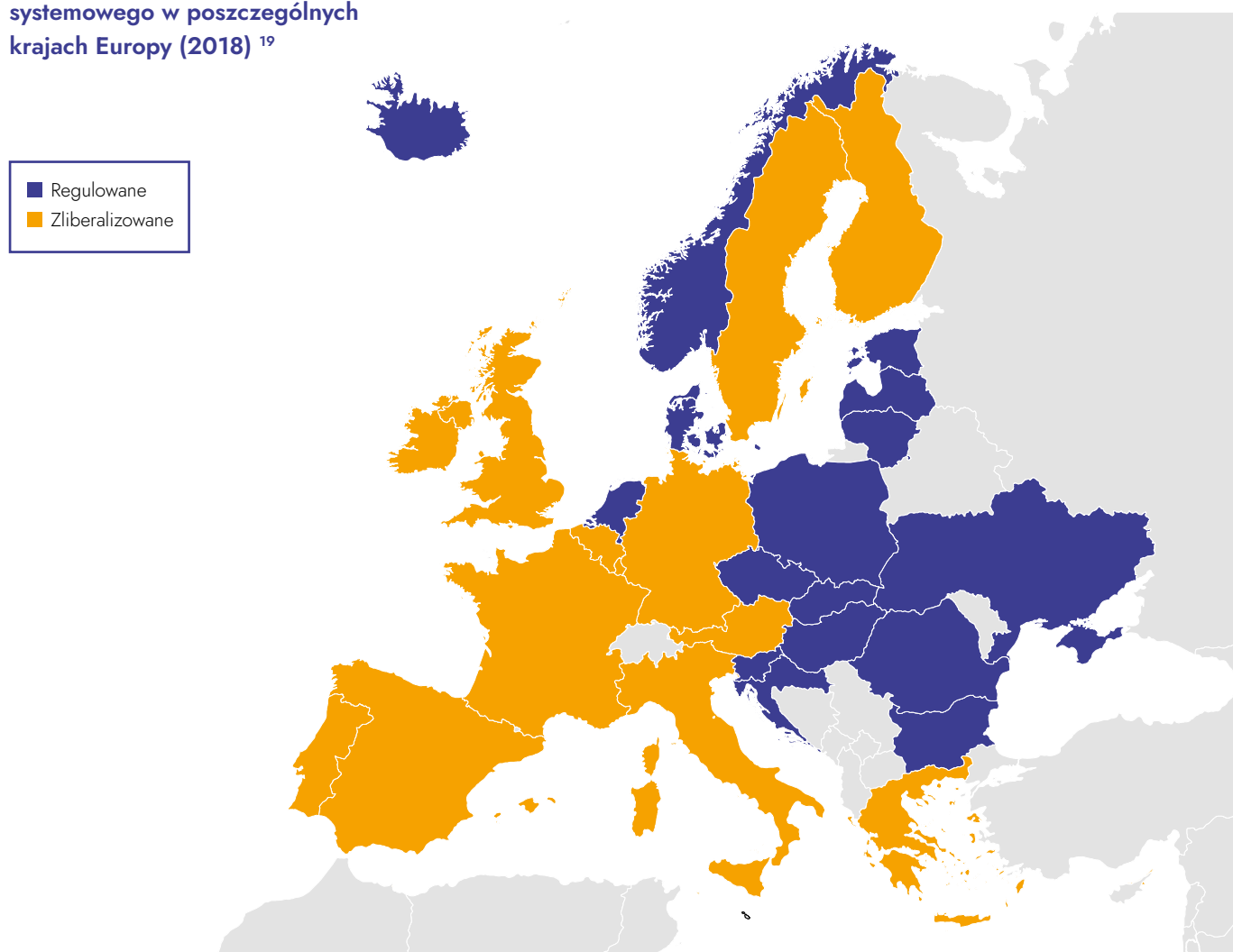
¹⁸ Energia 2022, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, czerwiec 2022 r.



Ceny ciepła systemowego mogą podlegać różnego rodzaju regulacjom (kontrola ex-ante, ex-post). W ponad połowie analizowanych krajów ceny ciepła jak i mechanizm ich ustalania są regulowane, co przedstawiono na Rysunku 4, przy czym stopień regulacji w poszczególnych krajach jest zróżnicowany. Regulowany charakter sektora ciepłowniczego wynika z występowania tzw. monopolu naturalnych w obszarze dystrybucji i przesyłania ciepła. Ze względu na ryzyko zaburzenia konku-

rencji w sektorze ciepłowniczym istnieje szereg aktów prawnych mających na celu ochronę konsumentów – odbiorców ciepła – przed nieuzasadnionym wzrostem cen. Polska, obok Bułgarii, Danii, Litwy, Słowacji i Holandii, należy do państw, w których ceny ciepła systemowego są regulowane przez prawo, zarówno w formule ex-ante - tj. poprzez zatwierdzanie taryf, jak również ex-post - czyli, kontrolę ich stosowania. Ceny kalkulowane są na rok (np. Polska) lub dłuższy okres (np. Litwa).

Rysunek 4: Regulacje cenowe ciepła systemowego w poszczególnych krajach Europy (2018) ¹⁹



¹⁹ Overview of District Heating and Cooling Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive Main Report, Tilia, TU Wien, IREES, Öko-Institut, Fraunhofer ISI, 2021

1.3. Uwarunkowania wynikające z lokalizacji systemów ciepłowniczych w miastach w kontekście kwestii podziału systemów

Charakterystyka systemów ciepłowniczych i ich wielkość pod względem mocy zainstalowanej w źródłach, w istotnej mierze determinuje możliwość, tempo i zakres wykorzystywania instalacji OZE. Aktualnie, zasilanie wyłącznie poprzez instalacje OZE nie jest rozwiązaniem do zastosowania w rozległych systemach ciepłowniczych w dużych miastach. Dystrybucja ciepła w takich systemach jest utrudniona, ponieważ infrastruktura nie jest kompatybilna ze źródłami niskotemperaturowymi opartymi na OZE – efektywne wykorzystanie energii z OZE i ciepła odpadowego wymaga obniżenia temperatury wody w sieci ciepłowniczej z obecnego poziomu 135/70°C do 65/40°C (wejście/wyjście). Z kolei kluczowym elementem realizacji systemu niskotemperaturowego jest termomodernizacja budynków i modernizacja instalacji wewnętrznych budynków, która wiąże się z dużymi kosztami. Co ważne, sektor energetyczny nie ma wpływu na tempo realizacji procesów termomodernizacji, które co do zasady znajdują się w zakresie odpowiedzialności właścicieli i zarządców budynków.

Należy zauważyć, że około 40% przedsiębiorstw energetycznych w Polsce dysponuje mocą zainstalowaną źródeł ciepła

przekraczającą 50 MW. Są to głównie przedsiębiorstwa ciepłownicze w większych miastach, których ludność przekracza 100 tys. mieszkańców, z kolei 20% przedsiębiorstw dysponuje mocą zainstalowaną w źródłach ciepła na poziomie ponad 125 MW.²⁰ Zdecydowana większość systemów ciepłowniczych w Polsce powstała w latach 1950-1970, a w okresie późniejszym była sukcesywnie rozbudowywana. Systemy (zarówno instalacje wewnętrzne budynków, sieci przesyłowe i dystrybucyjne, jak i jednostki wytwórcze) projektowane były mając na uwadze rozwój miasta, uwarunkowania pogodowe i technologiczne, jako systemy wysokotemperaturowe, pracujące na parametrach zasilania ok. 140 – 150°C. W większych miastach instalowane były jednostki kogeneracji jako najskrajniejsze układy wytwarzania, zaś w mniejszych – układy ciepłownicze. Układy scentralizowane pozwalały eliminować indywidualne źródła ciepła o niskiej sprawności i negatywnym wpływie na środowisko, co istotnie redukowało zjawisko smogu i poprawiało jakość powietrza. Postępująca w ostatnich 20 latach wymiana starych sieci ciepłowniczych na sieci w systemie rur preizolowanych pozwoliła na obniżenie parametrów pracy sieci do około 125°C.



PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Bydgoszczy



Zdecydowana większość dużych systemów ciepłowniczych wykorzystuje jednostki kogeneracji opalane paliwem węglowym, które zostały w znacznym stopniu zmodernizowane, żeby spełniać odpowiednie normy emisji zanieczyszczeń. Obecnie głównym kierunkiem trwających procesów transformacji dużych systemów ciepłowniczych, jest zasilanie tych systemów przez jednostki kogeneracji opalane gazem ziemnym, uzupełniane przez instalacje OZE, których dobór uwarunkowany jest charakterystyką danego systemu ciepłowniczego oraz dostępnością lokalnych zasobów (np. biomasy czy energii geotermalnej). W dużych systemach ciepłowniczych, ze względu na konieczność instalowania jednostek wytwórczych o bardzo dużej mocy, transformacja źródeł w kierunku OZE stanowi znaczące wyzwanie techniczne, finansowe i logistyczne (np. związane z koniecznością dostaw znacznych ilości biomasy czy też zapewnienia wymaganej temperatury wody w sieci). Nie wyklucza to jednak konieczności podejmowania wysiłków na rzecz budowy systemów hybrydowych, w których centralne jednostki wytwórcze będą uzupełniane przez instalacje OZE. Należy zwrócić uwagę, że wytwarzanie ciepła z użyciem kolektorów słonecznych, pomp ciepła lub geotermii skutkuje uzyskaniem niższych temperatur nośnika. Natomiast obniżona

temperatura czynnika w sieci ciepłowniczej wymaga dostosowania zarówno infrastruktury sieciowej, jak i instalacji wewnętrznych budynków służących do ogrzewania pomieszczeń. Rozwiązania te są więc łatwiejsze do wdrożenia w nowobudowanych budynkach, zwłaszcza z indywidualnymi źródłami ciepła, gdzie od podstaw można zaprojektować i wykonać cały system ogrzewania. Ponadto, niezbędne jest utrzymanie w podstawie systemu ciepłowniczego sterowanej jednostki kogeneracji, biorąc pod uwagę niską stabilność instalacji OZE w kontekście dotrzymania zmiennej dobowej mocy cieplnej i parametrów pracy sieci ciepłowniczej. Dodatkowo nowobudowane jednostki kogeneracji, umożliwią integrację energii z OZE w elektroenergetyce poprzez stabilizację krajowego systemu elektroenergetycznego - zwłaszcza w połączeniu z magazynami ciepła pozwalającymi na uelastycznienie ich pracy. Postępująca urbanizacja i suburbanizacja wymaga, aby liczba budynków przyłączanych do sieci systematycznie się zwiększała.

20 Energetyka ciepła w liczbach – 2021”, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, grudzień 2022 r.





TAURON Ciepło Sp. z o.o. Zakład Wytwarzania Katowice

Kluczową kwestią w kontekście próby dokonania podziału istniejących sieci ciepłowniczych na mniejsze układy jest to, że wiązałyby się ona z szeregiem wyzwań natury technicznej, logistycznej oraz formalnoprawnej, do których można zaliczyć:



Pozyskanie terenu pod zabudowę rozproszonych instalacji OZE – uwzględniając wysoki stopień zurbanizowania, może to być niemożliwe lub napotykać problemy społeczne.



Dostosowanie wydzielonej sieci oraz instalacji wewnętrznych budynków do pracy na parametrach niskotemperaturowych, co powinno przebiegać równoległe. Prace w obrębie sieci ciepłowniczej mogą wiązać się z przeprowadzeniem ponownych prac w miejscach niedawno rewitalizowanych przez władze miasta, co rodzić może problemy w zakresie pozyskania odpowiednich zgód. Wydzielone obszary zasilania mogłyby powstać na obszarach o problemach z dyspozycją ciśnienia bądź temperatury – tzw. „końcówkach sieci”. Może to dotyczyć kilku procent całej sieci, co przy systemach powyżej 50 MW stanowi niewielki udział.



W celu wykorzystania ciepła odpadowego, geotermii i zastosowania pomp ciepła, należy uwzględnić rozbudowę dodatkowej sieci elektroenergetycznej w mocno zurbanizowanym terenie. Wynika to z konieczności obniżenia temperatury wody zasilającej w sieci ciepłowniczej do 90°C i niżej, co wiąże się z koniecznością znacznego zwiększenia przepływu wody jako nośnika ciepła. Zamiana parametrów wody wiąże się z koniecznością wymiany wszystkich węzłów ciepłowniczych i wewnętrznych instalacji grzewczych budynków. W zurbanizowanym obszarze miejskim modernizacja sieci ciepłowniczej jest bardzo dużym wyzwaniem organizacyjnym, a przede wszystkim długotrwałym procesem.



Modernizacja sieci ciepłowniczej na zurbanizowanych terenach stanowi duże wyzwanie logistyczne, z uwagi na konieczność długotrwałego zamykania traktów komunikacyjnych i długotrwały proces uzyskiwania zgód administracyjnych. Ponadto, w niektórych obszarach miasta nie ma technicznej możliwości poprowadzenia nowych sieci ciepłowniczych lub zwiększenia średnic istniejących.



Proces dostosowywania sieci ciepłowniczej napotyka również problemy związane z układem właścicielskim infrastruktury sieciowej, która najczęściej jest podzielona pomiędzy przedsiębiorstwa wytwórcze i przedsiębiorstwa dystrybucyjne, co dodatkowo wydłuża okres modernizacji.



1.4. Technologie wspierające dekarbonizację średnich i dużych systemów ciepłowniczych

1.4.1. Technologie gazowe

1.4.1.1. Kotły gazowe

Kotły gazowe stosowane w Polsce, ze względu na krótki czas rozruchu i koszt paliwa, są głównie stosowane jako kotły szczytowe uruchamiane w okresie niskich temperatur i dużego zapotrzebowania na ciepło. Są to kotły wodne, służące do podgrzewu wody z miejskiej sieci ciepłowniczej. Zdarza się jednak, że kotły te są podstawowymi urządzeniami w ciepłowni lub elektrociepłowni – zazwyczaj są to obiekty małej mocy. Kotły gazowe stosowane w ciepłownictwie w Polsce można podzielić na kotły przepływowe – wodnorurkowe o większej mocy (15 do 140 MW_t) i kotły płomienicowo-płomieniówkowe (o mocy od kilku do ok. 50 MW_t).

1.4.1.2. Turbiny gazowe w układzie prostym

Układy proste turbiny gazowej stosowane są w układach elektrociepłowni małych mocy. Układ prosty charakteryzuje się niską sprawnością wytwarzania energii elektrycznej, co związane jest z wysoką temperaturą spalin wylotowych.

1.4.1.3. Bloki gazowo-parowe

Bloki gazowo-parowe są rozwinięciem układów prostych turbiny gazowej z odzyskiem ciepła. Bloki gazowo-parowe cechują się bardzo wysokim poziomem wykorzystania paliwa. W Polsce pracują bloki gazowo-parowe o mocach od 42 MW_e do 608 MW_e. Obok wysokiej sprawności generowania energii elektrycznej dużym atutem układów gazowo-parowych jest zdolność adaptacji do wymuszonej zmiennej w czasie wielkości i struktury produkcji.

1.4.2. Inne technologie

1.4.2.1. Biomasa

Biomasa może być spalana jako dodatkowe paliwo w kotłach węglowych (współspalanie biomasy) albo w dedykowanych kotłach biomasowych, zazwyczaj konstrukcji z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym. Sam proces zamiany energii chemicznej paliwa w procesie spalania, a następnie produkcji energii

elektrycznej i ciepła, odbywa się w analogiczny sposób do procesu realizowanego przy stosowaniu paliwa węglowego. Jednostki biomasowe przeznaczone są do pracy w podstawie ciepłowniczej.

1.4.2.2. Pompy ciepła

Są to urządzenia, które korzystają z dolnych źródeł ciepła i dostarczają ciepło do górnych źródeł ciepła przy wykorzystaniu energii elektrycznej. Dolnym źródłem ciepła może być powietrze atmosferyczne, wody gruntowe i powierzchniowe, ciepło geotermalne, ciepło odpadowe (z oczyszczalni ścieków, zakładów przemysłowych lub centrów danych), a także energia otoczenia. Im wyższa temperatura dolnego źródła ciepła, tym układ pompy ciepła jest bardziej efektywny. Ciepło przekazywane jest za pośrednictwem czynnika chłodniczego (roboczego), który zmienia stan skupienia, czego efektem jest oddawanie lub pobieranie energii. Pod wpływem przemian termodynamicznych płyn odparowuje w niskiej temperaturze i pobiera ciepło z otoczenia (dolne źródło ciepła), a następnie kierowany jest do sprężarki. Wzrost ciśnienia powoduje sprężenie gazu. Czynnik roboczy nagrzewa się i stopniowo przekazuje ciepło powietrzu lub wodzie w instalacji centralnego ogrzewania lub wodzie w instalacji ciepłej wody użytkowej. Po skropleniu przepływa przez zawór rozprężny, który racjonuje ilość czynnika powracającego do parownika. Czynnik ochładza się i obniża swoje ciśnienie, a cykl rozpoczyna się ponownie. Pompy ciepła, szczególnie w połączeniu ze źródłami OZE, mogą stanowić uzupełnienie lub alternatywę dla jednostek biomasowych. Pewnym utrudnieniem może być w tym zakresie brak doświadczeń w procedurach administracyjnych związanych m.in. z taryfowaniem ciepła z pomp ciepła czy weryfikacja strumienia ciepła z OZE z pompy ciepła.

1.4.2.3. Energia geotermalna

Polska leży poza strefami współczesnej aktywności tektonicznej i wulkanicznej, stąd też pozyskiwanie ziół pary z dużych głębokości do produkcji energii elektrycznej jest obecnie nieuzasadnione ekonomicznie. Na terenie Polski występują baseny sedymentacyjno-strukturalne, wypełnione gorącymi wodami podziemnymi o różnicowanych temperaturach. Temperatury tych wód wynoszą od kilkudziesięciu do ponad 90°C, a w skrajnych przypadkach osiągają sto kilkadziesiąt stopni, co sprawia, że znajdują one zastosowanie głównie w energetyce cieplnej.

Głównym sposobem pozyskiwania energii geotermalnej jest tworzenie odwiertów do zbiorników gorących wód geotermalnych. W pewnej odległości od otworu czerpального wykonuje się drugi otwór, którym wodę geotermalną po odebraniu od niej ciepła, wciąga się ponownie do złoża. Wody geotermalne są z reguły mocno zasolone, co jest powodem szczególnie trudnych warunków pracy wymienników ciepła i innych elementów armatury instalacji. Energię geotermalną wykorzystuje się w układach centralnego ogrzewania jako podstawowe źródło energii cieplnej. Możliwość wykorzystania energii geotermalnej związana jest z lokalizacją, a także parametrami źródła, które wpływają na moc zainstalowaną i wolumen pozyskiwanego ciepła. Źródła geotermalne są w dużym stopniu uzależnione od warunków geologicznych. Z uwagi na ograniczoną ich dostępność będą odgrywały rolę jedynie w niektórych lokalizacjach i pojedynczych systemach ciepłowniczych.

1.4.2.4. Odpady komunalne

Instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych (ITPOK), potocznie zwane spalarniami odpadów, są zakładami, na terenie których funkcjonuje instalacja przeznaczona do odzysku energii (cieplnej, jak i elektrycznej) z odpadów komunalnych na drodze ich termicznego przekształcania. Najczęściej stosowanym procesem mającym na celu termiczne przekształcanie odpadów komunalnych jest ich spalanie w kotłach z rusztem ruchomym. Technologia ta pozwala na znaczną redukcję masy i objętości odpadów, a także daje możliwość przekształcania wielu różnych rodzajów odpadów. Z uwagi na duże różnice w wilgotności odpadów, a tym samym na duże wahania wartości opałowej paliwa, podczas energetycznego wykorzystania odpadów komunalnych stosuje się paliwo wspomagające, zazwyczaj gaz lub olej, które zapewnia odpowiednią jakość procesu spalania. ITPOK pozwalają na energetyczne wykorzystanie odpadów komunalnych, rozwiązując problem

ich składowania. Odpowiednio zwymiarowana instalacja może pracować przez cały rok. Należy jednak wskazać, że z uwagi na kształt regulacji na poziomie unijnym w zakresie ponoszenia kosztów emisji gazów cieplarnianych zasadność budowy nowych instalacji powinna być za każdym razem przedmiotem szczegółowych analiz.

1.4.2.5. Paliwo alternatywne/odpadowe (RDF)

RDF (skrót od ang. Refuse Derived Fuel) jest określeniem stosowanym w odniesieniu do frakcji kalorycznej odpadów o dużej wartości opałowej (zwykle około 18 MJ/kg), które nie nadają się do recyklingu. Energetyczne wykorzystanie RDF w ciepłowniach i elektrociepłowniach odbywa się poprzez spalanie paliwa w kotłach rusztowych lub fluidalnych. Szczególnie efektywne jest wykorzystanie kotłów fluidalnych, które nadają się do spalania paliw o zróżnicowanych właściwościach (w tym kaloryczności), pozwalają również na regulowanie wydajności w szerokim zakresie. Podobnie jak w przypadku ITPOK, z uwagi na kształt regulacji na poziomie unijnym w zakresie ponoszenia kosztów emisji gazów cieplarnianych zasadność budowy nowych instalacji powinna być za każdym razem przedmiotem szczegółowych analiz.

1.4.2.6. Kotły elektrodowe

Praca kotła elektrodowego oparta jest na wydzielaniu ciepła przez przepływ prądu przez ośrodek ciekły połączony ze źródłem energii elektrycznej za pośrednictwem elektrod. Najważniejsze zalety kotłów elektrodowych to relatywnie niskie nakłady inwestycyjne, niskie koszty remontów, prostota obsługi, wysoka sprawność, zeroemisyjność, brak konieczności magazynowania paliwa, wysoka elastyczność mocy i możliwość szybkiego rozruchu. Wykorzystanie kotłów elektrodowych jest skorelowane z cenami energii elektrycznej.

21 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Gotowi na 55”: osiągnięcie unijnego celu klimatycznego na 2030 r. w drodze do neutralności klimatycznej COM/2021/550 final Bruksela, lipiec 2021 r.

22 COM(2022) 222 final, Wniosek legislacyjny Komisji Europejskiej dotyczący projektu Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, dyrektywę (UE) 2010/31 w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę (UE) 2012/27 w sprawie efektywności energetycznej, Bruksela, maj 2022 r.

23 COM(2021) 558 final, Wniosek legislacyjny Komisji Europejskiej dotyczący projektu Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie efektywności energetycznej, Bruksela, lipiec 2021 r.

24 COM(2021) 802 final, Wniosek legislacyjny Komisji Europejskiej dotyczący projektu Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Bruksela, grudzień 2021 r.



