POLITYKA INSIGHT | RESEARCH

Jak zmieniać ciepłownictwo

Dobre praktyki dla Polski

AUTOR

Dominik Brodacki
starszy analityk ds. energetycznych
Polityka Insight

REDAKCJA

Anna Chyckowska

PROJEKT GRAFICZNY

Kinga Su

Raport powstał na zlecenie Rady ds. Czystego Powietrza Konfederacji Lewiatan, dzięki wsparciu Fundacji Clean Air Fund. Polityka Insight dołożyła wszelkich starań, by opracowanie było bezstronne i obiektywne.

Wszelkie prawa zastrzeżone.

Rada ds. Czystego Powietrza jest jedną z siedmiu rad eksperckich Konfederacji Lewiatan, składającą się z przedstawicieli firm i branżowych związków członkowskich. Celem jej jest działań jest poprawa wykorzystania eksperckiej, rynkowej wiedzy sektora przedsiębiorstw w debacie publicznej i konsultacjach dokumentów strategicznych, aktów prawnych i narzędzi finansowych, mających wpływ na jakość powietrza w Polsce. Dostarcza też wiedzy i stymuluje ambicję przedsiębiorstw w dążeniu do redukowania wpływu ich działalności na jakość powietrza. Działania Rady, wspieranej od 2022 roku przez fundację Clean Air Fund, koordynuje Departament Energii i Zmian Klimatu Konfederacji Lewiatan powietrze@lewiatan.org.

POLITYKA INSIGHT

POLITYKA INSIGHT to źródło wiedzy o polskiej i europejskiej polityce oraz gospodarce dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Od 10 lat dostarcza swoim odbiorcom serwisy analityczne dostępne w abonamentach, przygotowuje raporty i prezentacje na zlecenie polskich i międzynarodowych instytucji oraz organizuje debaty i konferencje. Analityków i analityczki Polityki Insight można usłyszeć w regularnie publikowanych autorskich seriach podcastowych, m.in. Nasłuchu i Energii do zmiany.
www.politykainsight.pl

Warszawa, listopad 2024 r.

Spis treści

Kluczowe wnioski s. 4

Wstęp s. 6

Rozdział I. Stan polskiego ciepłownictwa s. 7

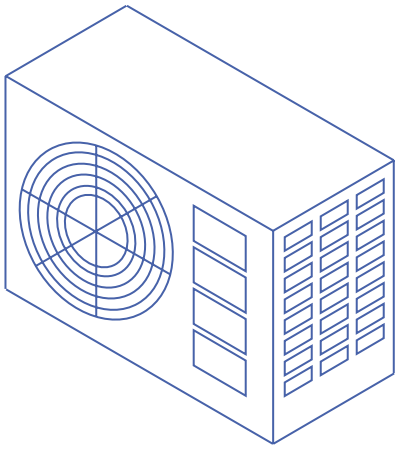
Rozdział II. Polskie ciepłownictwo czeka mocna zmiana s. 13

Rozdział III. Dobre praktyki zza granicy s. 21

Rozdział IV. Jak zmienia się polskie ciepłownictwo s. 35

Rekomendacje s. 39

Wybrana bibliografia s. 41



Kluczowe wnioski

1. Ciepłownictwo systemowe, dostarczające ciepło do większości polskich domów i mieszkań, może odegrać **kluczową rolę w dążeniu Polski do neutralności klimatycznej, poprawy bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju gospodarczego i poprawy jakości powietrza.** Sektor musi jednak przejść transformację, aby móc kontynuować działalność w zakresie dystrybucji ciepła. Regulacje UE wyznaczają ambitne cele m.in. w zakresie obowiązkowego wzrostu udziału OZE w wytwarzaniu ciepła, szybszego wycofania się z paliw kopalnych, podnoszenia efektywności energetycznej oraz integracji z sektorem elektroenergetycznym.

2. Polskie ciepłownictwo systemowe jest wyjątkowo rozwinięte na tle innych państw UE, ale **pilnie potrzebuje nowoczesnej, starannie przekonsultowanej strategii rozwoju.** Transformacja sektora wprawdzie postępuje, ale dzieje się to zdecydowanie zbyt wolno, a kolejne działania są podejmowane ad hoc i realizowane od jednego rządowego programu do drugiego. Z powodu braku spójnego, wieloletniego dokumentu planistycznego branża pozostaje w dryfie rozwojowym.

3. **Transformację polskiego ciepłownictwa blokuje też niska zdolność inwestycyjna firm,** w tym ich ograniczone możliwości pozyskania niezbędnego finansowania. Wysokie koszty paliwa i uprawnień do emisji CO_2, brak odpowiednich zachęt regulacyjnych oraz przestarzała polityka taryfowa sprawiają, że rośnie zadłużenie przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jednocześnie pogorszeniu ulegają wskaźniki ich płynności finansowej. Spowalnia lub wręcz uniemożliwia to inwestycje niezbędne dla transformacji sektora, przy zachowaniu społecznie akceptowalnych cen ciepła i konkurencyjności firm.

4. Zmiany w ciepłownictwie muszą przebiegać równolegle na kilku płaszczyznach. Niezbędna jest: **dekarbonizacja** miksu nośników energii, **dywersyfikacja** źródeł ciepła (zawsze uwarunkowana lokalnie i racjonalnie wykorzystująca dostępne zasoby), **digitalizacja** zarządzania systemami ciepłowniczymi oraz poprawa **efektywności energetycznej** podczas wykorzystywania źródeł ciepła, pracy sieci cieplnej oraz zużycia ciepła przez odbiorców.

5. Transformacja ciepłownictwa uda się jedynie pod warunkiem jej **skoordynowania zinnymi elementami transformacji energetycznej:** poprawą efektywności energetycznej budynków, integracją sektorów wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej, rozwojem OZE, rozbudową infrastruktury sieciowej, a także liberalizacją przepisów dot. wykorzystania nadwyżek energii przez kotły elektrodowe lub pompy ciepła oraz zakwalifikowanie tychże nadwyżek jako ciepła „zielonego". Ciepłownictwo przyszłości musi być również silnie zintegrowane z sektorem elektroenergetycznym, dlatego kluczowe jest zapewnienie prawnych i infrastrukturalnych ram sprzyjających szybkiemu rozwojowi OZE.

6. **Konieczne jest zwiększenie wykorzystania ciepła odpadowego,** tak by zamiast trafiać do atmosfery służyło ogrzewaniu budynków i wody użytkowej. Polska posiada w tym zakresie duży potencjał m.in. dzięki szybkiemu rozwojowi serwerowni i centrów danych. Wykorzystanie tej kategorii ciepła powinno być stymulowane

i premiowane przez rząd, np. w formie gwarancji i zabezpieczeń umożliwiających spółkom z sektora ciepłowniczego podejmowanie większego ryzyka inwestycyjnego.

7 Wzrost liczby innowacyjnych modeli biznesowych, lepiej dopasowanych do niejednorodnych potrzeb rynku zainteresowanego pozyskiwaniem niskoemisyjnego ciepła, **wymaga liberalizacji warunków koncesyjno-taryfowych prowadzenia działalności ciepłowniczej.** Legislacja musi nadążać za potrzebami i dynamiką polskiego rynku.

8 **Polska powinna wyciągnąć wnioski z doświadczeń państw UE,** które notują znacznie szybsze postępy w transformacji ciepłownictwa. Wprawdzie każde z nich ma swoją specyfikę, a sektor ciepła zawsze będzie miał charakter lokalny, to warto korzystać z dobrych praktyk krajów mających już rozbudowane ciepłownictwo systemowe (np. Danii, Niemiec, Finlandii), jak i tych, które dopiero je rozwijają (np. Francji):

a. **Dania** przyznała władzom lokalnym dużą swobodę w planowaniu rozwoju systemów ciepłowniczych, ale wprowadziła krajową standaryzację obowiązkowej oceny wszystkich nowych projektów. Ułatwia to porównanie wyników ich analizy społeczno-ekonomicznej, wybór najlepszego wariantu oraz osiąganie celów danej inwestycji (środowiskowych, energetycznych, gospodarczych i społecznych). Powszechne pompy ciepła i kotły elektrodowe pozwalają zaś czerpać korzyści z dużej dobowej zmienności podaży i cen energii elektrycznej z OZE. Doskonale rozwinął się także obywatelski model własności aktywów ciepłowniczych, bazujący na działaniu ponad 2,5 tys. wspólnot i spółdzielni energetycznych non-profit.

b. **Niemcy** postawiły na opracowanie ogólnokrajowej mapy zapotrzebowania na ciepło na poziomie gmin. Ułatwia to planowanie oraz szybkie, optymalne inwestycje w dekarbonizację źródeł i rozbudowę infrastruktury. Przyjęli też ogólnokrajowy program wspierania efektywnych systemów ciepłowniczych oraz hojnie dofinansowują inwestycje w odnawialne źródła ciepła oraz digitalizację i budowę nowych sieci.

c. **Finlandia** podnosi efektywność energetyczną systemów ciepłowniczych dzięki najlepiej rozwiniętej na świecie technologii magazynowania ciepła – w wodzie słodkiej i morskiej, piasku, sztucznych zbiornikach, kopalniach i kawernach. W wielu rejonach priorytetowo traktuje się też wykorzystanie ciepła odpadowego.

d. **Francja** dopiero rozwija ciepłownictwo systemowe, stawiając przede wszystkim na wykorzystanie OZE i ciepła odpadowego. W tym celu wprowadziła konieczność opracowania lokalnych planów rozwoju systemów ciepłowniczych (patrz: Dania, Niemcy) i zwiększa wsparcie finansowe w ramach dedykowanego Funduszu Ciepła. Firmy energetyczne rozwijają innowacyjne projekty wykorzystania biometanu z odpadów, jak i rozliczania jego dostaw w ramach kontaktów bezpośrednich (zamiast państwowych taryf gwarantowanych).

9 Niskoemisyjne ciepłownictwo systemowe - oparte na lokalnym miksie źródeł i magazynów energii cieplnej - bywa **skuteczną i akceptowalną społecznie alternatywą dla ogrzewnictwa indywidualnego** (patrz: Dania). Te ostatnie w Polsce jest głównym źródłem niskiej emisji i przyczyną fatalnej jakości powietrza. Rozwój małych systemów ciepłowniczych wymagałby promocji, zachęt i deregulacji, gdyż po upływie pięciu lat od wprowadzenia możliwości zakładania spółdzielni energetycznych zarządzających ciepłem, dotąd w Polsce nie powstał ani jeden tego typu podmiot.

Wstęp

Ciepłownictwo systemowe ma potencjał, by być perłą polskiej gospodarki. Tak się jednak nie dzieje. Sektor należy do największych w Europie pod kątem liczby klientów, mocy zainstalowanej i długości sieci cieplnej, ale jest najbardziej uzależniony od węgla, a tempo rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej jest niezadawalające. Wciąż duże są emisje CO_2 oraz straty na przesyle ciepła, i choć stopniowo maleją, rentowność firm spada, a ceny ciepła rosną. Branża zmaga się z niekorzystnym otoczeniem regulacyjnym, brakiem funduszy i spójnej wizji polityków co do kierunków rozwoju sektora – ten nie doczekał się nawet rządowej strategii, przez co jest w dryfie rozwojowym. Tymczasem skuteczna transformacja polskiego ciepłownictwa jest warunkiem transformacji kraju oraz ma kluczowe znaczenie dla jego rozwoju społeczno-gospodarczego i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Polski sektor ciepła nie uniknie transformacji. Od rządu zależy jednak, czy będzie ona chaotyczna, czy pragmatyczna, zaplanowana i uporządkowana oraz oparta o wiedzę innych państw. W raporcie analizujemy te doświadczenia zza granicy, które mają szansę zadziałać w polskich warunkach. Wnioski mamy dosyć optymistyczne: **sektor dysponuje odpowiednimi kompetencjami, zasobami i motywacją do przeprowadzenia transformacji – wiele międzynarodowych firm na rynku może czerpać w tym zakresie z doświadczeń zdobytych w krajach macierzystych i przenosić je na polski grunt. Organizacje potrzebują jednak aktywnej postawy rządu i jego decyzji o kierunkach rozwoju ciepłownictwa.**

Transformacja przyniesie korzyści polskiemu ciepłownictwu i całej gospodarce. Dzięki niej sektor zmniejszy swoje uzależnienie od paliw kopalnych, a dywersyfikacja źródeł ciepła zwiększy jego odporność na ewentualne wrogie działania, w tym akty sabotażu i terroryzmu. Pozytywnie wpłynie to na poziom krajowego bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto mądrze wspierany rozwój systemów ciepłowniczych, zarówno dużych, na których już opiera się polski sektor ciepła, jak i tych mikro, które od lat powstają w innych krajach, może być dodatkową alternatywą dla ogrzewnictwa indywidualnego, będącego głównym źródłem niskiej emisji odpowiedzialnej za fatalną jakość powietrza w Polsce.

Raport składa się z czterech rozdziałów. W pierwszym opisujemy stan krajowego sektora ciepła według ostatnich dostępnych danych, w drugim wyzwania sektora wynikające z regulacji UE i polityki klimatycznej, a w trzecim kluczowe działania podjęte w innych państwach w zakresie zmian na rynku ciepła. Analizujemy polityki rządów, kluczowe regulacje i kierunki rozwoju systemów ciepłowniczych. W rozdziale czwartym opisujemy natomiast, jak do uwarunkowań zewnętrznych próbują się dopasować spółki ciepłownicze działające na rynku polskim. Raport kończymy wytycznymi, dokąd powinien zmierzać sektor i polityka rządu wobec niego.

W naszej opinii wiele z rekomendowanych przez nas działań jest stosunkowo prostych do wdrożenia i polega na usprawnieniu planowania rozwoju ciepłownictwa, usprawnieniu rozwoju OZE czy stworzeniu stabilnych ram regulacyjnych, sprzyjających wdrażaniu nowych technologii produkcji ciepła i jego magazynowania. **Polskie ciepłownictwo potrzebuje olbrzymich pieniędzy, ale jeszcze bardziej wizji, jak je mądrze wydać.**

ROZDZIAŁ I

Stan polskiego ciepłownictwa

Co charakteryzuje polski rynek ciepła systemowego? Należy on do największych w Europie – korzysta z niego około połowa gospodarstw domowych, czyli 15 mln Polaków. Mimo to sieci ciepłownicze dostarczają tylko około jednej czwartej ciepła zużywanego na terenie kraju, za resztę odpowiadają dostawy na potrzeby przemysłu i indywidualne ogrzewnictwo. Powodów jest kilka.

1 Konsolidacja branży zaczyna hamować

Na koniec 2023 r. w sektorze działały 398 firmy, które posiadały w sumie 815 koncesji na produkcję, przesył, dystrybucję i/lub obrót ciepłem[1]. To o sześć podmiotów więcej i jedną koncesję mniej niż w 2022 r. Mimo to na przestrzeni lat liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw stale spada – obecnie jest o ponad 56 proc. niższa niż w 2002 r. W dużej mierze to skutek przekształceń własnościowych, w tym konsolidacji sektora, ale też zmian w prawie. Przykładowo w 2005 r. z 1 do 5 MW mocy zainstalowanej podniesiono określony w Prawie energetycznym próg wielkości mocy instalacji ciepłowniczej (lub mocy zamówionej przez odbiorców), po przekroczeniu którego działalność wymaga koncesji.

Wytarzaniem ciepła zajmuje się 355 przedsiębiorstw, jego przesyłem i dystrybucją – 352, a obrotem – 109. Ponad 96 proc. firm działa w formie spółek kapitałowych, z czego około 73 proc. jako spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, a blisko 18 proc. jako akcyjne. Nieco ponad 1 proc. to zaś spółdzielnie mieszkaniowe, a 0,2 proc. jednostki samorządu terytorialnego. Mimo to ponad 80 proc. działających w Polsce przedsiębiorstw ciepłowniczych to grupy zintegrowane pionowo, czyli zajmujące się produkcją, przesyłem i sprzedażą ciepła. Prywatni gracze kontrolują jedną trzecią systemów ciepłowniczych.

2 Rynek jest skonsolidowany, ale wciąż lokalny

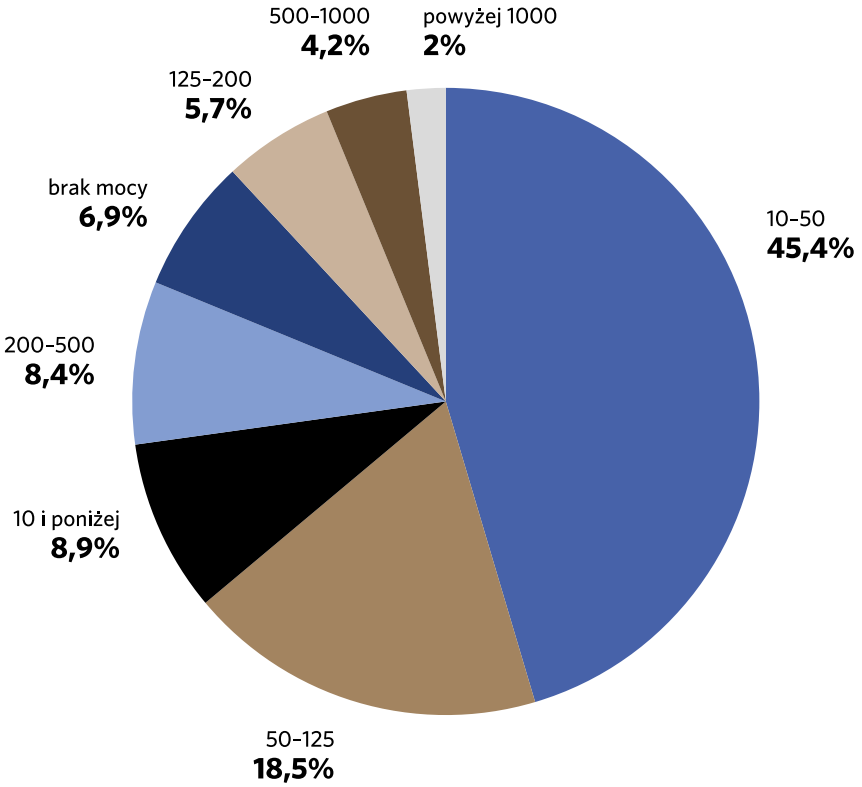
Ciepło przesyła się na odległość nie większą niż kilka kilometrów. Wynika to z jego właściwości fizycznych – im większy dystans dzieli miejsce wytworzenia ciepła od odbiorców, tym większe straty na przesyle. W skali kraju rocznie wynoszą one 8–11 proc. względem wartości wejściowych. Potęgować je może ukształtowanie terenu – w górzystym odległość ta musi być mniejsza. W przeciwieństwie do sektora elektroenergetycznego w kraju nie działa więc jeden sektor ciepłownictwa systemowego, a kilka tysięcy systemów ciepłowniczych, z czego tych o mocy termicznej ponad 1 MW jest ponad 500. Ich podstawą są lokalne spółki wytwórcze, co do zasady operujące na tym samym obszarze co odbiorcy końcowi. W wielu regionach prowadzi to do konserwowania monopolu na rynku.

