

CIEPŁOWNICTWO PRZYSZŁOŚCI

JAK ZWIĘKSZYĆ UDZIAŁY CIEPŁA Z OZE
I WESPRZEĆ TRANSFORMACJĘ CAŁEJ ENERGETYKI

Sygn. WIB PAB 17/2022



Raport przygotowany na zlecenie
Fundacji Warszawski Instytut Bankowości

Warszawa, listopad 2022

PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY

O raporcie

Raport **Ciepłownictwo przyszłości. Jak zwiększyć udziały ciepła z OZE i wesprzeć transformację całej energetyki** został opracowany na zlecenie Programu Analityczno-Badawczego Fundacji Warszawski Instytut Bankowości

Autorzy

Raport został przygotowany przez zespół w składzie:

Grzegorz Wiśniewski (kierownik projektu, redakcja)

Agata Krzyżanowska

Tomasz Kowalak

Aleksandra Sulej

Krzysztof Kalinowski

Jacek Gajkowski

Konrad Wiśniewski

Agnieszka Bogacz

Natalia Grodzka

Stanisław Gołębiowski

Ryszard Ciula

O programie

Program Analityczno-Badawczy przy Fundacji WIB powstał w 2019 roku jako odpowiedź na potrzeby sektora bankowego w zakresie analizy zjawisk, tworzenia opracowań i porządkowania wiedzy w obszarach cyberbezpieczeństwa i nowych technologii, a także szeroko rozumianego otoczenia sektora bankowego, kształtującego warunki działania banków w Polsce. Prace analityczno-badawcze w ramach programu realizowane są pod kątem możliwości praktycznego wykorzystania ich wyników w celu rozwoju sektora bankowego, podnoszenia poziomu bezpieczeństwa usług oraz kreowania wartości dla klientów bankowości. PAB WIB kładzie duży nacisk na rozwój współpracy ze środowiskami akademickimi i eksperckimi, poszukując synergii w zakresie zainteresowań badawczych autorów oraz potrzeb rozwojowych sektora bankowego.

W ramach programu realizowane są analizy i badania w następujących obszarach:

-  Nowe technologie i cyberbezpieczeństwo
-  Zdolność banków do finansowania gospodarki
-  Bankowość spółdzielcza
-  Rynek nieruchomości
-  Zielony ład i finansowanie energetyki odnawialnej
-  Finansowanie projektów innowacyjnych

Więcej na temat działalności programu na stronie www.pab.wib.org.pl

Kontakt

dr Andrzej Banasiak
Koordynator Programu
m: 696 405 104
e: abanasiak@wib.org.pl

Jacek Gieorgica
m: 603 626 254
e: jgieorgica@wib.org.pl

Warszawski Instytut Bankowości
00-380 Warszawa, ul. Kruczkowskiego 8
t: (22) 182 31 70
e: pab@wib.org.pl

Agnieszka Nierodka
m: 607 484 391
e: anierodka@wib.org.pl

dr Tomasz Pawlonka
m: 505 917 778
e: tpawlonka@wib.org.pl

Spis treści

1.	Streszczenie	6
2.	Wstęp	10
3.	Cele i zakres opracowania	14
4.	Dekarbonizacja ciepłownictwa jako długofalowy cel strategiczny transformacji energetycznej	17
5.	Trendy rozwoju ciepłownictwa z OZE w 2011-2020	25
	5.1 Statystyki ciepłownictwa, uwagi metodologiczne	
	5.2 Statystyki ciepłownictwa i udziału ciepła z OZE wg Eurostat	
	5.3 Statystyki ciepłownictwa i udziału ciepła z OZE w ciepłownictwie systemowym wg danych Urzędu Regulacji Energetyki	
6.	Technologie dla transformacji ciepłownictwa	33
	6.1 Instrumenty i determinanty nadchodzącej rewolucji technologicznej w ciepłownictwie	
	6.2 Kluczowe nowe technologie dla ciepłownictwa zeroemisyjnego i uwarunkowania ich stosowania	
7.	Zeroemisyjne OZE i magazyny ciepła w ciepłownictwie systemowym	42
	7.1 Doświadczenia międzynarodowe w transformacji ciepłownictwa w kierunku zeroemisyjnych OZE i magazynów energii	
	7.2 Rozwój i upowszechnienie magazynowania ciepła w mieszkalnictwie	
	7.3 Wielkowymiarowe instalacje słoneczne współpracujące z sezonowym magazynami ciepła	
	7.4 Przykładowe inwestycje w zeroemisyjne systemy ciepłownicze w UE i na świecie	
	7.5 Zielone elektrociepłownictwo i magazyny energii	

8.	Studia przypadków – pierwsze krajowe doświadczenia w zakresie wprowadzania zeroemisyjnych OZE do ciepłowni miejskich	60
	8.1 Doświadczenia technologiczne i projektowe	
	8.2 Opłacalności inwestycji w zeroemisyjne OZE z magazynami ciepła w średniej wielkości ciepłowniach	
9.	Ciepłownictwo w programach finansowania transformacji energetycznej	74
	9.1 Zapotrzebowanie na kapitał dla transformacji ciepłownictwa z węgla do OZE	
	9.2 Krajowego Planu Odbudowy	
	9.3 Fundusze Europejskie na Infrastrukturę Klimat i Środowisko i Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego	
	9.4 Fundusz modernizacyjny	
10.	Rekomendacje	82

1. Streszczenie



Celem raportu było przedstawienie realnej technologicznie (dzięki nowym technologiom OZE i magazynom energii dla ciepłownictwa) i uzasadnionej ekonomicznie (możliwej do sfinansowania) ścieżki transformacji ciepłowni wykorzystujących węgiel w kierunku znaczących udziałów OZE. Przyjęto założenie o możliwości przejścia z węgla – bez udziału gazu jako tzw. „paliwa przejściowego” lub z jego minimalnym udziałem – do OZE.

Koncepcja przejścia polskiego ciepłownictwa z węgla do OZE, w tym do uzyskania w pierwszym etapie 30–50% z OZE (bez kogeneracji gazowej, jako dotychczasowej średnioterminowej strategii ciepłowniczej), w pełni wpisuje się w strategię klimatyczną UE, w tym w strategię dekarbonizacji całej energetyki i gospodarki. Dotychczasowa polska strategia (postawa) wobec takich strategii unijnych, jak Fit for 40 (Zielony Ład) i Fit for 55, polegająca na blokowaniu i nieinwestowaniu w zielone transformacje (OZE i efektywność energetyczna) i realizowaniu inwestycji zastępczych (kogeneracja gazowa), a także spowalniająca transformację ciepłownictwa, mogła wydawać się częściowo uzasadniona. Ale przegrała w konfrontacji z faktami. Konieczność zmiany podejścia do prób kontynuacji rozwoju w oparciu o wykorzystanie paliw kopalnych w Europie „do samego końca” wymusza napaść (luty 2022 roku) Rosji na Ukrainę i faktyczne zaprzestanie rosyjskich dostaw gazu i węgla oraz biomasy do Europy.

Przyspieszeniu zielonej transformacji energetyki i ciepłownictwa sprzyjać będą nie tylko polityka klimatyczna Unii (Zielony Ład, pakiet Fit for 55), ale także reakcja UE na szantaż energetyczny Rosji i światowy kryzys energetyczny (REPowerEU) oraz fundusze unijne. Niniejsze opracowanie wpisuje się w szczególności w cele UE związane z jej bezpieczeństwem energetycznym, zawarte w strategii REPowerEU, postulujące jeszcze szybszy rozwój energetyki wiatrowej i słonecznej. Pogodozależne, zeroemisyjne OZE mają zapewnić ograniczenie importu gazu z Rosji o 21 mld m³, w tym w ciepłownictwie, a w szczególności w ciepłownictwie systemowym.

Zgodnie z pakietem Fit for 55 UE chce zwiększać udziały OZE w ciepłownictwie z 23% w 2020 roku do 40% w roku 2030 (cel dotyczący udziału energii OZE w budynkach na wzrosnąć ma nawet do 49% w zużyciu energii końcowej). Oznacza to duże wyzwanie dla ciepłownictwa systemowego, które nie może pozostać w tyle, gdyż w obliczu wzrostu cen paliw i kosztów emisji CO₂ utraci konkurencyjność. Tradycyjne technologie ciepłownicze nie spełniają już ro-

snących oczekiwań odbiorców i rosnących wymogów środowiskowych.

Udział ciepła systemowego w ciepłownictwie w Polsce stanowi już tylko 19%. Gdyby uwzględnić sprawność cieplną kotłów w ogrzewaniu indywidualnym na poziomie 75%, udział ciepłownictwa systemowego nie przekroczy 24%, czyli spada. Dekadę temu było to niemal 42%. Aby powstrzymać, z korzyścią dla środowiska i komfortu cieplnego mieszkańców, spadek udziału ciepłownictwa systemowego konieczne są inwestycje w nowe technologie pogodozależnych OZE i magazyny ciepła, które mogą być konkurencyjne wobec technologii stosowanych (i dotowanych) w ciepłownictwie indywidualnym. Autorzy raportu stawiają tezę, że możliwa jest transformacja do 30–50% OZE w pierwszym etapie i do 100% w drugim, z wykorzystaniem technologii zeroemisyjnych, w tym pomp ciepła i kotłów elektrodowych z krótkoterminowymi magazynami ciepła i energii elektrycznej z elektrowni wiatrowej oraz kolektorów słonecznych i fotowoltaiki z sezonowymi magazynami ciepła.