2. Kluczowe regulacje w pakiecie „Fit for 55” z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego

Regulacje w zakresie polityki energetycznej i klimatycznej UE będą mieć szczególnie istotny wpływ na dalszy rozwój ciepłownictwa systemowego w Polsce. W świetle powyższego, należy wskazać, że aby możliwe było osiągnięcie celu neutralności klimatycznej, niezbędna będzie budowa nowych zero- lub niskoemisyjnych źródeł wytwórczych, w szczególności jednostek wykorzystujących odnawialne źródła energii. W tym kontekście najważniejsze są rozstrzygnięcia w zaproponowanym przez Komisję Europejską i – w przeważającej części – uzgodnionym już przez Parlament Europejski i Radę pakiecie legislacyjnym „Fit for 55”²¹.

Dodatkowo, w wyniku spowodowanego przez pełnowymiarową agresję zbrojną Rosji na Ukrainę kryzysu paliwowego i ener-

getycznego Komisja Europejska zaproponowała pakiet zmian legislacyjnych „REPowerEU”²². Pakiet ten zaproponowano jako odpowiedź UE na wyzwania związane z jak najszybszym uniezależnieniem się od dostaw paliw kopalnych z państw trzecich i ochroną odbiorców końcowych, w szczególności gospodarstw domowych, wyjątkowo dotkniętych rosnącymi kosztami energii elektrycznej i ciepła.

Ze względu na kluczowe znaczenie pakietu „Fit for 55”, z punktu widzenia dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego, w dalszej części niniejszego rozdziału, opisano główne zmiany wynikające z najważniejszych regulacji. Należą do nich zmiany:

DYREKTYWY
(UE) W SPRAWIE
EFEKTYWNOŚCI
ENERGETYCZNEJ²³
(EED)

DYREKTYWY
(UE) W SPRAWIE
CHARAKTERYSTYKI
ENERGETYCZNEJ
BUDYNKÓW²⁴ (EPBD)

DYREKTYWY
(UE) W SPRAWIE
PROMOWANIA
STOSOWANIA
ENERGII ZE ŹRÓDEŁ
ODNAWIALNYCH²⁵
(RED)

DYREKTYWY (UE)
USTANAWIAJĄCA
SYSTEM HANDLU
UPRAWNIENIAMI
DO EMISJI GAZÓW
CIEPLARNIANYCH
W UNII²⁶ (EU ETS)

²³ COM(2021) 557 final, Wniosek legislacyjny Komisji Europejskiej dotyczący projektu Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001 Parlamentu Europejskiego i Rady, rozporządzenie (UE) 2018/1999 Parlamentu Europejskiego i Rady oraz dyrektywy 98/70/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i uchylającej dyrektywę Rady (UE) 2015/652, Bruksela, lipiec 2021 r.

²⁶ COM(2021) 551 final, Wniosek legislacyjny Komisji Europejskiej dotyczący projektu Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej Dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii, Decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej na potrzeby unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz rozporządzenie (UE) 2015/757, Bruksela, lipiec 2021 r.



Wskazać należy, że według stanu na moment publikacji niniejszego raportu, zmienione zapisy dyrektywy EU ETS zostały uzgodnione w trójstronnych negocjacjach pomiędzy Komisją Europejską, Parlamentem Europejskim i Radą (tzw. trilogach) i w kwietniu 2023 r. zostały formalnie przyjęte przez Parlament Europejski i Radę. Zmieniona dyrektywa została opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE w dniu 16 maja 2023 r. W przypadku dyrektyw EED i RED trilogi zostały zakończone w marcu 2023 r., wypracowaniem wstępnych porozumień międzyinstytucjonalnych. Najmniej zaawansowany jest proces legislacyjnych dotyczący dyrektywy EPBD, gdzie przyjęte zostały już wyjściowe stanowiska negocjacyjne zarówno Rady i Parlamentu Europejskiego, co daje możliwość rozpoczęcia trilogów²⁷.

2.1. Dyrektywa EED

Zrewidowana dyrektywa EED ustanawia, w art. 4, unijny cel redukcji zużycia energii do 2030 r. równy 11,7% w stosunku do prognoz zawartych w Scenariuszu Referencyjnym 2020. Cel dotyczący zużycia energii pierwotnej ma charakterindykatywny, natomiast cel dotyczący zużycia energii końcowej jest wiążący na poziomie Unii Europejskiej. W 2030 r. zużycie energii końcowej w Unii ma wynieść nie więcej niż 763 Mtoe,

a orientacyjny unijny cel zużycia energii pierwotnej to nie więcej niż 992,5 Mtoe. Wkłady krajowe mają charakter niewiążący, tak samo jak stosowanie nowego Załącznika I z metodyką kalkulacji celów dla poszczególnych państw. Jednocześnie, przy określaniu krajowych kontrybucji, państwa członkowskie mogą przekroczyć wielkość wynikającą z zastosowania formuł zawartych w Załączniku I o nie więcej niż 2,5%. Ponadto, w zmienionej dyrektywie uwzględniono nowe uprawnienia Komisji Europejskiej, jeśli państwa członkowskie nie będą realizować indykatywnej trajektorii realizacji celu. Rewizji ulegnie również współczynnik nowych rocznych oszczędności energii końcowej, którego podwyższenie zostało uregulowane w art. 8 przekształconej dyrektywy. Państwa członkowskie zapewnią nowe roczne oszczędności w wysokości średnio 1,49% końcowego zużycia energii w okresie 2024-2030, na co składają się: 1,3% w latach 2024-2025, 1,5% w latach 2026-2027, 1,9% w latach 2028-2030 i 1,9% rocznych oszczędności po 2030 roku.

Z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego, w tym kierunków transformacji sektora, kluczowe znaczenie mają nowe zasady dotyczące uznawania systemów ciepłowniczych i chłodniczych za systemy efektywne. Zgodnie z art. 24 ust. 1 zmienionej dyrektywy EED, efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy musi spełniać następujące kryteria:



do 31 grudnia 2027 r.

System wykorzystuje co najmniej 50% energii odnawialnej, 50% ciepła odpadowego, 75% ciepła z kogeneracji albo 50% kombinacji (miksu) tych źródeł.

od 1 stycznia 2028 r.

System wykorzystuje co najmniej 50% energii odnawialnej, 50% ciepła odpadowego, 50% kombinacji energii odnawialnej i ciepła odpadowego, 80% ciepła z wysokosprawnej kogeneracji albo co najmniej kombinację ciepła wprowadzanego do systemu ciepłowniczego, gdzie udział energii odnawialnej wynosi co najmniej 5% i całkowity udział energii odnawialnej, ciepła odpadowego lub wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 50%.

od 1 stycznia 2035 r.

System wykorzystuje co najmniej 50% energii odnawialnej, 50% ciepła odpadowego, 50% kombinacji energii odnawialnej i ciepła odpadowego albo system, w którym całkowity udział energii odnawialnej, ciepła odpadowego lub wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 80%, a całkowity udział energii odnawialnej lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%.

od 1 stycznia 2040 r.

System wykorzystuje co najmniej 75% energii odnawialnej, 75% ciepła odpadowego albo 75% kombinacji energii odnawialnej i ciepła odpadowego i jednocześnie całkowity udział energii odnawialnej, ciepła odpadowego i wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 95% przy minimalnym udziale OZE lub ciepła odpadowego na poziomie 35%.

od 1 stycznia 2045 r.

System wykorzystuje co najmniej 75% energii odnawialnej, 75% ciepła odpadowego albo 75% kombinacji energii odnawialnej i ciepła odpadowego.

od 1 stycznia 2050 r.

System wykorzystuje wyłącznie energię odnawialną, ciepło odpadowe lub ich kombinację.

Data	Warunek OZE lub/i ciepła odpadowego	Warunek jedynie z kogeneracją	Warunek mieszany (kogeneracja+ciepło odpadowe+odnawialne)
Do 31 grudnia 2027	50%	75% (bez wysokiej sprawności)	50% (bez wysokiej sprawności kogeneracji)
Od 1 stycznia 2028 do 31 grudnia 2034	50%	80% wysokosprawnej kogeneracji	50% (min. 5% OZE)
Od 1 stycznia 2035 do 31 grudnia 2039	50%	Brak	80% (min. 35% OZE lub ciepła odpadowego)
Od 1 stycznia 2040 do 31 grudnia 2044	75%	Brak	95% (min. 35% OZE lub ciepła odpadowego)
Od 1 stycznia 2045 do 31 grudnia 2049	75%	Brak	Brak
Od 1 stycznia 2050	100%	Brak	Brak

27 W momencie publikacji raportu w maju 2023 r. trójstronne negocjacje pomiędzy instytucjami UE jeszcze się nie rozpoczęły.

Poza opisanymi wyżej kryteriami, opartymi o udziały odnawialnych źródeł energii, ciepła odpadowego i wysokosprawnej kogeneracji, wprowadzono nowy, alternatywny sposób spełnienia definicji, który mogą wybrać państwa członkowskie, zakładający, że za efektywny można uznać system, charakteryzujący się maksymalną wielkością emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczanego do odbiorców końcowych:

- do 31 grudnia 2025 r.: 200 gramów/kWh;
- od 1 stycznia 2026 r.: 150 gramów/kWh;
- od 1 stycznia 2035 r.: 100 gramów/kWh;
- od 1 stycznia 2045 r.: 50 gramów/kWh;
- od 1 stycznia 2050 r.: 0 gramów/kWh, a państwa członkowskie mogą wybrać sposób wypełnienia definicji w określonych ramach czasowych.

Systemy ciepłownicze w momencie ich budowy muszą spełniać właściwe na dany moment kryteria zgodnie z jedną z metod opisanych powyżej. Dodatkowo, państwa członkowskie zapewnią, że w przypadku budowy nowych systemów ciepłowniczych albo istotnej modernizacji jednostek wytwórczych nie występuje wzrost wykorzystania paliw kopalnych innych niż gaz ziemny w istniejących źródłach w porównaniu do średniego zużycia z poprzednich 3 lat oraz, że żadne nowe źródło w systemie nie wykorzystuje paliw kopalnych, z wyłączeniem jednostek wykorzystujących gaz ziemny, które mogłyby być budowane do roku 2030.

W odniesieniu do wysokosprawnej kogeneracji – uzgodniona zmiana dyrektywy przewiduje wprowadzenie (w zmienionym Załączniku III) nowego limitu emisji bezpośrednich dwutlenku węgla, który w przypadku jednostek opartych o paliwa kopalne, wyznaczono na 270 g CO₂/kWh wyprodukowanej energii, przy czym będzie mieć on zastosowanie do jednostek nowych oraz znacząco zmodernizowanych (tj. modernizacji, której koszt przekracza 50% kosztów inwestycji w nową porównywalną jednostkę) po dacie transpozycji Załącznika III. W przypadku jednostek kogeneracji działających przed wejściem w życie zmienionej dyrektywy, przepisy Załącznika III przewidują możliwość odstępstwa od stosowania kryterium emisyjnego do dnia 1 stycznia 2034 r., pod warunkiem, że takie jednostki posiadają plan redukcji emisji w celu osiągnięcia progu 270 g CO₂/kWh do dnia 1 stycznia 2034 r. Należy podkreślić, że spełnienie wskazanego limitu emisyjności warunkuje posiadanie przed jednostką wytwórczą statusu wysokosprawnej kogeneracji,

w konsekwencji wpływając na to, czy dany system ciepłowniczy spełnia kryteria efektywnego.

Istotnym obowiązkiem, który zostanie nałożony na operatorów istniejących systemów ciepłowniczych (o mocy zamówionej powyżej 5 MW_t), które nie spełniają kryteriów efektywnego systemu, jest konieczność przygotowywania co pięć lat, począwszy od 1 stycznia 2025 r., planu mającego na celu poprawę efektywności wykorzystania energii pierwotnej, zmniejszenia strat na przesyłce oraz zwiększenia udziału dostaw ciepła ze źródeł odnawialnych oraz obejmującego działania na rzecz osiągnięcia przez te systemy statusu efektywnego. Plan ma być przyjmowany przez właściwy organ.

Wzmocnione zostaną także przepisy związane z planowaniem systemów ciepłowniczych, w tym na poziomie lokalnym. Zgodnie z art. 23 zmienionej dyrektywy EED, państwa członkowskie przedłożą kompleksową ocenę ciepłownictwa i chłodu, która ma powstać we współpracy z kluczowymi interesariuszami. W ramach tych strategii promowane mają być rozwiązania bazujące na efektywnych systemach ciepłowniczych i chłodniczych. Ponadto, samorządy i gminy o liczbie mieszkańców powyżej 45 000 będą opracowywać, we współpracy ze wszystkimi kluczowymi uczestnikami rynku, lokalne plany ciepłownictwa i chłodu, które będą się skupiać na ocenie stanu infrastruktury, analizie urządzeń i systemów grzewczych w budynkach, dostępnych technologii, a także możliwych źródeł finansowania inwestycji m. in. w niskotemperaturowe sieci ciepłownicze.

Dyrektywa wejdzie w życie po upływie 20 dni od publikacji w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej. Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego państw członkowskich ustalono na 2 lata po dniu wejścia w życie.

2.2. Dyrektywa EPBD

Regulacje ujęte w nowej dyrektywie EPBD zostaną dopiero uzgodnione w trilogach pomiędzy Komisją Europejską, Parlamentem Europejskim i Radą. W dniu 25 października 2022 r. Rada ds. Transportu, Telekomunikacji i Energii (TTE) zatwierdziła podejście ogólne, będące stanowiskiem Rady w negocjacjach z Parlamentem Europejskim i Komisją Europejską. Następnie, w dniu 14 marca 2023 r. na posiedzeniu plenarnym Parlamentu Europejskiego przegłosowano raport Komisji Przemysłu, Badań Naukowych i Energii (ITRE) do dyrektywy EPBD, będący



stanowiskiem Parlamentu na zbliżające się trilogii. Celem rewizji EPBD jest wprowadzenie przepisów, które w perspektywie roku 2050 umożliwią osiągnięcie zeroemisyjności w odniesieniu do, co do zasady, całego zasobu budowlanego w UE, który obecnie odpowiedzialny jest za 36% unijnych emisji gazów cieplarnianych²⁸. Na potrzeby realizacji tego celu, państwa członkowskie będą opracowywać krajowe plany renowacji budynków, w których wyznaczane będą kamienie milowe prowadzące do celu zeroemisyjności budynków. Krajowe plany renowacji budynków będą składane Komisji Europejskiej

co 5 lat i zastąpią obecne długoterminowe strategie renowacji. Z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego najważniejszą są przepisy dotyczące definicji i kryteriów dla nowych zeroemisyjnych budynków w kontekście źródeł pokrycia zapotrzebowania na energię pierwotną, zwiększone wymagania związane

28 COM(2020) 662 final, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów: Fala renowacji na potrzeby Europy – ekologizacja budynków, tworzenie miejsc pracy, poprawa jakości życia, Bruksela, 14 października 2020 r.



Enea Ciepło sp. z o.o.



Elektrociepłownia Fortum w Częstochowie

z charakterystyką energetyczną istniejących budynków oraz ogólne ramy i tempo wycofania paliw kopalnych z sektora budynków, w tym z systemów ciepłowniczych i chłodniczych. Ze względu na niezakończone prace nad dyrektywą EPBD, poniżej zestawiono stanowiska Rady i Parlamentu Europejskiego w wymienionych powyżej obszarach.

Rada w podejściu ogólnym postuluje, aby maksymalne zużycie energii przez nowe i poddawane renowacji zeroemisyjne budynki było określane na poziomie państw członkowskich w krajowych planach renowacji. Wśród możliwych źródeł pokrycia zapotrzebowania na energię pierwotną w tych budynkach wskazano m.in. energię z efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, zgodnie z definicją określoną w art. 24 przekształconej dyrektywy EED. Oznacza to, że możliwość dalszego przyłączania budynków do efektywnych systemów ciepłowniczych, które nie bazują wyłącznie na energii z odnawialnych źródeł i ciepłe odpadowe, byłaby utrzymana po 2030 roku.

W świetle stanowiska Rady, w zakresie istniejących budynków mieszkalnych, państwa członkowskie miałyby same ustalać maksymalne progi zużycia energii pierwotnej oraz opracować trajektorię zmniejszenia zużycia energii w perspektywie osiągnięcia zeroemisyjnego zasobu budowlanego do roku 2050.

Trajektoria ta opracowana dla okresu od 2025 do 2050 r. i miałyby określać liczbę budynków poddawanych renowacji każdego roku. Państwa członkowskie miałyby zapewnić, że średnie zużycie energii pierwotnej (liczone w kWh/(m²/rok) całego zasobu budynków mieszkalnych było co najmniej równoważne klasie efektywności energetycznej D do 2033 r. Państwa członkowskie mają zapewnić aby średnie zużycie energii pierwotnej całego zasobu budynków mieszkalnych odpowiadało do roku 2040 co najmniej wartości ustalonej na szczeblu krajowym, będącej wynikiem stopniowego zmniejszania średniego zużycia energii pierwotnej od 2033 do 2050 r., zgodnie z celami krajowymi dla bezemisyjnych zasobów budowlanych.

W podejściu ogólnym Rada proponuje, aby z nielicznymi wyjątkami, od 1 stycznia 2025 r. państwa członkowskie nie mogły oferować zachęt finansowych na zakup kotłów na paliwa kopalne (w tym gaz ziemny). W krajowych planach renowacji budynków państwa członkowskie miałyby określać środki prowadzące do dekarbonizacji ogrzewania i chłodzenia, w tym za pośrednictwem lokalnych sieci ciepłowniczych i chłodniczych, oraz stopniowe wycofywanie paliw kopalnych z tego sektora z myślą o całkowitym wycofaniu kotłów na paliwa kopalne najpóźniej do roku 2040.

Parlament Europejski w swoim stanowisku przyjął, że nowe



budynki mieszkalne musiałyby spełniać kryteria zeroemisyjności od 2028 r. (w przypadku nowych budynków użytkowanych lub będących własnością władz publicznych – od 2026 r.). Co do zasady, zapotrzebowanie budynków zeroemisyjnych miałyby być pokrywane wyłącznie energią z odnawialnych źródeł – wytwarzaną i magazynowaną na miejscu, w ramach wspólnot energetycznych, czy przez systemy ciepłownicze i chłodnicze. W przypadku jednak gdy, ze względu na charakter budynku lub brak dostępu do energii ze źródeł odnawialnych z systemów ciepłowniczych, pełne spełnienie wymogów nie byłoby technicznie lub ekonomicznie wykonalne, pozostała część lub całość całkowitego rocznego zużycia energii pierwotnej może również pochodzić z efektywnego systemu ciepłowniczego

i chłodniczego, zgodnie z definicją wskazaną w art. 24 nowej dyrektywy EED.

Oznacza to, że możliwość dalszego przyłączania budynków do efektywnych systemów ciepłowniczych, które nie bazują wyłącznie na energii z odnawialnych źródeł i ciepłe odpadowym, byłaby utrzymana po roku 2028, jednak nie jako zasada, ale jako wyjątek od reguły.

W odniesieniu do istniejących budynków, państwa członkowskie miałyby określić trajektorię poprawy klas energetycznych budynków na lata 2040 i 2050. Ponadto, proponuje się zastrzeżenie wymagań co do minimalnej klasy energetycznej budynków:



Istniejące budynki i moduły budynków publicznych miałyby osiągnąć najpóźniej po 1 stycznia 2027 r. co najmniej klasę charakterystyki energetycznej E oraz po 1 stycznia 2030 r. co najmniej klasę D



Istniejące budynki i moduły budynków niemieszkalne, inne niż publiczne, miałyby osiągnąć najpóźniej po 1 stycznia 2027 r. co najmniej klasę E oraz po 1 stycznia 2030 r. co najmniej klasę D



Istniejące budynki mieszkalne i moduły budynków miałyby osiągnąć najpóźniej po 1 stycznia 2030 r. co najmniej klasę E oraz po 1 stycznia 2033 r. co najmniej klasę D



Państwa członkowskie mogłyby zwolnić publiczne budownictwo socjalne z obowiązku osiągnięcia odpowiednich klas energetycznych, jeżeli takie renowacje nie są neutralne pod względem kosztów lub prowadziłyby do podwyżek czynszów



Dopuszczono też możliwość wyłączenia ściśle określonych budynków mieszkalnych spod kryteriów w drodze decyzji Komisji Europejskiej, jednak może ono dotyczyć maksymalnie 22% budynków mieszkalnych. Rozwiązanie to przewidziane jest do 1 stycznia 2037 r.



Parlament Europejski proponuje, aby od 1 stycznia 2024 r. państwa członkowskie nie mogły oferować zachęt finansowych na zakup kotłów na paliwa kopalne, a także brak jakichkolwiek wyjątków od tej reguły. Jednym z elementów krajowych planów renowacji budynków ma być wycofanie z wykorzystywania paliw kopalnych w budynkach do roku 2035, co do zasady w istniejących, a jeśli Komisja Europejska oceni, że w tym terminie nie jest to wykonalne, to najpóźniej do roku 2040. Przedmiotowa kwestia dotyczy również ciepłownictwa systemowego. Dalsza instalacja urządzeń wykorzystujących paliwa kopalne byłaby dopuszczona, o ile byłyby one certyfikowane do pracy na paliwach odnawialnych, takich jak biopaliwa lub wodór.

2.3. Dyrektywa RED

Zgodnie ze zmienionym brzmieniem dyrektywy RED, uzgodnionym w ramach trilogów, ustalono ogólnoeuropejski wiążący cel co najmniej 42,5% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., wobec 32% udziału uzgodnionego w ramach poprzedniej rewizji dyrektywy RED w roku 2018. Uzgodniono też dodatkowy indykatywny cel 2,5% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r., który w przypadku jego realizacji, umożliwi osiągnięcie 45% na poziomie Unii. Wyższy cel ogólny przełoży się w konsekwencji na zwiększenie celów sektorowych i ustanowienie tychże dla nowych sektorów, np. przemysłu.

Największy wpływ na ciepłownictwo systemowe będzie mieć charakter i wysokość celów zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii zarówno dla ciepła i chłodu, jak i ciepła i chłodu systemowego. Ponadto, w zmienionej dyrektywie określone zostały przepisy dostępu stron trzecich do systemów ciepłowniczych, zasady zaliczania energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii na poczet celów w ciepłownictwie systemowym oraz nowy, indykatywny cel udziału energii ze źródeł odnawialnych w budynkach.