1 2022 r. jest ostatnim, za którym są dostępne dane gromadzone przez URE. Jednak ze wstępnych informacji Urzędu wynika, że w 2023 r. analizowane wielkości nie uległy istotnej zmianie.

3 Moc w systemie spada, a długość sieci rośnie

W 2022 r. w Polsce działały źródła ciepła systemowego o łącznej mocy 53,18 GW, czyli o 1,7 proc. niższej niż rok wcześniej. To zdecydowanie największy park wytwórczy w UE. W systemie dominują instalacje średniej wielkości. Blisko 50 proc. z nich ma moc od 125 MW do 1 GW, z czego źródła o mocy 200–500 MW to w sumie 11,19 GW, a o mocy od 500 MW do 1 GW – 11,52 GW. Większe jednostki – o łącznej mocy 16,15 GW – posiada tylko osiem firm, które zajmują się też produkcją energii elektrycznej.

WYKRES 1 • STRUKTURA PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH WEDŁUG MOCY ZAINSTALOWANEJ [MW] W ŹRÓDŁACH CIEPŁA W 2022 R.



Źródło: GUS, Zużycie paliw i nośników energii w 2022, s. 20–21

Ponadto z roku na rok wydłuża się krajowa sieć ciepłownicza – w 2022 r. liczyła 22,57 tys. km, czyli o 1,6 proc. więcej niż w 2021 r. i o 23 proc. więcej niż w roku 2002 (17,31 tys. km). Obejmuje to zarówno infrastrukturę łączącą źródła wytwórcze z węzłami cieplnymi, jak i zewnętrzne instalacje odbiorcze. Dla porównania, łączna długość sieci w Niemczech to około 25 tys. km, a w Danii 33 tys. km. W miastach ulokowane jest 96 proc. przesyłowej i rozdzielczej sieci cieplnej oraz blisko 96 proc. przyłączy do budynków. W 2022 r. GUS wyliczył, że największe zagęszczenie sieci występuje w województwie śląskim (19,9 km na 100 km^2) i małopolskim (8,9 km na 100 km^2), a najmniejsze w podlaskim, lubuskim i warmińsko-mazurskim (po 2,7 km na 100 km^2) oraz zachodniopomorskim (3,2 km na 100 km^2). W wielu regionach stan sieci jest niezadawalający, choć dzięki inwestycjom firm w modernizację majątku stopniowo się poprawia.

4 Coraz trudniej uzyskać przyłączenie do sieci

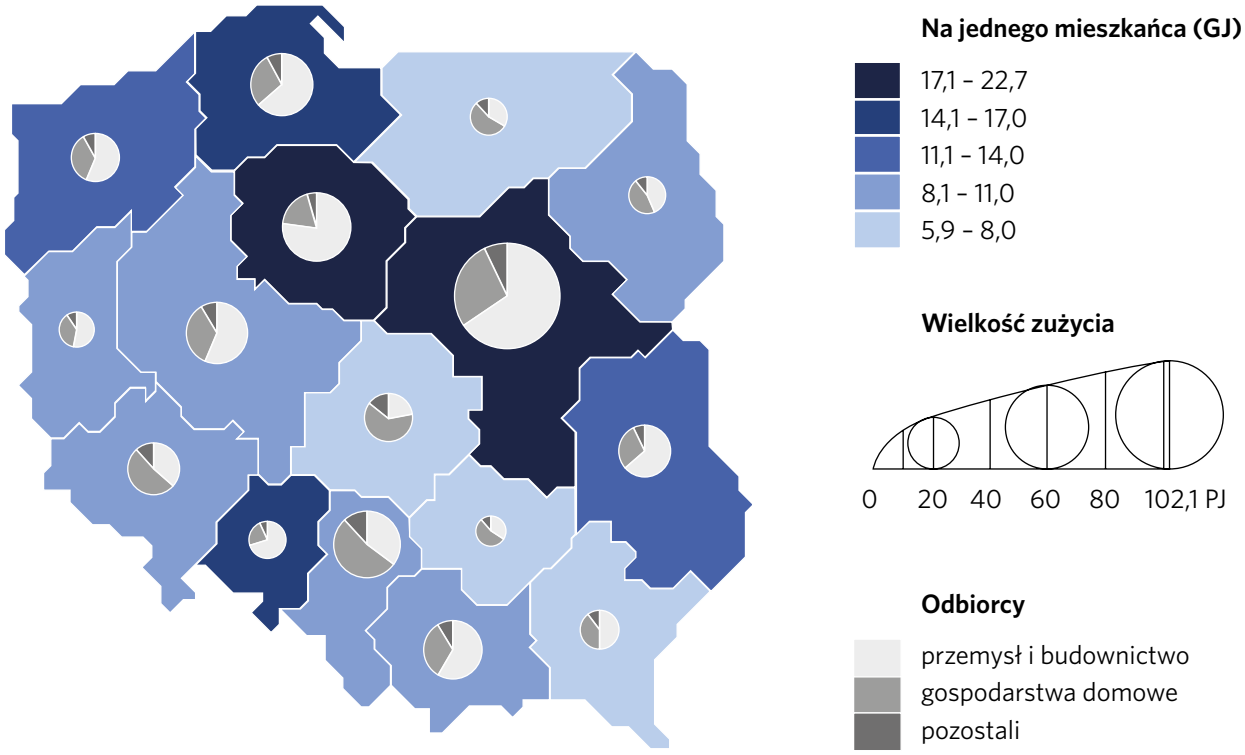
Z powodu stanu technicznego infrastruktury problem ten nasila się – w 2023 r. firmy pełniące rolę OSD ciepłowniczego 990 razy odmówiły wydania warunków przyłączenia do sieci. To o 7 proc. więcej niż w 2022 r., gdy odmów było 924 i o 31 proc. więcej niż w 2020 r., gdy ich liczba wyniosła 679. Dynamicznie zmieniają się jednak powody – w latach 2022–2023 r. o ponad 25 proc. (do 859 przypadków) zmalała liczba odmów uzasadniana brakiem odpowiednich warunków ekonomicznych, a na niezmiennym poziomie 115 przypadków utrzymała się liczba odmów z powodu braku warunków technicznych przyłączenia. W 2023 r. najwięcej odmów wydano w województwie mazowieckim (238), łódzkim (235), małopolskim (208), pomorskim (59), wielkopolskim (55), śląskim (42) i warmińsko-mazurskim (34).

5 Spada produkcja i sprzedaż ciepła

Firmom najbardziej opłaca się produkować i dystrybuować ciepło na małej, silnie zurbanizowanej powierzchni – w miastach sprzedawane jest blisko 99 proc. wytworzonej w Polsce energii cieplnej.

W 2022 r. w Polsce wyprodukowano 404,7 tys. TJ ciepła systemowego (-4,8 proc. r/r), wliczając w to jego odzysk w procesach technologicznych, z którego pochodziło około 9 proc. ciepła. Z tego do odbiorców przyłączonych do sieci przesłano tylko około 57 proc. ciepła, podczas gdy ponad 34 proc. służyło zaspokojeniu własnych potrzeb firm ciepłowniczych, a 8 proc. utracono podczas przesyłu. Krajowa sprzedaż ciepła wyniosła 357,7 tys. TJ, czyli ponad 7,2 proc. mniej niż w 2021 r. i o blisko 24 proc. mniej niż w 2002 r. 62,1 proc. ciepła w Polsce jest wytwarzane w kogeneracji – w 2022 r. elektrociepłownie dostarczyły w sumie 230,2 tys. TJ, wobec 246,9 tys. TJ w 2021 r. Poza nimi na znacznie mniejszą skalę ciepło wytwarzają też jednostki przemysłowe i zwykłe elektrownie.

WYKRES 2 • STRUKTURA ZUŻYCIA CIEPŁA W 2022 R.



Źródło: GUS, Zużycie paliw i nośników energii w 2022, s. 20–21

6 Sektor jest uzależniony od węgla

Polskie ciepłownictwo systemowe spala go najwięcej w Europie, bo aż 13,79 mln ton rocznie. Stanowi to 28 proc. krajowego wydobycia i odpowiada 21 proc. zużycia surowca w gospodarce; dla porównania gospodarstwa domowe w indywidualnych źródłach ciepła spalają 12–13 mln ton węgla (w dużej mierze importowanego). W 2022 r. węgiel odpowiadał za 66,2 proc. produkcji ciepła w Polsce, podczas gdy jeszcze w 2002 r. było to 74 proc. – spadek ten był powiązany ze zredukowaniem o ponad 37 proc. wykorzystania surowca, co pozytywnie przełożyło się na wielkość związanych z tym emisji (patrz dalej). W sektorze szybko rośnie znaczenie gazu i OZE, które w 2022 r. odpowiadały za 9,3 i 12,6 proc. produkcji ciepła, podczas gdy w 2002 r. było to 3,7 i 2,9 proc.

Mniej zależne od węgla są elektrociepłownie, które opierają na nim swoją produkcję w 60 proc. Nieznacznie mniejszy jest też w ich przypadku udział gazu (8,8 proc.), ale większy OZE (15,2 proc.).

TABELA 1 • STRUKTURA ZUŻYCIA PALIW W CIEPŁOWNICTWIE SYSTEMOWYM W POLSCE, W TYM OZE.

WYSZCZEGÓLNIENIE	OGÓŁEM (GJ)	W KOGENERACJI (GJ)	OGÓŁEM (%)	W KOGENERACJI (%)
Węgiel kamienny	291 644 204	186 548 701	65	59
Węgiel brunatny	4 601 985	4 047 860	1	1
Olej opałowy lekki	2 756 467	709 455	0,62	0,23
Olej opałowy ciężki	26 447 599	26 102 423	6	8
Gaz ziemny wysokometanowy	33 605 026	20 795 157	8	7
Gaz ziemny zaazotowany	7 793 001	6 805 264	2	2
Biomasa	54 869 016	47 837 882	12	15
Biogaz	275 772	246 825	0,06	0,08
Inne OZE	1 203 505	29 235	0,27	0,01
Odpady komunalne stałe	7 694 195	7 693 445	2	2
Odpady przemysłowe nieodnawialne	1 557 653	1 557 653	0,35	0,49
Pozostałe paliwa	14 918 198	12 675 628	3	4

Źródło: URE.

7 Odbiorcy płacą coraz więcej

Średnia cena ciepła sprzedawanego w Polsce wyniosła w 2022 r. 64 zł za gigadżula (GJ) i względem 2021 r. była wyższa o niespełna 35 proc. O blisko 17 proc. (do 22 zł/GJ) zwiększyła się też uśredniona stawka za usługi przesyłowe. Dla porównania w tym okresie średnioroczna inflacja wyniosła 14,4 proc.

Wzrost cen ciepła wynika z uzależnienia sektora od paliw kopalnych, które zwiększa podatność firm na wzrost kosztów ich zakupu oraz nabywania uprawnień do emisji CO_2. Podczas kryzysu energetycznego gwałtowny skok cen surowców sprawił, że w latach 2021–2022 cena ciepła wytworzonego z węgla kamiennego wzrosła o 35,1 proc., z węgla brunatnego o 17,4 proc., a z gazu o 38 proc. W zależności od źródła OZE wzrost wyniósł zaś 18–23 proc. Skłoniło to rząd do zamrożenia stawek dla odbiorców na poziomie ustawowym i przyznania z tego tytułu rekompensaty dla przedsiębiorstw ciepłowniczych.

8 Firmy notują potężne straty

W 2022 r. wynik finansowy brutto sektora ciepłowniczego wyniósł -6,24 mld zł. W 2021 r. było to -1,5 mld zł, w 2020 r. -473,8 mln zł, a w 2019 r. -543 mln zł. Łączny wskaźnik rentowności przedsiębiorstw również był ujemny i wyniósł aż -22 proc., podczas gdy rok wcześniej było to -5,78 proc. Z tego -38,11 proc. wynosiła rentowność brutto źródeł kogeneracyjnych, a 0,25 proc. pozostałych. Pogłębiające się straty sektora to skutek rosnących kosztów działalności firm – w latach 2021–2022 zwiększyły się one z 25,26 do 34,6 mld zł, z czego o 8,84 proc. wzrosły ich koszty stałe, a o 56,8 proc. koszty zmienne. W 2022 r. aż o 98,9 proc. więcej sektor musiał wydać na zakup i transport paliwa, o 44,5 proc. więcej na prąd, o 8 proc. więcej na wynagrodzenia, o 8 proc. więcej na remonty, a o 39,5 proc. więcej na opłaty środowiskowe.

Kondycja finansowa sektora potężnie utrudnia firmom inwestycje, które są kluczowe wobec olbrzymich wyzwań związanych z nieuchronną transformacją. Wprawdzie w 2022 r. nakłady na nie zwiększyły się aż o 23 proc. (do 4,73 mln zł), ale w zdecydowanej mierze wynikało to z konieczności modernizacji przestarzałego majątku w celu kontynuowania działalności oraz potrzeby obniżenia jej kosztów. W połączeniu ze skokowym wzrostem cen paliw i uprawnień do emisji CO_2 skutkiem tego był jednak aż 13,4-procentowy wzrost zadłużenia sektora i 11-procentowy spadek jego wskaźnika płynności.

TABELA 2 • RENTOWNOŚĆ CIEPŁOWNICTWA 2010–2022 (PROC).

ROK	RENTOWNOŚĆ		
	OGÓŁEM	PRZEDSIĘBIORSTWA WYTWARZAJĄCE CIEPŁO	
		BEZ KOGENERACJI	W KOGENERACJI
2010	0,35	3,41	-3,30
2011	-1,56	1,69	-5,33
2012	-1,64	2,60	-5,64
2013	1,81	4,47	-0,27
2014	3,63	2,54	4,43
2015	1,46	3,44	0,06
2016	9,68	4,57	13,09
2017	6,71	4,62	8,26
2018	1,88	1,60	2,08
2019	-2,92	1,68	-6,26
2020	-2,36	3,49	-6,25
2021	-5,78	0,08	-11,20
2022	-22,00	0,25	-38,11

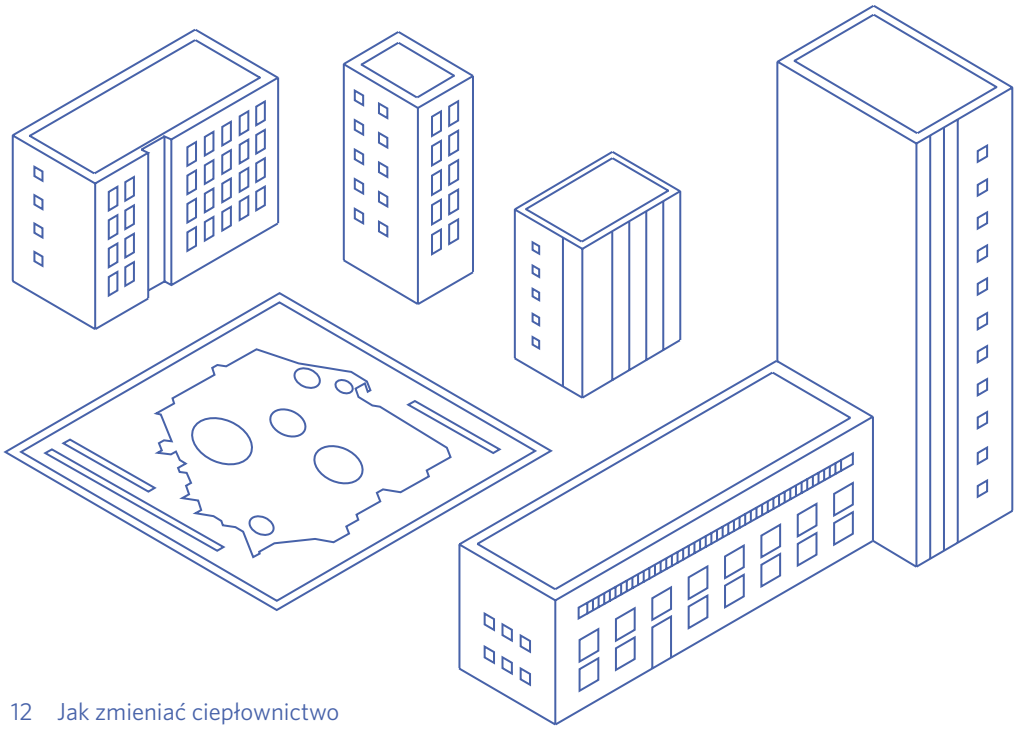
Źródło: URE.

9 Spadają emisje w ciepłownictwie systemowym

Uzależnienie ciepłownictwa systemowego od paliw kopalnych sprawia, że poziom generowanych przez niego emisji CO_2 jest wysoki. Trend zmian jest jednak pozytywny – w ciągu 20 lat emisje CO_2 związane z produkcją ciepła systemowego spadły aż o 20 proc., w tym pyłów o 89,2 proc., dwutlenku siarki o 80,8 proc., tlenków azotu o 59,6 proc., a CO_2 o 15,5 proc. Mimo to około 80 proc. systemów ciepłowniczych w Polsce nie spełnia unijnego kryterium efektywności. System efektywny energetycznie to wykorzystujący ciepło lub chłód w co najmniej: 50 proc. z OZE lub odzysku lub w 75 proc. z kogeneracji. Status taki posiadają systemy praktycznie wszystkich dużych miast i jedynie około 14 proc. tych do 20 tys. mieszkańców. W pozostałych przypadkach jego brak uniemożliwia poszczególnym jednostkom uzyskanie wsparcia na inwestycje z funduszy krajowych lub unijnych.

Transformacja ciepłownictwa systemowego jest skutecznym sposobem ograniczenia nie tylko tzw. wysokiej emisji (mającej kluczowy wpływ na zmianę klimatu), ale też niskiej, która bezpośrednio wpływa na życie i zdrowie ludzi. Za tę ostatnią odpowiada przede wszystkim ogrzewnictwo indywidualne. Generuje ono około 86 proc. całkowitej emisji pyłu zawieszonego, około 73 proc. emisji dioksyn i furanów i około 93 proc. emisji WWA. W porównaniu z nim ciepłownictwo systemowe emituje średnio 1,25 razy mniej CO_2, 2,16 razy mniej tlenków azotu, 9,52 razy mniej dwutlenku siarki, 51,89 razy mniej pyłów, 134 razy mniej tlenku węgla i 185 razy mniej benzo(a)pirenu (dane Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie).