Transformację ciepłownictwa w kierunku zeroemisyjnym z wykorzystaniem zeroemisyjnych OZE wspiera też tzw. zielona taksonomia i fundusze unijne 2021–2027. Istotnym problemem dla rozwoju zielonego ciepłownictwa opartego na zeroemisyjnych OZE oraz promocji pogodozależnych źródeł energii elektrycznej i ciepła (wymagają magazynów energii) był brak definicji magazynów ciepła. W efekcie szybkiego wzrostu udziałów źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych, krajowe prawo tworzone w obszarze energetyki preferowało rozwój drogich magazynów bateryjnych (w szczególności litowo-jonowych). Promowane były zatem wyłącznie tzw. magazyny dwustronne energii czyli Power-to-Power (P2P), a nie magazyny Power-to-X, czyli magazyny energii przechowujące nadwyżki energii elektrycznej w postaci różnych nośników końcowych energii, w tym np. gazu, sprężonego powietrza, energii mechanicznej, wodoru czy przede wszystkim ciepła. Sytuację tę od strony prawnej uregulowała i zmieniła dopiero dyrektywa z 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dyrektywa definiuje „magazynowanie energii” jako odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii. W końcu definicja ta przechodzi właśnie do prawa krajowego w obecnej nowelizacji ustawy Prawo energetyczne i ustawy o OZE.

Obciążenia w sieciach ciepłowniczych ulegają ciągłym zmianom. Różnią się również między latem a zimą. Jednocześnie koszty produkcji ciepła nie są takie same przez cały czas. Magazyny ciepła (TES) można zastosować dla równoważenia zmian obciążenia, jak i również uzyskania oszczędności w pozyskiwaniu ciepła/chłodu. Całkowita pojemność magazynów ciepła pracujących z systemami solarnymi do końca 2021 roku wynosiła 190 GWh, podczas gdy łączna pojemność magazynów energii elektrycznej (P2P) wynosiła 8,3 GWh. Sezonowe magazyny ciepła na dużą skalę mogą zapewnić dodatkową elastyczność miejskich ciepłowni, a w 2030 roku osiągnąć moc równą 142 MWh.

Magazyny ciepła występujące w układach grzewczych możemy podzielić na krótko- i długoterminowe. W przypadku energii słonecznej niezwykle pożądane są dłuższe okresy magazynowania ciepła możliwe obecnie do uzasadnionego ekonomicznie zrealizowania przy okazji budowy tzw. instalacji wielkowiarymowych. Uzasadnieniem do długoterminowego magazynowania energii słonecznej w sezonowych magazynach ciepła jest fakt, że sumy promieniowania słonecznego w półroczu letnim są trzykrotnie wyższe niż w półroczu zimowym. Do końca 2018 roku łączna moc zainstalowana i eksploatowana wielkoskalowych systemów solarnych osiągnęła 1,55 GW (2,2 mln m² powierzchni kolektorów). Wiodącym krajem w zastosowaniach solarnych systemów ciepłowniczych jest Dania. Duża część duńskiej historii sukcesu wynika z wyjątkowej roli przedsiębiorstw ciepłowniczych, które w większości są non-profit (spółdzielnie) i często odbiorcy ciepła występują zarówno jako inwestorzy, jak i operatorzy wielkoskalowych systemów grzewczych słonecznych. Przedsiębiorców ciepłowniczych motywują do budowy ciepłowni słonecznych krajowe podatki od paliw kopalnych oraz unijny system handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

W polskim ciepłownictwie dotychczas brak było wielkoskalowych rozwiązań integrujących różne rodzaje OZE i magazyny ciepła. Pewien postęp w świadomości interesariuszy zachodzących zmian technologicznych i rozwoju metod projektowania przyniosły zainicjowane w 2021 roku dwa programy NCBiR pt. „Ciepłownia Przyszłości” i „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, których celem było opracowanie oraz demonstracja innowacyjnych technologii wytwarzania i magazynowania energii z OZE do celów grzewczych. Z uwagi na nieprzystające do obecnych realiów założenia ww. programów – wymóg ponad 80% udziału zeroemisyjnych OZE w produkcji ciepła do celów grzewczych dla demonstratora

obejmującego zaledwie 10–15% wycinek miejskiej sieci ciepłowniczej – zwycięskie projekty nie pozwoliły na zrealizowanie pełnoskalowej i ekonomicznie uzasadnionej inwestycji w ciepłowni miejskiej nawet tzw. III generacji (udział pogodozależnych OZE rzędu 40–50%). Autorzy niniejszego raportu zaproponowali rozwiązania demonstracyjne w małej skali opracowane w ramach programów NCBiR (tzw. zamówień przedkomercyjnych) dla miejskich ciepłowni, które mogą prowadzić do zwiększenia skali inwestycji na cały (miejski) system ciepłowniczy i na obniżenie kosztów.

Dotychczasowe prace projektowe i analityczne pozwoliły na zebranie danych o kosztach technologii, optymalizacji systemów składających się z wielu źródeł i magazynów energii oraz na rozwój metod ocen ekonomicznych metodą LCoH, tzw. rozłożonego w całym okresie trwałości ciepłowni kosztu produkcji ciepła (ang.: *levelized cost of heat*). Symulacje TRNSYS pracy („godzina po godzinie”) systemów ciepłowniczych z pogozależnymi OZE i oparte analizy ekonomiczne potwierdzają, że magazyny sezonowe ciepła sprawdzają się najlepiej w przypadku bezpośredniego korzystania w ciepłowniach z zeroemisyjnej i najtańszej energii słonecznej i wiatrowej.

Uzyskane wyniki LCoH są akceptowalne w obecnych uwarunkowaniach. Rozważono trzy scenariusze inwestycji w ciepłowni węglowej o mocy rzędu 20 MW: Gaz+OZE (bez dotacji), Gaz+OZE (dotacja 40%) oraz OZE+węgiel (dotacja 40%). Analizy potwierdzają jedną z zasadniczych tez raportu, że uzasadniona jest transformacja ciepłownictwa z węgla do OZE, z pominięciem gazu jako paliwa przejściowego (co najwyżej pozostawienie go jako taniego źródła szczytowego, ew. źródła awaryjnego, o ile ciepłownia nie dysponuje więcej niż jednym kotłem węglowym w dobrym stanie technicznym). Koszt ciepła w wariantcie „istniejące węgiel+OZE” są 30% niższe w wariantcie „nowy gaz+OZE”.

Koszty produkcji ciepła LCoH (bez dotacji) są niższe od aktualnie zatwierdzanych taryf ciepłowniczych. Kluczowe w dostępie do źródeł finansowania będzie spełnienie, dzięki inwestycjom w OZE, zasad zielonej taksonomii, w tym wymogu nieprzekraczania 270 gramów CO₂eq/kWh emisji bezpośrednich. W analizowanym przypadku ciepłowni (będącej poza systemem ETS) emisje jednostkowe CO₂ w przypadku kontynuacji „scenariusza węglowego” wynosiłyby 402,6 gramów CO₂eq/kWh, po przejściu na „scenariusz węgiel + 33% OZE” – 267 gramów CO₂eq/kWh, a w przypadku „gaz + 33% OZE” – 141 gramów CO₂eq/kWh.

Zeroemisyjne OZE pozwalają też na spełnienie wymogów prawnych stawianych ciepłownictwu Unii Europejskiej w obecnej dekadzie. Z uwagi na modularność (kolektory słoneczne i zielone elektroogrzewnictwo) umożliwiają realizację unijnych wymogów zwiększania udziałów zeroemisyjnych OZE w zapotrzeniu w ciepło w latach 2021–2030 o średnio 2,1 pkt. proc. rocznie. Ponadto służą zmniejszanie nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej do poziomu nie wyższego niż 0,8, co pozwala na uniknięcie ryzyka odłączania się budynków-odbiorców ciepła od sieci ciepłowniczej.

Koszty transformacji ciepłownictwa systemowego na nowe technologie i instalacje w latach 2021–2030 osiągną poziom ok. 25 mld zł (w cenach z 2020 roku). Wśród całkowitych nakładów, ponad 10% (2,5 mld zł, średniorocznie 0,25 mld zł) stanowią kolektory słoneczne. Wdrożenie technologii *Green Power-to-Heat* to koszt ok. 1,3 mld zł do 2030 roku. Ale jednocześnie inwestycje w OZE mogą liczyć na systemu wsparcia, w szczególności dotacje do inwestycji przeznaczone na uniezależnienie się od dostaw paliw kopanych z Rosji na zieloną transformację energetyki.

Krajowego Planu Odbudowy (KPO) to kluczowy dokument, który ma Polsce otworzyć drogę do pozyskania funduszy unijnych niezbędnych do odbudowania gospodarki po pandemii w latach 2022–2026. Na komponent KPO wspierający transformację środowiskową i energetyczną krajowej gospodarki przeznaczono blisko 25% środków z części grantowej (25,5 mld zł z łącznej puli 106,9 mld zł na 135 inwestycji ciepłowniczych) oraz największą kwotę z części pożyczkowej – 36,7 mld zł z łącznej puli 51,6 mld zł. Ponadto Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę Klimat i Środowisko na lata 2021–2027 dysponować będzie budżetem ponad 25 mld euro, które są rozlokowane w ramach Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR), na który przypada 12,8 mld euro, oraz 12,2 mld euro w ramach Funduszu Spójności. Dodatkowo Fundusz Modernizacyjny dysponuje (do roku 2030) środkami na polskie ciepłownictwo szacowanymi na co najmniej 6,5 mld zł. Wspierane

inwestycje służyć mają finansowaniu jednostek wytwórczych, w tym OZE oraz budowie magazynów ciepła i digitalizacji sieci ciepłowniczej. W ramach Funduszu Modernizacyjnego ma być finansowany m.in. program „Ciepło z OZE”.