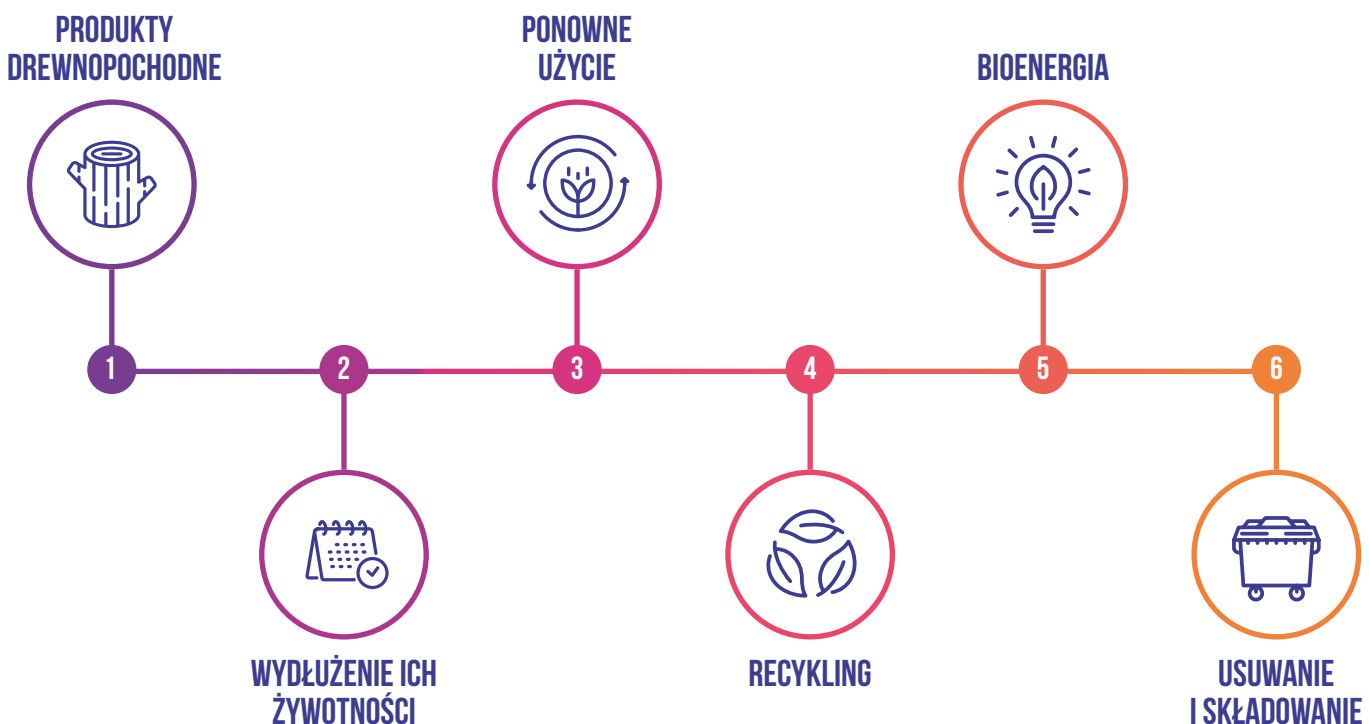
W ramach uzgodnionego art. 23 zmienionej dyrektywy RED, nowe wiążące na poziomie krajowym cele ogólne



dla ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii wynoszą 0,8 pp. rocznie w okresie 2021-2025 i 1,1 pp. rocznie w okresie 2026-2030, przy czym uzgodniono również niewiążące dodatkowe cele dla krajów członkowskich. Dla Polski cel ten wyznaczono na poziomie 0,8 pp. w okresie 2021-2025 i 0,5 pp. w okresie 2026-2030. Zmieniona dyrektywa ustanawia, niewiążący na poziomie państw członkowskich, cel udziału energii ze źródeł odnawialnych wynoszący 49% całkowitego zużycia energii końcowej w sektorze budynków do 2030 r. Wśród środków, które mają umożliwić państwom członkowskim wdrażanie tego celu jest przyłączanie budynków do efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, o których mowa w dyrektywie EED. Zgodnie z osiągniętym porozumieniem, dla sektora ciepłownictwa systemowego ustalono cel indykatorywny obejmujący średni przyrost udziału energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 2,2 pp. rocznie w okresie 2021-2030. Ponadto, wprowadzono możliwość zaliczania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii na potrzeby celów dla ciepłownictwa systemowego. Państwa członkowskie, będące zainteresowane stosowaniem tego mechanizmu, będą zobligo-

wane poinformować o tym Komisję Europejską oraz raportować dane dotyczące wolumenów energii w ramach zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu, zgodnie z art. 3 rozporządzenia (UE) 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu²⁹. W zakresie dostępu stron trzecich do systemów ciepłowniczych, państwa członkowskie są zachęcane do przyłączania energii odnawialnej oferowanej przez te strony w systemach ciepłowniczych o mocy powyżej 25 MW_t. Od tej zasady przewidziano wyłączenia związane z technicznymi aspektami funkcjonowania systemów, a także wówczas, gdy dany system ciepłowniczy spełnia wymagania efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego w rozumieniu dyrektywy EED.

Wzmocniono też kryteria zrównoważonego rozwoju w zakresie wykorzystania biomasy do celów energetycznych, w tym poprzez obowiązek stosowania zasady kaskadowości w odniesieniu do biomasy leśnej. Zgodnie z osiągniętym porozumieniem, państwa członkowskie zapewnią, że biomasa leśna będzie wykorzystywana według następującej kolejności:



29 Dz. U. L 198 z 22.6.2020, str. 13–43

Zasady te mają być uwzględniane w przypadku projektowania systemów wsparcia, w celu uniknięcia potencjalnych zaburzeń na rynku materiałów. Państwa członkowskie mogą skorzystać z derogacji w przypadku, gdy związane jest to z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego lub charakterystyką rynku lokalnego w zakresie wykorzystania biomasy leśnej, która nie spełnia wymagań umożliwiających jej ponowne wykorzystanie lub biomasy pochodzącej z działań powiązanych z gospodarką leśną. Ponadto, państwa członkowskie nie mogą co do zasady udzielać nowego bezpośredniego wsparcia lub odnawiać istniejących systemów wsparcia na wytwarzanie wyłącznie energii elektrycznej z paliw z biomasy. Do 2027 r. Komisja Europejska w specjalnym raporcie oceni zasadność wprowadzenia dalszych ograniczeń w zakresie wykorzystania biomasy leśnej. Dodatkowo, obniżono próg mocy instalacji wykorzystujących biomasę, w których spalane paliwo musi spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju z 20 do 7,5 MW_t. Rozszerzone zostaną również wymagania dla państw członkowskich w zakresie monitorowania i raportowania do Komisji Europejskiej wykorzystania biomasy leśnej. Zgodnie z porozumieniem, najpóźniej do 31 grudnia 2030 r. energia z paliw z biomasy może być zaliczana na poczet realizacji celów udziału energii ze źródeł odnawialnych wówczas, gdy wsparcie zostało udzielone przed wejściem w życie zmienionej dyrektywy RED, a charakter wsparcia gwarantuje, że zostało ono udzielone w formie wsparcia długoterminowego, dla którego ustalona została stała kwota na początku okresu wsparcia i pod warunkiem, że dany system przewiduje mechanizm zapewniający brak nadwsparcia. Dyrektywa wejdzie w życie po upływie 20 dni od publikacji. Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego państw członkowskich ustalono na 31 grudnia 2024 r.

2.4. Dyrektywa EU ETS

Poziom ambicji w ramach systemu EU ETS dla instalacji stacjonarnych, w tym energetyki i przemysłu, obejmuje redukcję emisji gazów cieplarnianych o 62% do 2030 r. w stosunku do emisji w 2005 r. W myśl zmienionego art. 9 dyrektywy EU ETS, liniowy współczynnik redukcji, wpływający rokrocznie na zmniejszenie wolumenu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych trafiających na rynek, wzrośnie z obecnych 2,2% do 4,3% od 2024 r., a następnie do 4,4% od 2028 r.

Ponadto, wolumen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych zostanie jednorazowo pomniejszony o 90 mln w 2024 i 27 mln w 2026 r. W rezerwie stabilności rynkowej, która odpowiada za zapobieganie nadwyżce uprawnień na rynku, współczynnik wynosić będzie 24% do 2030 r., a zgromadzone w rezerwie uprawnienia powyżej 400 mln będą automatycznie kasowane. Nowe parametry systemu mają na celu szybsze odejście od wykorzystywania wysokoemisyjnych paliw poprzez rosnące koszty związane z zakupem uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

Wzmocnione zostaną instrumenty mające na celu niekontrolowany wzrost cen uprawnień do emisji. W ramach mechanizmu określonego w art. 29a, 75 mln uprawnień zostanie automatycznie uwolnionych z rezerwy stabilności rynkowej przez okres 5 miesięcy, jeśli średnia cena uprawnień z poprzedzających 6 miesięcy będzie wyższa o 240% od średniej z poprzedzających 2 lat. Komisja Europejska będzie co miesiąc publikować średnie ceny dla obu tych okresów, jak również cenę, którą uprawnienia musiałyby osiągnąć, aby mechanizm mógł zostać zastosowany. Interwencja taka może nastąpić jedynie raz na 12 miesięcy.

Rozszerzeniu ulegną również kompetencje Europejskiego Urzędu Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (ESMA), który będzie przeprowadzać analizy rynku pozasesyjnym oraz derywatów, a także operacyjnych działań handlowych, kategorii i zachowań uczestników rynków w zakresie spekulacji w celu zminimalizowania ryzyka nadużyć na rynku uprawnień. Jeżeli w wyniku analiz wykazane zostaną nieprawidłowości na rynku, Komisja Europejska przedstawi propozycje zmian legislacyjnych. Wgląd dodanych dotyczących transakcji na rynku spot mają mieć również bezpośredni wgląd krajowe organy regulacyjne.

Państwa członkowskie muszą przeznaczać w całości dochody ze sprzedaży uprawnień na finansowanie szeroko rozumianych działań klimatycznych (dotychczas było to co najmniej 50%), takich jak m.in. inwestycje w odnawialne źródła energii, efektywność energetyczną, modernizację i rozwój systemów energetycznych, w tym sieci ciepłowniczych i elektromobilność. Państwa członkowskie będą zobligowane do szczegółowego raportowania działań finansowanych ze środków pozyskanych ze sprzedaży uprawnień do emisji. Rewizji ulegną również zasady uzyskiwania wsparcia z Funduszu Modernizacyjnego. W przypadku Polski do 20% środków może być przeznaczane



TAURON Ciepło Sp. z o.o. Zakład Wytwarzania Katowice

na finansowanie działań niepriorytetowych, w tym związanych z budową jednostek wykorzystujących gaz ziemny, o ile będą spełniać zasadę „nie czyni znaczącej szkody”, zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniającym rozporządzenie (UE) 2019/2088³⁰. Dodatkowo, środki z Funduszu Modernizacyjnego na budowę źródeł wykorzystujących gaz ziemny muszą być podyktowane względami zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Decyzje o sfinansowaniu tych inwestycji mogą najpóźniej zapadać do końca roku 2027. W przypadku Polski, z krajowej puli Funduszu Modernizacyjnego wynoszącej około 96 mln uprawnień łącznie³¹, inwestycje gazowe będzie można sfinansować ze sprzedaży około 15 mln uprawnień o wartości nawet 1,2 mld euro (przy założeniu średniej ceny uprawnień do emisji na poziomie 80 euro/tonę). Dodatkowo, Polska otrzyma dodatkowych 75 mln uprawnień, w ramach zwiększonej o 2,5% alokacji na Fundusz Modernizacyjny. Z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego kluczowe są

nowe zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji. Wprowadzono bowiem dodatkowe reguły warunkowości przydziału tych uprawnień, zgodnie z którymi 20% przydziału bezpłatnych uprawnień dla instalacji będzie zależne od wdrożenia wyników audytu efektywności energetycznej, w rozumieniu dyrektywy EED, o ile działania te charakteryzują się okresem zwrotu krótszym niż 3 lata. Zmieniona dyrektywa przewiduje również, że wartości wskaźników na potrzeby przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na okres 2026-2030 określa się w odniesieniu do lat 2021-2022 i rocznej stopy redukcji, przy czym wielkości wskaźników będą zmniejszać się w zakresie 0,3% do 2,5% rocznie. Oznacza to redukcję aktualnych wielkości w zakresie od 6% do 50% dla tzw. benchmarków stosowanych w latach 2026-2030. Zgodnie z szacunkami Komisji Europejskiej, operatorzy około 290 instalacji pracujących na potrzeby systemów ciepłowniczych w Polsce będą mogli otrzymać dodatkowe 30% przydziału darmowych uprawnień w latach 2026-2030 w zamian za podjęcie działań

30 Dz.U. L 198 z 22.6.2020, str. 13–43

31 Szacunki własne PTEZ



Elektrociepłownia Karolin - Veolia Energia Poznań S.A.

inwestycyjnych o co najmniej takim samym nakładzie, jak ta dodatkowa pomoc, skutkujących znaczącą redukcją emisji do 2030 r. W tym celu niezbędne będzie opracowanie do 1 maja 2024 r. planu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. na poziomie poszczególnych instalacji z uwzględnieniem określonych kamieni milowych począwszy od 2025 r. i później co 5 lat.

Kolejną – istotną dla sektora ciepłownictwa systemowego – zmianą w dyrektywie EU ETS będzie rozpoczęcie od 1 stycznia 2024 r. weryfikacji i raportowania emisji gazów cieplarnianych w ITPOK. Do 31 lipca 2026 r. Komisja Europejska opracuje raport, w którym oceni zasadność włączenia ITPOK do systemu handlu uprawnieniami do emisji od 2028 r. z możliwą derogacją do 31 grudnia 2030 r.

Zmieniona dyrektywa zawiera także przepis zobowiązujący Komisję Europejską do przedstawienia do 31 lipca 2026 r. Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdania potencjalnie obejmującego również wniosek legislacyjny zakładający, począwszy od roku 2031, obniżenie progu mocy, od przekroczenia którego dana instalacja kwalifikowałaby się do udziału w systemie EU ETS.

Jedną z najważniejszych zmian wprowadzonych przez zrewidowaną dyrektywę EU ETS dotyczy rozpoczęcia funkcjonowania (od początku roku 2027) nowego systemu handlu uprawnieniami do emisji dla budynków i transportu drogowego. W określonych przypadkach jego wdrożenie może zostać przesunięte o rok. W szczególności w przypadku budynków, będzie się to wiązać z koniecznością umarzenia uprawnień w stosunku

do zweryfikowanych emisji przez podmioty dopuszczające do obrotu paliwa wykorzystywane do spalania w sektorze budowlanym, tzn. również elektrociepłownie i ciepłownie o mocy w paliwie poniżej 20 MW_t (nieobjęte obecnym zakresem systemu). Aktywności objęte nowym systemem obejmują też instalacje kogeneracyjne oraz ciepłownie dostarczające ciepło do budynków mieszkalnych i obiektów przemysłowych, w tym również poprzez systemy ciepłownicze. W nowym systemie handlu uprawnieniami liniowy współczynnik redukcji wyniesie 5,1% do końca 2027 i 5,38% od 2038 r. W ramach wprowadzenia środków chroniących odbiorców energii, wdrożono mechanizm przeciwdziałający nadmiernemu wzrostowi cen uprawnień do emisji. Jeśli ich średnia cena będzie utrzymywać się powyżej 45 euro/tonę (szacowana uśredniona cena uprawnień do emisji w tym systemie) przez okres 2 miesięcy, na rynek trafi 20 mln dodatkowych uprawnień uwolnionych z rezerwy stabilności rynkowej. Mechanizm będzie mógł być stosowany raz w roku i będzie obowiązywał do końca 2029 r., kiedy zaplanowano rewizję poziomu średniej ceny umożliwiającej zastosowanie tego środka.

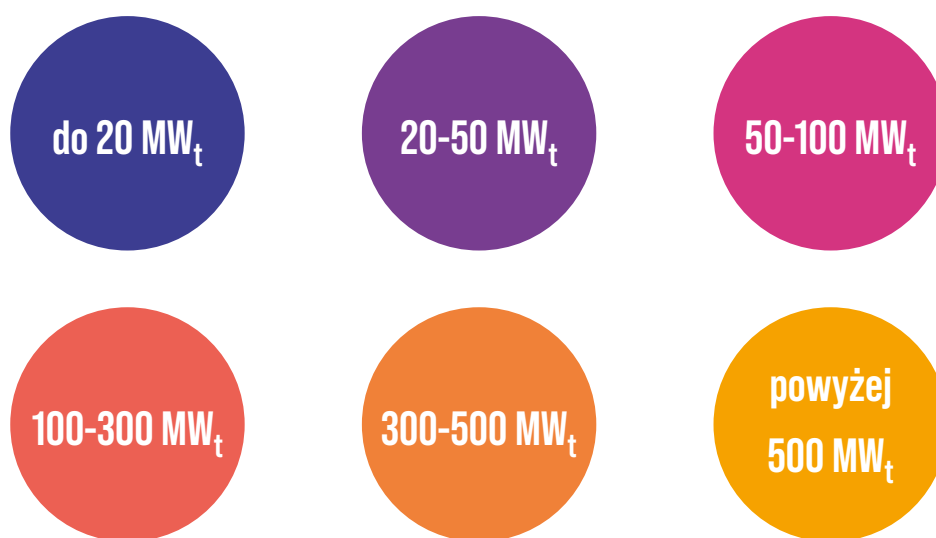
Zmieniony tekst dyrektywy EU ETS wejdzie w życie po upływie 20 dni od publikacji. Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego państw członkowskich ustalono na 31 grudnia 2023 r., a nowe przepisy mają być stosowane od 1 stycznia 2024 r., z nielicznymi wyjątkami w zakresie systemu handlu uprawnieniami do emisji dla budynków i transportu drogowego, które to przepisy będą obowiązywać od 30 czerwca 2024 r.



3. Kluczowe założenia przyjęte do określenia optymalnych wariantów technologicznych

W niniejszym rozdziale zostały zaprezentowane założenia makroekonomiczne i rynkowe oraz założenia techniczne przyjęte do wielowariantowego modelu ekonomicznego, który wyznacza najbardziej optymalne kosztowo warianty realizacji pakietu „Fit for 55” w odniesieniu do poszczególnych rynków ciepła różniących się wielkością i strukturą zapotrzebowania. Warianty technologiczne zostały dobrane w taki sposób, aby w ramach jednorazowego procesu inwestycyjnego istniała

możliwość spełnienia wymogów regulacyjnych w perspektywie do roku 2050. Poszczególne technologie w stosie są wybierane priorytetyzując zarówno najniższe koszty wytworzenia ciepła, jak i uzyskanie co najmniej minimalnych wolumenów ciepła z wysokosprawnej kogeneracji, OZE i ciepła odpadowego, określonych w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Rynki ciepła podzielono według mocy zamówionej cieplnej:



Dla każdej kategorii rynku ciepła zaproponowano po cztery warianty kombinacji technologicznych, które pozwalają na spełnienie przez dany system ciepłowniczy kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego w kolejnych przedziałach czasowych, zgodnie z definicją zawartą w art. 24 ust. 1 dyrektywy EED.

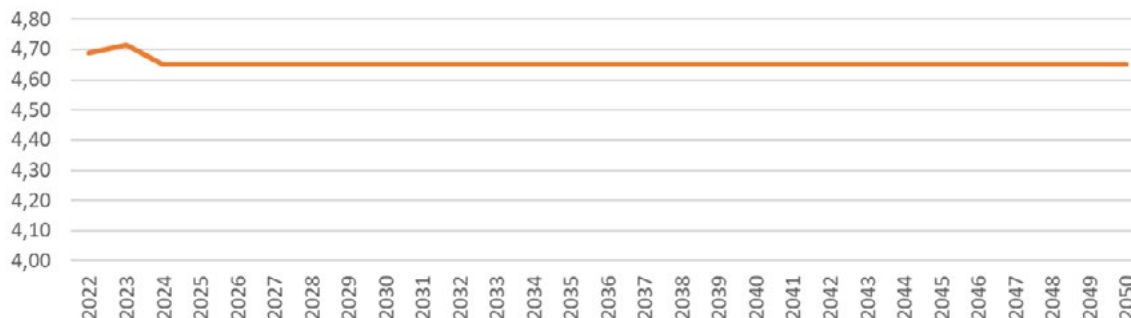
Analiza została wykonana dla okresu 2023 – 2050. Model w każdym roku przelicza najbardziej efektywne kosztowo źródła ciepła, biorąc pod uwagę nie tylko spełnienie wymogów

efektywnego systemu ciepłowniczego, ale również koszty zmienne produkcji, i - dla każdego roku - układa stos jednostek wytwórczych wpisując je w zapotrzebowanie wynikające z profilu ciepła dla danego wariantu systemu ciepłowniczego. Oznacza to, że produkcja ciepła w każdej jednostce wynika z zapotrzebowania danego rynku oraz sytuacji marżowej w danym roku. Jednostki wytwórcze o najniższym koszcie zmiennym pracują w podstawie systemu ciepłowniczego.

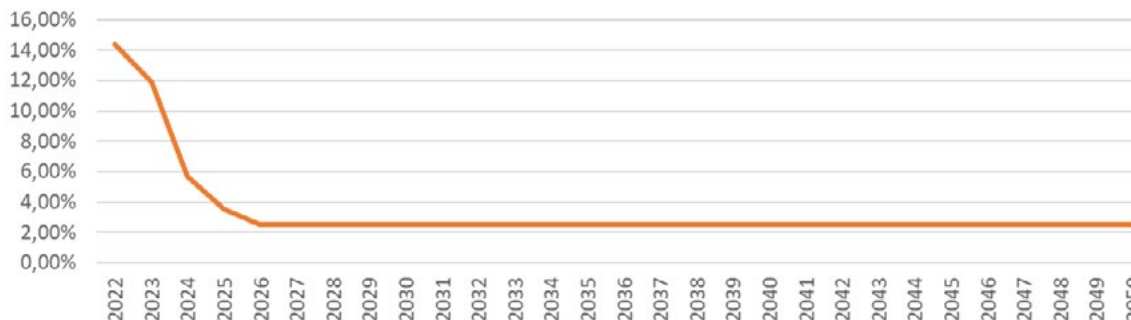
3.1. Założenia makroekonomiczne i rynkowe

Kluczowymi czynnikami mającymi wpływ na wybór optymalnych technologii produkcji ciepła są założenia makroekonomiczne i rynkowe. W niniejszej analizie przyjęto najbardziej aktualny zestaw założeń, który został opracowany przez Członków PTEZ w kwietniu 2023 r., które przedstawiono na Wykresach 8-14.