Biorąc pod uwagę powyższe, w naszej opinii **rozwój ciepłownictwa systemowego powinien być częścią systemowej odpowiedzi na smog, połączoną z konsekwentną wymianą źródeł ogrzewania i poprawą efektywności energetycznej budynków. Warto ku temu wspierać powstawanie lokalnych wspólnot energetycznych, np. w formie spółdzielni pozyskujących energię elektryczną, biogaz lub właśnie ciepło.** Obecne przepisy wprawdzie dopuszczają ich tworzenie, ale są nieefektywne i niż zniechęcają do organizowania takich podmiotów. W konsekwencji do tej pory w Polsce nie powstała ani jedna wspólnota energetyczna nastawiona na produkcję ciepła. Tymczasem w niektórych krajach takie rozwiązanie skutecznie przyczynia się do transformacji sektora ciepła.



ROZDZIAŁ II

Polskie ciepłownictwo czeka mocna zmiana

Transformację wymuszą uwarunkowania rynkowe (np. wzrost cen paliw i uprawnień do emisji CO_2), czynniki biznesowe (np. fuzje, przejęcia i bankructwa firm), a przede wszystkim unijne regulacje wsparte krajowymi strategiami i przepisami. Od rządu zależy, czy transformacja branży będzie chaotyczna czy uporządkowana – to jego zadanie nadać kierunek temu procesowi.

1 Unia stwarza nowe warunki

UE stoi przez koniecznością ograniczenia emisji CO_2 do 2030 r. o co najmniej 55 proc. w porównaniu z poziomem z 1990 r. oraz osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. W lutym 2024 r. Komisja Europejska zarekomendowała natomiast przyjęcie 90-procentowego celu redukcji emisji CO_2 do 2040 r. względem 1990 r. Kluczowe działania ku temu określa unijny pakiet Fit for 55. Składa się on z kilkunastu aktów prawych, z których kluczowym jest RED III, czyli obowiązująca od 2023 r. rewizja dyrektywy o OZE. Wyznacza ona cele zwiększania udziału OZE w końcowym zużyciu energii. W całej gospodarce powinien on wynieść w 2030 r. 42,5 proc., wobec wcześniej obowiązującego celu na poziomie 32 proc. Kluczowe są przyjęte cele sektorowe, w tym dla ciepłownictwa i chłodnictwa oraz budownictwa.

→ **Dla ciepłownictwa i chłodnictwa RED III wyznacza niewiążący cel zwiększenia udziału OZE w końcowym zużyciu energii do 49 proc. w 2030 r.** (w 2021 r. wynosił 22,9 proc., a w przypadku Polski – 21 proc.). Cel wiążący to wzrost udziału OZE o średnio 0,8 pkt. proc. rocznie w latach 2021–2025 i o 1,1 pkt. proc. rocznie w latach 2026-2030. Można do niego zaliczać wykorzystanie ciepła odpadowego, ale tylko do wysokości 0,4 pkt proc. Kraje muszą też zwiększać udział energii z OZE w sektorze o wysokość wyliczonego dla każdego z nich tzw. dodatkowego zobowiązania. Dla Polski wynosi ono 0,8 pkt proc. w latach 2021–2025 i 0,5 pkt proc. w latach 2026–2030. Ponadto wyznaczony został cel zwiększania udziału energii z OZE i ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych średnio o około 2,2 pkt. proc. rocznie w latach 2021–2030.

Cel dla budownictwa to 49-procentowy udział zielonej energii w jej ogólnym zużyciu w budynkach. W tym celu RED III obliguje kraje m.in. do wyznaczania „obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych", na których mają być stosowane ułatwienia w budowie instalacji PV czy pompy ciepła.

→ **Już dziś ciepłownie i elektrociepłownie o mocy pow. 20 MW muszą kupować uprawnienia do emisji CO_2 w ramach systemu EU ETS.** Związane z tym koszty w praktyce ponoszą odbiorcy ciepła z dużych systemów ciepłowniczych czy posiadający pompy ciepła zasilane prądem. Rewizją dyrektywy ETS rozszerzono jednak system na sektory transportu drogowego, ogrzewnictwa i ciepłownictwa (ETS2). Objęto nim zatem emisje generowane na drogach i poprzez spalanie paliw bezpośrednio w budynkach, w tym węgla i gazu. Uprawnienia kupować będą producenci paliw lub firmy górnicze, którzy będą przenosić ten koszt na odbiorców – według Instytutu Reform sam węgiel zdrożeje nawet o 500 zł na tonie. Ma to wygenerować u tych ostatnich impuls do ograniczenia zużycia paliw kopalnych. Wymusi to odchodzenie od węgla w ciepłownictwie i ogrzewnictwie poprzez szybszą wymianę źródeł ciepła na nisko- i bezemisyjne. Celem ETS2 jest też bardziej sprawiedliwe rozłożenie finansowej odpowiedzialności za emitowanie CO_2 w szeroko pojętym sektorze ciepła, tym bardziej że dotąd jedynie część działających w nim podmiotów ponosiła związane z tym koszty.

Sektory mające zostać objęte ETS2 odpowiadają za około 34 proc. emisji generowanych przez polską gospodarkę. Z tego mniej więcej po połowie przyczyniają się do nich sektor transportu i grzewczy (wliczając w to działalność energetyki i przemysłu nieobjętą dotychczas systemem ETS). Jednocześnie ogrzewanie odpowiada za niespełna dwie trzecie bezpośrednich emisji generowanych przez gospodarstwa domowe, co plasuje Polskę w ścisłej czołówce UE.

ETS2 ma ruszyć w 2027 r., choć pierwsze rozliczenie zakupionych uprawnień nastąpi w 2028 r. Jeżeli jednak w 2026 r. ceny energii będą bardzo wysokie (według prawnie zdefiniowanych kryteriów), to uruchomienie systemu opóźni się o rok. Przychody ze sprzedaży certyfikatów zasilą Społeczny Fundusz Klimatyczny, który ma wspierać odbiorców najbardziej narażonych na obciążenia związane z ETS2. Pod pewnymi warunkami jego beneficjantami będą mogły być gospodarstwa domowe, użytkownicy transportu i mikroprzedsiębiorstwa. Fundusz ma działać w latach 2026–2032 i dysponować kwotą co najmniej 65 mln euro, z czego najwięcej ma przypaść na Polskę – otrzyma ona 11,4 mld euro, czyli około 18 proc. całości. Kwotę tę uzupełni tzw. wkład krajowy na realizację działań wspieranych przez Fundusz (25 proc. kosztów działań), co zwiększy sumę wsparcia do ponad 15 mld euro, które w latach 2026–2032 mają zostać wykorzystane na osłonę grup najbardziej zagrożonych ubóstwem energetycznym oraz na inwestycje w zeroemisyjne rozwiązania. Istotna część tych środków będzie mogła zasilić program Czyste Powietrze, dlatego niezmiernie ważne jest, aby w efektywny sposób adresował on nie tylko problem jakości powietrza (przez wymianę źródeł), ale realnie poprawiał efektywność energetyczną budynków i redukował ubóstwo energetyczne.

→ **Zapotrzebowanie na energię cieplną ma zredukować obowiązująca od maja 2024 r. rewizja dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków (EPBD).** Od 1 stycznia 2028 r. wszystkie nowe budynki publiczne w UE będą musiały być zeroemisyjne, a od 2030 r. także pozostałe (mieszkalne i niemieszkalne). Istniejące natomiast mają osiągnąć status zeroemisyjnych do 2050 r. Dla różnych kategorii istniejących budynków (mieszkalne, niemieszkalne), z których 80 proc. będzie nadal stać w 2050 r., dyrektywa wyznacza ambitne kamienie milowe (do roku 2030 i 2035) na drodze do poprawy ich charakterystyki energetycznej. Służyć mają temu m.in. nowe minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej, w tym wprowadzenie klas energetycznych od A (zeroemisyjne) do G (tzw. wampiry energetyczne).

Z początkiem 2025 r. zakazane będzie dotowanie kotłów na paliwa kopalne, od których odejście zapranowano na 2040 r. To zgodne z obecnymi planami polskiego rządu, który w przesłanej KE w lutym 2024 r. aktualizacji Krajowego planu na rzecz energii i klimatu (KPEiK) z 2019 r. podtrzymał plan wycofania węgla z ogrzewnictwa indywidualnego do 2040 r., a w przypadku miast do 2030 r.

Rewizja dyrektywy EPBD przyspieszy dekarbonizację ogrzewnictwa i rozwój fotowoltaiki prosumenckiej. Wymusi na mieszkańcach inwestycje w wymianę wysokoemisyjnych pieców, najlepiej poprzedzoną termomodernizacją. Będzie także istotnym wyzwaniem dla samorządów, zmuszając je do modernizacji istniejących budynków (zwłaszcza tych z mieszkaniami komunalnymi), szkół czy szpitali. Kluczowe dla nich jednak będzie zapewnienie atrakcyjności ekonomicznej inwestycji w zasilanie nowych budynków z OZE i z efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących kogenerację. Natomiast deweloperom zmiany zwiastują wzrost kosztów budów, np. związany z koniecznością montowania na nowych budynkach instalacji PV. Perspektywa zakazu instalowania samodzielnych kotłów gazowych i olejowych skłoni kolejnych ich producentów do przerzucenia się na produkcję pomp ciepła. To zaś zwiększy podaż tych urządzeń na rynku, presję na spadek ich cen, ale zarazem zwiększy zapotrzebowanie na energię elektryczną w sezonie, gdy jej generacja z instalacji PV jest najmniejsza.

→ **Dyrektywą o efektywności energetycznej (EED) wyznaczony został unijny cel zredukowania zużycia energii do 2030 r. o 11,7 proc. w porównaniu ze sporządzonymi w 2020 r. prognozami zużycia energii na 2030 r.** W związku z tym w latach 2024–2025 kraje będą też musiały zwiększać oszczędność energii rocznie o 1,3 proc., w latach 2026–2027 o 1,5 proc., a w latach 2028–2030 o 1,9 proc. Zostaną ponadto objęte obowiązkiem corocznej renowacji co najmniej 3 proc. powierzchni budynków należących do instytucji publicznych. W przypadku administracji obowiązek redukcyjny ustalono jednak na 1,9 proc.

Dyrektywa EED promuje ciepłownictwo lokalne. Gminy powyżej 45 tys. mieszkańców będą musiały opracować lokalne plany w zakresie ogrzewania i chłodzenia. Ich celem będzie określenie potencjału wdrożenia m.in. niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych i wysokosprawnej kogeneracji, odzysku ciepła odpadowego czy rozwoju w sektorze źródeł OZE. Przepisy wprowadziły też nową definicję efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego. Kryteria uzyskania tego statusu będą kaskadowo zaostrzane, a konsekwencją ich niespełnienia będzie brak możliwości pozyskania finansowania inwestycji, a w rezultacie utrata odbiorców i brak nowych przyłączeń do sieci.

W myśl zrewidowanej dyrektywy EED największą rolę w efektywnych energetycznie systemach pełnić będzie ciepło z odnawialnych źródeł oraz ciepło odpadowe, co w efekcie daje im priorytet w zakresie wspierających regulacji oraz systemów wsparcia. Status jednostek kogeneracji zmienia się w czasie – wprowadzone będzie ograniczenie do wysokosprawnej kogeneracji, wyłączającej stosowanie paliw węglowych. Stopniowo także malał będzie możliwy udział kogeneracji w efektywnych systemach – będzie musiał być uzupełniony przez wymagany minimalny poziom ciepła z OZE lub odpadowego w sieci.

TABELA 3 • KRYTERIA STATUSU EFEKTYWNEGO SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO.

WARUNEK DLA WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI					
75% kogeneracja nie musi być wysokosprawna	80%	-	-	-	-
WARUNEK Z OZE LUB CIEPŁA ODPADOWEGO					
50%	50%	50%	75%	**75%**	**100%**
WARUNEK MIESZANY Z WYSOKOSPRAWNĄ KOGENERACJĄ					
50%	50% min. 5% OZE	85% min. 35% OZE	95% min. 35% OZE	–	–
do 31 grudnia 2027 r.	**od 1 stycznia 2028 r.**	**od 1 stycznia 2035 r.**	**od 1 stycznia 2040 r.**	**od 1 stycznia 2045 r.**	**od 1 stycznia 2050 r.**

Źródło: MKiŚ.

→ **W kwietniu 2024 r. Parlament Europejski przyjął dyrektywę dotyczącą jakości powietrza (ang. Ambient Air Quality Directive – AAQD).** Jej celem jest dostosowanie dopuszczalnych stężeń w powietrzu trujących substancji (np. dwutlenku azotu i siarki, pyłów PM10 i PM2.5, czy benzoapirenu) do stanu wiedzy naukowej i wytycznych WHO. Nowe normy mają być stosowane od 2030 r., ale kraje będą mogły wnioskować o opóźnienie ich stosowania w danym przypadku o 10 lat. Przepisy umożliwią obywatelom UE m.in. domaganie się odszkodowania za uszczerbek na zdrowiu z powodu smogu oraz wprowadzą nowe wymogi w zakresie monitoringu jakości powietrza. AAQD zwiększa w związku z tym presję na samorządy, by przyspieszyły walkę z emisjami w sektorze transportu i ogrzewnictwa. Dla wielu z nich alternatywą dla tego ostatniego będzie rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych jako alternatywy dla indywidualnych źródeł ciepła.

Nowe wymogi będą potężnym wyzwaniem dla Polski, która pozostaje niechlubnym unijnym liderem pod kątem zanieczyszczenia powietrza. Szczególnie duże zmiany czekać będą sektor ogrzewnictwa – kluczowa będzie likwidacja ponad 2,5 mln tzw. kopciuchów, które odpowiadają za około 86 proc. smogu. Będzie to wymagać zapewnienia dobrze sparametryzowanego i stabilnego w długim terminie finansowania programów takich jak Czyste Powietrze czy Ciepłe Mieszkanie, a także przyspieszenia rozwoju ciepłownictwa systemowego.

2 Polska jeszcze niegotowa do nowych uwarunkowań

Polityka UE wymusi dynamiczną transformację polskiego ciepłownictwa i ogrzewnictwa. Jej podejście i wynikające z niego nowe uwarunkowania biznesowe muszą zostać zaadresowane w krajowych dokumentach strategicznych i regulacjach. Kluczowa będzie strategia dla ciepłownictwa, której opublikowanie MKiŚ zapowiedziało do końca 2024 r. Będzie to pierwszy tego typu dokument dla branży, którego przyjęcie jest warunkiem przerwania jej dryfu rozwojowego. Projekt strategii został przygotowany przez rząd PiS, ale nie uchwalono jej z uwagi na przedłużające się konsultacje. Nowa wersja ma być spójna z aktualizowaną równolegle Polityką Energetyczną Polski do 2040 r., ale też z ostateczną wersją KPEiK.

→ **Strategie dotyczące ciepłownictwa muszą istotnie zrewidować planowaną wcześniej rolę gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w transformacji.** To kluczowe, tym bardziej że w sektorze rocznie zużywa się go ponad 6 mld m^3, co wpływa na poziom bezpieczeństwa energetycznego i podatność gospodarki na zmiany rynkowe czy w unijnej polityce klimatycznej. Analogicznym wyzwaniem będzie udzielenie odpowiedzi o przyszłość biomasy w sektorze (w tym o jej potrzebną ilość i rodzaj) oraz wdrożenie w jej sprawie najbardziej aktualnego prawa UE, w tym zawartego w dyrektywie RED III oraz rozporządzeniach LULUCF i EUDR (mającego ograniczyć degradację lasów w UE). Rząd stoi przed zadaniem jasnego określenia kierunków transformacji, nadania większego priorytetu poprawie efektywności energetycznej budynków, elektryfikacji sektora czy wykorzystywania zrównoważonej biomasy. W tym celu istotne jest wdrożenie dyrektywy RED III oraz zrewidowanej EED i rozporządzenia EUDR.

→ **Sektor potrzebuje kompleksowego otoczenia regulacyjnego, w tym adekwatnych mechanizmów wsparcia, które pozwolą na urzeczywistnienie transformacji systemów ciepłowniczych w kierunku wymaganym dyrektywą EED.** Niezależnie od tego, czy rząd postawi na rozwój sieci niskotemperaturowych (z czym może wiązać się potrzeba zabezpieczenia dodatkowych środków finansowych), czy też nie, jednym z fundamentalnych elementów niskoemisyjnego systemu ciepłowniczego może być biomasa. Zaletą jej wykorzystania jest zapewnienie stabilnej produkcji ciepła przez wiele godzin. Wagę tego paliwa w przyszłym miksie ciepłowniczym potwierdza dynamika wzrostu jego wykorzystywania w latach 2019–2022 oraz istotny udział biomasy w transformacji ciepłownictwa w pozostałych państwach UE. Niemniej spółki ciepłownicze muszą mieć zapewnioną możliwość inwestycji również w inne źródła OZE, czy też w wykorzystywanie ciepła odpadowego lub z odpadów. Liczą one przy tym na uzyskanie od państwa gwarancji zabezpieczających ryzyka związane z inwestycjami w bardziej nowatorskie rozwiązania (jak np. eksploracja źródeł geotermii).