Wyniki analiz potwierdziły, że dalsze zwleknięcie z procesami inwestycyjnymi w ciepłownictwie systemowym spowoduje znacznie większy wzrost kosztów i cen ciepła dla odbiorców niż w przypadku niezwłocznego podjęcia procesów inwestycyjnych. Wzrost cen ciepła, przy wysokiej emisyjności, stanowi największe zagrożenie dla konkurencyjności ciepłowni miejskich. Transformację energetyczną w ciepłownictwie (i w całej energetyce) należy zatem przyspieszyć, uwzględniając ekonomiczną hierarchię nowych źródeł ciepła wprowadzanych do ciepłowni węglowych, zaczynając od źródeł zeroemisyjnych (nie wymagających paliw i procesów spalania), w kolejności od najtańszych i najbardziej powszechnie dostępnych dla ciepłowni miejskich. Konieczne są pierwsze pełnowymiarowe instalacje demonstracyjne z wysokim udziałem (30–50%) ciepła z OZE, a w szczególności wysokim udziałem ciepła ze źródeł pogodozależnych.

W raporcie wykazano, że „ciepło z OZE” (w szczególności z zeroemisyjnych OZE) od niedawna znajduje odzwierciedlenie w systemie krajowych dokumentów strategicznych i w regulacjach. Autorzy zwracają jednak uwagę na fakt, że w dotychczasowej paletce propozycji (preferowanych scenariuszy) wypracowanej w dialogu ciepłowni z rządem dominują ciągle rozwiązania znane i wcześniej podejmowane, niestety bez większych sukcesów (kogeneracja gazowa spalanie odpadów i biomasy), które nie współgrają z polityką UE, co naraża całą branżę ciepłowniczą na ryzyko utraty konkurencji. Ponadto autorzy zwracają uwagę na brak wystarczających preferencji taryfowych dla OZE i magazynowania energii, przy pełnym uznawaniu kosztów nabywania uprawnień do emisji CO₂ jako kosztów w pełni uzasadnionych w taryfach, gdyż to nie zachęca do koniecznych inwestycji i relatywnie penalizuje inwestujących w nowoczesne technologie ciepłownicze.

2. Wstęp



Punktem wyjścia do prac nad raportem „*Ciepłownictwo przyszłości. Jak zwiększyć udziały ciepła z OZE i wesprzeć transformację całej energetyki*” był poprzedni raport pt. „Finansowanie projektów wspierających zieloną transformację ciepłownictwa”, przygotowany w 2020 roku na zlecenie Fundacji Warszawski Instytut Bankowości. Przedstawiono w nim wówczas scenariusz, w którym udział energii z OZE w ciepłownictwie wzrośnie z 16% w 2019 roku do 39% w 2030 roku (znacząco powyżej deklarowanego dotychczas przez Polskę w Krajowym Planie Działań na rzecz Energii i Klimatu 28,4% oraz powyżej wymaganego wówczas celu UE wynoszącym minimum 33%). Zaproponowany 39-procentowy cel wymagałby łącznych nakładów inwestycyjnych na transformację ciepłownictwa systemowego (zwiększenie udziałów ciepła z OZE z zaledwie 7% w 2019 roku do niemal 40% w 2030 roku) oszacowanych na 25 mld zł.

Kolejny projekt nowelizacji dyrektywy o OZE (RED II) w ramach pakietu Fit for 55, którego celem jest zwiększenie celu redukcji emisji CO₂ w UE z 40% do 55% (względem 1990 r.), zakłada zwiększenie udziału energii z OZE w unijnych systemach ciepłowniczych do 39-42% w 2030 roku¹² oraz minimalnych rocznych przyrostów udziałów ciepła z OZE do 2,1 punktu procentowego³ (zamiast dotychczasowego celu 33% i wymaganego rocznego tempa wzrostu udziału ciepła z OZE o 1,1 punktu procentowego. rocznie w obecnej wersji dyrektywy). Jest to kolej-

ny etap realizacji unijnej strategii dla ciepłownictwa systemowego (z 2016 roku), w której Komisja zaprezentowała scenariusz całkowitego odejścia od wykorzystania paliw stałych w ciepłownictwie do 2040 roku, przy jednoczesnym wzroście udziałów ciepła z OZE w UE w 2030 roku do 50% (cel dotyczy łącznego udziału ciepła z OZE w ogrzewnictwie indywidualnym i systemowym). Podnoszeniu udziałów OZE w ciepłownictwie sprzyjać będzie elektryfikacja ciepłownictwa wsparta magazynowaniem energii ze źródeł pogodozależnych. Wynika to z wyższych udziałów OZE w elektroenergetyce niż w ciepłownictwie oraz z dostępności w systemach energetycznych coraz większej ilości taniej (niezbilansowanej) energii słonecznej i wiatrowej. W dokumencie towarzyszącym pakietowi Fit for 554 wykazano że sektor energii elektrycznej odnotuje w 2030 roku udział OZE od 58% do nawet 67%.

Pakiet Fit for 55 z lipca 2021 roku potwierdził i uszczegółowił te założenia w kluczowych obszarach, w tym wyznaczył ogólny cel dla ciepła z OZE na 40% i obowiązek uzyskania w budynkach udziału ciepła z OZE do co najmniej 49% w zużyciu energii końcowej w budownictwie w 2030 roku oraz zaproponował szereg instrumentów realizacji tego celu. Fit for 55 wymaga również od państw członkowskich przeprowadzenia oceny ich potencjału dla ciepła i chłodu z OZE w celu określenia krajowych długoterminowych strategii dekarbonizacji w zakresie ogrzewania i chłodzenia oraz wprowadzenia nowych celów do krajowych planów w zakresie energii i klimatu (KPEiK). Dodatkowo, zmiany przewidują wprowadzenie standardu emisyjnego dla wysokosprawnej kogeneracji poniżej 270 kg CO₂/MWh (z uwzględnieniem produkcji ciepła i energii elektrycznej), co obniża atrakcyjność korzystania z paliw kopalnych, ale też z biomasy. Ponadto kryteria zrównoważonego rozwoju dla biomasy i pochodnych (tzw. *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*) zostały rozszerzone na instalacje o mniejszej mocy, z minimalnym progiem ich stosowania obniżonym z obecnych 20 MW do 5 MW (dla paliw z biomasy stałej) i 2 MW (dla paliw gazowych z biomasy).

Jako zachętę do transformacji ciepłownictwa (finansowy instrument ochrony odbiorców ciepła przed

- 1 Wszystkie cele UE w zakresie OZE, w tym dot. ciepła, odnoszą się do bilansu zużycia energii finalnej brutto, a cele cząstkowe do odpowiednio finalnego zużycia energii elektrycznej, paliw transportowych lub ciepła brutto. W niniejszym opracowaniu autorzy posługują się udziałami ciepła z OZE w odniesieniu do finalnego zużycia energii ciepła brutto wg metodyki Eurostat. Warto podkreślić, że dane krajowe (np. raport URE „Energetyka ciepła w liczbach” oraz niektóre dane GUS) podają udziały OZE w ciepłownictwie systemowym w odniesieniu do bilansu produkcji ciepła.
- 2 Zgodnie z nowym pakietem Komisji Europejskiej REPowerEU z maja 2022 roku, udział OZE w sektorze ogrzewania i chłodzenia („OZE-H&C”) do 2030 wzrósłby do 46% (będzie to przedmiotem kolejnej nowelizacji dyrektywy RED). URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN>.
- 3 Raport był przygotowany przed zakończeniem procedur legislacyjnych związanych z wdrożeniem pakietu Fit for 55. W głosowaniu nowelizacji dyrektywy OZE w Parlamencie Europejskim w dniu 14 września 2022 przegłosowano podniesienie celu kroczącego wzrostu udziałów ciepła z OZE dla ciepłownictwa z 2,1% do 2,3%. Przyjęty tekst regulacji: Aby przyspieszyć wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w ogrzewaniu i chłodzeniu, należy ustalić jako wiążące minimum dla wszystkich państw członkowskich roczny wzrost o 1,1, z celem orientacyjnym sięgającym 2,3% (co jest zgodne z nowym pakietem UE REPowerEU z maja 2022r.).

- 4 COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT -IMPACT ASSESSMENT, Accompanying the document COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, Stepping up Europe's 2030 climate ambition, SWD (2020) 176 final.

krótkoterminowym wzrostem kosztów) należy potraktować stworzoną możliwość pozyskania dodatkowych środków ze Społecznego Funduszu Klimatycznego w wysokości ok. 13 mld euro, które mogą być wykorzystane m.in. na dekarbonizację ciepłownictwa.

Regulacje te oznaczają, że **ciepłownictwo systemowe** (tu rozumiane jako przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, które posiadają źródła ciepła o mocy powyżej 5 MW) musi dokonać szybkiego i znaczącego odejścia od procesów spalania zarówno paliw kopalnych, jak i biomasy i odpadów na rzecz źródeł zeroemisyjnych opartych na wykorzystaniu energii słońca, wiatru (ew. zasobów geotermalnych o ile są dostępne po akceptowalnym koszcie). Z kolei zeroemisyjne i pogodozależne źródła oraz rozwiązania hybrydowe (kilka źródeł OZE) nie mogą się rozwijać bez magazynów ciepła i elementów inteligentnych sieci.