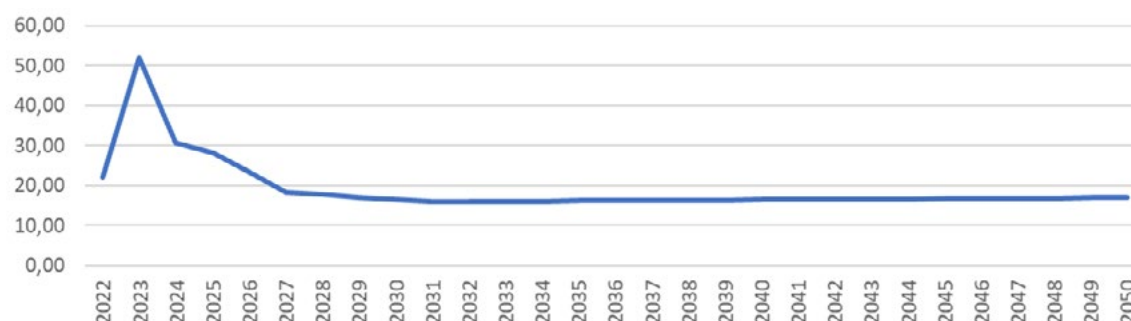
Wykres 8: Kurs EUR/PLN ³²



Wykres 9: Prognoza inflacji CPI Polska ³³



Wykres 10: Prognoza cen węgla kamiennego [PLN'22/GJ] ³⁴



32 opracowanie własne PTEZ w oparciu o Wytyczne Ministerstwa Finansów dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych, październik 2022 r.

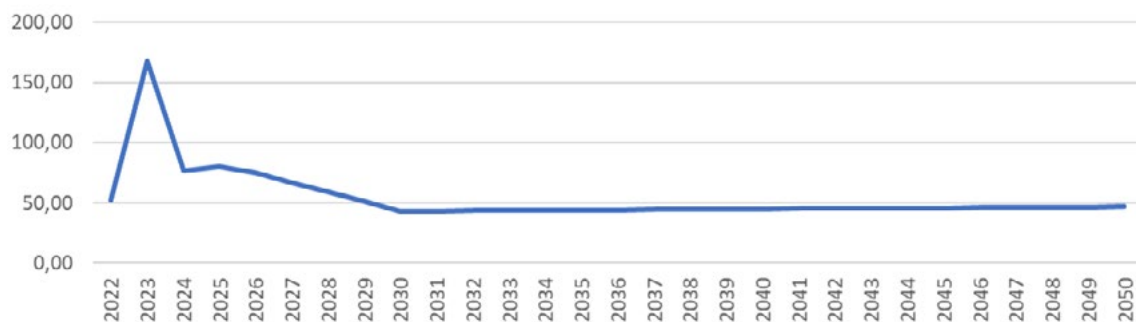
33 opracowanie własne PTEZ na bazie danych Narodowego Banku Polskiego - Bieżąca projekcja inflacji i PKB (opublikowana 10 marca 2023 r.) oraz wytyczne Ministerstwa Finansów dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych, październik 2022 r.

34 opracowanie własne PTEZ na bazie bieżących notowań oraz raportu World Energy Outlook November 2022 - European Union; Stated Policies Scenario

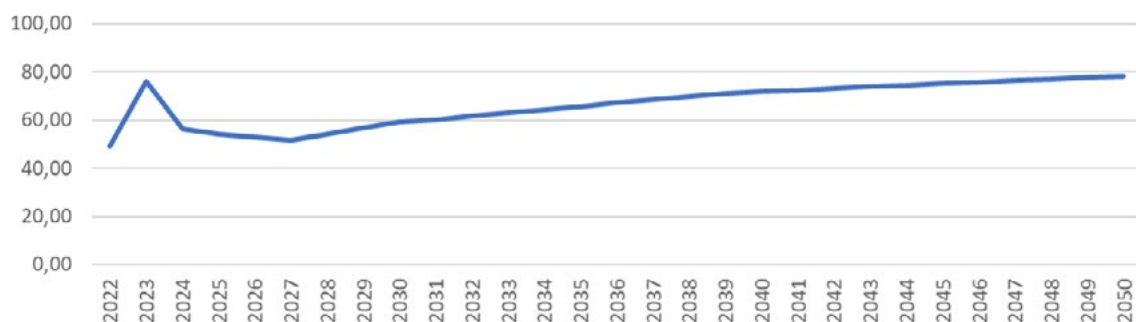
35 opracowanie własne PTEZ na bazie bieżących notowań oraz raportu World Energy Outlook November 2022 - European Union; Stated Policies Scenario



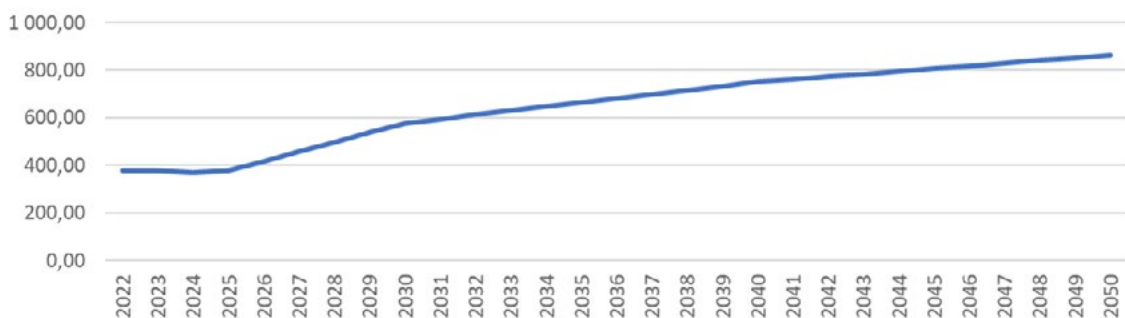
Wykres 11: Prognoza cen gazu ziemnego [PLN'22/GJ] ³⁵



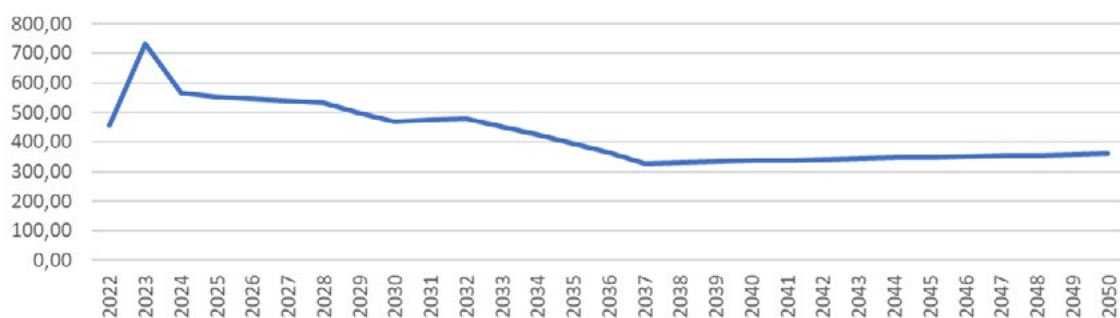
Wykres 12: Prognoza cen biomasy [PLN'22/GJ] ³⁶



Wykres 13: Cena uprawnień do emisji gazów cieplarnianych [PLN'22/t] ³⁷



Wykres 14: Prognoza cen energii elektrycznej na rynku hurtowym [PLN'22/MWh] ³⁸



36 opracowanie własne PTEZ w oparciu o dane dotyczące zawieranych kontraktów i prognozy cen biomasy Członków PTEZ

37 opracowanie własne PTEZ na bazie bieżących notowań oraz analiz World Energy Outlook November 2022 - European Union; Announced Pledges Scenario (APS) CO2 prices for electricity, industry and energy production

38 opracowanie własne PTEZ na bazie przyjętych założeń kosztowych i założeniu marżowości rynku energii elektrycznej na poziomie 30 PLN'22/MWh dla bardziej rentownej technologii spośród jednostek węglowych kondensacyjnych oraz nowych jednostek gazowych typu CCGT. Prognoza ceny energii elektrycznej pokazana na wykresie 8 w długim terminie uwzględnia przewidywane zmiany miks paliwowy m.in. związane z rozwojem energetyki jądrowej oraz morskiej energetyki wiatrowej, a także stopniowym ograniczaniem pracy jednostek konwencjonalnych.

3.2. Założenia techniczno – ekonomiczne

W Tabeli 5 zamieszczono kluczowe założenia techniczno – ekonomiczne dla poszczególnych rodzajów technologii.

Tabela 5: Założenia techniczno – ekonomiczne ³⁹

Technologia	Paliwo	Sprawność ogólna [%]	CAPEX Ceny 2022 [mPLN/MW _e]	CAPEX Ceny 2022 [mPLN/MW _t]	OPEX [% CAPEX]
Kogeneracja węglowa	węgiel kamienny	85%	nd	1,50	5,0%
Kotły węglowe (WR)	węgiel kamienny	85%	nd	1,37	5,0%
Kotły gazowe	gaz wysokometanowy	95%	nd	0,93	1,0%
OCCGT	gaz wysokometanowy	82%	8,40	nd	2,2%
CCGT	gaz wysokometanowy	86%	9,00 ¹⁾²⁾	nd	2,2%
Silniki gazowe	gaz wysokometanowy	85%	8,15	nd	5,0%
Kotły olejowe	gaz wysokometanowy	95%	nd	0,80	0,5%
Kotły biomasowe	biomasa	85%	nd	3,80	2,0%
Kogeneracja biomasowa	biomasa	85%	15,00 ¹⁾	nd	3,0%
Pompy ciepła	energia elektryczna	320%	nd	4,50	1,3%
Geotermia	energia elektryczna		nd	11,40	2,0%
Kotły elektrodowe	energia elektryczna	99%	nd	0,70	0,5%
ITPOK	Odpady	85%	90,00 ³⁾	nd	5,0%

1) Dotyczy mocy elektrycznej osiągalnej w pełnej kogeneracji.

2) Jako CCGT przyjęto referencyjnie jednostkę z częścią parową ciepłowniczą.

3) Benchmark dla ITPOK to ok 5400 PLN'22/t_odpadów w przeliczeniu na moc elektryczną w kogeneracji.

Do analizy przyjęto technologie sprawdzone, co do których obecnie są już doświadczenia eksploatacyjne w Europie. Ponadto biorąc pod uwagę, konieczność dostosowania systemów ciepłowniczych do roku 2028, nie brano pod uwagę technologii, co do których producenci są na etapie uzyskiwania licencji i nierealne jest oddanie do eksploatacji tych źródeł w określonym czasie zgodnie z wymogami pakietu „Fit for 55”, czyli np. małe reaktory jądrowe typu SMR. Na dzień sporządzenia raportu nie ma wiarygodnych danych co do nakładów inwestycyjnych, kosztów oraz brak jest doświadczeń eksploatacyjnych. Harmonogram pierwszego tego typu reaktora na

świecie również nieustannie zostaje oddalany w czasie, dlatego ww. technologia nie została przeanalizowana w ramach niniejszego raportu.

Ponadto, w ramach pozostałych założeń przyjęto:

- Wysokość kosztów wynagrodzeń na poziomie 11,4 tys. zł '2022/miesiąc/etat; przy czym ilość etatów została zróżnicowana w zależności od miksu technologicznego w danym wariancie;
- Średnioważony koszt kapitału WACC na poziomie 8%;
- Podatek CIT na poziomie 19%.

³⁹ opracowanie własne PTEZ na bazie doświadczeń z prowadzonej działalności



3.3. Przykładowe rynki ciepła

Procedowane w ramach pakietu „Fit for 55” regulacje wynikające z celów polityki klimatyczno – energetycznej UE będą miały wpływ na długoterminowe perspektywy rozwoju systemów ciepłowniczych. Proponowane rozwiązania prawne (zwłaszcza w zakresie charakterystyki energetycznej budynków) będą powodować:

- zwiększone tempo termomodernizacji budynków istniejących w celu ograniczenia zapotrzebowania na energię końcową i pierwotną;
- zaostrzenie wytycznych technicznych dla nowego budownictwa mieszkalnego w kierunku wysoko energooszczędnym i pasywnym.

W konsekwencji spowoduje to degradację rynku ciepła, rozumianą jako zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło dla istniejącego zasobu budowlanego oraz niższe zapotrzebowanie z nowych przyłączy obiektów budowlanych z rynku pierwotnego i wtórnego (z ograniczonym zapotrzebowaniem na centralne ogrzewanie), co będzie miało istotny wpływ na strukturę poszczególnych rynków ciepła.

Efekt wpływu powyższych uwarunkowań na poziom zapotrzebowania na ciepło będzie zależał od wyjściowego stanu termomodernizacji budynków obecnie podłączonych do sys-

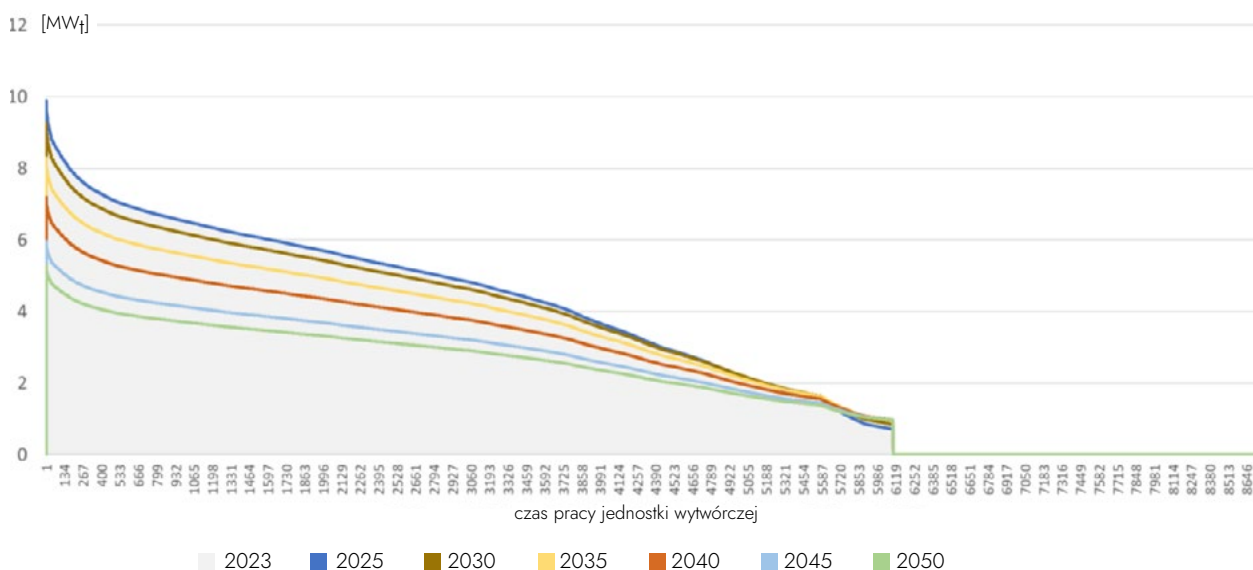
temu ciepłowniczego. Zmiany w zapotrzebowaniu wynikające z wprowadzania oszczędności w związku ze wzrostem cen ciepła już obecnie obserwowane są w systemach ciepłowniczych. Na potrzeby analizy przyjęto, iż budynki podłączone do systemu ciepłowniczego w większości były poddawane w przeszłości przynajmniej częściowej termomodernizacji.

Docelowo prognozowany jest spadek zapotrzebowania na ciepło, który nie będzie możliwy w pełnym zakresie do kompensowania nowymi przyłączeniami w zakresie centralnego ogrzewania.

Obecnie spodziewamy się ubytku wolumenu do 2050 roku na poziomie od 30% do 40% (na rynkach mniejszych z ograniczoną moc zamówioną na potrzeby podgrzewania ciepłej wody użytkowej).

Na Wykresie 15 zaprezentowano rynek ciepła dla mocy zamówionej cieplnej w przedziale do 20 MW_t (rynek obecnie znajdujący się poza systemem handlu uprawnieniami do emisji EU ETS). W Polsce takie rynki w ponad 90% nie obejmują ciepłej wody użytkowej i sieć ciepłownicza wykorzystywana jest na potrzeby centralnego ogrzewania. W tych przypadkach ciepła woda użytkowa zapewniana jest przez lokalne piecyki w budynkach.

Wykres 15: Rynek ciepła o mocy zamówionej cieplnej 10 MW_t 40

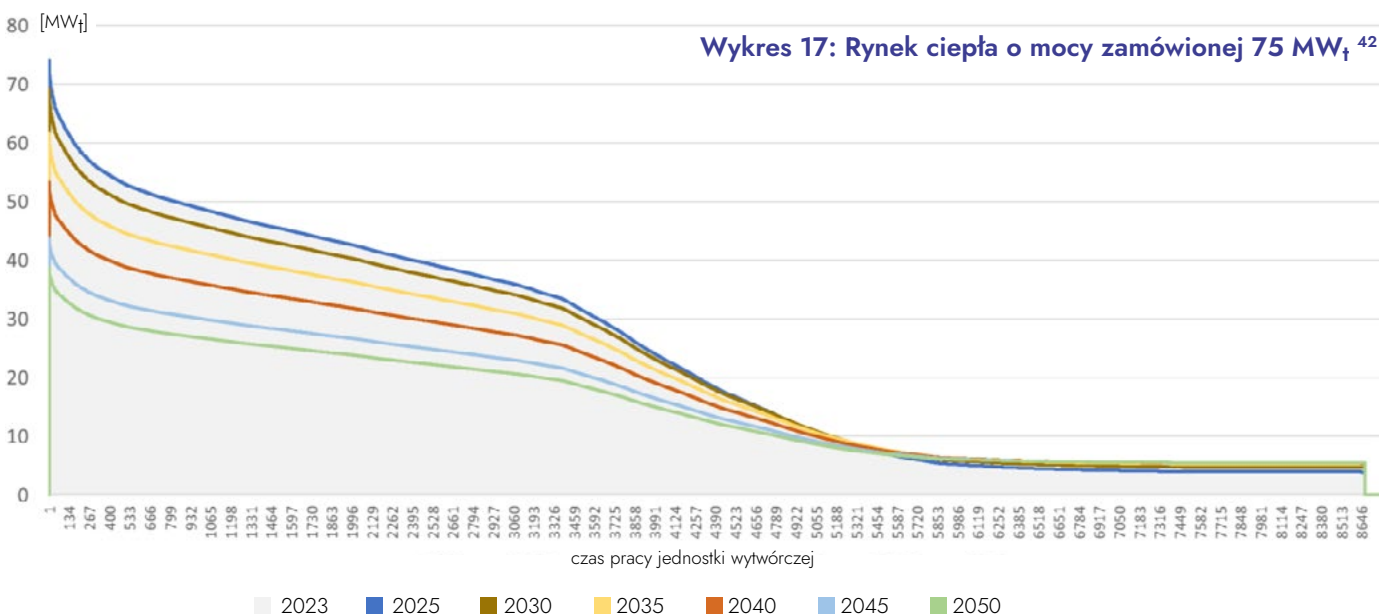
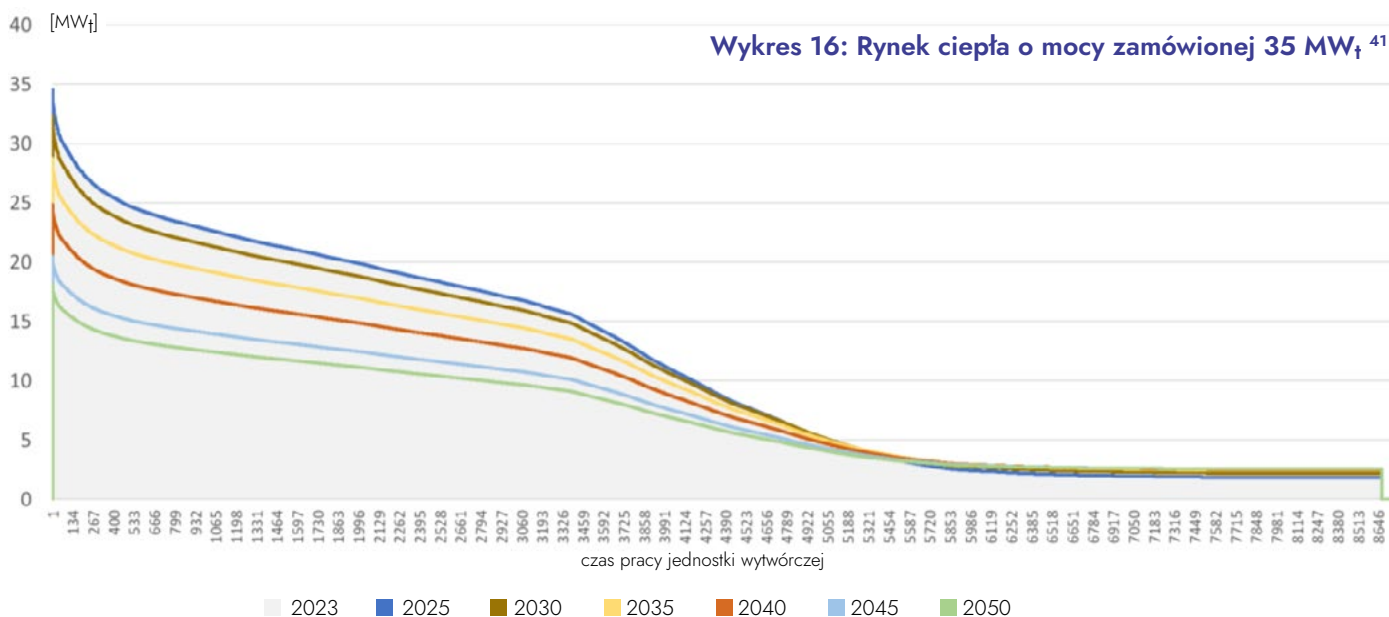