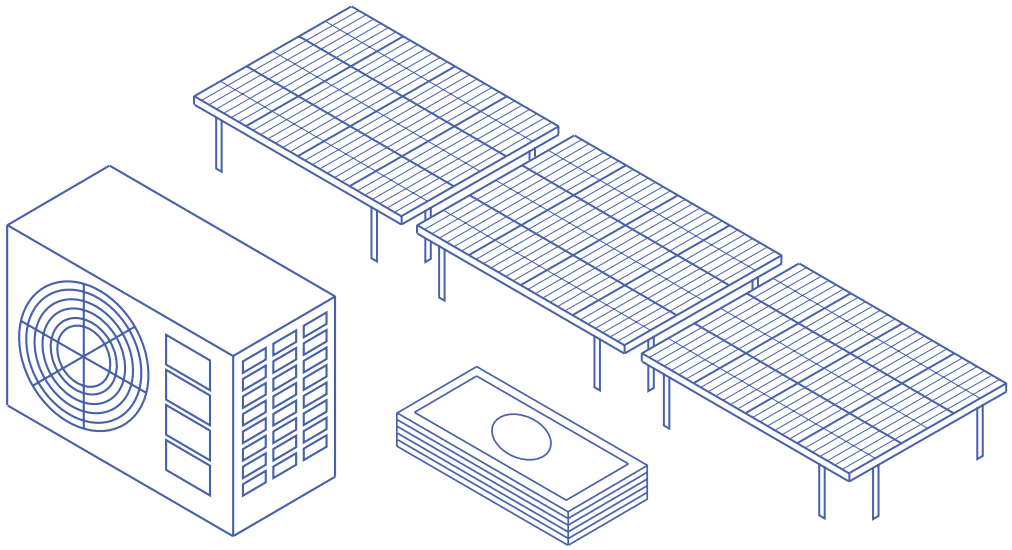
Branża oczekuje również przesądzenia w tzw. rozporządzeniu taryfowym, że równowartość 30 proc. nabytych przez daną firmę uprawnień do emisji CO_2 (która zgodnie z dyrektywą ETS może być przeznaczona na inwestycje w dekarbonizacyjne) nie pomniejsza kosztów uzasadnionych działalności. Ma to kluczowe znaczenie dla zapewnienia branży funduszy na niskoemisyjne projekty, także w świetle przyjętej przez Komisję Europejską wykładni znowelizowanej dyrektywy ETS. Zgodnie z nią operatorzy objęci systemem handlu emisjami z podinstalacji sieci ciepłowniczej warunkowo będą mogli otrzymać dodatkowe bezpłatne uprawnienia do emisji w wysokości 30-procentowego poziomu referencyjnego. Oznacza to, że łącznie takie podmioty mogą liczyć na 60 proc. darmowych uprawnień w latach 2026–2030. Warunkiem było jednak przygotowanie planu osiągnięcia neutralności klimatycznej dla instalacji, w odniesieniu do których operatorzy ubiegają się o dodatkowe uprawnienia. Dyrektywa precyzuje, że wskazane w planach cele ograniczenia emisji muszą być mierzalne do 31 grudnia 2025 r., a następnie co pięć lat aż do 2050 r.

Powyższe oznacza, że polskie ciepłownictwo będzie mogło zwiększyć wydatki na inwestycje w zielone technologie, ale pod warunkiem przedstawienia planu dojścia do neutralności klimatycznej. Skala wyzwania jest jednak ogromna – koszt dekarbonizacji krajowego ciepłownictwa szacowany jest na co najmniej kilkaset miliardów złotych. W tym celu firmy oczekują także m.in. uwzględniania w kosztach uzasadnionych (których poziom ma wpływ na wysokość taryf na ciepło) wszelkich nakładów poniesionych na inwestycje poprawiające efektywność energetyczną, a także opracowania jasnych wytycznych dotyczących odzwierciedlania w tychże taryfach planów neutralności klimatycznej. Zasadne jest również sklasyfikowanie ciepła z odpadów komunalnych jako ciepła odpadowego, a inwestycji w termiczne przekształcanie odpadów jako projekty zrównoważone.

Zadaniem rządu będzie przygotowanie firm na uwolnienie cen ciepła dla jego odbiorców – regulacje limitujące ich poziom zostały wydłużone do 30 czerwca 2025 r. Do tego czasu stawki dla gospodarstw domowych i podmiotów użyteczności publicznej mogą być maksymalnie o 40 proc. wyższe niż obowiązujące 30 września 2022 r.

→ **Działania władz muszą się też koncentrować na ogrzewnictwie indywidualnym.** W ślad za tym muszą sprzyjać dekarbonizacji sektora komunalno-bytowego oraz rozwojowi pomp ciepła i kolektorów słonecznych. Odbiorcy potrzebują zachęt do redukowania zapotrzebowania na ciepło. Najlepszą z nich będą ceny energii, których sztuczne utrzymywanie na poziomie nieodpowiadającym warunkom rynkowym nie stymuluje racjonalizacji zużycia i nie stanowi impulsu do zwiększenia autokonsumpcji nadprodukcji z OZE. Na poziomie strategicznym do rozstrzygnięcia pozostaje skala nacisku rządu na rozwój ciepłownictwa systemowego kosztem indywidualnego oraz zakres jego współpracy z innymi sektorami gospodarki.

W międzyczasie rząd zaktualizuje normy jakości dla paliw stałych sprzedawanych w celach grzewczych, np. w zakresie zawartości siarki, wilgoci, ilości popiołu i wartości opałowej. Opublikowany w kwietniu 2024 r. projekt rozporządzenia określa harmonogram zaostrzenia tych parametrów między wrześniem 2024 r. a lipcem 2029 r., tak by docelowo na rynku pozostały tylko orzechy i groszki dla zgodnych z ekoprojektem kotłów 3, 4 i 5 klasy. Już od 1 lipca 2025 r. zakazana ma zaś zostać sprzedaż paliw stałych z węgla brunatnego. Przepisy mają przeciwdziałać greenwashingowi poprzez wyeliminowanie handlowych nazw węgla błędnie sugerujących ekologiczny charakter paliwa.



3 Gdzie szukać rozwiązań?

Lokalny charakter biznesu ciepłowniczego sprzyja rozwojowi nowych rozwiązań technologicznych, które mogą być testowo wdrażane na mniejszą skalę i wykorzystywać lokalne zasoby. Zainteresowanie nimi wynika z potrzeby dekarbonizacji produkcji ciepła i zmiany technicznych uwarunkowań pracy systemów.

→ **Jednym z istotnych narzędzi transformacji ciepłownictwa będzie rozwój kogeneracji.** Układy kogeneracyjne mogą działać jako rozproszone źródła energii. W ten sposób są w stanie istotnie przyczyniać się do bilansowania pracy sieci energetycznej (przede wszystkim w okresach szczytowego zapotrzebowania) lub jej stabilizowania w regionach, w których sieć jest niedostatecznie rozwinięta.

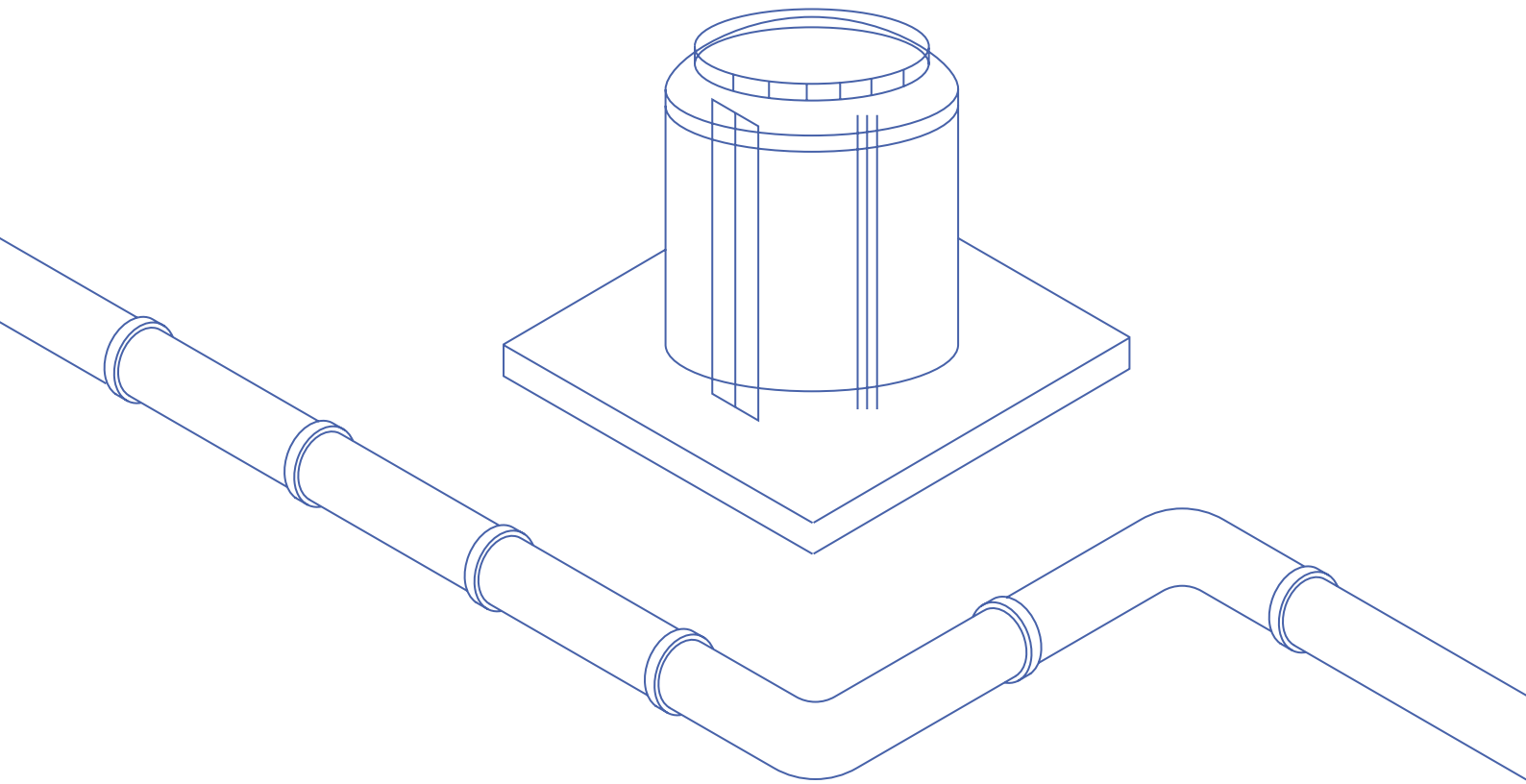
→ **Rozwój ciepłownictwa systemowego może być skuteczną odpowiedzą na problem rosnących nadwyżek energii z OZE w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.** Z ich powodu Polskie Sieci Elektroenergetyczne są coraz częściej zmuszane do wstrzymywania produkcji w zielonych instalacjach, także w dni robocze. Według Fundacji Instrat, między styczniem a połową maja 2024 r. w ten sposób nie odebrano aż 333 GWh prądu z OZE, ponad czterokrotnie więcej niż przez cały 2023 r. Odpowiada to rocznemu zużyciu ok. 132 tys. gospodarstw domowych. Tworzy to wprawdzie presję na spadek cen prądu, ale też podbija koszty utrzymania systemu energetycznego i neutralizuje pozytywne skutki rozwoju OZE.

Rozwiązaniem jest wykorzystanie nadwyżek z OZE prądu w ciepłownictwie, gdzie absorbować je mogą produkujące ciepło kotły elektryczne, systemowe kotły elektrodowe, pompy ciepła czy pracujące w układzie z nimi lub ze źródłem OZE magazyny ciepła. Instalacje te mają duży potencjał np. w zakresie świadczenia usług DSR (Demand Side Response), a ich rozwój ułatwiłby nie tylko stabilizację systemu i redukcję kosztów jego utrzymania, ale też dałby impuls do szybszego rozwoju OZE i obniżenia kosztów produkcji ciepła, jak również zmniejszyłby presję na PSE do budowy mocy szczytowych.

→ **Stopniowo na uwadze zyskuje budowa układów hybrydowych, w których centralne źródła wytwórcze są wspierane instalacjami OZE.** Pojawiają się też pierwsze wspólnoty energetyczne, stanowiące de facto oddzielne mikrosystemy ciepłownicze. To zasilane OZE układy obejmujące kilka budynków czy jedno osiedle, które są w stanie pracować w trybie wyspowym (niezależnie od lokalnej sieci cieplnej) lub tylko w nieznacznym stopniu wspomagać się jej pracą. Zaletą takich rozwiązań jest poprawa na danym obszarze efektywności energetycznej, redukcja smogu (jeśli zastępują stare piece grzewcze), zmniejszenie podatności odbiorców na awarie centralnego systemu i przerwy w dostawach ciepła lub prądu.

→ **Trendem w branży jest rozwój niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych** (tzw. 4 generacji), które już dziś są standardem na rynkach zachodnich. Czynnik grzewczy jest w nich przesyłany w temperaturze do ok. 70 st. C, podczas gdy w tradycyjnych sieciach przekracza ona 100 st. C. Pozwala to na znaczne zmniejszenie strat na przesyle ciepła oraz na wykorzystanie w systemie źródeł OZE czy ciepła odpadowego. Sprzyja to więc dekarbonizacji i decentralizacji ciepłownictwa, marginalizacji roli centralnych źródeł ciepła, w tym dużych ciepłowni, a także poprawia efektywność działania systemu ciepłowniczego. Ponadto takie sieci mogą współpracować z instalacjami służącymi dostawom chłodu[2].

→ **Różne źródła ciepła (np. kogenerację gazową, źródła OZE, ciepło odpadowe) integrować będą magazyny sezonowe.** Wiosną i latem będą one akumulować nadwyżki ciepła zgromadzone z powodu braku zapotrzebowania lub nieatrakcyjnej ceny sprzedaży energii, a następnie oddawać je w sezonie grzewczym. Będą więc wspierać elastyczność systemów ciepłowniczych – dzięki magazynom sezonowym układy kogeneracje oparte np. na kotłach gazowych będą mogły służyć jedynie jako źródło szczytowe, służące np. dogrzaniu wody z magazynu do wymaganych aktualnie poziomów. Obecnie jednak czynnikiem utrudniającym rozwój magazynów jest brak możliwości uzyskania na nie dofinansowania, jeśli taki obiekt nie jest budowany jako element większego projektu inwestycyjnego. W Polsce nie działają programy wspierające budowę i samych magazynów ciepła i przyłączenie ich do istniejącej instalacji.



2 Por. A. Rubczyński, M. Jakob, J. Bagemihl i inni, Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze. Baza dla modernizacji sektora ciepła, Forum Energii, Warszawa czerwiec 2024 r.

ROZDZIAŁ III

Dobre praktyki zza granicy

Jakie skuteczne działania zostały podjęte w różnych krajach, a jakie przyniosły efekty z punktu widzenia potrzeb państwa i odbiorców ciepła? Przyjrzyjmy się czterem krajom, biorąc pod uwagę różne wymiary transformacji ciepłownictwa, takie jak: dekarbonizacja nośników ciepła i miksów paliwowych firm; dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia w ciepło; digitalizacja zarządzania systemami ciepłowniczymi; poprawa efektywności energetycznej; dopasowanie ciepłownictwa do lokalnych uwarunkowań, w tym poprzez racjonalne wykorzystanie dostępnych zasobów energii.

1 Podejście Danii: dywersyfikacja poprzez decentralizację

Do 2030 r. Dania chce ograniczyć emisje gazów cieplarnianych o 70 proc. względem 1990 r., co jest o 15 pkt proc. bardziej ambitnym poziomem niż zakłada pakiet Fit for 55. Z tego do 2020 r. redukcja wyniosła około 40 proc. Do 2030 r. planowane jest też osiągnięcie neutralności klimatycznej w ciepłownictwie systemowym, a do 2035 r. – wyeliminowanie spalania gazu w celach grzewczych przez gospodarstwa domowe. Są to jednak cele polityczne, których jak dotąd nie wsparły kierunkowe regulacje ani dedykowana strategia rządu dla ciepłownictwa.

W Danii do sieci ciepłowniczych jest przyłączonych około 66 proc. (czyli około 1,85 mln) gospodarstw domowych – dla porównania w Polsce zapewniają one około jednej czwartej potrzebnego ciepła. W sektorze działają 354 przedsiębiorstwa, z których największe posiada 666 tys. klientów, a najmniejsze około 100. Należą do nich aktywa wytwórcze o łącznej mocy niespełna 25,3 GW i licząca w sumie 33 tys. km sieć ciepłownicza. Dla porównania, w ponad 7-krotnie większej od Danii Polsce ma ona 22,57 tys. km. W zdecydowanej większości firmy mają status podmiotów użyteczności publicznej i są własnością komunalną lub spółdzielczą. Prawo zmusza je do działania jako organizacje non profit; ich głównym zadaniem jest dostarczanie odbiorcom ciepła w przystępnych cenach – stawka za ciepło sieciowe nie może przekraczać kosztu jego wytworzenia. Od strony finansowej pozwala na to firmom m.in. generowanie przychodów z rynku energii, a tym samym na realizację inwestycji ciepłowniczych przy jednoczesnym obniżeniu cen ciepła dla odbiorców końcowych.

→ **Ciepło jest tanie dzięki dywersyfikacji jego źródeł.** Dywersyfikacja ma na celu zmniejszenie zależności Danii od importu energii. Priorytetem jest rozwój małych systemów ciepłowniczych, wykorzystujących lokalnie dostępne źródła ciepła. Duński rząd co do zasady unika przy tym nakładania wymogów w zakresie wykorzystania ich poszczególnych rodzajów. Zamiast tego stosuje zachęty (głównie podatkowe) do wykorzystywania źródeł ekologicznych. Prawo zabrania jednak budowy mocy węglowych, a źródła na paliwa stałe w systemach ciepłowniczych mogą powstawać wyłącznie w celu pokrycia szczytowego zapotrzebowania na ciepło. Jednocześnie od dekad rząd silnie wspiera integrację energetyki (w tym źródeł OZE) i ciepłownictwa.

W 2022 r. w Danii wyprodukowano 129,5 tys. TJ ciepła, z czego 66,2 proc. pochodziło z OZE, 9,5 proc. z odpadów, 7,4 proc. z węgla, 6,8 proc. z gazu, a 1,4 proc. z biogazu. W aż 92,6 proc. to pierwsze stanowiło ciepło z biomasy, a 3,2 proc. ze słońca. Do celów grzewczych coraz częściej wykorzystuje się dużą dobową zmienność cen energii elektrycznej, głównie dzięki wykorzystaniu pomp ciepła i kotłów elektrycznych, które w 2022 r. zapewniły odpowiednio 0,8 i 2,8 proc. ciepła. Rozwój pomp ciepła jest wspierany m.in. rządowymi dopłatami do ich zakupu czy dofinansowaniem na wymianę pieców gazowych.

→ **Decentralizacja jest efektywna.** Na duński sektor ciepła w praktyce składa się wiele lokalnych monopoli, funkcjonujących w oparciu o niezależne od siebie, małe źródła wytwórcze, przede wszystkim elektrociepłownie. Ich rozwojowi sprzyja doskonale rozwinięty obywatelski model własności aktywów, w tym działanie ponad 2,5 tys. wspólnot i spółdzielni energetycznych, które posiadają ponad połowę mocy zainstalowanej w krajowych farmach wiatrowych. W Danii ponad dwie trzecie ciepła systemowego jest wytwarzane w kogeneracji. W 33 proc. składa się na to ciepło produkowane w jednostkach scentralizowanych, zasilających odbiorców za pośrednictwem sieci ciepłowniczych i przyłączy, około 15 proc. to ciepło produkowane w jednostkach lokalnych, zasilających niewielką liczbę obiektów, a około 20 proc. to ciepło z małych elektrociepłowni przemysłowych czy działających np. przy zakładach utylizacji odpadów.