Transformacja ciepłownictwa systemowego w zgodzie z polityką klimatyczną to obszar trudny (z uwagi na opóźnienia w transformacji energetycznej ciepłownictwa i silne uzależnienie od węgla) oraz wrażliwy społecznie z uwagi na koszty ciepła dla mieszkańców. Budynki korzystające z ciepła sieciowego pośrednio są już objęte polityką klimatyczną, gdyż w systemie handlu emisjami od wielu lat uczestniczą ciepłownie o mocy powyżej 20 MW. Dotyczy to ok. 37% gospodarstw domowych w Polsce⁵. Jak słusznie zauważają autorzy raportu „Wpływ pakietu Fit for 55 na polską gospodarkę”⁶, pozostałe budynki (63% gospodarstw domowych) są także pośrednio objęte polityką klimatyczną – poprzez krajowe zobowiązania redukcji emisji dla sektorów nieobjętych ETS (odsetek ten systematycznie spada o ok. 0,5% rocznie ze względu na rozbudowę sieci ciepłowniczych). W zakresie budynków korzystających ze źródeł ciepła o mocach poniżej 20 MW, Polska zobowiązała się bowiem do redukcji emisji o 7% do 2030⁷. Reforma Fit for 55 spowoduje, że od 2026

ich użytkownicy będą musieli dokonywać zakupu uprawnień do emisji CO₂ – najprawdopodobniej w cenie paliw używanych do ogrzewania.

Są bardziej aktualne scenariusze transformacji ciepłownictwa niż ww. opracowany przez IEO dla Fundacji WIP. Scenariusz CAKE KOBIZE z 2021 roku zakłada, że wytwarzanie ciepła przedstawiane jest z węgla na gaz i biomasę, co oznacza ograniczenie emisyjności ciepłownictwa do 2030 roku o 52% względem poziomu z roku 2020. Taki scenariusz wydaje się spójny z do tej pory obserwowanymi tendencjami w energetyce, ale po skokach cen na rynkach paliw wywołanych m.in. szantażem gazowym z przełomu lat 2021/2022 i agresji Rosji na Ukrainę, założenia dotyczące możliwości wprowadzania na dużą skalę gazu i biomasy do ciepłownictwa (importowanej do tychczas najchętniej z Rosji i Ukrainy) stoją pod coraz większym znakiem zapytania.

Na emisje w ciepłownictwie będzie mieć wpływ nie tylko zmiana miksu energetycznego, lecz także wielkość zapotrzebowania na ciepło. Analitycy Pekao zakładają, że zapotrzebowanie to zmniejszy się o 8% (mimo rozbudowy sieci ciepłowniczej o 1% rocznie, co przy zmniejszaniu zapotrzebowania na ciepło może zwiększyć składnik stały opłaty za przesył ciepła w taryfach), gdyż poprawi się efektywność energetyczna budynków korzystających z ciepła sieciowego. Scenariusz przechodzenia na dużą skalę z węgla na gaz i deficytową biomasę wydaje się mało realny. Wszystkie te okoliczności stwarzają okazję do bardziej śmiałego wprowadzania do ciepłownictwa źródeł zeroemisyjnych, charakteryzujących się wysokimi nakładami inwestycyjnymi (CAPEX) oraz niskimi kosztami operacyjnymi (OPEX). Realizacja takiego scenariusza pociągnie za sobą znaczące nakłady na zielone inwestycje.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej poinformował, że na transformację energetyczną ma wydać do 2030 roku 150 mld zł. Komitet Inwestycyjny Funduszu Modernizacyjnego zdecydował o finansowaniu ze środków europejskich sześciu programów zgłoszonych przez Polskę w ramach II transzy Funduszu, w tym programów na ciepłownictwo, co oznacza, że z całego budżetu Funduszu na finansowanie wskazanych przez Polskę tematów przeznaczone zostanie ok. 8 mld zł (przy całkowitych nakładach na transformację ciepłownictwa sięgających wg IEO 25 mld zł). Ciepłownictwo jest priorytetem w projektach programów Krajowy Plan Odbu-

5 GUS (2020) Zużycie energii w gospodarstwach domowych. URL: <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-energii-w-gospodarstwach-domowych-w-2018-roku,2,4.html>.

6 Pekao: Wpływ pakietu Fit for 55 na polską gospodarkę, 2021. URL: <https://www.pekao.com.pl/dam/jcr:4e058ebf-005f-4333-8753-0b6bd-defb7e8/Pekao%20-%20Wp%C5%82yw%20Fit%20for%2055%20na%20polsk%C4%85%20gospodark%C4%99%20-%20final.pdf>.

7 EU (2018) Regulacja 2018/842. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:32018R0842>.

dowy (KPO) oraz Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko (FENiKS) i staje się ważnym obszarem dla finansowania dłużnego.

Wysokie cele udziału ciepła z OZE w ciepłownictwie systemowym, rosnące cele klimatyczne i ceny zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz rosnące w wyniku wojny i szantażu energetycznego Rosji ceny paliw kopalnych (w tym deficyt w dostępie do węgla i gazu) i oczekiwane możliwości finansowania ew. inwestycji w OZE z funduszy UE oznaczają, że część przedsię-

biorstw ciepłowniczych, która zwłaszcza w miastach średniej wielkości (segment 20-50 MW, zasadniczo oparty na kotłach węglowych) obciążona zostanie ryzykiem wzrostu kosztów i mająca odpowiedni potencjał OZE, może do 2030 roku przekroczyć 50% udziału ciepła z OZE. Jest to teza, która legła u podstaw niniejszego raportu. Problemem nie są jednak tylko cele dotyczące udziału OZE i środki, ale wybór technologii i sposoby transformacji krajowego ciepłownictwa systemowego w przyspieszonej ścieżce „od węgla do OZE”.

3. Cele i zakres opracowania





Zgodnie z klasyfikacją rozwoju systemów ciepłowniczych, opracowaną pod kierunkiem prof. Lund z Uniwersytetu w Aalborgu⁸, większość polskich ciepłowni znajduje się ciągle pomiędzy I a II generacją systemów ciepłowniczych – jest oparta na kotłach węglowych z niewielkim udziałem kogeneracji bazującej na paliwach kopalnych. Tymczasem ciepłownie UE są już powszechnie zaliczane do III generacji (wyłącznie OZE i kogeneracja) i szykują się do uzyskania 50% OZE uzupełnionych 50% kogeneracją (III generacja) w połowie obecnej dekady oraz całkowitego porzucenia paliw kopalnych przed końcem dekady i przejścia w 100% na OZE zeroemisyjne (IV generacja).

Celem raportu było przedstawienie realnej technologicznie (dzięki nowym technologiom dla energetyki i ciepłownictwa) i uzasadnionej ekonomicznie (możliwej do sfinansowania) ścieżki transformacji ciepłowni wykorzystujących węgiel w kierunku znaczących udziałów OZE (rosnące wymagania kolejnych dyrektyw o OZE wprowadzane do ustawy o OZE) oraz tzw. **efektywnych systemów ciepłowniczych** (wymóg kolejnych dyrektyw o efektywności energetycznej implementowany w ustawie o efektywności energetycznej)⁹. Kluczowym założeniem efektywnych systemów ciepłowniczych jest wykorzystywanie **co najmniej w 50% energii z OZE** (łącznie z ciepłem odpadowym) w produkcji ciepła i chłodu¹⁰.

W niniejszej pracy przyjęto założenie o możliwości przejścia z węgla, bez udziału gazu jako tzw. paliwa przejściowego, do OZE w dwóch etapach, koncentrując się na pierwszym, tj. uzyskaniu 50% OZE (najlepiej źródeł zeroemisyjnych, niekorzystających z procesów spalania) w bilansie produkcji energii i uzyskaniu

statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Drugi etap transformacji (zasadniczo po 2030 roku) związany z uzyskaniem 100% udziału OZE w produkcji ciepła wymagać będzie daleko idącej termomodernizacji budynków i wyraźnego obniżania temperatury czynnika na zasilaniu¹¹.

Wobec niskiego udziału OZE w zużyciu ciepła w polskim ciepłownictwie systemowym (szacunki na podstawie danych Eurostat wskazują na ok. 8% w 2020 roku¹²) istnieje obawa, że nie wszystkie polskie ciepłownie będą w stanie dokonać tego przewidywanego w pierwszym etapie transformacji skoku ilościowego przed 2030 rokiem (50% OZE) i technologicznego (przeskok o dwie generacje rozwoju systemów ciepłowniczych wg klasyfikacji uniwersytetu Aalborg). Ale z pewnością część przedsiębiorstw, zwłaszcza średniej wielkości (tzw. ciepłownictwo powiatowe) ma warunki lokalizacyjne (dostęp do lokalnych odnawialnych zasobów energii) i infrastrukturalne (kilka kotłów węglowych klasy WR we flocie wytwórczej spełniających normy emisji i zapewniających minimum elastyczności systemu) do szybkiej transformacji w oparciu o zeroemisyjne źródła OZE. Jako źródła zeroemisyjne w niniejszej pracy traktowane są w szczególności najtańsze i najszybciej rozwijające się OZE, takie jak energia słoneczna i wiatrowa, w tym zielone elektroogrzewnictwo oparte na unijnym modelu integracji sektorów – „sector coupling”^{13,14}. Przyspieszanej transformacji sprzyjać będą nie tylko polityka klimatyczna UE (Zielony Ład, pakiet Fit for 55, REPowerEU i fundusze UE), ale też obecny światowy kryzys energetyczny wywołany agresją Rosji na Ukrainę (niespotykane wzrosty używanych w ciepłownic-

8 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems, ENERGY 68 (2014). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544214002369>.

9 Systemy ciepłownicze, w których do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w 50% ciepło odpadowe lub w 75% ciepło pochodzące z kogeneracji lub w 50% wykorzystuje się połączenie ww. energii i ciepła. Definicja efektywnego systemu ciepłowniczego zawarta jest w Dyrektywie o efektywności energetycznej (2012/27/UE) z dn. 25.10.2012 i została transponowana do polskiego porządku w Ustawie o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2016 poz. 831) z 20 maja 2016 r.