40 opracowanie własne PTEZ

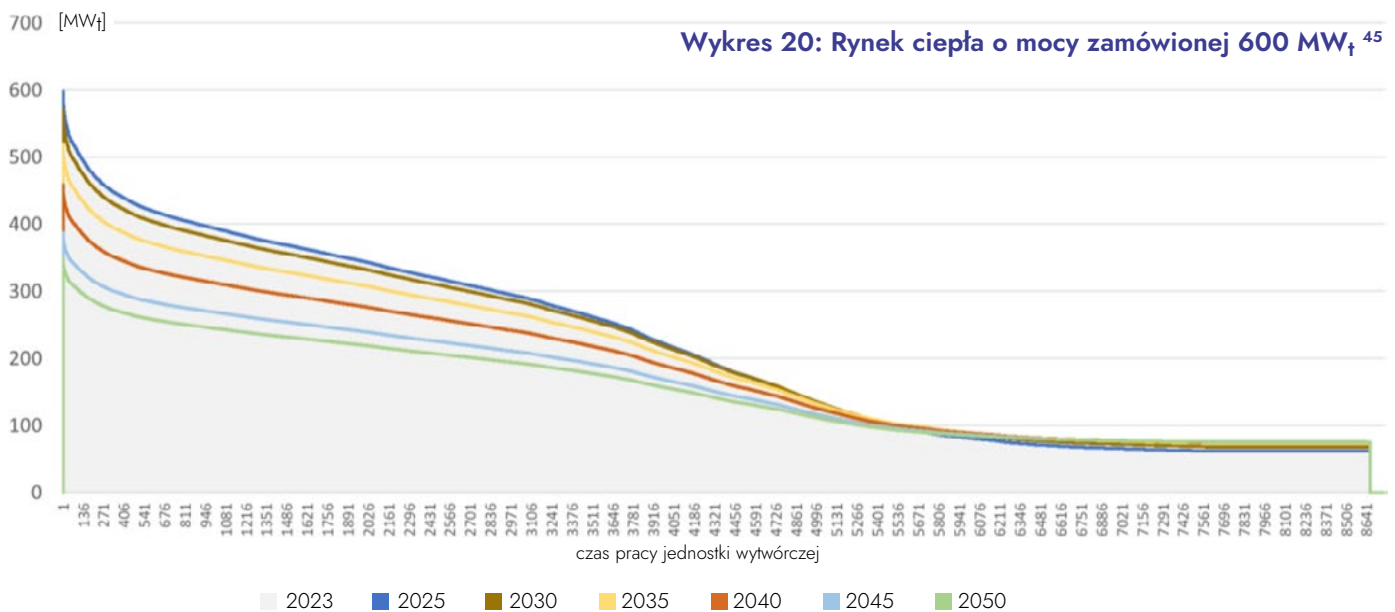
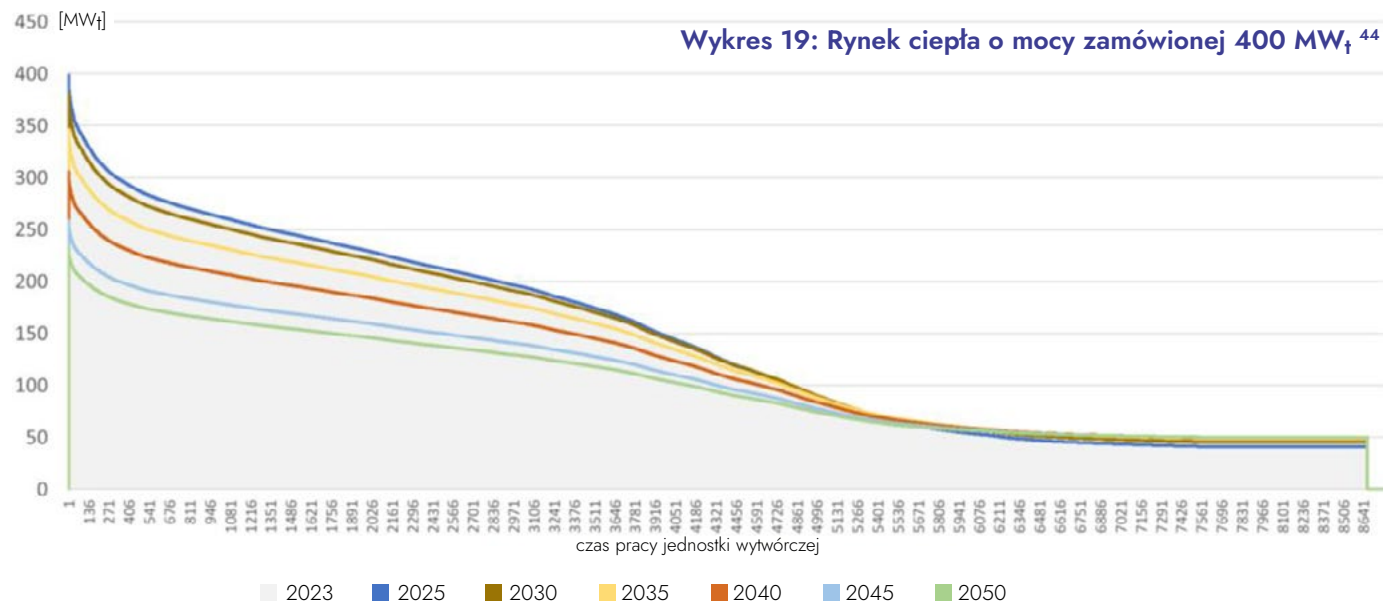
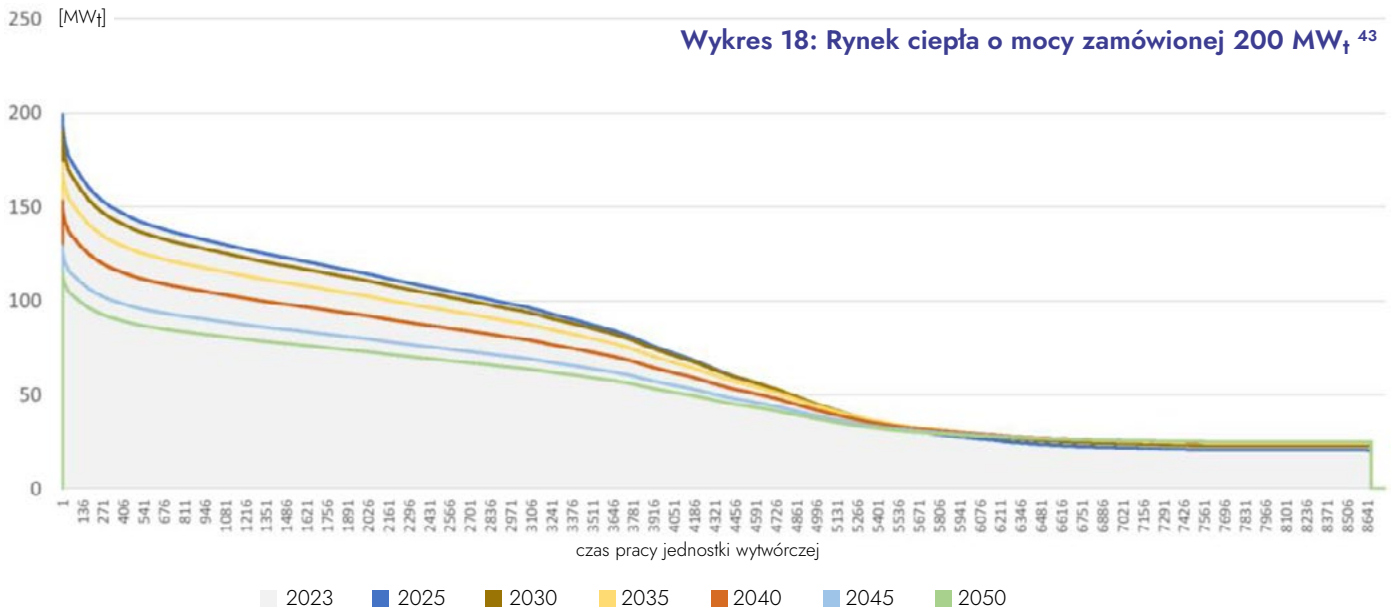
Na Wykresie 16 oraz 17 zaprezentowano przykładowe rynki ciepła w przedziałach mocowych od 20 do 50 MW_t oraz od 50 do 100 MW_t. Rynki te charakteryzują się stosunkowo niskim udziałem zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową w stosunku do większych miast i systemów, zapotrzebowanie to widoczne jest szczególnie w okresie letnim.

Na Wykresach od 18 do 20 zaprezentowano zapotrzebowanie na ciepło w największych polskich systemach ciepłowniczych, które znajdują się w miastach ponad 200 - tysięcznych.

Dla każdego z rynków przeanalizowano cztery różne warianty technologiczne, które są wykonalne w sposób techniczny i umożliwią spełnienie wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego w kolejnych przedziałach czasowych, zgodnie z definicją w dyrektywie EED.



41, 42, 43, 44, 45 opracowanie własne PTEZ



3.4. Warianty technologiczne

Analiza została przygotowana w oparciu o warianty technologiczne, które zostały opracowane dla każdego rynku ciepła z poszczególnych przedziałów mocowych, uwzględniające prognozy kształtowania się zapotrzebowania na ciepło. Szczegółowe zestawienie wariantów technologicznych zostało zaprezentowane na następnej stronie. Należy podkreślić, że moc zainstalowana cieplna założona dla źródła to około 120% zapotrzebowania szczytowego sieci. Warianty zawierające pompy ciepła uwzględniają dodatkową moc w jednostkach szczytowych, ze względu na ograniczone możliwości tej technologii w okresach niskich temperatur, w celu zabezpieczenia mocy w okresie szczytowego zapotrzebowania na ciepło. Istotnym jest, że w ujęciu globalnym w zaproponowanych wariantach nie uwzględniono jednostek kogeneracji biomasowej. Wynika to m.in. z następujących uwarunkowań:

- zdecydowanie wyższe nakłady inwestycyjne w stosunku do niekogeneracyjnych kotłów biomasowych przy podobnym efekcie pozwalającym na spełnienie kryteriów odnoszących się do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego;
- wyższe zapotrzebowanie na paliwo biomasowe w przypadku jednostek kogeneracji, co będzie istotne w warunkach niedoboru podaży tego paliwa na rynku;

- warianty technologiczne z jednostkami kogeneracji biomasowej generują wyższe wartości LCOH ze względu na wysokie poziomy nakładów inwestycyjnych oraz ograniczoną opłacalność produkcji energii elektrycznej na paliwie biomasowym w długim okresie projekcji;
- uwarunkowania związane udziałem w systemach wsparcia operacyjnego dla jednostek kogeneracji opalanych biomasą. Udział w aukcjach OZE jest utrudniony ze względu na nieprzewidywalność rynku biomasy skutkującej brakiem możliwości zabezpieczenia kontraktów z dostawcami na okres wytwarzania energii elektrycznej sprzedanej w wyniku aukcji i w konsekwencji brak możliwości zwympiarowania racjonalnej oferty. W przypadku aukcji na premię kogeneracyjną problem wynika ze wspólnego koszyka dla wszystkich rodzajów paliw, z których biomasę charakteryzuje się najwyższym poziomem kosztów wytwarzania energii.

Jednocześnie należy podkreślić, że powyższe bariery nie wykluczają zastosowania tej technologii przy planowaniu nowych inwestycji. Decyzja o rozpoczęciu inwestycji powinna być indywidualnie rozpatrywana biorąc pod uwagę uwarunkowania lokalne (w tym dostępność paliwa), regulacyjne oraz możliwości finansowe inwestora.





Rynek ciepła od 0 do 20 MW_t

WARIANT 1

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. pracują silniki gazowe o mocy 1,5 MW_t, kotły wodne gazowe o mocy 7 MW_t oraz kotły wodne biomasowe o mocy 3,5 MW_t.

WARIANT 4

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. pracują silniki gazowe o mocy 5 MW_t, kotły biomasowe o mocy 6,5 MW_t, sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 0,5 MW_t.

WARIANT 2

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. pracują kotły wodne biomasowe o mocy 10 MW_t oraz kotły wodne gazowe o mocy 2 MW_t.

WARIANT 3

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. pracują pompy ciepła o mocy 2 MW_t, kotły biomasowe o mocy 11,5 MW_t, sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 0,5 MW_t.

Rynek ciepła od 20 do 50 MW_t

WARIANT 5

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 0,5 MW_t, pracują silniki gazowe o mocy 15 MW_t, instalowane są kotły wodne biomasowe o mocy 25 MW_t oraz kotły wodne gazowe 4,5 MW_t.

WARIANT 7

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 0,5 MW_t, pracuje układ CCGT o mocy 15 MW_t, instalowane są kotły elektrodowe o mocy 9,5 MW_t oraz kotły biomasowe o mocy 20 MW_t.

WARIANT 6

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 0,5 MW_t, pracuje układ OCGT o mocy 14 MW_t, instalowane są kotły biomasowe o mocy 30,5 MW_t.

WARIANT 8

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 0,5 MW_t, pracują kotły biomasowe o mocy 44,5 MW_t, instalowane są pompy ciepła o mocy 4 MW_t.

Rynek ciepła od 50 do 100 MW_t

WARIANT 9

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 1,0 MW_t, pracują silniki gazowe o mocy 30 MW_t, kotły biomasowe o mocy 49 MW_t oraz kotły wodne gazowe o mocy 10 MW_t.

WARIANT 11

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 1,0 MW_t, pracuje układ OCGT o mocy 30 MW_t, kotły gazowe o mocy 19 MW_t oraz kotły wodne biomasowe o mocy 40 MW_t.

WARIANT 10

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 1,0 MW_t, pracuje układ CCGT o mocy 30 MW_t, pracują kotły elektrodowe o mocy 59 MW_t oraz pompy ciepła o mocy 10 MW_t.

WARIANT 12

- Do 2027 r. pracują kotły wodne rusztowe typu WR (węglowe).
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 1,0 MW_t, pracują kotły biomasowe o mocy 89 MW_t oraz pompy ciepła o mocy 4 MW_t.

Rynek ciepła od 50 do 100 MW_t

WARIANT 13

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne rusztowe typu WR.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 3,0 MW_t, pracują silniki gazowe o mocy 50 MW_t, kotły biomasowe o mocy 60 MW_t, kotły gazowe o mocy 70 MW_t oraz kotły elektrodowe o mocy 57 MW_t.

WARIANT 15

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne rusztowe typu WR.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 3,0 MW_t, pracuje układ OCGT o mocy 70 MW_t, kotły biomasowe o mocy 95 MW_t oraz kotły elektrodowe o mocy 72 MW_t.

WARIANT 14

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne rusztowe typu WR.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 3,0 MW_t, pracuje układ CCGT o mocy 70 MW_t, pompy ciepła o mocy 50 MW_t, kotły biomasowe o mocy 50 MW_t oraz kotły elektrodowe o mocy 117 MW_t.

WARIANT 16

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne rusztowe typu WR.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 3,0 MW_t, pracują kotły biomasowe o mocy 70 MW_t, silniki gazowe o mocy 30 MW_t oraz pracują kotły gazowe o mocy 137 MW_t.



Rynek ciepła od 300 do 500 MW_t

WARIANT 17

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne typu WP.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 6,0 MW_t, pracują kotły biomasowe o mocy 115 MW_t, kotły gazowe o mocy 145 MW_t, silniki gazowe o mocy 50 MW_t oraz kotły elektrodowe o mocy 164 MW_t.

WARIANT 19

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne typu WP
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 6,0 MW_t, pracują silniki gazowe o mocy 80 MW_t, pompy ciepła o mocy 50 MW_t, kotły biomasowe o mocy 110 MW_t oraz kotły elektrodowe o mocy 284 MW_t.

WARIANT 18

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne typu WP.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 6,0 MW_t, pracuje układ CCGT o mocy 100 MW_t, kotły biomasowe o mocy 95 MW_t, geotermia o mocy 20 MW_t oraz kotły gazowe o mocy 259 MW_t.

WARIANT 20

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne typu WP.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 6,0 MW_t, pracują kotły biomasowe o mocy 110 MW_t, pompy ciepła o mocy 50 MW_t, silniki gazowe o mocy 80 MW_t oraz kotły gazowe o mocy 284 MW_t.

Rynek ciepła powyżej 500 MW_t

WARIANT 21

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne typu WP.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 10,0 MW_t, pracuje układ CCGT o mocy 200 MW_t, kotły biomasowe o mocy 180 MW_t oraz kotły gazowe o mocy 330 MW_t.

WARIANT 23

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne typu WP.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 10,0 MW_t, pracują kotły biomasowe o mocy 160 MW_t, geotermia o mocy 20 MW_t oraz kotły gazowe o mocy 530 MW_t.

WARIANT 22

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne typu WP.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 10,0 MW_t, kotły biomasowe o mocy 600 MW_t, kotły elektrodowe o mocy 110 MW_t.

WARIANT 24

- Do 2027 r. pracuje kogeneracja węglowa oraz kotły wodne typu WP.
- Od 2028 r. sieć ciepłownicza zasilana jest ciepłem odpadowym o mocy 10,0 MW_t, pracują silniki gazowe o mocy 200 MW_t, kotły biomasowe o mocy 150 MW_t, pompy ciepła o mocy 50 MW_t oraz kotły elektrodowe 360 MW_t.

4. Dane dotyczące systemowych rynków ciepła w Polsce

W Tabeli 6 scharakteryzowano rzeczywiste rynki ciepła systemowego w Polsce, które zostały podzielone według zamówionej mocy cieplnej w poniższych przedziałach:

- do 20 MW_t;
- od 20 do 50 MW_t;
- od 50 do 100 MW_t;
- od 100 do 300 MW_t;
- od 300 do 500 MW_t;
- powyżej 500 MW_t (w analizie przyjęto model rynku ciepła o mocy 600 MW_t).

Tabela 6: Podział rynków ciepła w Polsce na rynki benchmarkowe ⁴⁶

Przedział mocy [MW]	Suma mocy zainstalowanej [MW]	Suma mocy osiągalnej [MW]	Produkcja ciepła [GJ]	Udział mocy zainstalowanej w całości rynku [%]	Udział mocy osiągalnej w całości rynku [%]	Udział produkcji ciepła w całości rynku [%]
0 - 20	1 992	1 593	12 229 197	4,2%	4,1%	4,6%
20 - 50	4 402	3 587	23 668 458	9,3%	9,1%	8,9%
50 - 100	5 876	4 750	32 182 001	12,4%	12,1%	12,0%
100 - 300	9 062	7 269	47 491 829	19,2%	18,5%	17,8%
300 - 500	6 035	5 235	25 315 476	12,8%	13,3%	9,5%
500 +	19 903	16 797	126 335 239	42,1%	42,8%	47,3%
Suma	47 270	39 231	267 222 200	100%	100%	100%

W celu oszacowania skali nakładów inwestycyjnych, ilości wymaganego paliwa oraz wpływu na finalne ceny ciepła dla odbiorców końcowych, w niniejszej analizie użyto benchmarku wyliczonego na bazie produkcji ciepła na rynkach ciepła z podziałem na poszczególne przedziały mocy, które zaprezentowano w Tabeli 7.

Tabela 7: Zestawienie analizowanych rynków ciepła - skalowanie analizy ⁴⁷

Przedział mocy [MW]	Produkcja ciepła na rzeczywistych rynkach ciepła w Polsce [GJ]	Przykładowe rynki ciepła do analizy [GJ]	Liczba rynków ciepła w danych przedziałach mocy [#]
0 – 20	12 229 197	99 387	123
20 – 50	23 668 458	348 774	68
50 – 100	32 182 001	747 372	43
100 - 300	47 491 829	2 203 239	22
300 - 500	25 315 476	4 406 478	6
500 +	126 335 239	6 609 718	19

46, 47 opracowanie własne PTEZ na bazie danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami



5. Wyniki analizy

W niniejszym rozdziale zaprezentowane zostały wyniki analizy ekonomicznej umożliwiającej określenie nakładów inwestycyjnych, które należy ponieść w celu dostosowania polskiego sektora ciepłownictwa systemowego do kluczowych rozstrzygnięć pakietu „Fit for 55”. Nadrzędnym założeniem analizy jest, że systemy ciepłownicze będą spełniać kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego zawarte w nowej dyrektywie EED.

W analizie warianty technologiczne zostały dobrane w taki sposób, aby w ramach jednorazowego procesu inwestycyjnego istniała możliwość spełnienia wymogów regulacyjnych w perspektywie do roku 2050. Poszczególne technologie w stosie są wybierane priorytetyzując zarówno najniższe koszty wytworzenia ciepła, jak i uzyskanie co najmniej minimalnych wolumenów ciepła z wysokosprawnej kogeneracji, OZE i ciepła odpadowego, określonych w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.

Należy również zaznaczyć, że w perspektywie około 2040 roku mogą pojawić się nowe możliwości związane z opcją konwersji istniejących jednostek wytwórczych gazowych w kierunku umożliwienia wykorzystywania zielonego wodoru, biometanu lub biogazu, co powinno dodatkowo zwiększyć potencjał do przyspieszenia dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego.

Przyjęcie jako warunku brzegowego spełnienia przez dany modelowany system ciepłowniczy kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego wynika z decydującego znaczenia tego statusu dla funkcjonowania danego systemu. Jego utrata wiąże się z poważnymi konsekwencjami zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie wytwarzania ciepła oraz jego przesyłania i dystrybucji, w tym. m. in.:

- istotnym ograniczeniem możliwości uzyskiwania wsparcia inwestycyjnego na budowę lub modernizację sieci ciepłowniczej;
- faktycznym brakiem możliwości rozwoju rynku w zakresie przyłączania nowych odbiorców i budynków;
- destabilizacją pracy sieci ciepłowniczej wynikającą z konieczności przyłączania instalacji OZE, w szczególności przyłączania dużej liczby małych instalacji OZE (co nie będzie równoznaczne z dużym wolumenem ciepła z OZE);
- powstawaniem kosztów osieroconych wynikających z budowy jednostek wytwórczych gwarantujących bezpieczeństwo energetyczne;
- umożliwieniem odłączania się odbiorców końcowych od sieci ciepłowniczej;
- powstawaniem większej liczby indywidualnych źródeł ciepła (nie tylko wykorzystujących OZE),



ale także wpływa na jakość powietrza, ponieważ w związku z wymienionymi powyżej skutkami zwiększy się emisja szkodliwych substancji i gazów cieplarnianych, a także pogłębi zjawisko niskiej emisji. Ma to więc istotne znaczenie dla wszystkich stron będących uczestnikami lokalnych rynków ciepła.

Zastosowany w analizie matematyczny model optymalizacyjny ma na celu minimalizację całkowitego kosztu produkcji ciepła w systemach ciepłowniczych. Składają się na niego następujące komponenty:

- CAPEX – obejmujący nakłady inwestycyjne;
- OPEX – obejmujący koszt paliwa, koszt uprawnień do emisji gazów cieplarnianych oraz koszty stałe operacyjne;
- Okres analizy – lata 2023 – 2050.