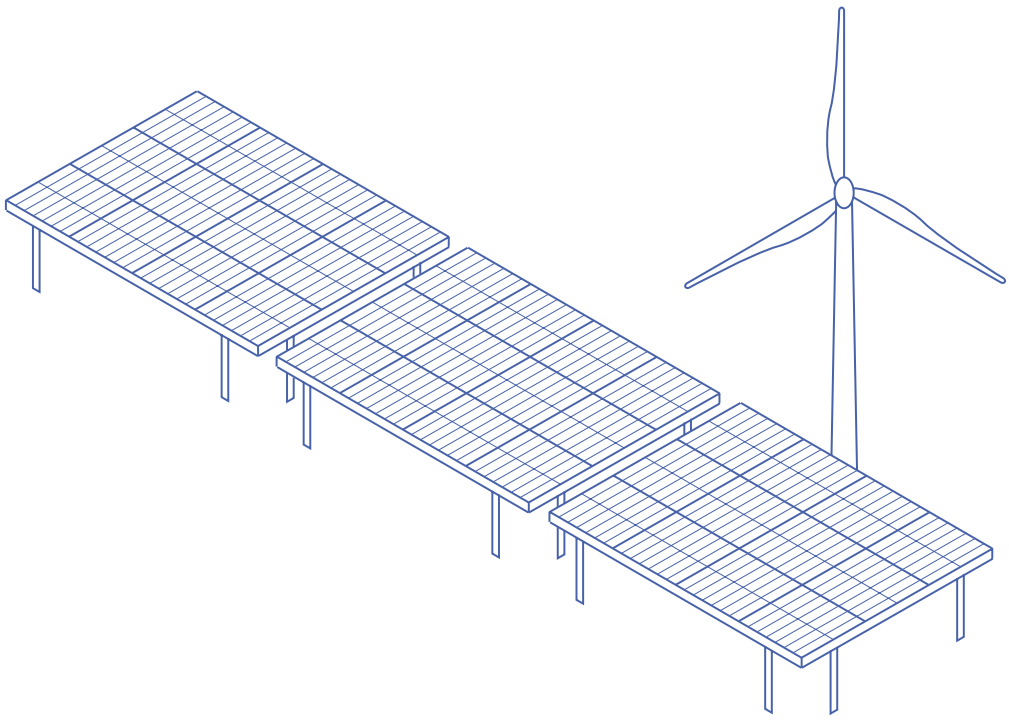
Siłą napędową transformacji duńskiego ciepłownictwa jest decentralizacja i efektywny system planowania inwestycji.

Dania jest podzielona na strefy ciepłownicze, z których sześć ustanowiono wokół dużych miast i aglomeracji, a około 400 w innych rejonach, w których infrastruktura wytwórcza jest znacznie bardziej rozproszona. W ramach podziału zadań między poszczególne organy i instytucje Duńska Agencja Energii (DEA) odpowiada za opracowywanie długoterminowych inicjatyw politycznych i planowanie energetyczne, a także za działania koordynacyjne i przekuwanie ambicji politycznych na regulacje (w tym za konsultacje ich projektów). Natomiast gminy planują rozwój ciepłownictwa i ogrzewnictwa na swoim obszarze, zatwierdzają nowe projekty ciepłownicze, a także prowadzą dialog z obywatelami i zarządzają tymi obszarami. Natomiast firmy ciepłownicze odpowiadają za opracowywanie projektów i ich realizację. Regulowanie cen ciepła i ochrona konsumentów jest zaś zadaniem regulatora (Forsyningstilsynet), a rozpatrywanie skarg – Energetycznej Komisji Odwoławczej. Natomiast projekty w zakresie infrastruktury ciepłowniczej są w ramach długoterminowych (nawet 50-letnich) kredytów wspierane przez Miejski Bank Kredytowy (KommuneKredit).

→ **Planowanie umożliwia decentralizację i dywersyfikację.** Za planowanie rozwoju ciepłownictwa odpowiadają władze lokalne, które zarządzają strefami ciepłowniczymi. Ma to kluczowe znaczenie dla integracji z sektorem ciepła źródeł OZE, szczególnie lokalnych farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Władze centralne wyznaczają jedynie kierunki rozwoju sektora i ramy działań. Przykładowo, w 2022 r. rząd zlecił wszystkim gminom opracowanie planów zaspokojenia potrzeb cieplnych na ich obszarze. Mają one zapewnić mieszkańcom informację o możliwości i ewentualnie terminie podłączenia ich do sieci ciepłowniczej i alternatywnie stanowić sygnał o konieczności pokrycia we własnym zakresie zapotrzebowania na ciepło.

W przypadku każdego nowego projektu (polegającego np. na budowie nowego źródła ciepła lub rozwoju sieci) przedsiębiorstwo ciepłownicze każdorazowo musi przeprowadzić analizę ekonomiczno-społeczną zawierającą porównanie jego założeń (w tym kosztów i korzyści) z teoretycznymi założeniami potencjalnych projektów alternatywnych, np. bazujących na innym źródle ciepła. Szczegółowej analizie muszą zostać poddane wszelkie wady i zalety proponowanych rozwiązań, a także ich krótko- i długoterminowy oraz pośredni i bezpośredni wpływ na środowisko, transformację sektorów energii, przedsiębiorstwa i społeczeństwo. Chodzi także o wpływ wymierny, np. w postaci cen energii elektrycznej i cieplnej, prognozowanego poziomu emisji czy liczbę nowych miejsc pracy, a nie tylko cenę ciepła.

Analiza musi bazować na precyzyjnych wytycznych opracowanych przez DEA, które standaryzują ocenę tego typu inicjatyw w skali kraju oraz umożliwiają ich porównywanie względem siebie. Rozważając inwestycje, firmy mogą też korzystać z udostępnianych przez DEA tzw. katalogów technologicznych, czyli obszernych baz danych na temat technicznych i ekonomicznych aspektów istniejących i dopiero rozwijanych technologii. Dane te nie stanowią wyłącznej podstawy oceny danego projektu, ale mogą uzupełniać analizy inwestora, jeśli ich przeprowadzenie na danych z innych źródeł nie jest możliwe. Tak przeanalizowany projekt podlega zatwierdzeniu przez lokalne władze, po czym może być realizowany. W tym celu mogą one posługiwać się zawartymi w katalogach DEA znormalizowanych szablonach oceny.

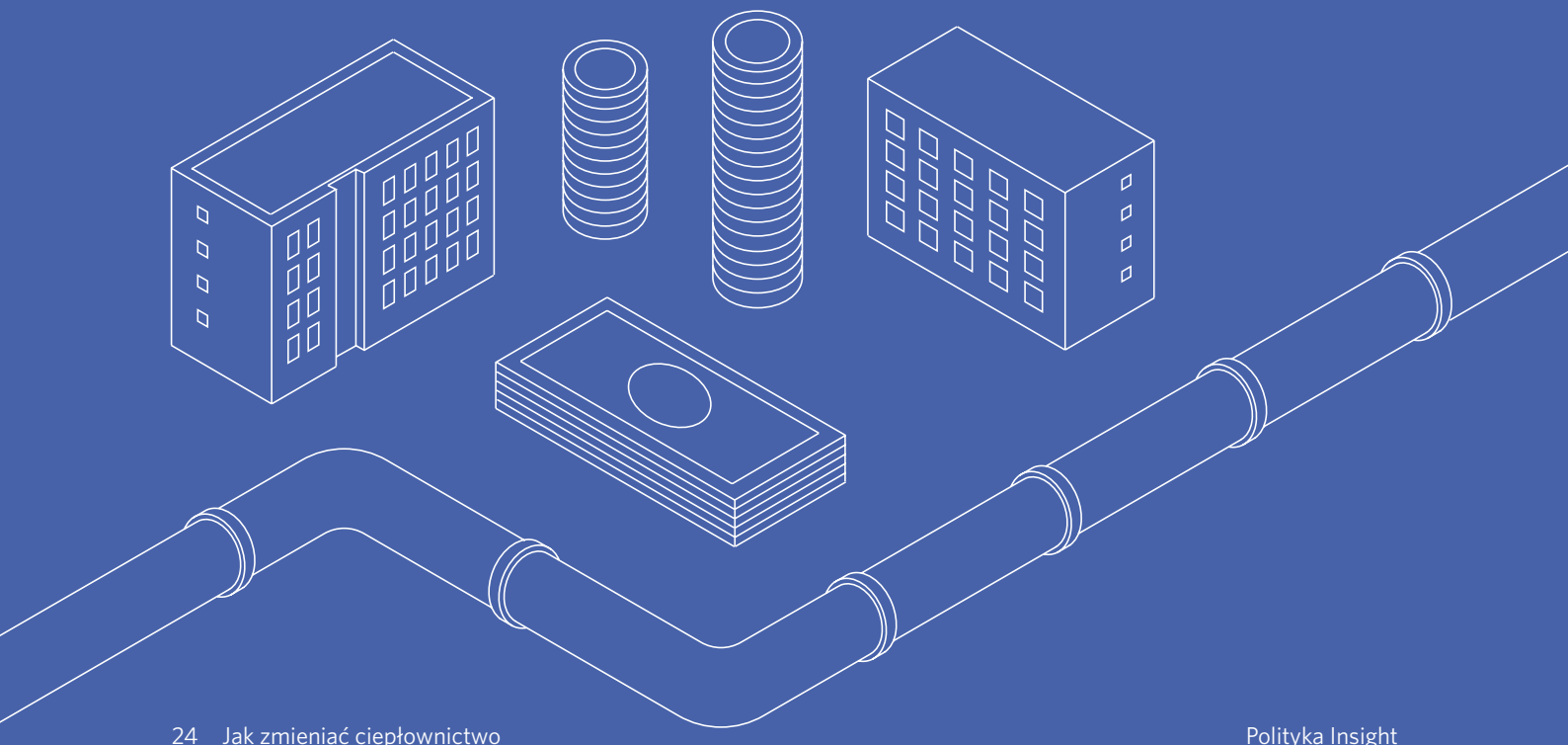


CASE STUDY: ROZWÓJ CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO

Działająca w mieście Haderslev spółka ciepłownicza Haderslev Fjernvarme zamierza w la tach 2021–2026 przyłączyć do swojej sieci około 3,3 tys. nowych odbiorców (ogrzewają cych się głównie piecami na gaz ziemny), tak by ich liczba docelowo wyniosła ponad 7 tys. Celem jest obniżenie rachunków odbiorców ciepła i osiągnięcie neutralności klimatycznej lokalnym systemie cieplnym. W związku z tym w 2019 r. firma zainicjowała szczegółową analizę kosztów i korzyści związanych z realizacją inwestycji oraz opracowanie jej projektu i potrzebnej infrastruktury, w tym nowych źródeł ciepła. Od początku Haderslev Haderslev blisko współpracowała z zewnętrznym doradcą wyspecjalizowanym w projektach ciepłow niczych oraz władzami gminy, które specjalnie dla niej uprościły m.in. proces wywłaszczeń nieruchomości czy wydawania kolejnych pozwoleń. Sprzyjało temu prowadzenie przez spółkę działalności non profit.

Haderslev posiłkowała się ponadto doświadczeniami innych duńskich firm ciepłowniczych (np. w celu weryfikacji założeń inwestycji, dotyczących jej obliczeń czy wyników badań), jak i wnioskami z szeroko zakrojonych konsultacji z samymi mieszkańcami, dotyczącymi np. ich oczekiwań i możliwości finansowych. Cały ten proces trwał około roku, po czym zaczęła się rozbudowa sieci i stopniowe przyłączanie do niej kolejnych odbiorców.

Opracowując rozwiązania techniczne, spółka korzystała z katalogów technologicznych, w zawierających m.in. informacje o średnich kosztach kapitałowych i operacyjnych plano wanych inwestycji. Pozwoliło jej to na weryfikację nie tylko własnych możliwości w tym zakresie, ale też obliczeń zewnętrznych doradców. Zgodnie z duńskim prawem każda in westycja ciepłownicza musi wiązać się z korzyściami społeczno-ekonomicznymi dla od biorców ciepła. Powyższy proces planowania pozwolił Haderslev Fjernvarme zaplanować inwestycję zgodnie z tym kryterium oraz zapewnić jej rentowność.



2 Podejście Finlandii: prąd i odpady to zasoby

Cel klimatyczny Finlandii to 60-procentowa redukcja emisji CO_2 w całej gospodarce do 2030 r. i osiągnięcie neutralności klimatycznej pod względem emisji CO_2 do 2035 r. Wówczas też planowane jest ich wyzerowanie w ciepłownictwie, choć kilka samorządów chce to osiągnąć już w 2030 r. W tym celu 1 maja 2029 r. wejdzie w życie zakaz spalania węgla do pozyskiwania energii elektrycznej lub ciepła. Kluczowym instrumentem ku temu jest elektryfikacja ciepłownictwa, która jednak co do zasady jest rozwijana na zasadach komercyjnych, bez silnego wsparcia władz centralnych (jednym z wyjątków jest obniżenie podatków od wykorzystywanej w tym celu energii elektrycznej). Finlandia przyjęła też niewiążący cel ograniczenia do 2030 r. wykorzystania torfu do celów energetycznych o co najmniej 50 proc. W tym celu wprowadzono np. jego minimalną cenę, co ma zniechęcać do spalania tego surowca w razie spadku cen uprawnień do emisji.

Fiński sektor ciepła w ponad 80 proc. jest uzależniony od paliw stałych. Wstępne szacunki wskazują, że w latach 2022–2023 jego krajowa produkcja spadła z 39,6 do 37,3 TWh, z czego 43 proc. pochodziło ze spalania różnych form drewna (+5,2 pkt proc. r/r). 14 proc. stanowiło zaś ciepło odpadowe (+0,6 pkt proc.), 10 proc. z biopaliw (-1,1 pkt proc.), 9 proc. z torfu (+1,1 proc.), 6 proc. z gazu (+2,9 pkt proc.), a 3 proc. z oleju opałowego (-2,7 pkt proc.). Sektor notuje jednak skokowy spadek zależności od węgla, którego udział w miksie zmalał w latach 2022–2023 z 15,2 do 8 proc. Piece na ten surowiec częściowo zastępują kotły elektryczne, które w 2023 r. zapewniły odbiorcom 710 GWh ciepła (2 proc. w skali kraju), czyli ponad cztery razy więcej niż w 2022 r. W Finlandii trendem stałym jest też szybki wzrost udziału paliw odnawialnych w miksie (w zdecydowanej większości biomasy leśnej) i ciepła odpadowego, których udział od 2010 r. zwiększył się odpowiednio z 19 do 53 proc. oraz z 2 do 14 proc.

→ **Sieć zamiast paliw kopalnych.** Na koniec 2022 r. długość fińskiej sieci ciepłowniczej wynosiła 16,24 tys. km. Przyłączonych jest do niej niespełna 2,9 mln budynków mieszkalnych, czyli około 54 proc. wszystkich. W sumie dociera ona do aż 83 proc. budynków wielolokalowych i 15 proc. domów jednorodzinnych, a także do 84 proc. budynków biurowych, 69 proc. budynków użyteczności publicznej, 58 proc. obiektów usługowych i 48 proc. obiektów przemysłowych. Co więcej, ciepło z sieci wybiera około 50 proc. wszystkich nowych budynków w Finlandii, podczas gdy na pompy ciepła stawia blisko 30 proc. z nich, a reszta na ogrzewanie elektryczne. Łączna moc krajowych źródeł wytwórczych ciepła to zaś około 9 GW, z czego 62 proc. działa w kogeneracji. W przeciwieństwie do Polski rozwój tej ostatniej nie jest jednak finansowo wspierany przez rząd, co zmusza elektrociepłownie do funkcjonowania w całości na zasadach komercyjnych. Ponadto w kraju działa ponad 800 lokalnych ciepłowni.

W Finlandii ciepłownictwo jest postrzegane jako część systemu energetycznego, który w coraz większym stopniu funkcjonuje w oparciu o OZE.

Rozwój sieci jest jednym z narzędzi dekarbonizacji ciepłownictwa. W podłączonych do niej gminach aż 75 proc. ciepła pochodzi z paliw odnawialnych lub z odzysku. Te pierwsze w największym stopniu stanowią jednak drewno i jego pochodne, biopaliwa z odpadów komunalnych i olejów czy biogaz. Rozbudowa infrastruktury przesyłowej przynosi wymierne efekty – dzięki temu emisje CO_2 w ciepłownictwie systemowym w 2023 r. wyniosły jedynie 3,1 mln ton, co było poziomem aż o 24 proc. niższym niż rok wcześniej i aż o 59 proc. niższym w 2010 r. Dzięki równoczesnemu rozwojowi kogeneracji szybko maleją też one w elektroenergetyce – licząc od 2000 r. spadek emisji przy produkcji prądu wyniósł 82 proc.

Fiński rynek ciepła jest silnie zderegulowany – jego ceny są uwolnione i co do zasady nie ma obowiązku przyłączania budynków do sieci ciepłowniczej. Ta ostatnia jest własnością dostawców ciepła, a prawo gwarantuje korzystanie z niej przez strony trzecie. Jednocześnie rząd i spółki ciepłownicze mocno angażują się we wspieranie efektywności działania infrastruktury przesyłowej. Przykładowo, w 2021 r. Finnish Energy (stowarzyszenie grupujące spółki energetyczne) przyjęło spójne wymagania dotyczące projektowania sieci i podłączania do niej instalacji oraz uzgodniło obniżenie w niej temperatury wody na wyjściu ze 115 do 90 st. C. Ma to zmniejszyć straty na przesyle ciepła i poprawić jego efektywność.

→ **Efektywność dzięki integracji sektorów.** W Finlandii ciepłownictwo od lat jest postrzegane jako część systemu energetycznego, który w coraz większym stopniu funkcjonuje w oparciu o zależne od pogody źródła odnawialne.