10 W głosowaniu nowelizacji dyrektywy o efektywności energetycznej w Parlamencie Europejskim w dniu 14 września 2022 roku przegłosowano podniesienie celu OZE dla ciepłownictwa w ramach wymogu efektywnego systemu ciepłowniczego do co najmniej 75% przed 1 stycznia 2045 roku i 100% do 1 stycznia 2050 roku. W 2030 roku efektywny system ciepłowniczy będzie to system wykorzystujący wyłącznie energię odnawialną (z możliwym udziałem ciepła odpadowego) jeżeli udział OZE wyniesie co najmniej 60%. URL: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2022-0315_EN.html#title2.

11 W głosowaniu nowelizacji dyrektywy o efektywności energetycznej w Parlamencie Europejskim w dniu 14 września 2022 roku przegłosowano nowy przepis uzupełniający kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego o obowiązek „dokonania oceny maksymalnych wymaganych temperatur w sieci dystrybucji ciepła”.

12 Wg URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2020”, udział OZE w produkcji ciepła w ciepłownictwie systemowym w 2020 roku wynosił 10,1%.

13 Bruksela, dnia 8.7.2020 r.COM(2020) 299 final: Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX:52020DC0299>

14 Zeroemisyjne OZE wg nomenklatury przyjętej w opracowaniu to źródła nie tylko neutralne jeśli chodzi o emisję CO₂, ale w procesie konwersji energetycznej nieemitujące żadnych innych zanieczyszczeń do atmosfery. Poza energią słoneczną (termiczna i elektryczna) i wiatrową (energia elektryczna) zaliczać można do nich: energię wodną (energia elektryczna) i geotermalną (energia termiczna i elektryczna). Więcej o transformacji energetyki w oparciu o zeroemisyjne OZE w artykule: Pakiet klimatyczny „Fit-for-55” zachętą do opracowania krajowej zeroemisyjnej mapy drogowej i rzetelnej oceny skutków ekonomicznych dla energetyki. URL: <https://odnawialny.blogspot.com/2021/07/pakiet-klimatyczny-fit-for-55-zacheta.html>.



twie cen paliw kopalnych i biomasy) i towarzyszący jej szantaż energetyczny Rosji wobec Europy (ryzyko braku dostaw gazu).

Niniejsze opracowanie wpisuje się w szczególności w cele UE związane z bezpieczeństwem energetycznym Unii zawarte w strategii REPowerEU, postulujące jeszcze szybszy rozwój energetyki wiatrowej i słonecznej, co ma zapewnić ograniczenie importu gazu z Rosji o 21 mld m³. W pracy nad raportem wykorzystano i zaktualizowano analizy z raportu „Finansowanie projektów wspierających zieloną transformację ciepłownictwa” przygotowanego przez Instytut Ener-

getyki Odnawialnej na zlecenie Fundacji Warszawski Instytut Bankowości w 2020 roku oraz założenia działań na rzecz rozwoju zeroemisyjnej transformacji ciepłownictwa i całej energetyki (integracja sektorów), zgodnie z pakietem Fit for 55 oraz REPowerEU. Ważnym elementem raportu było przedstawienie studiów przypadku transformacji miejskich systemów ciepłowniczych pozwalających na uzyskanie znaczącego udziału OZE w 2030 roku. Wykorzystano m.in. doświadczenia z realizacji programów NFOŚiGW (program „Ciepłownictwo powiatowe”) oraz NCBiR (programy „Ciepłownia przyszłości” i „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”).

4. Dekarbonizacja ciepłownictwa jako długofalowy cel strategiczny transformacji energetycznej



Koncepcja przejścia polskiego ciepłownictwa z węgla do OZE, w tym do uzyskania w pierwszym etapie 50% z OZE (bez kogeneracji gazowej, jako dotychczasowej średnioterminowej strategii ciepłowniczej), w pełni wpisuje się w strategię klimatyczną UE, w tym w strategię dekarbonizacji całej energetyki i gospodarki. Dekarbonizacja do tej pory w Polsce była przedmiotem kontestacji, a może być szansą na uzyskanie szybkich efektów ekologicznych, ekonomicznych i poprawić bezpieczeństwo energetyczne, które dotychczas stosunkowo dobrze było zapewniane przez węgiel. Przyjęta w niniejszej pracy koncepcja transformacji ciepłownictwa uznaje węgiel, przynajmniej w perspektywie 2030 roku, za bezpieczną podstawę transformacji każdej z ciepłowni, ale wobec jego deficytu wskazuje na możliwość bardziej efektywnego niż dotychczas wykorzystania tego zasobu wtedy, gdy jest niezbędny. Znacząco niższe zużycie węgla przy zachowaniu bezpieczeństwa pracy systemu ciepłowniczego da największe efekty ekonomiczne oraz środowiskowe i stać się może jednym z kluczowych narzędzi dekarbonizacji całej energetyki.

Powody konieczności dekarbonizacji polskiej gospodarki można zdefiniować na kilku płaszczyznach: formalnoprawnej, ekonomicznej (bezpośredniej) oraz zdrowotnej. Należy przy tym podkreślić, że każda z tych płaszczyzn generuje określone skutki ekonomiczne, w szczególności:

- ▶ negatywne skutki postępujących zmian klimatu objawiają się nasileniem katastrof meteorologicznych (huragany, susze, powodzie) prowadzących wprost do strat materialnych – w infrastrukturze elektroenergetycznej (rysunek 1), rolnictwie¹⁵ i budownictwie¹⁶ – oraz do wielorakich kosztów powodowanych przerwami w dostawach energii elektrycznej¹⁷;
- ▶ niespełnienie formalnoprawnie określonych celów polityki klimatycznej skutkuje lub skutkować może ryzykiem poniesienia kosztów transferów statystycznych w przypadku nieosiągnięcia unij-

nych celów rozwoju OZE i celu emisyjnego lub kar za niewdrożenie obowiązującej legislacji;

- ▶ system EU ETS (ew. w powiązaniu z mechanizmem EU CBAM¹⁸ oraz zasadami zielonej taksonomii) prowadzą i będą prowadzić w coraz większym stopniu do podwyższania kosztu każdego towaru i usługi pozyskanej z wykorzystaniem energii obciążonej emisją CO₂ oraz do utraty zainteresowania klientów towarami i usługami nawet o sztucznie zaniżonych cenach, ale „skażonymi” emisją podlegającą obowiązkowi etykietowania. Dotyczy to nie tylko śladu węglowego w energii elektrycznej, ale i ciepła. W powiązaniu z utrudnieniem dostępu do środków finansowych, w konsekwencji będzie to bezpośrednia przyczyna obniżania, a nawet utraty konkurencyjności polskiej gospodarki na zglobalizowanym rynku towarów i usług;
- ▶ dodatkowo, ciągłe zorientowanie polskiej elektroenergetyki na węgiel jako główny nośnik energii pierwotnej (rysunek 2) skutkuje bezpośrednio symetrycznym działaniem w obrębie ciepłownictwa sieciowego i ogrzewnictwa indywidualnego z uwagi na dostępność węgla na rynku jako paliwa najtańszego. Natomiast niska emisja silnie związana z wykorzystaniem węgla w ciepłownictwie i nadużywaniem palenisk węglowych w ogrzewnictwie indywidualnym do wykorzystywania paliw zastępczych o jeszcze większej emisyjności (związki siarki i azotu, ale przede wszystkim kancerogenne pyły i benzopireny, w czym Polska przoduje w Europie¹⁹) powoduje uszczerbek na zdrowiu w wymiarze powszechnym i masowe zjawisko przedwczesnych zgonów, także skutkujące wymiernymi stratami ekonomicznymi. Wg Polskiego Instytutu Ekonomicznego, smog jest w szczególności przyczyną 42 tys. przedwczesnych zgonów rocznie²⁰.

Poza kosztem uprawnień do emisji CO₂ i wzrostem kosztów paliw kopalnych (szantaż energetyczny Rosji) istnieją inne czynniki zmuszające do przyspieszenia transformacji energetycznej, które z roku na rok nabierają znaczenia. W szczególności negatywne

15 Straty spowodowane przez suszę w 2019 r. szacuje się na 1 mld 87 mln 955 tys. zł <https://gospodarka.dziennik.pl/news/artykuly/605070,polska-susza-straty-pieniadze-19-mld-zl.html>.

16 Straty spowodowane przez wichury w Holandii w I-II 2022 r. szacuje się na pół mld EUR <https://tvn24.pl/tvnmeteo/swiat/pol-miliarda-euro-na-naprawe-zniszczen-holandia-oszacowala-straty-poniesione-w-wichurach-5608468>.

17 J. Paska, P. Marchel, Ł. Michalski, Koszty przerw i ograniczeń w zasilaniu energią elektryczną i ich wyznaczanie, źródło: <http://pe.org.pl/articles/2019/10/18.pdf>.

18 CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism.

19 Europejska Agencja Ochrony Środowiska. URL: <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2020-report>.

20 Polski Instytut Ekonomiczny: Smog powoduje 43 tys. przedwczesnych zgonów rocznie i kosztuje polską gospodarkę miliardy złotych. URL: <https://pie.net.pl/smog-powoduje-43-tys-przedwczesnych-zgonow-rocznie-i-kosztuje-polska-gospodarke-miliardy-zlotych/>.

Rysunek 1. Szkody w sieciach elektroenergetycznych Orkanu Eunice (21 lutego 2022).



Źródło: CIRE

skutki postępujących zmian klimatu objawiają się nasileniem katastrof meteorologicznych (huragany, susze, powodzie), prowadzących wprost do strat materialnych – w infrastrukturze elektroenergetycznej, rolnictwie²¹ i budownictwie²² oraz wielorakich kosztów powodowanych przerwami w dostawach energii elektrycznej²³.