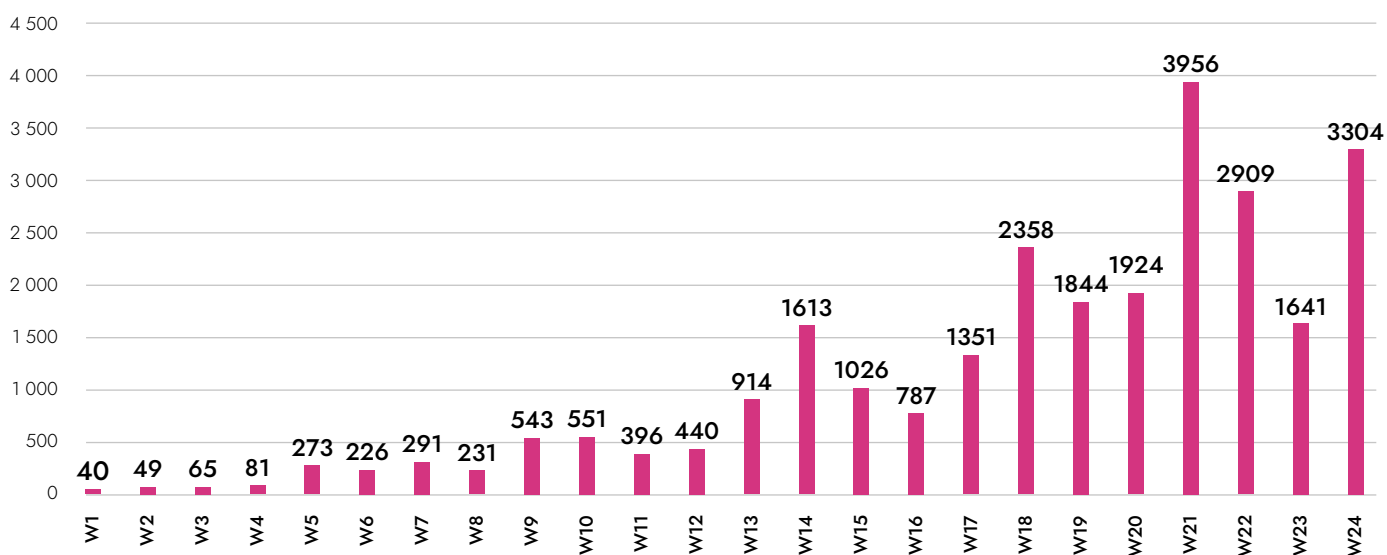
Model, na podstawie typowej uporządkowanej krzywej zapotrzebowania na ciepło, oblicza wykorzystaną moc cieplną źródeł. W oparciu o sprawność cieplną źródeł, ustalony jest stos pracy w kolejności od najbardziej efektywnego (tj. najtańszego) źródła po koszcie zmiennym wytworzenia. Model bierze pod uwagę wymogi regulacyjne, tj. konieczność spełnienia kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego, co wiąże się z uwzględnieniem wymaganych udziałów ciepła z OZE, ciepła odpadowego lub ciepła z wysokosprawnej kogeneracji w danym systemie ciepłowniczym. Tak ułożony stos jednostek wypełnia zapotrzebowanie rynku ciepłowniczego w każdym

wariantów. W konsekwencji powyższego występują lata, gdzie ciepło z instalacji OZE nie jest najtańsze, ale musi być wytwarzane ze względów regulacyjnych lub też uzyskiwana jest nadwyżka OZE w stosunku do wymogów pozwalających na spełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego, gdy jest tańsza niż ta wytwarzana w innych jednostkach wytwórczych. W analizie przyjęto założenie, iż wytwarzanie ciepła w oparciu o energię elektryczną z OZE dostarczoną z krajowego systemu elektroenergetycznego i udokumentowaną np. kontraktem PPA, jest w 100% uznawane za ciepło z OZE, zgodnie ze zmienioną dyrektywą RED.

Zadaniem modelu jest obliczenie uśrednionej zdyskontowanej jednostkowej ceny ciepła na wytwarzaniu, która zapewnia rentowność danego wariantu na poziomie IRR = 8% w okresie 2023 -2050.

Model dyskontuje wszystkie wydatki (CAPEX, OPEX), uwzględnia przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz zakłada uzyskanie dla energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wsparcia w ramach mechanizmu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji na poziomie 114 zł/22/MWh, a następnie wyznacza cenę ciepła, która w całym okresie prognozy daje wynik NPV = 0. Nominalne nakłady inwestycyjne dla poszczególnych wariantów technologicznych przedstawiono na Wykresie 21.

Wykres 21: Nominalne nakłady inwestycyjne dla poszczególnych wariantów technologicznych [mPLN] ⁴⁸



⁴⁸ opracowanie własne PTEZ na podstawie modelu analitycznego



Biorąc pod uwagę wyniki analizy należy założyć, że na poszczególnych rynkach ciepła w zależności od mocy zamówionej oraz wariantu rozwoju źródeł wytwórczych konieczne będzie zainwestowanie w pojedynczy rynek od 40 mln zł do 3 956 mln zł (dla rynku o mocy 600 MW_t, w przypadku

większych rynków ciepła należy liczyć się z koniecznością poniesienia większych nakładów niż opisane w wariantach 21-24). Poziom nakładów inwestycyjnych w celu dostosowania pojedynczych systemowych rynków ciepła do wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego zestawiono w Tabeli 8.

Tabela 8: Poziom nakładów inwestycyjnych w celu dostosowania pojedynczych systemowych rynków ciepła do wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego ⁴⁹

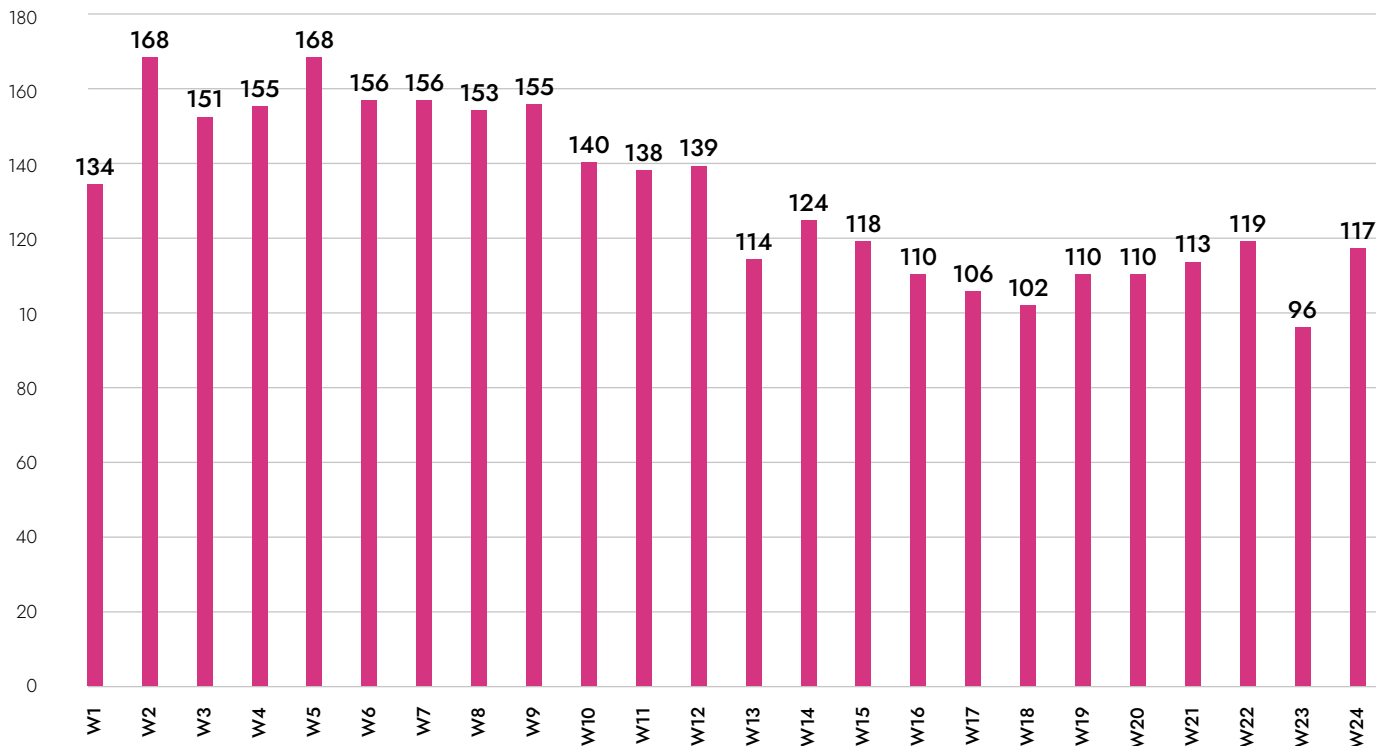
Przedział mocy [MW]	Minimalne nakłady [mln zł]	Średnie nakłady [mln zł]	Maksymalne nakłady [mln zł]
0 – 20	40	59	81
20 – 50	226	255	291
50 – 100	396	482	551
100 – 300	787	1 085	1 613
300 – 500	1 351	1 869	2 358
500+	1 641	2 953	3 956

Uwzględniając liczbę rynków ciepła w Polsce w zaproponowanych przedziałach mocowych należy stwierdzić, że sprostanie przez Polskę wymaganiom określonym w finalnych rozstrzygnięciach regulacji zmienianych w pakiecie „Fit for 55” będzie kosztowało od 94 mld zł w wariantcie minimalnych nakładów inwestycyjnych, do 178 mld zł w wariantcie maksymalnych nakładów inwestycyjnych z uwzględnieniem dodatkowo nakładów inwestycyjnych związanych z realizacją odpowiedniej infrastruktury przyłączeniowej (do sieci elektroenergetycznej, do sieci gazowej) dla wariantów gazowych. Należy jednak wskazać na prawdopodobieństwo pozainflacyjnego wzrostu nakładów inwestycyjnych spowodowanych: koniecznością modernizacji całego segmentu w tym samym czasie (otwarcie dużego frontu robót), wysyceniem rynku wykonawców czy przerwaniem łańcucha dostaw w związku z sytuacją geopolityczną. Te aspekty są istotne z uwagi na zakładany harmonogram i ewolucyjny kształt

definicji systemu efektywnego. Przedstawione powyżej nakłady inwestycyjne dotyczą źródeł wytwórczych i nie uwzględniają wydatków związanych z modernizacją sieci ciepłowniczych oraz instalacji odbiorczych. Nakłady inwestycyjne na ten segment, o których mowa w podrozdziale 5.2, zostały oszacowane odpowiednio na poziomie: od 76 mld zł do 100 mld zł oraz od 106 mld zł do 140 mld zł.

Efekt rozwoju i modernizacji sektora ciepłowniczego to nieodłączny element wzrostu ceny ciepła dla odbiorców końcowych. Cena ciepła jednoskładnikowa, dzięki której inwestorzy będą mogli alokować środki finansowe na rozwój jednostek wytwórczych oraz zapewnią rentowność swoich przedsiębiorstw, przedstawiono na Wykresie 22. Przedstawione ceny są cenami wytworzenia ciepła, nie uwzględniają zatem przy tym kosztów dystrybucji i przesyłu ciepła.

⁴⁹ opracowanie własne PTEZ

Wykres 22: Ceny ciepła jednostkowy dla odbiorców końcowych [PLN'22/GJ] ⁵⁰

5.1. Uwarunkowania związane z zapotrzebowaniem na paliwo

5.1.1. Dostępność biomasy

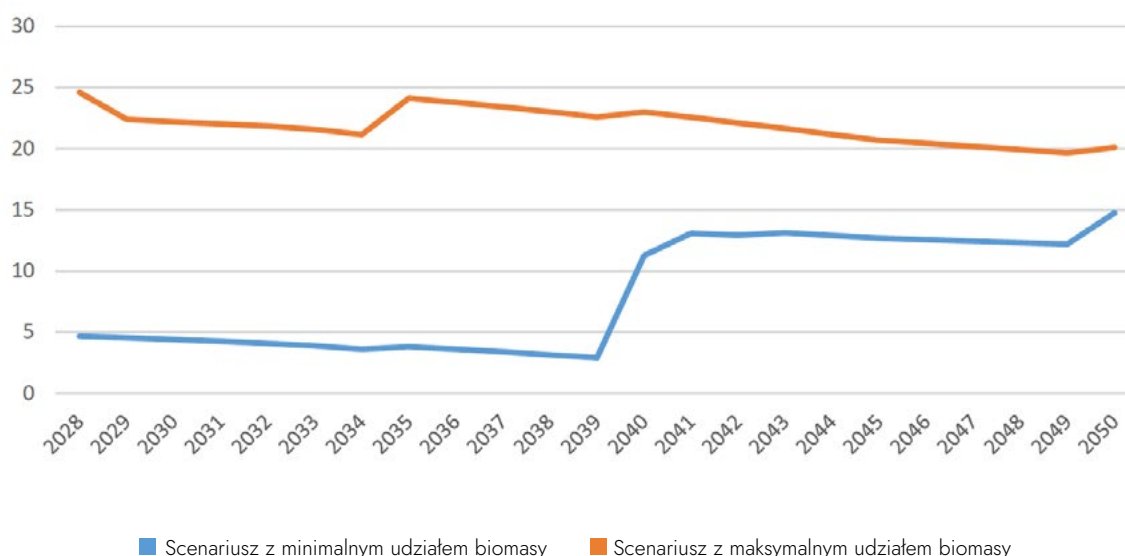
W przypadku chęci realizacji przez inwestorów wariantów technologicznych z maksymalizacją udziału biomasy w wytwarzaniu ciepła, zapotrzebowanie na to paliwo w pierwszym okresie wyniosłoby około 25 mln ton rocznie, co biorąc pod uwagę uwarunkowania rynku biomasy, jest wariantem nierealnym. W scenariuszu minimalizacji udziału biomasy w sektorze ciepłowniczym do roku 2040 zapotrzebowanie wyniosłoby około 5 mln ton rocznie, po czym skokowo rośnie do około 13 mln ton rocznie ze względu na zaostrzenie warunków

spełnienia kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego. Niezbędnym warunkiem umożliwiającym uzyskanie takiego wolumenu biomasy jest stopniowe zwiększenie podaży na rynku biomasy, co jest niemożliwe do realizacji z punktu widzenia zapotrzebowania oraz logistyki dostaw paliwa. Dla porównania – w okresie jednego z najlepszych lat dla rynku biomasy w Polsce w całym sektorze elektroenergetyki i ciepłownictwa zostało spalone 6,5 mln ton biomasy, po czym wystąpiły problemy z brakiem jej dostępności. Zapotrzebowanie na paliwo z biomasy przedstawiono na Wykresie 23.

⁵⁰ opracowanie własne PTEZ



Wykres 23: Zapotrzebowanie na biomase [mln ton] ⁵¹



W przypadku zapotrzebowania na paliwo biomasowe należy zwrócić uwagę, że w Polsce elektrociepłownie i ciepłownie zlokalizowane są w miastach, co dodatkowo stwarza problemy logistyczne. Powoduje to liczne protesty mieszkańców z uwagi na znaczne uciążliwości, takie jak zakorkowane ulice i niepokoje społeczne, które finalnie przekładają się na brak możliwości realizacji scenariuszy z wysokim wykorzystaniem biomasy w elektrociepłowniach.

Dodatkowo należy zaznaczyć, że maksymalny potencjał wykorzystania biomasy w sektorze to około 5 mln ton rocznie (obecnie w sektorze jest spalane niespełna 4 mln ton rocznie), zakładając rozwinięty i pewny rynek biomasy. Powoduje to, że tylko małe rynki ciepła o zamówionej mocy cieplnej poniżej 50 MWt mogą w taki sposób sprostać wymaganiom wynikającym z rozstrzygnięć w ramach pakietu „Fit for 55” w zakresie wymaganej ilości (przyrostu) ciepła z OZE w systemie ciepłowniczym (pozwalającym na spełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego). W przypadku dużych systemów ciepłowniczych, funkcjonujących w takich lokalizacjach jak np. Wrocław, Kraków, Warszawa, Gdańsk, aglomeracja Śląsko-Dą-

browska, gdy brak jest dostępnych technologii wytwórczych w odpowiedniej skali, nie jest dostępny odpowiedni wolumen paliwa (choćby biomasy) dla realizacji celów w zakresie przyrostu udziału ciepła z OZE w przypadku, gdyby został on implementowany do krajowego prawodawstwa w formie obowiązkowego przyrostu w każdym systemie ciepłowniczym. Przykładowo: dla uzyskania 20% udziału ciepła z OZE w warszawskim systemie ciepłowniczym należałoby pozyskać około 1,2 mln ton biomasy rocznie, co jest niemożliwe ze względu na uwarunkowania popytowe, jak i logistyczne. Maksymalny udział ciepła z OZE wytworzonego z biomasy na tych rynkach ciepła może wynieść 5%, przy założeniu, że przewyższone zostaną trudności związane z niestabilnym rynkiem tego paliwa. Charakteryzuje się on bowiem bardzo małą przewidywalnością, w przeważającej większości paliwo kontraktowane jest z miesiąca na miesiąc, nie funkcjonują takie narzędzia rynkowe jak umowy długoterminowe, giełda czy indeksy cen.

W istotnym stopniu wynika to z faktu, że rynek dostaw biomasy mierzy się z istotnymi barierami natury logistycznej i regulacyjnej. Jak wskazano powyżej, szczególnie w dużych miastach

⁵¹ opracowanie własne PTEZ na bazie wyników modelu

transport i składowanie biomasy stanowi duże wyzwanie logistyczne. Kolejnym czynnikiem, który znacząco ogranicza wykorzystanie biomasy jest wymóg certyfikacji całego łańcucha produkcji tych paliw pod kątem wciąż zaostrzanych kryteriów zrównoważonego rozwoju (KZR). System certyfikacji ma wpływ na podaż oraz cenę paliw z biomasy, jest stosowany od etapu pozyskania surowca do etapu ostatecznego wykorzystania z uwzględnieniem wszystkich powiązań w łańcuchu dostaw. Położenie geopolityczne Polski również nie pozostaje bez wpływu na rynek biomasy. Konflikt zbrojny w Ukrainie istotnie obniżył podaż paliwa, ponieważ w jego wyniku Białoruś i Ukraina, czyli dwa główne kierunki importu zostały zablokowane (Polska importuje obecnie około połowę potrzebnego surowca). Nadmienić należy, że dalsze zaostrzenie wymogów dla biomasy (zwłaszcza leśnej), przewidziane w zmienionej dyrektywie RED, może dodatkowo ograniczyć dostępność tego surowca dla celów energetycznych. Z tych powodów, rynek biomasy w perspektywie kolejnych lat będzie mierzył się z pogłębiającymi się ograniczeniami, które mogą mieć negatywny wpływ na podejmowanie decyzji inwestycyjnych w tego typu źródła wytwarzania.

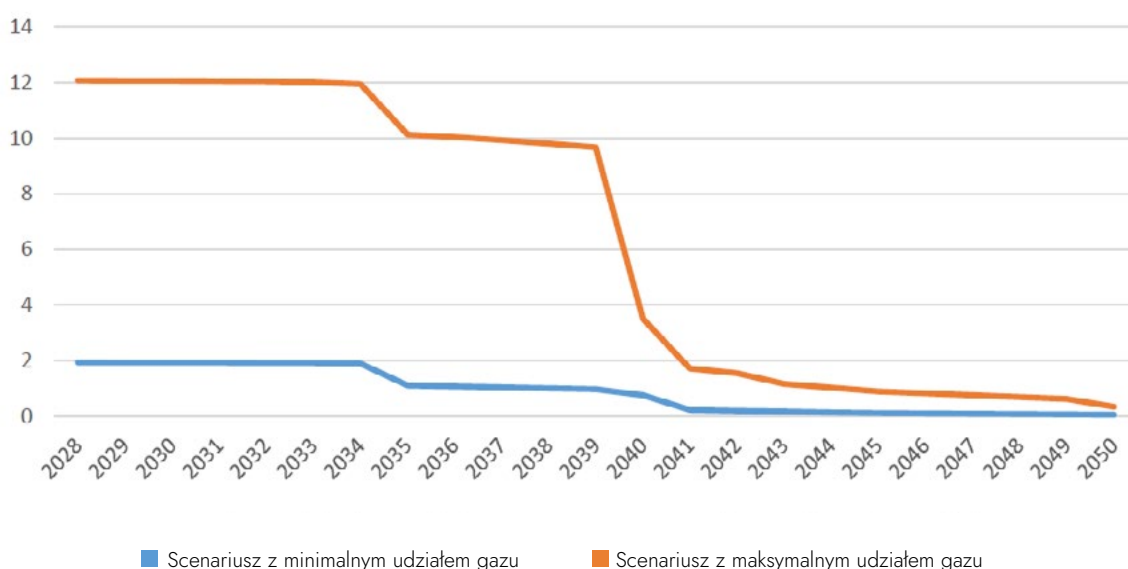
5.1.2. Dostępność gazu

Na Wykresie 24 przedstawiono zapotrzebowanie na gaz w dwóch scenariuszach: z największym udziałem źródeł gazowych oraz minimalnym udziałem źródeł gazowych.

Na bazie danych URE za rok 2021⁵², wykorzystanie gazu w sektorze ciepłownictwa systemowego wynosi około 3 mld m³. Dana ta, w porównaniu do Wykresu 26, obrazuje skalę wyzwań technologicznych – inwestycyjnych, przed którym stoi sektor ciepłowniczy w Polsce oraz infrastruktura towarzysząca. Należy również wskazać na uwarunkowania związane z rynkiem gazu sieciowego i całościowego kształtu realizowanych inwestycji związanych m.in. z koniecznością pokrycia przez przedsiębiorstwa energetyczne pełnych kosztów związanych z budową rurociągów przyłączeniowych.

Ewentualna dostępność zielonych gazów (biogaz, wodór zielony lub inne), pozwoliłaby na dokonanie konwersji jednostek gazowych (niskonakładowo do około 30% udziału kosztów) i możliwe przedłużenie czasu ich wykorzystania do osiągnięcia kolejnych wymogów pozwalających na realizację celów polityki klimatyczno - energetycznej.