Kogeneracja i wysoki udział OZE w cieple sieciowym wydatnie pomaga operatorowi w pokrywaniu szczytowego zapotrzebowania na pąd, a rozwój sieci cielnej – w zmniejszaniu jego poziomu. Obrazują to dane systemowe, z których wynika, że wprawdzie w skali roku krajowy popyt na energię elektryczną jest ponad dwukrotnie wyższy niż na ciepło, to w godzinach szczytu są one do siebie bardzo zbliżone. Integracja sektorów energii i ciepła jest narzędziem ich dekarbonizacji. Wobec perspektywy zakazu produkcji ciepła z węgla od maja 2029 r. rząd finansowo zachęca spółki energetyczne, by swoje siłownie węglowe zamknęły już do 2025 r. W tym celu oferuje dotacje na rozwój kogeneracji wykorzystującej biomasę albo nowych technologii, szczególnie w obszarze magazynowania ciepła i wykorzystania ciepła odpadowego czy geotermii.

Finlandia jest krajem o najlepiej rozwiniętym na świecie systemie magazynowania ciepła. Jego rozwój jest postrzegany jako kluczowy element transformacji energetycznej, w tym sposób na zwiększenie efektywności systemu cieplnego i przechowywanie nadwyżek energii elektrycznej z OZE. Jednocześnie rozwijane są różne technologie magazynowania. Helsińska spółka energetyczna Helen przerobiła na magazyn ciepła stare kawerny na wyspie Mustikkamaa, służące wcześniej do przechowywania ropy. Obiekt ma pojemność 41,8 TJ i moc 120 MW. Natomiast w Kruunuvuorenranta (część Helsinek) zbudowano sezonowy magazyn energii zasilany wodą morską. W 2022 r. w gminie Kankaanpää działalność rozpoczął natomiast pierwszy na świecie komercyjny i skalowalny system sezonowego magazynowania energii cieplnej oparty na piasku. Został on wybudowany przez firmę Polar Night Energy na terenie elektrowni należącej do spółki Vatajankoski. Umieszczony w stalowym kontenerze piasek jest podgrzewany do temperatury nawet 1 tys. st. C. W kwietniu 2024 r. firma Vaanta Energy ogłosiła z kolei plan wybudowania do 2028 r. za około 200 mln euro największego na świecie systemu sezonowego magazynowania energii cieplnej. Będzie ona gromadzona w wypełnionych wodą o temperaturze do 140 st. C trzech podziemnych jaskiniach o powierzchni w sumie 1,1 mln m^3. Obiekt ma mieć pojemność w sumie 90 GWh i być zasilany ciepłem z sieci i OZE. Powyższe obrazuje, że wprawdzie w Finlandii rozwijane są różne technologie magazynowania ciepła (zależne od lokalnych uwarunkowań), to każdorazowo wspólnym mianownikiem inwestycji jest cel poprawy efektywności energetycznej lokalnego systemu ciepłowniczego.

Efektywność systemu cieplnego poprawia powszechne stosowanie technologii magazynowania ciepła.

→ **Wykorzystywać zasoby można dzięki odzyskowi ciepła.** W wielu regionach Finlandii ciepło odpadowe stanowi integralny element systemu ciepłowniczego, a zwiększenie jego wykorzystania jest jednym z kluczowych elementów dekarbonizacji sektora.

Fiński rząd szacuje, że krajowy potencjał produkcji ciepła odpadowego to około 130 TWh, z czego technicznie możliwe miałoby być wykorzystanie 35 TWh. Obecnie w ciepłownictwie zużywa się go około 5 TWh, co jest poziomem o ponad połowę lepszym niż jeszcze w 2017 r. To m.in. zasługa rozwoju sieci niskotemperaturowych, ale też polityki władz obliczonej na zwiększenie efektywności energetycznej. W 2024 r. został też uzgodniony i opublikowany jednolity wzór umowy na odbiór ciepła odpadowego przez spółki ciepłownicze. W tymże roku fiński rząd zawęził ponadto możliwość uzyskania dotacji na inwestycje poprawiające efektywność energetyczną w budynkach tylko do tych z nich, które bazują na nowych technologiach, w tym wykorzystujących ciepło odpadowe. Każdy projekt związany z jego wykorzystaniem jest jednak realizowany na całkowicie konkurencyjnych i komercyjnych zasadach.

W ostatnich latach w Finlandii z sukcesem zrealizowano wiele inwestycji związanych z wykorzystaniem ciepła odpadowego. Z Telia Helsinki Data Center (największego centrum danych w krajach nordyckich) jest ono poprzez cieć ciepłowniczą doprowadzane do około 7 tys. domów w stolicy Finlandii. Plany zakładają jednak, że docelowo jego odbiorców będzie nawet 20 tys. Od 2004 r. okolicę ogrzewa też zlokalizowana w mieście Kuusankoski fabryka firmy Leca, będącej jedynym w kraju producentem keramzytu. Natomiast w maju 2024 r. Google ogłosiło, że za 1 mld dol. instalację odzysku ciepła wybuduje w swoim centrum danych w mieście Hamina.

CASE STUDY: ESPOO CLEAN HEAT

Realizowany przez Fortum i fińskie miasto Espoo program „Espoo Clean Heat" zakłada pełną dekarbonizację do 2030 r. systemu ciepłowniczego na jego terenie oraz na obszarze miast Kauniainen i Kirkkonummi. To kluczowy element dążenia Espoo do osiągnięcia do końca przyszłej dekady neutralności klimatycznej. W tym celu już w 2024 r. (rok przed planowanym terminem) w regionie przestano korzystać z ciepła z węgla, który stopniowo zastępowane jest przez lokalnie dostępne źródła rozproszone, w tym ciepło odpadowe z centrów danych i ścieków czy biociepłownie na geotermię i pompy ciepła. Różnymi zachętami lokalne władze wspierają również zwiększenie efektywności energetycznej oraz rozwój sieci ciepłowniczej i inteligentnego opomiarowania grzewczego w budynkach. Dzięki temu w 2022 r. bezemisyjnie produkowano nawet około 50 proc. ciepła w regionie, a do 2025 r. ma to być już 85 proc.

Sztandarowym i największym tego typu projektem na świecie jest pozyskiwanie ciepła odpadowego z centrów danych Microsoftu, wykorzystujących energię elektryczną produkowaną w 100 proc. bezemisyjnie. Siecią należącą do Fortum od końca 2025 r. ciepło ma docierać do około 250 tys. odbiorców w Espoo i Kirkkonummi, zaspakajając nawet około 40 proc. ich potrzeb grzewczych. Według fińskiej grupy pozwali to na zmniejszenie rocznej emisji CO_2 w regionie nawet o 400 tys. ton. Wówczas też udział ciepła odpadowego w lokalnym miksie wyniesie około 60 proc., wliczając to też jego odzysk w ramach innych projektów ze ścieków. W czerwcu 2023 r. Fortum ogłosiło, że do 2027 r. zainwestuje około 225 mln euro w realizację programu „Espoo Clean Heat", z czego na omawianą współpracę z Microsoftem trafi 170 mln euro.

3 Podejście Niemiec: transformacja możliwa dzięki planowaniu i wsparciu finansowemu

Cel Niemiec zakłada osiągnięcie do 2045 r. neutralności klimatycznej we wszystkich systemach ciepłowniczych. Rozwój ciepłownictwa systemowego jest przy tym przez rząd traktowany priorytetowo oraz jako kluczowe narzędzie osiągnięcia neutralności klimatycznej. Wychodzi on z założenia, że – szczególnie na obszarach silnie zurbanizowanych – jest to rozwiązanie najprostsze oraz najbardziej efektywne technicznie i ekonomicznie. Plany zakładają w związku z tym szybką rozbudowę istniejących lub budowę nowych systemów ciepłowniczych. Jednocześnie każda sieć ciepłownicza uruchomiona po 1 stycznia 2024 r. ma dostarczać ciepło w co najmniej 65 proc. z OZE. Natomiast w już istniejących sieciach udział OZE lub ciepła odpadowego ma osiągnąć 30 proc. do 2030 r. i 80 proc. do 2040 r.

W Niemczech dekarbonizacja sektora ciepła polega przede wszystkim na odejściu od gazu ziemnego, ponieważ udział węgla już dziś jest w nim marginalny. W 2023 r. gazem (w tym biometanem) ogrzewana była blisko połowa spośród około 41,3 mln gospodarstw domowych, a co czwarte olejem opałowym. Ciepło z sieci wykorzystywało jedynie około 14 proc. z nich, podczas gdy pompy ciepła około 3,2 proc., a bezpośrednio energię elektryczną 2,6 proc. W sumie udział OZE w ciepłownictwie nie przekracza 20 proc. W efekcie sektor mieszkaniowy odpowiada za około jedną piątą krajowych emisji. Odwrócenie negatywnych trendów widać jednak w nowym budownictwie – spośród budynków mieszkalnych, na budowę których wydano pozwolenie w 2023 r., około 56 proc. będzie wyposażonych w pompy ciepła, a około 25 proc. zostanie podłączonych do sieci ciepłowniczych. Niemcy zakładają, że rozbudowa sieci ciepłowniczych pozwoli na podłączanie rocznie 100 tys. nowych odbiorców.

Niemiecka transformacja zaczyna się od planowania, ale impuls inwestycyjny generuje wsparcie finansowe.

→ **Transformacja zaczyna się od planowania.** Rozwój ciepłownictwa systemowego wspierają regulacje krajowe. Z początkiem 2024 r. weszły w życie przepisy zakazujące instalowania w nowym budownictwie kotłów na gaz i olej, a także obligujące lokalne władze do informowania mieszkańców, czy istnieje możliwość podłączenia do sieci ciepłowniczych. Wprowadzono wymóg, by w miastach powyższej 100 tys. mieszkańców najpóźniej do czerwca 2026 r. (a w mniejszych do 30 czerwca 2028 r.) został opracowany miejscowy plan zaopatrzenia w ciepło (Wärmeplanung). Musi on zawierać informacje m.in. o działaniach planowanych w celu realizacji wspomnianych celów klimatycznych, w tym o potencjalnie rozwoju w danym regionie OZE. Dzięki temu każdy obecny lub przyszły mieszkaniec danej gminy ma mieć informację, jakie źródło ogrzewania jest lub będzie dostępne dla konkretnej lokalizacji i z jakimi kosztami ogrzewania musi się liczyć w przyszłości. Dotyczy to zarówno budynków nowych, jak i już istniejących. Natomiast przedsiębiorstwom ciepłowniczym miejscowe plany zaopatrzenia w ciepło mają pozwolić odpowiednio planować inwestycje bez obaw, że wystąpią w kolejnych latach nieprzewidziane okoliczności. Rząd wspiera gminy w opracowywaniu planów, np. przeznaczając dla nich na ten cel 500 mln euro. W tym zakresie wzoruje się on na doświadczeniach z Danii, gdzie już pod koniec lat 70. został nałożony na gminy obowiązek opracowywania miejscowych planów rozwoju ciepłownictwa (patrz: dobre praktyki z Danii).

→ **Wsparcie finansowe daje impuls inwestycyjny.** Transformację ciepłownictwa w Niemczech wspiera bogata oferta programów finansowych. Najważniejsze z nich to:

1. **Program EEW.** Celem jest stymulowanie redukcji emisji CO_2 przez wszystkie przedsiębiorstwa (nie tylko ciepłownicze). Mogą one uzyskać dofinansowanie na działania zwiększające ich efektywność energetyczną. Przysługuje ono w ramach sześciu modułów grupujących typy niskoemisyjnego przedsięwzięcia, w tym na rozwój nowych technologii (moduł 1), OZE (moduł 2), systemu zarządzania energią (moduł 3), optymalizację systemów i procesów przemysłowych (moduł 4), opracowanie planów firmy w zakresie transformacji (moduł 5) czy wymianę przez małe firmy istniejących instalacji na paliwa kopalne na urządzenia zasilane OZE lub energią elektryczną (moduł 6).

2. **Program BEG.** Wspiera rozwój budownictwa energooszczędnego. Wszyscy właściciele lub najemcy istniejących i nowych budynków (mieszkalnych i niemieszkalnych) mogą otrzymać od rządu federalnego dotacje lub niskooprocentowane pożyczki na ich renowację i termoizolację oraz wymianę źródła ciepła. Dla właścicieli nieruchomości wysokość dotacji wynosi do 70 proc., a dla najemców do 55 proc. Ostateczne kwoty wsparcia różnią się w zależności od rodzaju przedsięwzięcia, przy czym w przypadku wymiany źródła ciepła obowiązuje zasada, że **dotacja podstawowa** wynosi 30 proc., ale o 5 proc. powiększyć ją może tzw. **premia za efektywność** (np. w przypadku montażu pompy ciepła), o 30 proc. **premia dochodowa** (w przypadku gospodarstw z dochodem do 30 tys. euro rocznie) a o 20 proc. **premia specjalna**, jeśli dany beneficjent zdecyduje się na wymianę instalacji grzewczej do 2028 r. Od 1 stycznia 2029 r. wysokość tej ostatniej ma co roku spadać o 3 proc.

3. **Program BEW.** Jego celem jest zwiększenie udziału sieci ciepłowniczych z co najmniej 90-procentowym udziałem OZE poprzez budowę nowej infrastruktury, jak i dekarbonizację istniejącej. Przedsiębiorstwom ciepłowniczym oraz prywatnym inwestorom przysługuje dofinasowanie w wysokości do 40 proc. CAPEX-u inwestycji w OZE, oraz na pokrycie kosztów operacyjnych (OPEX). W tym ostatnim przypadku chodzi o różnicę między ceną ciepła wytwarzanego z gazu a ceną ciepła z OZE. Program ten premiuje osiągnięcie efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych przy wyborze różnych, dostępnych dla danej lokalizacji źródeł wytwarzania ciepła i technologii, w tym m.in. pompy ciepła, ciepła odpadowego, geotermii, paneli fotowoltaicznych, magazynów ciepła czy kotły biomasowych. To przedsiębiorca decyduje na podstawie opracowanego i zatwierdzonego planu transformacji, jakie rozwiązania będą w jego przypadku optymalne kosztowo oraz najbardziej efektywne w celu redukcji CO_2.

→ **Cyfryzacja zwiększa efektywność systemów.** Elementem transformacji niemieckiego ciepłownictwa jest digitalizacja systemów ciepłowniczych. Polega ona na wdrażaniu nowoczesnych technologii cyfrowych, w tym automatyzacji i inteligentnego opomiarowania, pozwalających na analizę w czasie rzeczywistym parametrów pracy sieci i ich automatyczne dostosowywanie do zapotrzebowania na ciepło czy możliwości jego produkcji z OZE. Rozwiązania cyfrowe usprawniają zarządzanie siecią, co pozwala na ulepszenie rozpływu w nim ciepła i zmniejszenie strat na jego przesyle. Ułatwiają i przyspieszają wykrywanie awarii infrastruktury oraz planowanie prac naprawczych i konserwacyjnych. Ponadto digitalizacja systemów i wymiana liczników na inteligentne pozwalają firmom ciepłowniczym na komunikację z klientami (w tym np. na informowanie ich o przerwach w dostawie ciepła), a tym ostatnim na monitorowanie wielkości zużycia.

Rząd wspiera cyfryzację infrastruktury cieplnej, wychodząc z założenia, że musi ona być uwzględniana przy każdej budowie i rozbudowie sieci. Przykładowo, jednym z ustawowych celów programu BEW jest podniesienie efektywności ekonomicznej wytwarzania ciepła i pracy sieci, w ślad za czym do kosztów kwalifikowanych można zaliczać m.in. wszelkiego rodzaju inwestycje w digitalizację urządzeń i automatyzację ich pracy. Od lat skuteczne przedsięwzięcia cyfrowe realizują też przedsiębiorstwa ciepłownicze. Zwiększenie wsparcia na digitalizację zadeklarowano podczas zorganizowanego w czerwcu 2023 r. tzw. szczytu ciepłowniczego z udziałem 30 przedstawicieli branży i niemieckiej ministerki budownictwa Klary Geywitz (SPD) i ministra gospodarki Roberta Habecka (Zieloni). W konkluzjach wskazano m.in. że jest ona konieczna do efektywnego zarządzania infrastrukturą cieplną (szczególnie niskotemperaturową), przede wszystkim wobec nasilającego się problemu zmienności i sezonowości produkcji energii z OZE.

CASE STUDY: CYFRYZACJA POMAGA ZINTEGROWAĆ OZE Z SIECIĄ CIEPŁOWNICZĄ W MANNHEIM

Sieć ciepłownicza zasila w ciepło około 60 proc. odbiorców domowych i firm w niemieckim Mannheim. Wprawdzie obecnie w większości pochodzi ono z paliw kopalnych, to do 2030 r. miasto chce osiągnąć neutralność klimatyczną w swoim systemie ciepłowniczym. W tym celu w październiku 2023 r. spółka MVV Energy AG uruchomiła w swojej elektrowni w tym Mannheim wyprodukowaną przez Siemens Energy największą w Europie (7 MWe) pompę ciepła wykorzystującą jako źródło ciepła wodę z rzeki, w tym przypadku z Renu. Ciepło to jest następnie oddawane do sieci ciepłowniczej i dostarczane do około 3,5 tys. pobliskich gospodarstw domowych, redukując tym samym emisje CO_2 w lokalnym systemie ciepłowniczym nawet o 10 tys. ton rocznie.

Cała instalacja jest wyposażona w opracowany przez Siemens Energy cyfrowy system Omnivise T3000. Pozwala on na jednoczesne zdalne sterowanie wieloma elementami systemu ciepłowniczego i automatyczne dostosowanie ich pracy do aktualnych uwarunkowań. Digitalizacja w tym przypadku zwiększa efektywność produkcji energii cieplnej, a także automatyzuje zarządzanie jej przepływami w zależności od bieżącego popytu i możliwości podażowych. W tym celu system wykorzystuje sztuczną inteligencję, np. do prognozowania pogody, ale też przewidywania i diagnozowania usterek.

4 Podejście Francji: zachęty sposobem na dekarbonizację

Francuski cel klimatyczny zakłada osiągnięcie do 2030 r. w całej gospodarce 55 proc. redukcji emisji CO_2 (względem poziomu z 1990 r.) oraz zmniejszenie zależności od paliw kopalnych z 60 do 40 proc. W ciepłownictwie jest ono szczególnie duże. Tymczasem wykorzystanie ciepła do ogrzewania budynków, podgrzania wody użytkowej czy w procesach przemysłowych odpowiada w tym kraju aż za 45 proc. końcowego zużycia energii. Z tego powodu rządowy cel zakłada zwiększenie udziału energii odnawialnej w zużyciu ciepła w budownictwie i przemyśle z około 25 do 38 proc. do 2030 r. i osiągnięcie przez całą gospodarkę neutralności klimatycznej do 2050 r. W ustawie o transformacji energetycznej i wzroście ekologicznym (LTECV) założono więc, że do 2030 r. do odbiorców dostarczone zostanie 39,5 TWh ciepła z OZE lub odpadowego (EnR&R), podczas gdy w 2022 r. było to dwukrotnie mniej – około 19,4 TWh. Licząc zaś 2012 r. oznaczałoby to pięciokrotne zwiększenie udziału EnR&R w sieciach ciepłowniczych.