Dlatego realizowana w ramach globalnego megatrendu polityka klimatyczna UE, w ramach której

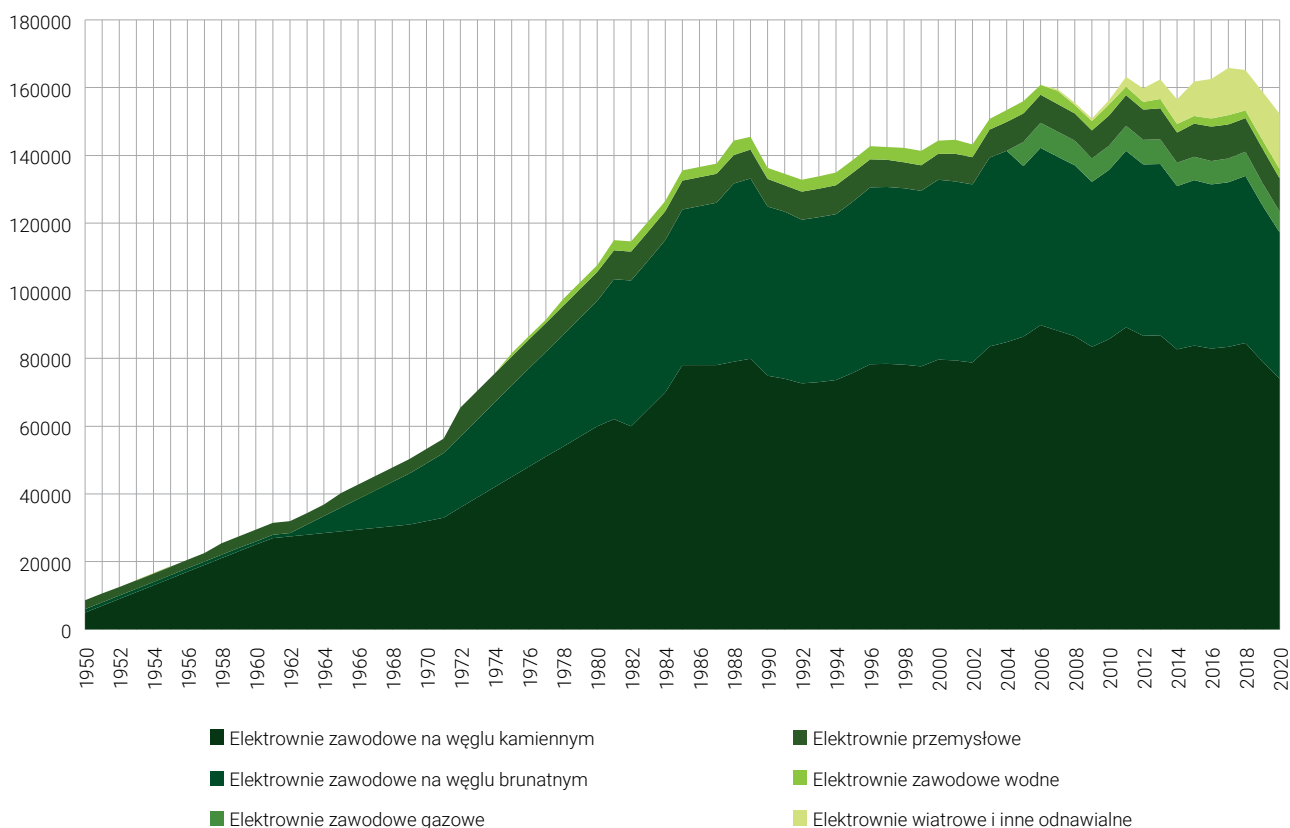
dekarbonizacja energetyki, a od ponad dekady także ciepłownictwa i przemysłu, odgrywa kluczową rolę – jest procesem systematycznie i konsekwentnie rozwijanym na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat. Nie powinna więc być zaskoczeniem dla polskich decydentów.

Dotychczasowa polska strategia (postawa) wobec takich strategii unijnych jak Fit for 40 (Zielony Ład) i Fit for 55 polegająca na blokowaniu i nieinwestowaniu w zielone transformacje (OZE i efektywność energetyczna) i realizowaniu inwestycji zastępczych (kogeneracja gazowa), a także spowalniająca transformację ciepłownictwa, mogła wydawać się częściowo uzasadniona. Ale przegrała w konfrontacji z faktami. Konieczność zmiany podejścia do prób kontynuacji rozwoju w oparciu o wykorzystanie paliw kopalnych w Europie „do samego końca” wymusza napaść (luty '2022) Rosji na Ukrainę i faktyczne zaprzestanie dostaw gazu i węgla do Europy (która, tak jak i Polska, nie ma własnych zasobów przemysłowych paliw ko-

21 Straty spowodowane przez suszę w 2019 r. szacuje się na 1 mld 87 mln 955 tys. zł. URL: <https://gospodarka.dziennik.pl/news/artykuly/605070,polska-susza-straty-pieniadze-19-mld-zl.html>.

22 Straty spowodowane przez wichury w Holandii w I-II 2022 r. szacuje się na pół mld EUR URL: <https://tvn24.pl/tvnmetero/swiat/pol-miliarda-euro-na-naprawe-zniszczen-holandia-oszacowala-straty-poniesione-w-wichurach-5608468>.

23 J. Paska, P. Marchel, Ł. Michalski, Koszty przerw i ograniczeń w zasilaniu energią elektryczną i ich wyznaczanie. URL: <http://pe.org.pl/articles/2019/10/18.pdf>.

Rysunek 2. Produkcja energii elektrycznej w latach 1950÷2020.


Źródło PSE

palnych o znaczeniu strategicznym) oraz przyjęcie przez Parlament Europejski kluczowych dyrektyw realizujących w pełni pakiet Fit for 55, wraz z planami dalszego wzmocnienia trendu poprzez pakiet REPowerEU, który łączy cele klimatyczne z celami związanymi z bezpieczeństwem energetycznym. Rysunek 3 przedstawia proces dochodzenia UE do celów postawionych w Fit for 55 i REPowerEU.

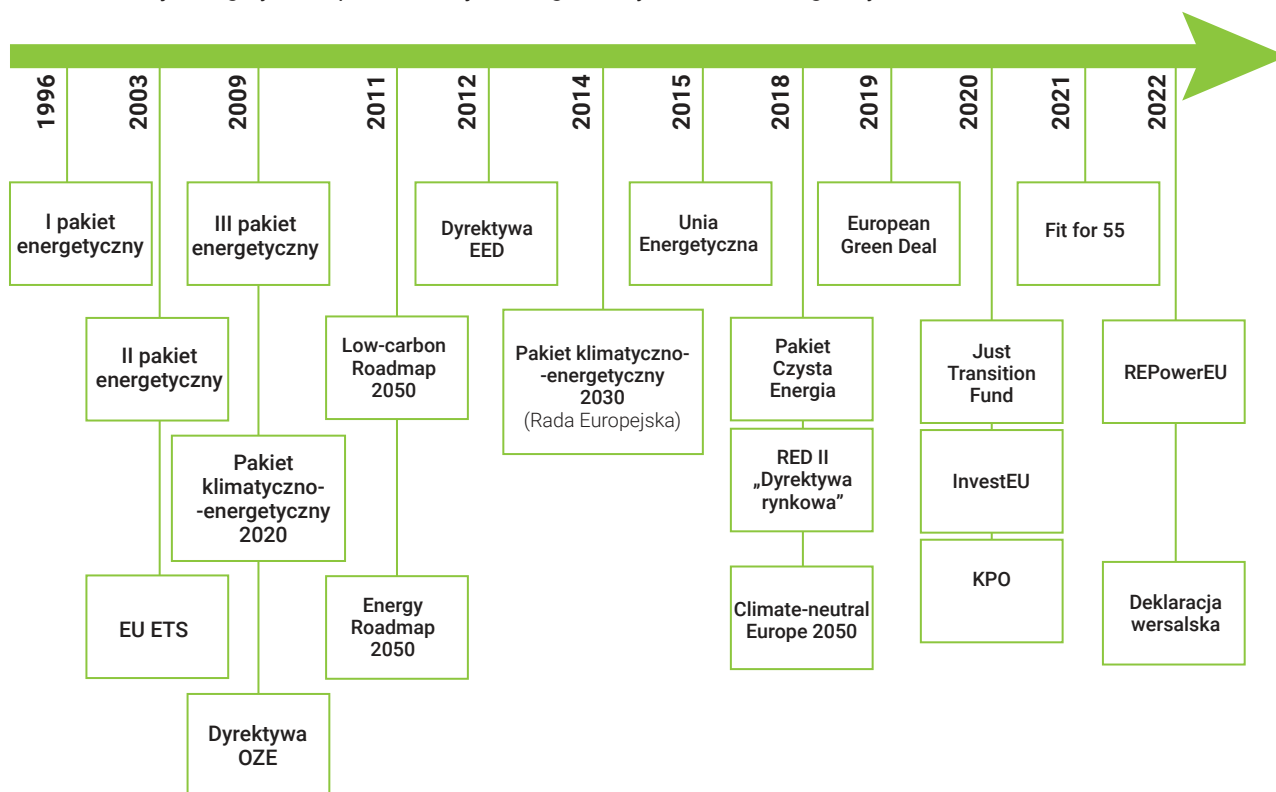
Polityka UE zawiodła, jeśli chodzi o rolę gazu w energetyce. Dokument „Unia energetyczna” z 2015 roku (po pierwszej agresji Rosji na Ukrainę, Krym) był niewystarczający, jeśli chodzi np. o dyrektywę gazową, która została rozmyta różnymi interesami narodowymi. Państwa członkowskie UE nie zgodziły się m.in. na wspólne zakupy gazu, ale działania na rzecz OZE i efektywności energetycznej powodują, że Europa obecnie jednak mniej polega na imporcie paliw z reżimów niedemokratycznych. W efekcie np. kraje skandynawskie z dużym udziałem OZE w ciepłownictwie łatwiej przechodzą przez obecny kryzys energetyczny niż kraje Europy Środkowej.