Wykres 24: Zapotrzebowanie na gaz [mld m³] ⁵³



52 Energetyka ciepła w liczbach – 2021, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, grudzień 2022 r.

53 opracowanie własne PTEZ na bazie wyników modelu



5.1.3. Wpływ zmiany mixu wytwórczego na emisyjność sektora ciepłownictwa systemowego

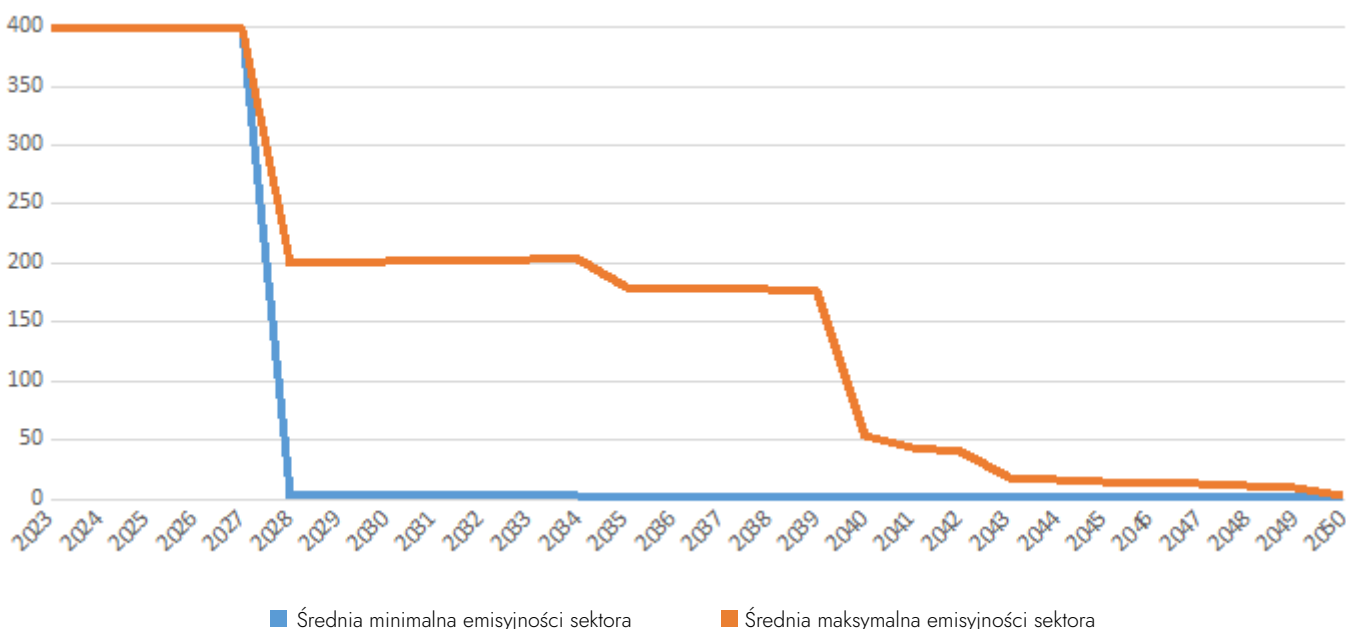
W ramach analiz dokonano również oceny wpływu realizacji inwestycji pozwalających na wypełnienie wymogów zawartych w rozstrzygnięciach pakietu „Fit for 55” na emisyjność sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. Wyniki w dwóch scenariuszach zostały zaprezentowane na Wykresie 25, z którego wynika, że chcąc realizować najbardziej ambitne scenariusze dotyczące wykorzystania OZE w sektorze ciepłownictwa systemowego w Polsce, emisyjność sektora będzie marginalna, jednak w tym punkcie należy zaznaczyć, że pojawi się problem natury logistyczno-technicznej związany z brakiem dostępności paliwa.

W scenariuszu, w którym to gaz jest w większym stopniu wykorzystywany w jednostkach kogeneracji, emisyjność sektora również zostanie znacząco ograniczona i spełnione będą wy-

mogi pakietu „Fit for 55”, jednak z roku na rok zapotrzebowanie na gaz wzrośnie blisko 4-krotnie, co również technicznie jest niewykonalne pod względem zabezpieczenia wystarczających dostaw paliwa. Utrudnieniem może być tu również określony przez operatora systemu przesyłowego gazowego w Polsce (tj. GAZ-SYSTEM), zakres zaplanowanych inwestycji w Krajowym Dziesięcioletnim Planie Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2022 - 2031⁵⁴, który pomimo wysokiego poziomu ambicji w zakresie realizowanych inwestycji nie przewidywał konieczności przejścia na gaz jako paliwo pośrednie w tak krótkiej perspektywie czasu, jaka wynika z definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.

W ramach analizy dokonano także prognozy mixu wytwórczego w sektorze ciepłownictwa systemowego w horyzoncie roku 2050 na bazie wyników modelu. Wykres 26 oraz Wykres 27 prezentują możliwe scenariusze zmiany miksów w różnych konfiguracjach technologicznych spełniające wymagania pakietu „Fit for 55”.

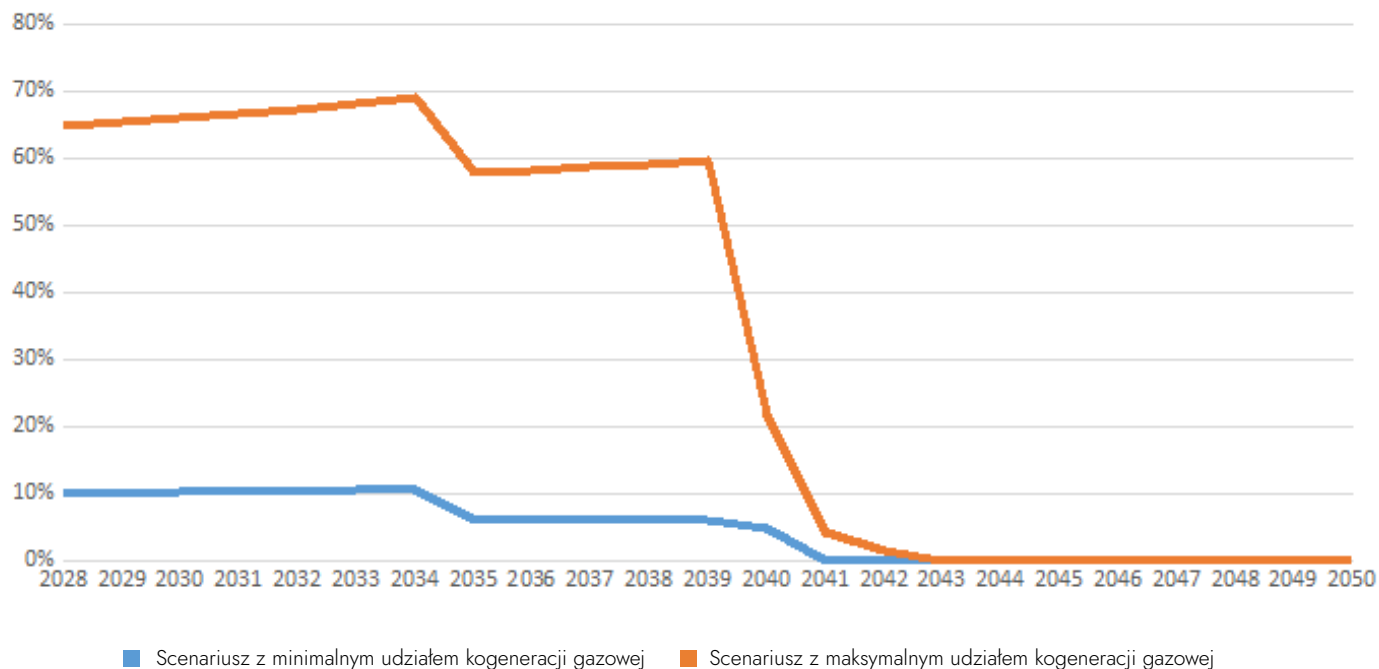
Wykres 25: Prognoza emisyjności CO₂ sektora ciepłowniczego w Polsce w zależności od scenariusza rozwoju [kg CO₂/MWh energii całkowitej] ⁵⁵



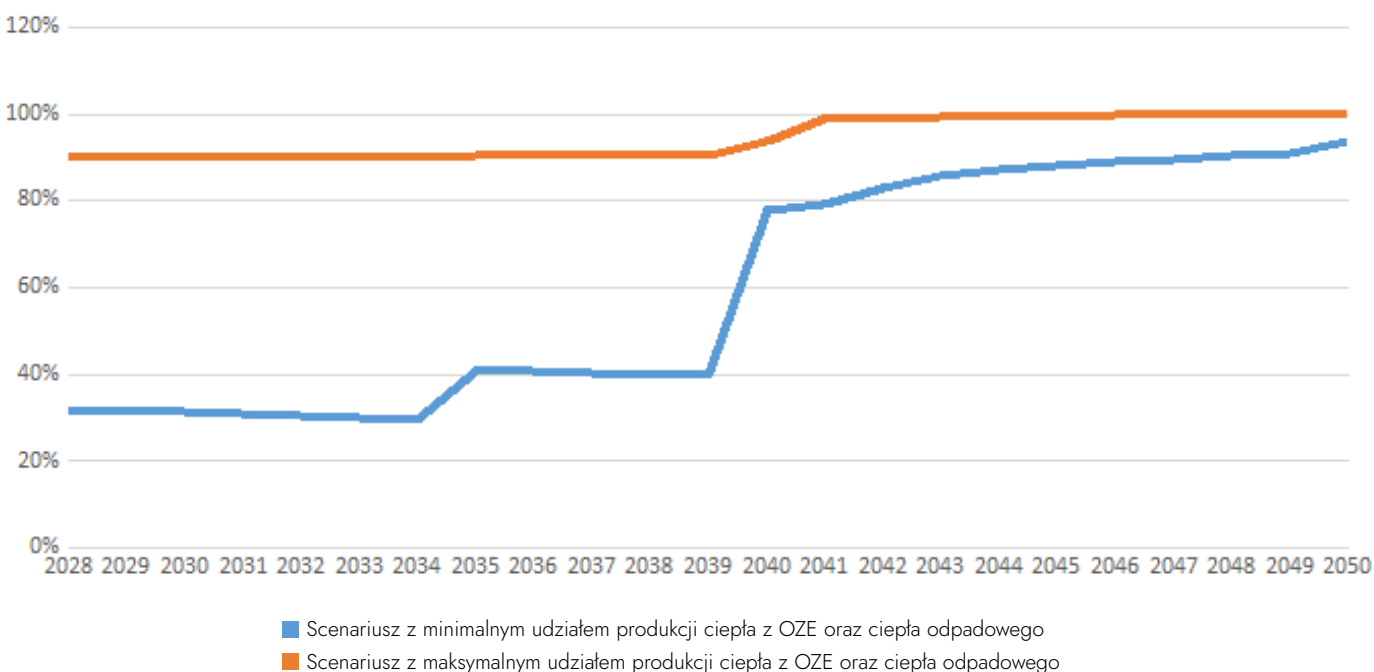
⁵⁴ Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2022 - 2031 opracowany przez OGP-Gaz-System i uzgodniony z Prezesem URE, 2021 r.

⁵⁵ opracowanie własne PTEZ

Wykres 26: Prognoza udziału produkcji ciepła z kogeneracji gazowej w zależności od scenariusza rozwoju ⁵⁶



Wykres 27: Prognoza udziału produkcji ciepła z OZE oraz ciepła odpadowego w zależności od scenariusza rozwoju ⁵⁷



^{56, 57} opracowanie własne PTEZ



5.2. Uwarunkowania związane z infrastrukturą i instalacjami odbiorczymi

5.2.1. Uwarunkowania dotyczące sieci ciepłowniczych

W Polsce sektor ciepłownictwa systemowego, jak wykazano w podrozdziale 1.2, jest bardzo rozwinięty w porównaniu do innych krajów w Europie. W Polsce w miastach produkcja ciepła odbywa się w sposób scentralizowany i ciepło jest dostarczane za pomocą systemów ciepłowniczych na dużych obszarach. Zasila średnio od 40 do 60% mieszkańców w danym regionie. W związku z powyższym, mnogość sieci ciepłowniczych oraz odbiorców ciepła sieciowego jest istotnie wyższa niż w innych krajach europejskich.

W Polsce sieci ciepłownicze mają łączną długość ponad 22 tysięcy kilometrów. Dostosowanie sektora wytwarzania ciepła do przyszłych wymogów prawnych wiązać się będzie ze znaczącymi nakładami na modernizację tak rozbudowanej

infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej ciepła. W ramach niniejszej analizy ze względu na brak możliwości pozyskania dokładnych danych w zakresie średnic poszczególnych sieci ciepłowniczych, postanowiono oszacować skalę koniecznych do poniesienia nakładów inwestycyjnych na ten segment, by dostosować sieci wysokotemperaturowe (obecne w Polsce) do wymogów wynikających z pakietu „Fit for 55” dotyczących ilości i jakości ciepła, czyli modernizacji na niskotemperaturowe sieci preizolowane. W celu oszacowania skali nakładów inwestycyjnych wykorzystano cennik wymiany sieci ciepłowniczych z roku 2020 r., który został przedstawiony w Tabeli 9 oraz przyjęte zostały założenia dotyczące średnic poszczególnych sieci ciepłowniczych.

Tabela 9: Cennik dot. wymiany sieci ciepłowniczych w zależności od średnicy ⁵⁸

Sieci ciepne z rur preizolowanych	Jednostka miary	Cena jednostkowa w zł
32/110 mm (system dwóch rur w wykopie)	m	1506
40/110 mm	m	1873
50/125 mm	m	2241
65/140 mm	m	2608
80/160 mm	m	2975
100/200 mm	m	3343
125/225 mm	m	3710
150/250 mm	m	4078
200/315 mm	m	4445
250/400 mm	m	4812
300/450 mm	m	5180
350/500 mm	m	6539
400/560 mm	m	9407
500/630 mm	m	12058

⁵⁸ opracowanie własne PTEZ na podstawie cenników rynkowych

W ramach analizy przyjęto średnie średnice sieci ciepłych w poszczególnych systemach na bazie Tabeli 10 i dane do wyceny nakładów inwestycyjnych zawarte w Tabeli 11.

Tabela 10: Średnie średnice sieci ciepłych ⁵⁹

Średnica rur ciepłowniczych w polskich systemach [mm]	Średnia rozkładu średnic rur na przykładzie kilku systemów ciepłowniczych [%]	Długość sieci ciepłowniczych w Polsce o danym przekroju [km]
do 100	54%	11946
100-200	23%	5088
200-300	7%	1549
300-400	3%	664
400-500	7%	1549
> 500	6%	1327

Na bazie powyższych danych oraz przyjętych założeń należy stwierdzić, że modernizacja infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej ciepła w celu dostosowania jej do sieci niskotemperaturowych po stronie nakładów inwestycyjnych wyniesie około 76 mld zł. Zakładając, że część z przyjętych założeń jest obciążona ryzykiem niepoprawności danych oraz biorąc pod uwagę obecnie występujące zjawisko wysokiej inflacji i brak dostępnych materiałów, co również wpływa na wzrost cen, szacować należy, że nakłady inwestycyjne mogą wzrosnąć nawet do 100 mld zł.

Należy również wskazać, że w obliczeniach nie uwzględniono bardzo trudnego do oszacowania wzrostu nakładów inwestycyjnych z uwagi na roszczenia właścicieli gruntów w procesie modernizacji sieci ciepłowniczych - w polskich warunkach istnieje duży udział terenów, do których dystrybutorzy nie mają tytułu prawnego.

Modernizowane bądź nowe sieci ciepłownicze są w zupełnie inny sposób opomiarowane niż istniejące. Inteligentne opomiarowanie, automatyka i sterowanie sieci ma również istotny wpływ na rozptyły oraz dostawy ciepła dla odbiorców. Dzięki „smart metering” sieci ciepłownicze można traktować jako kilkugodzinne akumulatory ciepła i ograniczać pracę źródeł szczytowych, co ma istotny wpływ na ceny ciepła dla odbiorców końcowych. W ramach analizy założono, że ograniczenie

Tabela 11: Przyjęty cennik oraz średnice do wyceny nakładów inwestycyjnych, ⁶⁰

Przyjęta średnica [mm]	Cennik [zł/m]
50/125	2241
100/200	3343
150/250	4078
200/315	4445
250/400	4812
500/630	12058

pracy źródeł szczytowych w momentach najniższych temperatur, dzięki inteligentnemu opomiarowaniu sieci wyniesie około 5%. Digitalizacja sektora ciepłowniczego, głównie po stronie sieci, to nieodłączny element jego transformacji.

5.2.2. Uwarunkowania dotyczące instalacji odbiorczych

Najtrudniejszym do oszacowania niezbędnych nakładów inwestycyjnych jest obszar modernizacji instalacji odbiorczych w budynkach, obejmujących modernizację, instalację lub wymianę węzłów ciepłych oraz modernizację instalacji wewnętrznej, bez których nie będzie możliwe przeprowadzenie skutecznej transformacji sektora ciepłownictwa systemowego. Zakres wielkości nakładów inwestycyjnych do określenia w tym obszarze jest tym bardziej trudny, że różny jest stan techniczny budynków w Polsce i instalacji wewnętrznych, dodatkowo w części budynków ciepło dostarczane jest z węzłów grupowych. Przyjęto, że nakłady inwestycyjne niezbędne do poniesienia na modernizację instalacji odbiorczych ciepła sieciowego wyniosą 1,4-krotność nakładów niezbędnych na modernizację infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Wielkość tych nakładów wyniesie więc 106-140 mld zł.

⁵⁹, ⁶⁰ opracowanie własne PTEZ



6. Podsumowanie i rekomendacje

- W Polsce aglomeracje miejskie są ogrzewane oraz zasilane w ciepło na potrzeby ciepłej wody użytkowej przez dysponujące odpowiednio wysokimi mocami wytwórczymi systemy ciepłownicze. Rynek ciepła systemowego w Polsce jest, co do zasady, największym w UE, co wynika w głównej mierze z uwarunkowań klimatycznych w korelacji z dużą gęstością zabudowy w miastach oraz wysokim wskaźnikiem urbanizacji.
- W ostatnich latach w sektorze ciepłownictwa systemowego w Polsce zapoczątkowane zostały intensywne procesy inwestycyjne. Wraz z dążeniem do zmniejszenia emisyjności wytwarzania ciepła, podejmowane są prace na rzecz budowy systemów hybrydowych, w których centralne jednostki wytwórcze będą uzupełniane przez odnawialne źródła wytwarzania ciepła. Zgodnie z celem polityki klimatyczno-energetycznej, w roku 2050 systemy ciepłownicze osiągną neutralność klimatyczną.
- Regulacje UE w zakresie polityki energetycznej i klimatycznej będą mieć szczególnie istotny wpływ na dalszy rozwój ciepłownictwa systemowego w Polsce. W świetle powyższego, należy wskazać, że aby możliwe było osiągnięcie celu neutralności klimatycznej, niezbędna będzie budowa nowych zero- lub niskoemisyjnych źródeł wytwórczych, w szczególności wykorzystujących odnawialne źródła energii. W tym kontekście najważniejsze są rozstrzygnięcia w zaproponowanym przez Komisję Europejską i – w przeważającej części – uzgodnionym już przez Parlament Europejski i Radę pakiecie legislacyjnym „Fit for 55”.
- W niniejszym raporcie oszacowano koszt dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce w oparciu o osiągnięte rozstrzygnięcia oraz wskazanie kluczowych technologii, które umożliwią proces transformacji.
- Analiza została przeprowadzona dla charakterystycznych dla Polski rynków ciepła, sklasyfikowanych według mocy zamówionej. Model oparty jest o szczegółowe założenia makroekonomiczne, rynkowe i technologiczne dla referencyjnych rynków ciepła na okres 2023-2050. Dla każdego z rynków zaproponowano cztery warianty technologiczne, pozwalające na spełnienie definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego. Opracowany model w każ-



TAURON Ciepło Sp. z o.o. Zakład Wytwarzania Katowice



dym roku przelicza najbardziej efektywnie kosztowo źródła ciepła, biorąc pod uwagę nie tylko spełnienie wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego, ale również koszty zmienne produkcji, i - dla każdego roku - układa stos jednostek wytwórczych wpisując je w zapotrzebowanie wynikające z profilu ciepła dla danego wariantu systemu ciepłowniczego. Oznacza to, że produkcja ciepła w każdej jednostce wynika z zapotrzebowania danego rynku oraz sytuacji marżowej w danym roku. Jednostki wytwórcze o najniższym koszcie zmiennym pracują w podstawie systemu ciepłowniczego.

- Analiza uwzględni również scenariusze zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło w systemach ciepłownicznych, wynikające w głównej mierze z termorenowacji budynków.
- Sprostanie wymaganiom pakietu „Fit for 55” będzie wymagało, w przypadku Polski, w zależności od scenariusza poniesienia nakładów na poziomie:
 - od 94 mld zł do 178 mld zł – nakłady na infrastrukturę wytwórczą,
 - od 76 mld zł do 100 mld zł – nakłady na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną,
 - od 106 mld zł do 140 mld zł – nakłady na modernizację instalacji odbiorczych,
 czyli łącznie – od 276 mld zł do 418 mld zł na dekarbonizację sektora ciepłownictwa systemowego. Należy wskazać na prawdopodobieństwo pozainflacyjnego wzrostu nakładów inwestycyjnych spowodowanych: koniecznością modernizacji całego segmentu w tym samym czasie (otwarcie dużego frontu robót), wysyceniem rynku wykonawców lub np. przerwaniem łańcucha dostaw w związku z sytuacją geopolityczną. Aspekty te są istotne z uwagi na zakładany harmonogram i konieczność wypełnienia kolejnych kamieni milowych dla definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego.
- Istotnym aspektem finansowania transformacji, ponad zapewnienie jego dostępności, są maksymalne poziomy intensywności pomocy publicznej, określone na poziomie prawodawstwa UE⁶¹, które po zmianach z marca 2023 r. ogranicza wielkości dofinansowania projektów inwestycyjnych ze środków pomocowych. Wynoszą one, w zależności od rodzaju projektu, jedynie od 30 do 45% kosztów kwalifikowanych.