Francja dopiero rozwija ciepłownictwo systemowe, stawiając przede wszystkim na wykorzystanie OZE i ciepła odpadowego.

Francja posiada relatywnie słabo rozwinięte ciepłownictwo systemowe, które jest zdominowane przez kilka podmiotów, takie jak Dalkia (Grupa EDF) czy Engie. Liczba systemów wynosi 946, ale łączna długość sieci cieplnej to zaledwie około 7 tys. km. Według różnych wyliczeń podłączonych jest do niej jedynie 6–8 proc. gospodarstw domowych. Rocznie sieci przesyłają około 30 TWh ciepła (podczas gdy cała krajowa produkcja w skali roku oscyluje wokół około 700 TWh), ale plan zakłada potrojenie tego wolumenu do 2035 r. W 2022 r. w kraju około 30,3-procentowy udział w produkcji ciepła systemowego na potrzeby budynków i przemysłu miał gaz, około 30-procentowy ciepło odpadowe, około 25,5-procentowy OZE, około 5,4-procentowy geotermia, 1,9-procentowy węgiel, a 1,7-procentowy biogaz.

Fundamentem francuskiego systemu jest jednak ogrzewnictwo indywidualne. Około 52 proc. (wobec 62 proc. w 2011 r.) ciepła do ogrzewania budynków i podgrzewania ciepłej wody pochodzi z paliw kopalnych, głównie z gazu i oleju opałowego. Tradycyjne (oporowe) ogrzewanie elektryczne zapewnia zaś około 16 proc. (nie licząc prądu na potrzeby pomp ciepła), biomasa około 15 proc., a pompy ciepła około 12 proc.

Znaczenie energii odnawialnej w całym sektorze ciepła jest więc istotne, ale w ponad 63 proc. pochodzi ona ze spalania biomasy (przede wszystkim leśnej). Jednocześnie wzrost wykorzystania biomasy leśnej na potrzeby cieplne jest na przestrzeni lat trendem stałym, silnie wspieranym przez francuski rząd. Biorąc przy tym pod wagę ciepłownictwo systemowe i indywidualne, w 2022 r. ciepło pochodzące z OZE i odzysku stanowiło jedynie około 27,2 proc. końcowego zużycia, podczas gdy 10 lat wcześniej było to 17 proc. W tym króluje przemysł, który zużywa ponad 40 proc. produkowanego systemowo ciepła, podczas gdy sektor mieszkaniowy około 35 proc., a usługowy około 22 proc.

Chcąc zmniejszyć zależność gospodarki (w tym ciepłownictwa) od paliw kopalnych i obniżyć emisje CO_2 i zanieczyszczeń, rząd Francji przyjął krajową strategię niskoemisyjną (Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) oraz wieloletni plan energetyczny (Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). W odniesieniu do budownictwa ta pierwsza wyznacza cel redukcji emisji gazów cieplarnianych o 60 proc. do 2030 r. i całkowitą dekarbonizację sektora do 2050 r. Natomiast PPE wyznacza omawiany cel, by udział energii odnawialnej w ciepłownictwie wyniósł na koniec dekady 38 proc. Obecna trajektoria jego realizacji jest niezadawalająca, dlatego w ciepłownictwie i chłodnictwie rząd stawia na dalszy wzrost znaczenia biomasy i biogazu. Produkcja ciepła z biomasy ma do 2028 r. wzrosnąć o 35–45 proc. (tj. o 52 TWh), a jej udział w miksie z około 65 do 70 proc., podczas gdy produkcja z biogazu o 220–410 proc. Technologią dominującą w budownictwie będą natomiast pompy ciepła, które w 2028 r. mają dostarczać nawet 52 TWh ciepła, wobec 43,1 TWh w 2021 r. Poza tym rząd planuje m.in.:

- **Rozwój sieci ciepłowniczych**, szczególnie w obszarach gęsto zaludnionych.

- Wsparcie finansowe i regulacyjne:
  - **Uproszczenie zasad** funkcjonowania Funduszu Ciepła (Le fonds Chaleur), w tym zastąpienie pożyczek dotacjami oraz dostosowanie zasad udzielania finansowania do wymogów i rekomendacji UE.
  - **Zmiana kryteriów kwalifikowalności** do obniżonej stawki VAT na poziomie 5,5 proc. z podniesieniem progu energii odnawialnej i odzyskiwanej do 60 proc. do 2030 r.

- **Kampanie informacyjne** na temat korzyści związanych z ciepłownictwem systemowym oraz wpływu wielkości zużycia na wysokość rachunków.

- Wsparcie **efektywności energetycznej** poprzez instrumenty finansowe i regulacyjne, takie jak np. Certyfikaty Oszczędności Energii (CEE).

We Francji coraz głośniej wybrzmiewają postulaty obowiązkowej oceny potencjału wykorzystania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych i centrów danych o mocy powyżej 5 MW oraz uruchomienia funduszu gwarancyjnego w celu zabezpieczenia działań związanych z odzyskiem ciepła. Wszelkie formy udzielania przez państwo gwarancji dla spółek podejmujących bardziej ryzykowne działania (jak np. dostarczanie ciepła z zakładu przemysłowego, który może upaść lub zakończyć działalność) powinny stanowić również inspirację dla polskiego systemu.

Francja wspiera także wykorzystanie na potrzeby ciepłownictwa metanu z pokładów węgla, klasyfikując go do kategorii energii odzyskanej/ciepła odpadowego. W związku z tym wykorzystanie tego gazu jest objęte różnego rodzaju dotacjami i ulgami podatkowymi, co zachęca do zmniejszania jego emisji do atmosfery.

→ **Pompy ciepła zamiast gazu.** Odpowiedzią rządu na uzależnienie ciepłownictwa indywidualnego od paliw kopalnych jest silny rozwój rynku pomp ciepła. Są one drugim po biomasie jego największym odnawialnym źródłem do ogrzewania budynków i podgrzewania wody. W 2022 r. we Francji sprzedano w sumie 621 tys. takich urządzeń, co oznacza 15-procentowy wzrost rok do roku i ponad czterokrotny wzrost od 2018 r. To najlepszy wynik w Europie i około trzykrotnie lepszy niż w Polsce. Jednocześnie Francja jest największym w Europie producentem pomp ciepła – wytwarza się je tam w 27 fabrykach, dlatego rozwój tego sektora, stanowi też wsparcie dla krajowej gospodarki.

W 2022 r. rząd wprowadził zakaz montowania kotłów gazowych w nowych budynkach jednorodzinnych, a od 2025 r. będzie on też dotyczyć budynków wielorodzinnych (wyjątkiem będą instalacje hybrydowe, łączące takie kotły z pompami ciepła). Dzięki temu krajowa sprzedaż tych kotłów zmalała w 2022 r. o 30 proc. i – licząc kotły kondensacyjne i niekondensacyjne – stanowiły one 31 proc. wszystkich sprzedawanych urządzeń grzewczych. Łączna sprzedaż kotłów na paliwa kopalne zmalała natomiast o 23 proc. Dwie trzecie rynku nowych urządzeń zajęły natomiast pompy ciepła, z czego urządzenia typu powietrze/powietrze miały 45-procentowy udział w sprzedaży, a typu pomp powietrze/woda – 21-proc. W przypadku kotłów na biomasę wyniósł on zaś 3 proc.

Wprowadzenie powyższego zakazu rozważano też w odniesieniu do istniejących budynków, ale m.in. z uwagi na opór społeczny rząd się z tego wycofał. Zamiast tego postawił na zachęty do zakupu pomp ciepła i trzykrotne zwiększenie (do 1 mln sztuk rocznie) ich krajowej produkcji do 2027 r. Aby temu sprostać, zapowiedziano m.in. **ulgi podatkowe** dla firm i **pomoc inwestycyjną** w wysokości do 200 mln euro na zakład, a także wdrożenie **programów szkoleniowych** dla 30 tys. instalatorów. Także w 2027 r. planowane jest wprowadzenie obowiązkowej instalacji w większości budynków mieszkalnych i biur **systemu automatycznej regulacji temperatury** w każdym pomieszczeniu. Już w 2024 r. właściciele nowych i istniejących domów jednorodzinnych mogą ubiegać się o rządowe wsparcie na ten cel w wys. co najmniej 520 euro pomnożonej przez metraż pomieszczeń.

W rozwoju sieci ciepłowniczych rząd widzi szansę na zmniejszenie wykorzystania paliw kopalnych do ogrzewania budynków.

Natomiast opłacalność zakupu pomp ciepła podnosi obowiązujący od 2014 r. w całej gospodarce, w tym w budownictwie, podatek węglowy za emisję CO_2 generowaną w związku z zużyciem gazu, oleju opałowego i węgla. Początkowo wynosił on 7 euro za tonę CO_2, ale w 2018 r. podniesiono go do 44,6 euro. Dalszych podwyżek zaniechano po protestach tzw. żółtych kamizelek, choć rządowy plan zakłada że do 2030 r. stawka dobije do 100 euro. We Francji wprowadzono też tzw. białe certyfikaty, mające zachęcać dostawców energii do zwiększania efektywności energetycznej. Istnieje przy tym wymóg, by co najmniej 33 proc. z nich dotyczyło dostaw do gospodarstw domowych o niskich dochodach.

Zakup pomp ciepła jest wspierany przez wiele programów o charakterze stricte finansowym. Większość z nich promuje inwestycje w urządzenia powietrze/woda. Są one tańsze i w mniejszym stopniu muszą być dotowane, a dodatkowo lepiej nadają się do chłodzenia pomieszczeń; tymczasem rząd dąży do zmniejszenia zużycia energii na ten cel. Sztandarowa inicjatywa to program MaPrimeRénov, w ramach którego gospodarstwa domowe mogą – zależnie od dochodu – uzyskać od 3 do 5 tys. euro na ich montaż oraz 2,5–4 tys. euro na wymianę kotła gazowego lub olejowego. Pompy powietrze/woda są też objęte zaledwie 5,5-procentową stawką podatku VAT, a ich zakup i montaż wspierają kredyty o zerowym oprocentowaniu.

W debacie publicznej często podnosi się, że choć we Francji dopłaty do zakupu niskoemisyjnych urządzeń grzewczych są wyższe niż w innych krajach Unii, to mnogość i stopień skomplikowania programów utrudnia uzyskanie wsparcia, szczególnie uboższym gospodarstwom domowym. W większości przypadków przysługuje ono też dopiero po zrealizowaniu inwestycji. z tego powodu obecne działania rządu i branży koncentrują się przede wszystkim na uproszczeniu składania wniosków o dotacje, wsparciu w tym procesie odbiorców (w tym w wyborze odpowiedniej technologii) oraz dalszym promowaniu pomp ciepła powietrze/woda, szczególnie kosztem urządzeń hybrydowych.

→ **Francja stawia na rozwój sieci ciepłowniczych.** Jej rozwój jest silnie promowany przez rząd, który w budowie nowej infrastruktury przesyłowej widzi szansę na zmniejszenie wykorzystania paliw kopalnych do ogrzewania budynków. W latach 2012–2022 liczba przyłączy do sieci ciepłowniczej we Francji wzrosła o 82 proc. W samym 2022 r. wydłużyła się ona o 529 km, a liczba przyłączonych obiektów wzrosła o 47,38 tys. Za finansowanie kluczowych projektów w tym zakresie odpowiada Fundusz Ciepła, którego budżet wzrósł w latach 2021–2024 z 350 do 820 mln euro.

Postęp ten jest jednak oceniany jako niezadawalający i nierokujący w zakresie dążenia Francji do realizacji wskazanych celów klimatycznych, w tym przesyłania siecią do 2035 r. co najmniej 90 TWh energii cieplnej. Szacuje się, że to ostatnie wymagałoby przyłączania w latach 2030–2035 co najmniej 300 tys. gospodarstw domowych rocznie i nakładów rzędu 30 mld euro. Głównej przyczyny upatruje się w braku odpowiedniego planu rozwoju sieci na poziomie lokalnym, co uniemożliwia np. identyfikację i racjonalne wykorzystanie lokalnych zasobów ciepłą odnawialnego. Wyzwaniem są też pieniądze – budżet Funduszu Ciepła na 2024 r. pozwalać ma na sfinansowanie jedynie około dwóch trzecich zaplanowanych na ten rok projektów. Postulowane jest więc jego zwiększenie w kolejnych latach do 2 mld euro.

CASE STUDY: BRANŻA ŁĄCZY SIŁY NA RZECZ ROZWOJU GAZU ODNAWIALNEGO

W maju 2024 r. spółki Veolia, Waga Energy i Engie zainicjowały współpracę na rzecz zwiększenia wykorzystania paliwa RNG. W jej ramach w 2022 r. dwie pierwsze spółki uruchomiły największą we Francji biomatanownię wykorzystującą biogaz ze składowiska odpadów, zlokalizowaną na terenie centrum ekologicznego Veoli w Claye Souilly w regionie Île-de-France. Rocznie produkuje ona 120 GWh biometanu, co odpowiada zapotrzebowaniu około 20 tys. gospodarstw domowych i – według szacunków – pozwala uniknąć emisji około 25 tys. ton CO_2 rocznie. Był to zarazem czwarty tego typu projekt zrealizowany przez Veolię i Waga Energy.

Odbiorcą gazu z biometanowni jest Engie, które początkowo nabywało go po cenie gwarantowanej przez rząd w ramach tzw. mechanizmu feed-in-tariff. Od maja 2024 r. spółka kupuje jednak biometan w ramach bezpośredniej umowy BPA (Biomethane Purchase Agreement), która ma obowiązywać przez 13 lat. Jest to zarazem najdłuższy jak dotąd tego typu kontrakt zawarty we Francji. Zapewnia on Engie biogaz po cenie wyższej niż subsydiowana przez rząd, podczas gdy Waga Energy zachowała dzięki temu dostęp do długotermi nowego finansowania dłużnego na działalność swojej biometanowni. W sumie we Francji działa aż 514 tego typu instalacji.

ROZDZIAŁ IV

Jak zmienia się polskie ciepłownictwo

Obecnie status efektywnego energetycznie ma nie więcej niż 20 proc. polskich systemów ciepłowniczych. Jego brak najczęściej wynika ze stosowania kotłów na węgiel, podczas gdy systemy efektywne bazują przede wszystkim na wysokosprawnej kogeneracji (nawet jeśli wykorzystują paliwa kopalne). Przed sektorem długa droga.

W 2020 r. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie oszacowała, że w kraju potrzebna jest budowa źródeł kogeneracyjnych o mocy 5,1 GW, modernizacja istniejących źródeł o mocy kolejnych 5 GW, budowa na potrzeby sektora instalacji OZE o mocy około 8 GW i rozwój innych technologii produkcji ciepła o mocy w sumie 1,5 GW (np. odzysku ciepła, magazynów, ciepła z odpadów). Rząd wspierał te działania, ale często nieefektywnie. To zaś wynikało z często niewłaściwego programowania mechanizmów wsparcia, niekorzystnych warunków rynkowych i braku spójnej wizji rządu co do kierunków transformacji branży. Próbując odnaleźć się w tej rzeczywistości swoje strategie firmy ciepłownicze realizują na własną rękę.

1 Firmy szukają systemowych rozwiązań

→ **Duże podmioty (szczególnie państwowe) stawiały dotąd głównie na inwestycje w gaz,** głównie za sprawą łatwej dostępności tego paliwa i jego niskich cen. W ostatnich latach opalane nim elektrociepłownie do użytku oddano m.in. na warszawskim Żeraniu (PGNiG), w Płocku i Włocławku (oba Orlen), Stalowej Woli (Tauron i PGNiG) czy Gorzowie Wielkopolskim. Trwa natomiast budowa gazówek m.in. w Czechnicy pod Wrocławiem (PGE), Poznaniu (Veolia), Gdańsku (Orlen) i Gdyni (PGE). Projekty te stanowiły odbicie intencji rządu i oferowanych wówczas zachęt, by gaz stał się paliwem przejściowym w transformacji. W efekcie udział surowca w produkcji ciepła w Polsce wzrósł w latach 2002–2020 z 3,7 do 10,6 proc, choć w kolejnych dwóch latach spadł do 9,3 proc. Spadek ten wynika z pogorszenia warunków ekonomicznych inwestycji w gaz, który coraz szybciej z rynku wypychają OZE. Między 2020 a 2022 r. ich udział w miksie cieplnym zwiększył się z 10,1 do 12,6 proc., z czego w kogeneracji z 11,5 do 15,3 proc.

→ **Przez lata spółki ciepłownicze próbowały zazielenić swoje moce, wykorzystując biomasę** (przede wszystkim leśną), i to nawet mimo braku relewantnych form wsparcia dla wykorzystywania tego typu paliwa. W efekcie odpowiada ona nawet za około 90 proc. zielonego ciepła. Tylko w latach 2020–2022 jej wykorzystanie do produkcji ciepła wzrosło z 41,5 do 54,8 mln GJ, a udział tego paliwa w miksie z 9,8 do 12,2 proc. (z czego w kogeneracji z 11,4 do 15,1 proc.). Strategia PGE zakłada, że do 2030 r. udział źródeł niskoemisyjnych w produkcji ciepła wyniesie co najmniej 70 proc. W tym celu biomasa (wykorzystywana

przede wszystkim w mniejszych systemach) jest obok ciepła z odpadów i geotermii traktowana jako źródło uzupełniające do gazu. Podobne miejsce od lat paliwo to ma w strategiach Tauronu, Enei, Veolii, Fortum, Dalkii czy CEZ-u, które opalane nim kotłami zwykle zastępują bloki na węgiel. W sumie w Polsce działa 105 elektrociepłowni i ciepłowni wykorzystujących biomasę.

Wszystko wskazuje, że biomasa w dalszym ciągu będzie mieć istotny wpływ na dekarbonizację polskiego sektora ciepłowniczego, co widać po dynamice wzrostu wykorzystywania w nim tego paliwa. Istotne jest jednak, by spółki na swojej drodze do osiągnięcia statusu systemu efektywnego stosowały biomasę nisko- lub zeroemisyjną. W UE funkcjonuje kilkanaście dobrowolnych systemów certyfikacji biomasy leśnej pod kątem zgodności z unijnymi kryteriami zrównoważonego rozwoju i emisji. Kryteria te obejmują pięć filarów: legalność działań związanych z wycinką, rzeczywistą regenerację lasów w obszarach wycinki, ochronę obszarów wymagających ochrony, zachowanie jakości gleb i różnorodności biologicznej oraz gwarancję utrzymania lub poprawy długoterminowej produkcji leśnej. Stosowanie zrównoważonej biomasy w systemach ciepłowniczych co do zasady powinno być wspierane i promowane, jako paliwa umożliwiającego najszybszą transformację źródeł ciepła. To ostatnie wynika z jego właściwości powodujących brak konieczności obniżenia temperatur sieci oraz modernizacji instalacji odbiorczej, jak i możliwość dostosowania obecnych kotłów na paliwa kopalne do spalania biomasy.