Patrząc historycznie, polityka UE w dążeniu do dekarbonizacji przejawiała się w szczególności w następujących działaniach (podkreślono działania mające szczególnie silny wpływ na transformację ciepłownictwa):

- ▶ 1992 – Konwencja klimatyczna
- ▶ 1997 – Protokół z Kioto
- ▶ 2004 – wprowadzenie mechanizmu EU ETS
- ▶ 2007 – wprowadzenie celów polityki klimatycznej w formie Pakietu „3x20”
- ▶ 2011 – zdefiniowanie „Strategii dekarbonizacji UE”
- ▶ 2016 – strategia UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia
- ▶ 2019 – Zielony Ład
- ▶ XII 2019 – zobowiązanie do neutralności kli-



Rysunek 3. Strategia budowy nowego modelu energetycznego UE opartego na liberalizacji (wspieraniu konkurencyjności), i dekarbonizacji energetyki i ciepłownictwa jako długofalowych celów strategicznych



matycznej do 2050 roku w ramach Europejskiego Zielonego Ładu oraz ogłoszenie Dyrektywy 2019/944 oraz Rozporządzenia 2019/943 jako narzędzi wsparcia realizacji tego celu

- ▶ III 2020 – propozycja „Europejskiego prawa o klimacie”, by wpisać cel 2050 roku do obowiązującego prawodawstwa
- ▶ 2020 – unijna strategia integracji sektorów (sector coupling)
- ▶ IX 2020 – propozycja zwiększenia celu z 40% do 55% redukcji emisji CO₂ do 2030 roku
- ▶ XII 2020 – poparcie celu redukcji netto emisji CO₂ o 55% do 2030 roku
- ▶ IV 2021 – zawarcie porozumienia politycznego ws. „Europejskiego prawa o klimacie”
- ▶ VI 2021 – wejście w życie „Europejskiego prawa o klimacie”
- ▶ VII 2021 – przedstawienie przez KE pakietu Fit for 55 z celem redukcji emisji CO₂ o 55%

▶ I 2022 – wejście w życie Rozporządzenia o zielonej taksonomii²⁴

▶ V 2022 – publikacja przez KE strategii REPowerEU

▶ IX 2022 – przegłosowanie przez Parlament Europejski nowelizacji kluczowych dyrektyw składających się na Fit for 55 (tzw. recasty dyrektyw o OZE i o efektywności energetycznej)

▶ 2023 – przebudowanie publikacji przepisów doprecyzowujących wdrożenie rozwiązań przewidzianych pakietem Fit for 55 i wejście ich w życie

W kontekście niniejszego raportu warto zwrócić uwagę na dokumenty: strategię UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia, wprowadzenie pakietu Fit for 55 oraz zielonej taksonomii i REPowerEU.

Unia Europejska w 2016 roku dostrzegła po raz pierwszy potencjał w działaniach dotyczących

²⁴ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje (Dz.Urz. UE L 198/13, potocznie „taksonomia”)

ogrzewania i chłodzenia w kontekście energetyki i klimatu. Wydano wtedy dokument „EU Heating and Cooling Strategy” (strategia UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia) przygotowany przez Komisję Europejską mający na celu przede wszystkim zwiększenie efektywności energetycznej budynków, szczególnie tych nowo budowanych, oraz położenie głównego nacisku na termomodernizację obiektów już istniejących. Ale na strategię dekarbonizacji ciepłownictwa w UE trzeba patrzeć z szerszej perspektywy. Kiedy powstawał wspomniany dokument, ogrzewanie i klimatyzacja w budynkach pochłaniała prawie 50% całej energii pobieranej w krajach członkowskich Unii Europejskiej. W dokumencie przedstawiono cele mówiące o tym, że budynki mogą wykorzystywać systemy automatyzacji i kontroli dla zapewnienia mieszkańcom większego komfortu, a systemowi elektroenergetycznemu – elastyczności przez zmniejszenie i zmianę zapotrzebowania oraz **przechowywanie energii cieplnej**.

Przyjęcie przez UE (wrzesień 2022 roku) kluczowych dyrektyw realizujących w pełni pakiet Fit for 55, wraz z planami dalszego wzmocnienia globalnych trendów dekarbonizacyjnych (USA, Chiny) poprzez pakiet REPowerEU (kontynuacja trendów w **obliczu wojny i szantażu energetycznego Rosji**), przerywa dyskusję o blokowaniu zmian i otwiera przestrzeń do dyskusji o poszukiwaniu rozwiązań opartych na lokalnych zasobach i OZE. Dotyczy to w szczególności ciepłownictwa systemowego, borykającego się już wcześniej z deficytem węgla odpowiedniej jakości i jednocześnie funkcjonującego w znacznej części w systemie handlu emisji ETS. Rysunek 4 ilustruje wg Banku Pekao²⁵ roczny koszt nabycia uprawnień do emisji CO₂ przez wytwórców ciepła dla dotychczasowego scenariusza transformacji wynikającego z dotychczas obowiązujących celów i dyrektyw UE (Fit for 40) oraz planowanych do wprowadzenia w ramach Fit for 55.

Wg banku Pekao, koszty nabycia uprawnień do emisji CO₂ w ciepłownictwie w latach 2023-2026 (nawet przy przyjętym przez Pekao założeniu wejścia ciepłownictwa na drogę umiarkowanej transformacji) przekroczą 2,5 mld euro, czyli sięgnąć mogą 12 mld zł. Wg URE, przychody ogółem przedsiębiorstw ciepłych ze sprzedaży ciepła w 2020 roku wyniosły 19,2 mld zł. Trudno sobie wyobrazić, by tak wy-

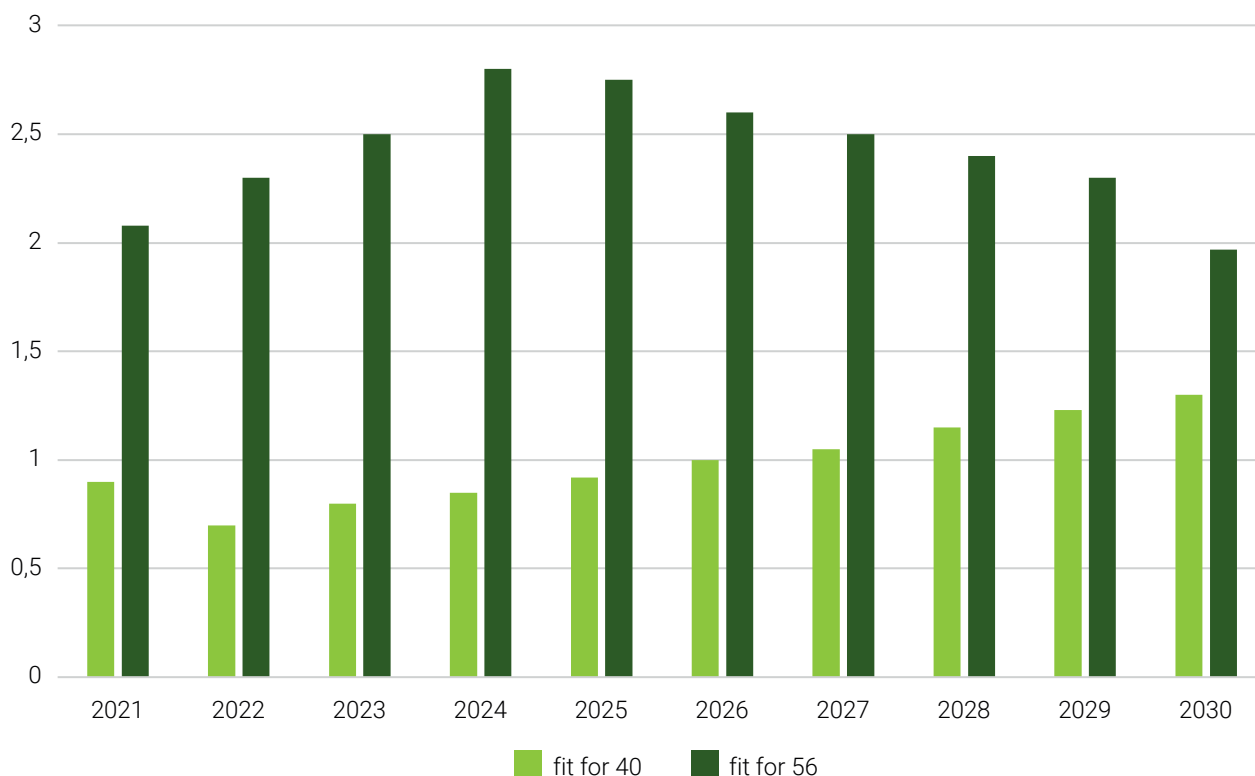
sokie koszty uprawnień do emisji CO₂ udźwignęło ciepłownictwo w dłuższym okresie ani tym bardziej odbiorcy ciepła. Zestawienie kosztów wskazuje na konieczność szybkich inwestycji w OZE w latach 2022–2024 i przyspieszenia procesu transformacji ciepłownictwa w kierunku OZE. Oczywiście inwestycje oznaczają zapotrzebowanie na kapitał, ale bank Pekao wyliczył wpływy ze sprzedaży przez Polskę uprawnień do emisji CO₂ w ramach ETS w latach 2021–2030 (104 mld euro). Znaczna część tych środków może służyć transformacji ciepłownictwa, co potwierdza tzw. zielona taksonomia i unijne zasady pomocy publicznej.