- W raporcie przeanalizowano najważniejsze technologie i paliwa, które mogą być wykorzystane w celu dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego. Należą do nich:
 - źródła gazowe,
 - źródła biomasowe,
 - źródła geotermalne,
 - wielkoskalowe pompy ciepła,
 - kotły elektrodowe zasilane energią elektryczną z OZE.
- W przyszłości jednostki kogeneracji będą mogły być zasilane również zielonym wodorem lub biometanem, jednak wymaga to jeszcze rozwinięcia rynku tych paliw w celu zapewnienia ich faktycznej podaży oraz odpowiedniej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Wykorzystanie ciepła odpadowego podobnie może stanowić jedno ze środków na transformację sektora, jednak jego dostępność jest silnie zróżnicowana w zależności od lokalizacji.
- Istotną technologią w procesie transformacji, którą warto będzie dalej rozwijać, jest technologia magazynów ciepła, która przynosi wymierne korzyści, w tym wpływa na poprawę elastyczności pracy jednostek wytwórczych.
- W przyszłości możliwe będzie potencjalne wykorzystanie technologii SMR/MMR, jednak w momencie sporządzania raportu brakuje jeszcze doświadczeń eksploatacyjnych.
- Nie ma uniwersalnego mixu energetycznego lub sposobu transformacji systemów ciepłowniczych. Im większy system, tym mniejszy jest zakres rozwiązań technologicznych możliwych do zastosowania. Kluczowe w tym zakresie jest planowanie na poziomie lokalnym i uwzględnienie w tym zakresie uwarunkowań związanych z dostępnością poszczególnych nośników energii.
- Nowa ambitna trajektoria dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego będzie w warunkach polskich procesem kosztochłonnym, wymagającym fundamentalnych zmian w zakresie m.in. przystosowania instalacji odbiorczych do niższych temperatur sieci, co jest warunkiem koniecznym do integracji wyższych wolumenów niskotemperaturowego ciepła z odnawialnych źródeł energii. Relacje pomiędzy wpływem analizowanych dyrektyw potwierdzają, że skuteczne zmniejszenie emisyjności wytwarzania ciepła systemowego w Polsce, chociaż już rozpoczęte, będzie wymagać zaangażowania wszystkich kluczowych interesariuszy w perspektywie długofalowej.
- Biorąc pod uwagę wymóg transpozycji przepisów prawa UE do krajowego porządku prawnego, w dalszej części zawarto rekomendacje odnoszące się do najważniejszych aspektów rozpatrywanych dyrektyw w obszarach istotnych dla sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, których kierunkowe zastosowanie wpłynie na efektywność i finalny koszt procesu transformacji.
- Kluczowym wnioskiem z analiz jest w dalszym ciągu zasadność budowy jednostek kogeneracyjnych gazowych, które są źródłami stabilnymi zabezpieczającymi dostawę ciepła i energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Ponadto do roku 2040 osiągają one marże, które umożliwiają inwestorom pokrycie kosztów stałych i kapitałowych przy założeniu uzyskania wsparcia dla energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.
- Biorąc pod uwagę, że źródła kogeneracyjne w istotny sposób oddziałują również na szeroko rozumiane bezpieczeństwo energetyczne kraju ze względu na produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu, należy wprowadzić dodatkowy element zachęt dla inwestorów, aby wybierali inwestycje w tego typu źródła zamiast źródła ciepłownicze. W innym przypadku duża część mocy w pełni dyspozycyjnych będzie musiała zostać odbudowana po stronie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, co doprowadzi do nieefektywności kosztowej w sektorze elektroenergetyki.

61 Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu

6.1. Dyrektywa EED

Najważniejsze elementy dyrektywy EED i jej transpozycji do prawa krajowego odnoszą się do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego oraz uwzględnianie nowego kryterium emisji bezpośrednich dwutlenku węgla w przypadku jednostek wysokosprawnej kogeneracji, zarówno nowych i poddawanych modernizacji, jak również tych istniejących.

JEDNOSTKA REDAKCYJNA	ZAGADNIENIE	REKOMENDACJA W ZAKRESIE KIERUNKU IMPLEMENTACJI W PRAWIE KRAJOWYM
<p>Art. 24 ust. 1 i 1a</p>	<p>Określenie kryteriów w ramach definicji efektywnego systemu ciepłowniczego, które będą obowiązywały w poszczególnych przedziałach czasowych, a także wskazanie możliwości zastosowania przez państwa członkowskie alternatywnych kryteriów uznawania systemu za efektywny, bazujących na maksymalnym wskaźniku emisji gazów cieplarnianych w przeliczeniu na jednostkę ciepła dostarczaną do odbiorców.</p>	<p>Dokonanie zmian w celu transponowania zmienionej definicji efektywnego systemu ciepłowniczego, z zastrzeżeniem niestosowania alternatywnego podejścia. Alternatywna metodyka jest zdecydowanie mniej korzystna biorąc pod uwagę specyfikę polskich systemów ciepłownicznych. Konieczne jest równocześnie doprecyzowanie zapisów w taki sposób, aby uniknąć niejasności i wątpliwości interpretacyjnych w szczególności w odniesieniu do kryteriów, mających zastosowanie od 2035 r. i od 2040 r. oraz odnoszących się do przypadków występowania w systemie kombinacji różnych rodzajów źródeł, czy technologii.</p>
<p>Art. 24 ust. 2</p>	<p>Wprowadzenie obowiązku, że w przypadku nowobudowanego systemu ciepłowniczego lub znaczącej modernizacji jednostek wytwórczych zasilających istniejące systemy, muszą zostać spełnione kryteria systemu efektywnego (obowiązujące w momencie rozpoczęcia funkcjonowania systemu lub kontynuowania działalności po modernizacji) oraz nie może dojść do zwiększenia wykorzystania paliw kopalnych, innych niż gaz ziemny, w porównaniu z trzyletnią średnią sprzed modernizacji; w odniesieniu do nowych jednostek wskazano, że nie mogą wykorzystywać paliw kopalnych z wyjątkiem gazu ziemnego do 2030 r.</p>	<p>Przyjęcie przepisów, które będą w sposób niebudzący wątpliwości interpretacyjnych regulowały kwestię perspektywy czasowej wykorzystania gazu ziemnego w nowych jednostkach zasilających systemy ciepłownicze, tak, aby zapewnić pewność prawną w odniesieniu do możliwości budowy lub znaczącej modernizacji takich źródeł do 2030 r. oraz eksploatacji gazowych jednostek wytwórczych po tym okresie.</p>
<p>Art. 24 ust. 3</p>	<p>Wprowadzenie obowiązku, nałożonego na operatorów/właścicieli istniejących systemów ciepłownicznych (o mocy powyżej 5 MW_t), które nie spełniają kryteriów efektywnego systemu, w zakresie przygotowywania co pięć lat, począwszy</p>	<p>Wprowadzenie przepisów określających szczegółową zawartość, status i sposób przyjmowania planu, a także regulujących kwestię formy i zasad monitorowania działań ujętych w przedmiotowym dokumencie; przepisy nie powinny zawierać sankcji</p>



od 1 stycznia 2025 r., planu mającego na celu poprawę efektywności wykorzystania energii pierwotnej, zmniejszenia strat na przesyłce oraz zwiększenia udziału dostaw ciepła ze źródeł odnawialnych, a także obejmującego działania na rzecz osiągnięcia przez te systemy statusu efektywnego; taki plan ma być przyjmowany przez właściwy organ.

dla operatora w przypadku braku realizacji przedsięwzięć ujętych w planie lub występowania opóźnień w tym zakresie, aby nie obciążać nadmiernie operatorów sieci ciepłowniczych i wytwórców w tych systemach. Biorąc pod uwagę konieczność przygotowania planu, o którym mowa w Załączniku III, wskazane jest ponadto zminimalizowanie obciążeń administracyjnych w zakresie opracowywania planów wymaganych przez przepisy regulacji w kierunku powstania możliwie jednego dokumentu, który byłby wykorzystywany na potrzeby raportowania w ramach dyrektywy.

Załącznik III

Wprowadzenie odstępstwa dla istniejących jednostek kogeneracyjnych, do 1 stycznia 2034 r. w zakresie braku konieczności weryfikacji kryterium bezpośrednich emisji dwutlenku węgla w celu spełnienia kryterium wysokosprawnej jednostki kogeneracji, pod warunkiem przedstawienia planu redukcji emisji tej jednostki.

Wprowadzenie ram prawnych dotyczących: procedury przedłożenia planu redukcji emisji przez wytwórcę w jednostce, która ubiega się o odstępstwo; zakresu tego planu; możliwości jego modyfikacji oraz zasad monitoringu i raportowania – przy uwzględnieniu konieczności minimalizowania obciążeń administracyjnych dla przedsiębiorstw z tytułu opracowania i wdrożenia tego dokumentu.



6.2. Dyrektywa EPBD

Ze względu na niezakończone jeszcze prace nad ostatecznym kształtem dyrektywy kluczowe jest dalsze podejmowanie wysiłków mających na celu wypracowanie rozwiązań, umożliwiających przyłączanie nowych obiektów do wszystkich systemów ciepłowniczych posiadających status systemów efektywnych (zgodnie z art. 24 dyrektywy EED). Pożądane byłoby co najmniej utrzymanie poprawki, wprowadzonej w stanowisku Parlamentu Europejskiego, zgodnie z którą, w przypadku gdy, ze względu na charakter budynku lub brak dostępu do energii ze źródeł odnawialnych z systemów ciepłowniczych, pełne spełnienie wymogów w zakresie zasilania budynku z OZE nie byłoby technicznie lub ekonomicznie wykonalne, pozostała część lub całość całkowitego rocznego zużycia energii pierwotnej może również pochodzić z „każdego” efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego. Rozwiązaniem najbardziej optymalnym z punktu widzenia stabilności regulacyjnej byłoby utrzymanie propozycji zawartej w podejściu ogólnym Rady, zgodnie z którym energia z efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych zgodnie z dyrektywą EED zawarta jest jako jedno z możliwych źródeł pokrycia zapotrzebowania na energię pierwotną nowych, zeroemisyjnych budynków. Niezwykle ważne jest ponadto, aby – w odniesieniu do kwestii dotyczących tempa dekarbonizacji sektora ogrzewania – zabiegać o uwzględnienie uwarunkowań (organizacyjnych, technicznych, finansowych) występujących w poszczególnych państwach członkowskich.

6.3. Dyrektywa RED

Najważniejsze elementy dyrektywy RED i jej transpozycji do prawa krajowego odnoszą się do wdrożenia rozwiązań umożliwiających zaliczanie energii elektrycznej z OZE do celów dla ciepłownictwa i chłodu, nowych celów sektorowych, zastrzonych wymagań dotyczących biomasy leśnej oraz regulacji związanych z dostępem do systemów ciepłowniczych.





JEDNOSTKA REDAKCYJNA	ZAGADNIENIE	REKOMENDACJA W ZAKRESIE KIERUNKU IMPLEMENTACJI W PRAWIE KRAJOWYM
Art. 3	Wprowadzenie obowiązku stosowania zasady kaskadowości w odniesieniu do biomasy leśnej. Zasady te mają być uwzględniane w przypadku projektowania systemów wsparcia, w celu uniknięcia potencjalnych zaburzeń na rynku materiałów. Państwa członkowskie mogą skorzystać z derogacji w przypadku, gdy związane jest to z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego lub charakterystyką rynku lokalnego w zakresie wykorzystania biomasy leśnej, która nie spełnia wymagań umożliwiających jej ponowne wykorzystanie lub biomasy pochodzącej z działań powiązanych z gospodarką leśną.	Wprowadzenie przepisów implementujących zasadę kaskadowości z możliwie najszerszym wykorzystaniem dopuszczalnych odstępstw związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego, co zminimalizuje negatywny wpływ nowych regulacji na podaż biomasy na rynkach lokalnych.
Art. 15a	Niewiążący na poziomie państw członkowskich, cel udziału energii ze źródeł odnawialnych wynoszący 49% całkowitego zużycia energii końcowej w sektorze budynków do 2030 roku.	Wprowadzenie w przepisach krajowych przepisów umożliwiających realizację niewiążącego celu dla budynków poprzez przyłączanie ich do efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych.
Art. 19	Wprowadzenie rozszerzonego systemu gwarancji pochodzenia w celu lepszego informowania konsumentów.	Wprowadzenie w przepisach krajowych możliwości równoważnej wymiany gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej na gwarancje pochodzenia dla ciepła wytworzonego przy wykorzystaniu tej energii elektrycznej.
Art. 23 ust. 1 i 4 i Załącznik 1a	Wprowadzenie wiążących na poziomie krajowym celów ogólnych dla ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii wynoszą 0,8 pp. rocznie w okresie 2021-2025 i 1,1 pp. rocznie w okresie 2026-2030, przy czym uzgodniono również niewiążące dodatkowe cele dla krajów członkowskich. Dla Polski cel ten wyznaczono na 0,8 pp. w okresie 2021-2025 i 0,5 pp. w okresie 2026-2030.	Rekomenduje się, aby realizacja celu OZE w ciepłownictwie odbywała się w największym możliwym stopniu poprzez wdrożenie środków w postaci mechanizmów zachęt zamiast instrumentów mających negatywny wpływ na sektor ciepłownictwa systemowego, np. bezwzględny obowiązek przyłączania źródeł ciepła wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych.

JEDNOSTKA REDAKCYJNA	ZAGADNIENIE	REKOMENDACJA W ZAKRESIE KIERUNKU IMPLEMENTACJI W PRAWIE KRAJOWYM
Art. 24 ust. 4	Wprowadzenie celu indykatywnego średniego przyrostu udziału energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 2,2 pp. rocznie w okresie 2021-2030.	Rekomenduje się, aby nie wprowadzać obowiązku osiągania odpowiednich rocznych przyrostów udziału energii ze źródeł odnawialnych - każdy system ciepłowniczy jest specyficzny i zasadnym jest pozostawienie swobody w zakresie tempa prowadzenia inwestycji w nowe instalacje odnawialnych źródeł energii, umożliwiając np. budowę jednej dużej instalacji, która nie wpisuje się w roczną trajektorię przyrostową.
Art. 24 ust. 4a	Wprowadzenie możliwości zaliczania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii na potrzeby celów dla ciepłownictwa systemowego oraz raportowanie przez państwa członkowskie stosujące ten mechanizm, danych dotyczących wolumenów energii w ramach zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu.	Wprowadzenie przepisów krajowych umożliwiających zaliczanie energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych do celów ciepłownictwa systemowego w sposób gwarantujący, że całość energii elektrycznej będzie zaliczana wówczas, gdy występuje bezpośrednie połączenie instalacji OZE wytwarzającej energię elektryczną lub w przypadku przyłączenia źródła ciepła do sieci elektroenergetycznej, gdy wytwórca udokumentuje dany wolumen np. umową PPA. W przypadku braku umowy PPA ciepło byłoby kwalifikowane równoważnie do udziału energii ze źródeł odnawialnych w miksie elektroenergetycznym.
Art. 24 ust. 4b-8	Realizacja planów związanych z rozwojem systemów ciepłowniczych i integracją sektorową	Uwzględnienie w procesach przygotowania wszelkich dokumentów planistycznych wytwórców ciepła. W polskim porządku prawnym nie funkcjonuje operator systemu ciepłowniczego, a operator sieci ciepłowniczej i odrębnie wytwórca, co wymaga usystematyzowania.
Art. 29 ust. 1	Obniżenie progu mocy instalacji wykorzystujących biomasę, w których spalane paliwo musi spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju do 7,5 MW _t .	Maksymalizacja możliwości spełnienia wymogów poprzez np. certyfikację krajową oraz przeprowadzenie szerokiej kampanii wśród dostawców biomasy na temat konieczności jej certyfikacji.



**Art. 29
ust. 15**

Najpóźniej do 31 grudnia 2030 r. energia z paliw z biomasy może być zaliczana na poczet realizacji celów udziału energii ze źródeł odnawialnych wówczas, gdy wsparcie zostało udzielone przed wejściem w życie zmienionej dyrektywy, a wsparcie gwarantuje, że zostało ono udzielone w formie wsparcia długoterminowego, dla którego ustalona została stała kwota na początku okresu wsparcia i wprowadzono mechanizm zapewniający brak nadwsparcia.

Dostosowanie mechanizmów wsparcia w ramach systemu aukcyjnego oraz systemu wsparcia dla energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w celu spełnienia wymogów umożliwiających ich kontynuację. Ponadto, równie istotne będzie zagwarantowanie pewności prawnej w odniesieniu do wsparcia, które zostało przyznane wcześniej, a okres wsparcia wykracza poza rok 2030.



PGE Energia Ciepła Oddział nr 1 w Krakowie

6.4. Dyrektywa EU ETS

Najważniejsze elementy dyrektywy EU ETS i jej transpozycji do prawa krajowego odnoszą się do problematyki przyznawania bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, finansowania inwestycji w ramach Funduszu Modernizacyjnego, nowego systemu dla budynków i transportu drogowego oraz obszarów horyzontalnych związanych z przyszłym kształtem funkcjonowania systemu EU ETS.

JEDNOSTKA REDAKCYJNA	ZAGADNIENIE	REKOMENDACJA W ZAKRESIE KIERUNKU IMPLEMENTACJI W PRAWIE KRAJOWYM
<p>Art. 10a ust. 1</p>	<p>Wprowadzenie warunku, zgodnie z którym 20% przydziału bezpłatnych uprawnień dla instalacji będzie uzależniona od wdrożenia rekomendacji audytu efektywności energetycznej, chyba że okres zwrotu w przypadku odpowiednich inwestycji jest dłuższy niż trzy lata lub koszty tych inwestycji są nieproporcjonalne; liczba przydzielonych bezpłatnych uprawnień nie ulega zmniejszeniu, jeżeli operator wykaże, że wdrożył inne środki, które zapewniły redukcję emisji gazów cieplarnianych równoważną redukcji zalecanej dla danej instalacji w sprawozdaniu z audytu.</p>	<p>Przyjęcie przepisów krajowych przewidujących możliwie jak największą elastyczność w odniesieniu do przypadków, w których dopuszczalnym będzie niewdrożenie wyników audytu efektywności energetycznej, co pozostawałoby bez konsekwencji dla wysokości przydziału bezpłatnych uprawnień.</p>



PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach



Art. 10b ust. 4	Wprowadzenie przepisu przewidującego możliwość przydzielenia dodatkowej puli bezpłatnych uprawnień dla ciepłownictwa systemowego w wysokości 30% pod warunkiem przeprowadzenia inwestycji odpowiadających wartości tego dodatkowego przydziału bezpłatnych uprawnień, w celu znacznego zmniejszenia emisji przed 2030 r., zgodnie z planami neutralności klimatycznej; plany te mają zostać przygotowane przez operatorów systemów do 1 maja 2024 r. i będą określać m.in. środki i inwestycje na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.	Przyjęcie przepisów krajowych doprecyzujących funkcjonowanie mechanizmu przyznawania dodatkowej puli bezpłatnych uprawnień dla sektora ciepłownictwa systemowego, w szczególności regulujących (przy zachowaniu odpowiedniego marginesu elastyczności) kwestię sposobu doboru, monitorowania i rozliczania inwestycji, których wykonanie będzie warunkiem uzyskania przydziału tej dodatkowej puli oraz określających szczegółowy zakres, charakter i sposób przyjmowania planów neutralności klimatycznej. Pożądane jest maksymalne uproszczenie i minimalizację obciążeń dla operatorów instalacji związanych z przygotowaniem wszelkich dokumentów strategicznych na gruncie różnych dyrektyw, w tym wynikających z dyrektywy EED, w kierunku powstania jednego dokumentu.
Art. 10d ust. 1	Wprowadzenie zakazu wsparcia ze środków Funduszu Modernizacyjnego dla projektów w zakresie instalacji wytwórczych opartych na paliwach kopalnych z wyjątkiem gazu ziemnego, z zastrzeżeniem, że w przypadku tego paliwa możliwym będzie wykorzystanie dochodów z uprawnień na projekty w zakresie inwestycji gazowych, w sytuacji gdy działalność taka będzie kwalifikowana jako zrównoważona środowiskowo oraz, że będzie uzasadniona względami bezpieczeństwa energetycznego, a także pod warunkiem, że uprawnienia do emisji zostaną sprzedane na aukcji do końca 2027 r.	Wdrożenie przepisów umożliwiających kontynuowanie wsparcia ze środków Funduszu Modernizacyjnego dla projektów dotyczących wysokosprawnej kogeneracji opartej na gazie ziemnym, w szczególności nienakładanie dodatkowych wymagań w zakresie powiązania z przepisami odnoszącymi się do technicznych kryteriów kwalifikacji dla taksonomii oraz możliwie elastyczne stosowanie przesłanki dotyczącej bezpieczeństwa energetycznego; istotnym byłoby ponadto zagwarantowanie pewności prawnej w odniesieniu do wsparcia inwestycyjnego, które, na podstawie dotychczasowych przepisów, zostało przyznane dla projektów w zakresie wysokosprawnej kogeneracji gazowej ze środków Funduszu Modernizacyjnego (tj. utrzymanie niezmienności warunków dofinansowania).
Art. 30 ust. 4a lit. b	Wprowadzenie przepisu zobowiązującego Komisję Europejską do przedstawienia do 31 lipca 2026 r. sprawozdania (potencjalnie z wnioskiem legislacyjnym) w sprawie wykonalności obniżenia, począwszy od 2031 r., progu całkowitej nominalnej mocy cieplnej w paliwie, od przekroczenia którego dana instalacja kwalifikowałaby się do udziału w systemie EU ETS.	Kontynuacja aktywnego sprzeciwu wobec pomysłu obniżenia progu, gdyż takie rozwiązanie znacząco zwiększyłoby obciążenia finansowe operatorów instalacji, które obecnie nie są objęte tym systemem oraz w świetle niepewności związanych z funkcjonowaniem nowego systemu dla budynków i transportu drogowego.

**Art. 30
ust. 4c**

Wprowadzenie przepisu zobowiązującego Komisję Europejską do przedstawienia do dnia 31 lipca 2026 r. oceny wykonalności włączenia instalacji spalania odpadów komunalnych do systemu EU ETS, w tym również z myślą o ich włączeniu od 2028 r., wraz z możliwością derogacji do końca 2030 r.

Kontynuacja aktywnego sprzeciwu wobec włączenia instalacji spalania odpadów komunalnych (o nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MWt) do systemu EU ETS, gdyż takie rozwiązanie może znacząco pogorszyć warunki funkcjonowania tych instalacji, co w konsekwencji negatywnie wpłynie na plany inwestycyjne w zakresie budowy takich instalacji.

**Rozdział
IVA**

Wprowadzenie przepisów dotyczących zasad funkcjonowania systemu EU ETS, którym będą objęte sektory budownictwa i transportu. Działania dotyczące zakresu rozdziału IVA obejmują dopuszczenie do konsumpcji paliw wykorzystywanych do spalania w sektorze budowlanym i sektorze transportu drogowego oraz w sektorach dodatkowych, z wyłączeniem m.in. działań wymienionych w Załączniku I do dyrektywy EU ETS.

Uszczegółowienie w przepisach krajowych kwestii zakresu nowego systemu, w szczególności precyzyjne zdefiniowanie grupy podmiotów bezpośrednio objętych obowiązkiem uczestnictwa w systemie, tj. podmiotów dopuszczających do konsumpcji paliwa wykorzystywane do spalania w sektorze budowlanym i sektorze transportu drogowego, z zastrzeżeniem konieczności przyjęcia rozwiązań, które w możliwie szerokim stopniu ograniczą obciążenia wynikające z faktu ustanowienia tego systemu.





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