→ **Konieczność elektryfikacji ciepłownictwa sprawia, że na znaczeniu zyskują wielkoskalowe pompy ciepła.** W dużych systemach stosuje się je przede wszystkim na poziomie sieci dystrybucyjnej, ale w mniejszych częściej montowane są one w układzie z instalacją OZE. Takie urządzenia mogą pracować w podstawie produkując ciepło przy wykorzystaniu nadwyżek energii elektrycznej z farm wiatrowych lub fotowoltaicznych czy też poprzez odzysk ciepła odpadowego, np. z serwerowni, baz danych i ścieków. Mimo to, projektów budowy wielkoskalowych pomp ciepła w Polsce jest jak na razie niewiele. W 2020 r. Veolia Energia Poznań uruchomiła w Szlachęcinie dużej mocy pompę ciepła, dla której dolnym źródłem są oczyszczone ścieki – działa ono w połączeniu z kogeneracją gazową o mocy około 1 MW, z czego do zasilania pompy wykorzystywane jest około 700 kW. Dwie systemowe pompy ciepła o mocy po 225 kW zamontował też Zakład Energetyki Cieplnej w Inowrocławiu, a budowę podobnych planują firmy ciepłownicze w Gliwicach, Grudziądzu, Jeleniej Górze, Kościerzynie, Darłowie czy Wałbrzychu. Natomiast wielkoskalowe pompy w Gdańsku Rzeszowie i Wrocławiu planują spółki z Grupy PGE. W 2024 r. we wrocławskiej przepompowni ścieków Port Południe Fortum uruchomi zaś największą taką instalację w Polsce (o mocy 12,5 MW), która energię będzie pozyskiwać ze ścieków nieoczyszczonych.

→ **Szczególnie tam, gdzie brakuje dolnych źródeł umożliwiających wydajną pracę pomp ciepła, coraz większą popularność będą zyskiwać zasilane energią elektryczną kotły elektrodowe.** Instalacje o mocy do 50 MW będą częściową alternatywą dla dużo droższych magazynów energii elektrycznej. Kotły takie mogą pracować jako źródła szczytowe, domykające bilans ciepłowniczy w okresach wyższego zapotrzebowania przy niskich temperaturach. Jest to szczególnie perspektywiczne wobec konieczności zagospodarowania nadwyżek energii z OZE. Wymaga to też odblokowania inwestycji w lądową energetykę wiatrową, posiadającą lepszą niż fotowoltaika sezonową korelację produktywności z ze spodziewanym zimowym, zwiększonym popytem na energię elektryczną. Dzięki wykorzystaniu technologii Power-to-Heat w kotłach elektrodowych będą one mogły być przetwarzane w ciepło i przechowywane w magazynach średniookresowych lub sezonowych. Ich zaletą jest też małe zużycie własne energii elektrycznej w trybie pozostawania w gotowości do pracy oraz bardzo wysoka elastyczność, pozwalająca na zmianę obciążenia od 0 do 100 proc. mocy w maksymalnie kilka minut.

Warto odnotować, że podobne wnioski wynikają z raportu Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) z 2024 r. dotyczącego potencjału technologii Power-to-Heat w transformacji ciepłownictwa systemowego. Poza wielkoskalowymi pompami ciepła, kotłami elektrodowymi, akumulatorami oraz magazynami ciepła jako najbardziej perspektywiczne niskoemisyjne rozwiązania wskazano wykorzystanie biomasy, geotermii, gazu oraz ciepła odpadowego.

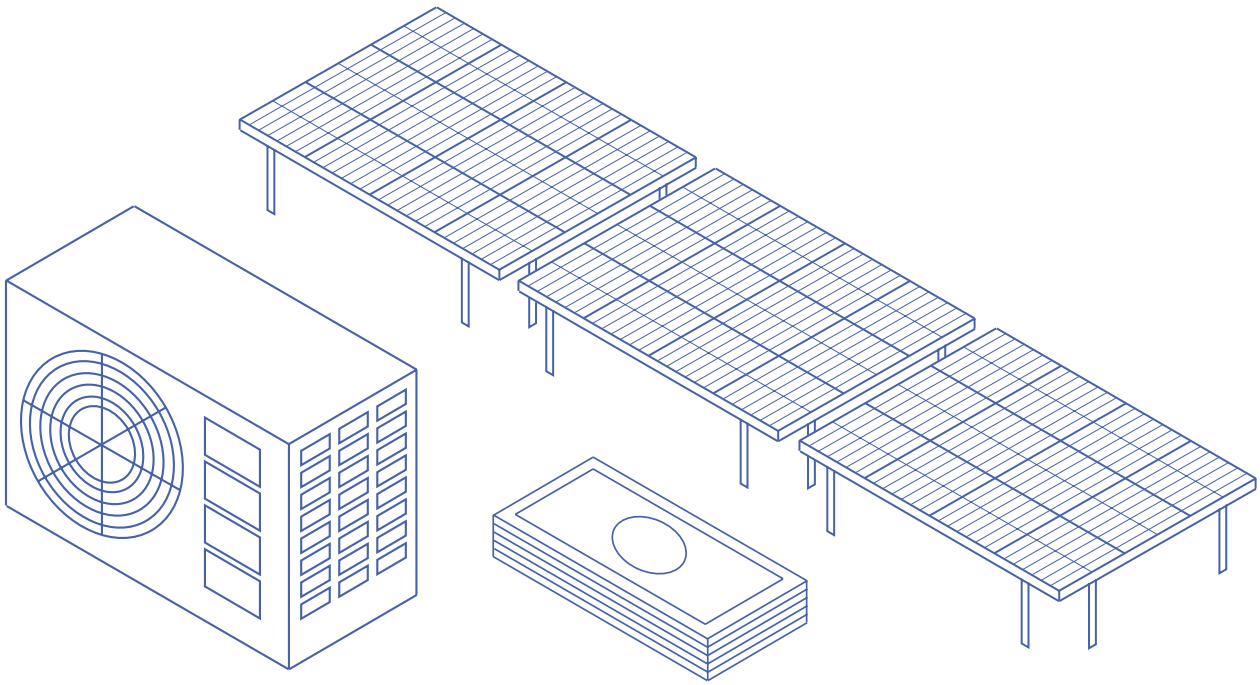
CASE STUDY: KOTŁY ELEKTRODOWE WCHODZĄ NA RYNEK

Pierwsze w Polsce kotły elektrodowe w 2022 r. w EC Gdańsk uruchomiła spółka PGE Energia Ciepła. Dwie jednostki mają moc po 35 MWt i współpracują z dwoma kotłami olejowo-gazowymi o mocy po 30 MWt. Wszystkie cztery jednostki pełnią rolę kotłowni rezerwowo-szczytowej zdolnej do szybkiego dostosowania podaży ciepła do wahań zapotrzebowania w zakresie mocy od 2,5 do 130 MWt. Dzięki eksploatacji przez dwa lata kotłów elektrodowych gdańska elektrociepłownia ograniczyła zużycie węgla o ponad 1,5 tys. ton, a emisje CO_2 o blisko 3,2 tys. ton. W sumie plany PGE zakładają budowę do 2030 r. blisko 1 GWt w technologii przetwarzania energii elektrycznej na ciepło, w tym kotłów elektrodowych i pomp ciepła. Jako bardzo użyteczną technologię postrzegają je też inne spółki ciepłownicze, np. Fortum i Veolia.

2 Nowe rozwiązania są początkiem zmian

W Polsce zaczynają pojawiać się demonstracyjne rozwiązania małej skali. Ich zadaniem jest zbadanie możliwości modernizacji istniejących systemów ciepłowniczych z wykorzystaniem energii z OZE i bez spalania biomasy. W maju 2024 r. w Lidzbarku Warmińskim uruchomiona została „Ciepłownia Przyszłości". Zaprojektowała i wybudowała ją firma Euros Energy na terenie należącym do Veolii Północ, w ramach programu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Obiekt składa się trzech rodzajów magazynów ciepła (w tym wypełnionego wodą pierwszego w Polsce sezonowego magazynu typu PTES, o poj. 15 tys. m^3), które wytwarzane jest za pomocą pomp ciepła zintegrowanych z trzema dolnymi źródłami. Te zaś są w 100 proc. zasilane energią ze źródeł OZE, w tym farmy PV o mocy 1,3 MW. Należy jednak zaznaczyć, że projekt ten został w 100 proc. sfinansowany z funduszy UE, bez których nie byłyby ekonomicznie opłacalny dla inwestora bez jednoczesnego utrzymania na akceptowalnym poziomie cen ciepła dla odbiorców. W ślad za tym wsparcie finansowe jest konieczne dla efektywnej realizacji tego typu przedsięwzięć.

Podobnym demonstracyjnym rozwiązaniem jest zrealizowany również w ramach konkursu NCBiR w Sokołowie Podlaskim projekt „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym". W 95,5 proc. jest ona zasilana energią wytworzoną w układzie silników kogeneracyjnych, pomp ciepła i kotła biogazowego. Obecnie wykorzystuje on jako paliwo biometan pochodzenia rolniczego, ale w przyszłości ma też spalać odpady przemysłowe i komunalne.



Rekomendacje

1. **Potrzebna jest kompleksowa strategia dla ciepłownictwa.** To kluczowe, by branża wiedziała, jak i w którym kierunku się rozwijać. Rządowy dokument musi być starannie i w dobrej wierze skonsultowany z branżą, bazować na dobrych praktykach z innych państw oraz określać mierzalne i ambitne, ale jednocześnie rozsądne i realistyczne cele w zakresie dekarbonizacji polskiego sektora ciepła. Musi on też dostrzegać potrzebę jego integracji z sektorem energetycznym, rozwoju cyfryzacji i zwiększania roli samorządów w planowaniu lokalnego miksu ciepłowniczego. Polskie ciepłownictwo powinno odejść od węgla i gazu oraz stać się efektywne, a strategia powinna określać dynamikę i ramy tego procesu. Rynek ma działać przy tym na konkurencyjnych zasadach i w tym celu należy unikać jego przeregulowania.

2. **Należy wprowadzić mechanizmy planowania rozwoju ciepłownictwa.** Wymaga to ustanowienia czytelnego podziału zadań między władze centralne i lokalne oraz objęcia tych ostatnich systemem zachęt i pomocy w planowaniu i rozwoju własnego systemu ciepłowniczego, w tym w doborze źródeł ciepła, tak aby wykorzystywane były dostępne w danym miejscu zasoby. Bez tego niemożliwe będzie zapewnienie trwałej rentowności systemom ciepłowniczym. Samorządowcy mają przy tym najlepsze rozeznanie w zakresie lokalnych potrzeb i możliwości, w tym danych uwarunkowań ekonomicznych i społecznych. Rząd tymczasem powinien wyznaczać ogólny kierunek transformacji i jej warunki brzegowe. Nie powinny być one zbyt szczegółowe, ponieważ to na lokalnych władzach i firmach powinno spoczywać zadanie wykorzystania zastanych warunków i źródeł ciepła.

3. **Trzeba utrzymać priorytet rozwoju ciepłownictwa systemowego względem indywidualnego ogrzewnictwa.** To jednak tylko pierwszy krok, gdyż w kolejnym niezbędny jest impuls do wprowadzania do sieci ciepła z OZE lub odpadowego. Rząd ma paletę rozwiązań w tej sprawie, bazujących na zachętach, bezpośrednich wymogach prawnych czy odpowiedniej polityce podatkowej. Warto rozważyć chociażby wprowadzenie preferencyjnej ceny prądu dla niskoemisyjnej produkcji ciepła, czy obniżenie stawki podatku VAT w razie osiągnięcia określonego progu energii odnawialnej/ciepła odpadowego przez system ciepłowniczy (wysokość daniny powinna być spójna z coraz bardziej ambitnymi kryteriami dla efektywnych systemów ciepłowniczych). Sensowne mogłoby też być udzielanie przez państwo gwarancji/zabezpieczeń umożliwiających spółkom z szeroko rozumianego sektora ciepłowniczego podejmowanie większego ryzyka biznesowego i inwestycyjnego, np. zabezpieczenie kontraktów na ciepło odpadowe na wypadek upadłości zakładu przemysłowego.

4 **Należy wdrożyć systemy wsparcia finansowego.** Przy takiej skali inwestycji, które są konieczne w Polsce, transformacja ciepłownictwa systemowego nie powiedzie się bez wsparcia środków krajowych i europejskich. Dofinansowanie inwestycji w OZE jest również konieczne, by finalnie cena ciepła była akceptowalna społecznie. Aby natomiast projekty ciepłownicze mogły być opłacalną i stabilną inwestycją, mechanizmy finansowe muszą być uzupełnione odpowiednimi regulacjami ułatwiającymi realizację procesu inwestycyjnego.

5 **Warto otworzyć rynek na nowych graczy i zliberalizować warunki koncesyjno-taryfowe prowadzenia działalności ciepłowniczej.** Mogłoby się to przyczynić do funkcjonowania większej liczby bardziej innowacyjnych modeli biznesowych i operacyjnych, lepiej dopasowanych do zróżnicowanych potrzeb rynku zainteresowanego pozyskiwaniem niskoemisyjnego ciepła.

6 **Trzeba uelastycznić taryfy na ciepło.** Obecnie są wyliczane na bazie kosztów wytworzenia w poprzednim roku. Poważnie utrudnia to uwzględnianie w taryfach nakładów na niskoemisyjne przedsięwzięcia. W efekcie wielu firmom brakuje na nie pieniędzy. Taryfy szybciej powinny uwzględniać sygnały cenowe i gwarantować spółkom ciepłowniczym racjonalny zwrot z kapitału zaangażowanego w inwestycję. Warto rozważyć przy tym wprowadzenie do metodyki ustalania cen ciepła pewnej zachęty do proklimatycznych inwestycji – np. poprzez zagwarantowanie jej pod pewnymi warunkami wyższego średniego ważonego kosztu pozyskania kapitału (wskaźnik WACC). Poza tym te ostatnie powinny mieć dostęp do tanich państwowych lub prywatnych kredytów, których spłata byłaby zabezpieczona publicznymi gwarancjami.

7 **Należy promować odzysk ciepła.** Chociaż wykorzystanie ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych jest preferowane przez unijnego ustawodawcę w równym stopniu co zastosowanie ciepła ze źródeł odnawialnych, to w Polsce promowane jest jedynie w bardzo wąskim zakresie, ograniczonym do nielicznych programów finansowych. Ciepło odpadowe powinno być definiowane możliwie szeroko, a ponadto powinno stać się przedmiotem odrębnych regulacji, m.in. w zakresie gwarancji pochodzenia czy systemów wsparcia. Wykorzystanie ciepła odpadowego powinno również znaleźć odzwierciedlenie w kalkulacji kosztów uzasadnionych do taryf na ciepło.

Wybrana bibliografia

1. Carte des reseaux, https://france-chaleur-urbaine.beta.gouv.fr/carte?coor d=2.4722796,48.8102618&zoom=9.49&proMode=false [dostęp: 25.06.2024].

2. Club de la chaleur renouvelable, La filière présente son „Plan Marshall" à la ministre de la transition énergétique, https://fedene.fr/wp-content/upload s/2024/01/202200605-Club-chaleur_PPE.pdf [dostęp: 25.06.2024].

3. Gibb D., Santini M., Thomas S., Olympic mindset: Making France a heat pump leader, Regulatory Assistance Project, November 2023.

4. Danish Energy Agency, Technology Catalogues, https://ens.dk/en/our-services/technology-catalogues [dostęp: 25.06.2024].

5. Finnish Energy, District Heating in Finland 2022, https://energia.fi/en/statistics/district-heating-statistics/ [dostęp: 25.06.2024].

6. Finnish Energy, Energy Year 2023 - district Heating, https://energia.fi/en/statistics/district-heating-statistics/ [dostęp: 25.06.2024].

7. Główny Urząd Statystyczny, Infrastruktura komunalna-energetyczna i gazowa w 2022 r., 14.09.2023.

8. International Energy Agency, Finland 2023. Energy Policy Review, https://iea.blob. core.windows.net/assets/07c88e41-c17b-4ea1-b35d-85dffd665de4/Finland2023-E nergyPolicyReview.pdf [dostęp: 25.06.2024].

9. Johansen K., Werner S., Something is sustainable in the state of Denmark: A review of the Danish district heating sector, https://www.sciencedirect.com/science/article/ pii/S1364032122000466 [dostęp: 25.06.2024].

10. Kleinschmidt P., Przyszłość bez gazu i węgla Strategia dla sektora ciepła, Forum Energii, listopad 2023 r.

11. Ministre De La Transition Écologique Et De La Cohésion Des Territoires, Géothermie : Un plan d'action pour accélerer, https://www.ecologie.gouv.fr/presse/geothermie -plan-daction-accelerer [dostęp: 25.06.2024].

12. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Ciepłownia przyszłości, https://www.gov.pl/ web/ncbr/cieplownia-przyszlosci-opis-programu [dostęp: 25.06.2024].

13. Potencjał wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, red. Begiedza M., Gruźlewska M., Raport Pol skiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, czerwiec 2024 r.

14. Stefańczyk A., Śniegocki A., Wetmańska Z., Społeczny Fundusz Klimatyczny – miliardy na walkę z ubóstwem energetycznym i transportowym, Warszawa 2024.

15. Śniegocki A., Wetmańska Z., Społeczny Fundusz Klimatyczny – czy tym razem wykorzystamy szansę na zaplanowanie transformacji?, Instytut Reform, Warszawa 2023, https://ireform.eu/s/uploads/29_03_2023_Spoleczny_Fundusz_Klimatyczny. pdf [dostęp: 25.06.2024].

16. Tomaszewski R., Ciepło do zmiany. Jak zmodernizować sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce, Warszawa 2020 r.

17. Urząd Regulacji Energetyki, Energetyka cieplna w liczbach (2022), Warszawa 2023 r.

18. Urząd Regulacji Energetyki, Sprawozdanie z działalności Prezesa Urząd Regulacji Energetyki za 2023 r., Warszawa kwiecień 2024 r.