W kontekście zagrożenia utratą konkurencyjności polskiej gospodarki jako rezultatem ew. zlekceważenia założeń polityki klimatycznej UE, na szczególną uwagę zasługuje rozporządzenie o zielonej taksonomii. Narzędziami oddziaływania na przedsiębiorców przez rozporządzenie o zielonej taksonomii²⁶ są:

- ▶ wskazanie działań, które faktycznie można ocenić jako proekologiczne, mające na celu m.in. ograniczenie greenwashingu (działań pozornie proekologicznych, podejmowanych ze względów marketingowych);
- ▶ obowiązek corocznego publikowania raportów informujących inwestorów i klientów, w jakim stopniu biznes jest zrównoważony środowiskowo (czyli jak bardzo jest ekologiczny) oraz jakie nakłady finansowe zostały poniesione w celu osiągnięcia np. neutralności węglowej;
- ▶ zdefiniowanie katalogu celów proekologicznych:
 - łagodzenie zmian klimatu,
 - adaptacja do zmian klimatycznych,
 - zrównoważone wykorzystanie i ochrona zasobów wodnych oraz morskich,
 - przejście na gospodarkę w obiegu zamkniętym,
 - zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola,

25 Bank Pekao: Wpływ pakietu Fit for 55 na polską gospodarkę 2021. URL: <https://www.pekao.com.pl/dam/jcr:4e058ebf-005f-4333-8753-0b6bdeff7e8/Pekao%20-%20Wp%C5%82yw%20Fit%20for%2055%20na%20polsk%C4%85%20gospodark%C4%99%20-%20final.pdf>.

26 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=celex:32020R0852>.

**Rysunek 4.** Roczny koszt nabycia uprawnień do emisji CO₂ przez wytwórców ciepła, w mld euro

Źródło: Bank Pekao

- ochrona i odbudowa bioróżnorodności oraz ekosystemów;
- ▶ **ograniczenie dostępu do źródeł finansowania dla firm działających niezgodnie z taksonomią:**
 - zielonych certyfikatów,
 - finansowania inwestycji z: Funduszu na Rzecz Sprawiedliwej Transformacji, programu „Inwestycja na rzecz zatrudnienia i wzrostu”, programu odbudowy gospodarki UE po COVID-19.

Jako pochodnej wdrożenia ww. ograniczeń, dodatkowo blokując dostęp do finansowania, można także oczekiwać pojawienia się awersji prywatnego sektora bankowego do finansowania objętych nimi przedsięwzięć jako inwestycji wysokiego ryzyka.

Tworzone otoczenie regulacyjne i zasady finansowania dają ogromne możliwości do wprowadzania do systemów ciepłowniczych instalacji wykorzystujących źródła zeroemisyjne, a w szczególności energię słoneczną i wiatrową. Wprowadzenie takich źródeł wymaga jednak magazynowania energii, w szczegól-

ności w najtańszej formie – ciepła lub rozsądnego jej wykorzystywania. Zarówno systemy konwersji energii słonecznej i wiatrowej, jak i systemy magazynowania energii cieplnej są kwalifikowane wg Komisji Europejskiej jako mające znaczący wkład w łagodzenie skutków zmian klimatycznych. KE przewiduje techniczne kryteria dla działalności gospodarczej m.in. w sektorze magazynowania ciepła²⁷ jako: a) wnoszący znaczący wkład w ochronę środowiska, b) dostosowanie do zmian klimatycznych (znaczący wkład), c) gospodarka cyrkulacyjna (DNSH, ang. *do no significant harm*, nie powodujący znaczącej szkody), d) ekosystemy (DNSH). Taksonomia stwarza jednak określone wymagania dla wszystkich procesów energetycznych wykorzystujących procesy spalania. Daje to przewagę źródłom zeroemisyjnym i magazynom ciepła w ubieganiu się o finansowanie.

W efekcie coraz powszechniejsza staje się idea sieci ciepłowniczych tzw. IV generacji, które wykorzystują

27 Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance 2020. URL: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf.



energię słoneczną i wiatrową (zielone elektroogrzewnictwo, ciepło niskotemperaturowe, wprowadzenie ciepła z kolektorów słonecznych i pomp ciepła do sieci ciepłowniczej), a także bardzo nowatorskie przedsięwzięcia, jak odbiór ciepła z sektora przemysłu i usług, np. serwerowni (zostało to uwzględnione w nowej dyrektywie o efektywności energetycznej).

Dalszą transformację ciepłownictwa w kierunku zeroemisyjności wspierze zapowiedziane w ww. dyrektywie wprowadzenie wymogu zeroemisyjności nowych budynków od roku 2030. Wprowadzanie tego

wymogu w życie spowoduje, że działaniom na rzecz zmniejszenia zapotrzebowania budynków na energię towarzyszyć będą musiały działania na rzecz pokrycia coraz mniejszych potrzeb energetycznych przez lokalną (w budynkach) produkcję energii z instalacji OZE lub niemal zeroemisyjne ciepłownictwo systemowe. Dla tych ciepłowni, które dążyć będą do zeroemisyjności i włączyć się w ułatwienie właścicielom budynków dojścia do zeroemisyjności, zastosowanie może znaleźć formuła ESCO (możliwości dla przedsiębiorstw ciepłowniczych), która w Polsce wymaga jednak dopracowania legislacyjnego.

5. Trendy rozwoju ciepłownictwa z OZE w 2011–2020



5.1 Statystyki ciepłownictwa, uwagi metodologiczne

Ciepłownictwo systemowe bazuje na statystykach Urzędu Regulacji Energetyki, opartej na specjalnej metodologii wynikającej z procesu taryfowania ciepła w ciepłowniach koncesjonowanych (o mocy cieplnej powyżej 5 MW). Najnowsze statystyki URE za 2020 rok obejmują 387 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych dysponujących mocą zainstalowaną 55 GW. Kluczowym założeniem tej statystyki prowadzonej od 20 lat²⁸, co zapewnia jej cenną ciągłość i porównywalność, jest odniesienie danych do produkcji i sprzedaży ciepła (a nie do zużycia ciepła).

Statystyki te nie obejmują ciepłowni niekoncesjonowanych ani ciepłownictwa indywidualnego, przez co (także dla przedsiębiorstw ciepłowniczych) brakuje punktu odniesienia do konkurencyjnych sposobów wytwarzania ciepła w mniejszej skali. Takie dane, zgodnie z dyrektywą o OZE²⁹, zbiera i agreguje Eurostat, w szczególności z uwagi na konieczność określania udziałów ciepła (i szerzej – energii) z OZE w zużyciu energii finalnej³⁰. W 2020 roku ciepłownictwo systemowe wg URE dostarczało odbiorcom 298 938 TJ ciepła³¹ (83 TWh), podczas gdy wg Eurostatu ciepłownictwo zużyło 1 607 848 TJ ciepła (446 TWh), z tym że Eurostat ciepło z paliw (w szczególności biomasy) zużywane w ciepłownictwie indywidualnym liczy jako iloczyn zużycia w jednostkach naturalnych i wartości opałowej (bez uwzględniania sprawności małych kotłów na biomasę).

Przy takiej konwencji liczenia udział ciepła systemowego w ciepłownictwie stanowi tylko 19%. Nawet gdyby uwzględnić sprawność cieplną kotłów w ogrzewaniu indywidualnym na poziomie 75%, udział ciepłownictwa systemowego nie przekroczy

24%, czyli spada (10 lat temu wg GUS i IGCP było to niemal 42%)³². Aby powstrzymać, z korzyścią dla środowiska i komfortu cieplnego mieszkańców, spadek udziału ciepłownictwa systemowego konieczne są inwestycje w nowe technologie, konkurencyjne wobec technologii stosowanych w ciepłownictwie indywidualnym. Dlatego statystykę ciepłownictwa należy analizować zarówno w wąskim, pogłębionym ujęciu (dane URE i część danych GUS), jak i z szerszej perspektywy (dane Eurostatu).

5.2 Statystyki ciepłownictwa i udziału ciepła z OZE wg Eurostatu

Urząd Statystyczny Unii Europejskiej Eurostat co roku publikuje na platformie przejrzystości SHARES dane dotyczące energii z odnawialnych źródeł. Eurostat współpracuje z krajowymi urzędami statystycznymi państw członkowskich UE. W Polsce Główny Urząd Statystyczny udostępnia Eurostatowi dane kalkulowane następnie przez SHARES.

Wg przekazanego Komisji Europejskiej w grudniu raportu GUS pt. „Energia ze źródeł odnawialnych w 2020 roku”, Polska w 2020 roku uzyskała 16,13% udziału energii z OZE w finalnym zużyciu energii brutto i tym samym wypełniła przyjęty jeszcze w 2009 roku swój 15-procentowy cel, przekraczając minimalne zobowiązania aż o 1,13 punktu procentowego. Komisja Europejska, z pomocą Eurostatu, zestawiła dane ze wszystkich krajowych urzędów statystycznych. Okazało się, że cała Unia Europejska (UE 27) przekroczyła swój ogólny cel – 20% udziału energii z OZE w 2020 roku – o niemal 2,1 punktu procentowego. O ile spełnienie przez UE celów wywiązania się ze zobowiązań były spodziewane, to Polska zaskoczyła bardzo dobrym wynikiem (jeszcze w 2019 roku udział OZE był aż 2,8 punktu procentowego poniżej 15-procentowego celu na 2020 rok).

Zdaniem GUS, Polska zrealizowała swoje unijne (międzynarodowe) zobowiązanie w zakresie OZE dzięki bardzo dobrym wynikom w ciepłownictwie, a w szczególności dzięki spalaniu drewna (ogólnie biomasy) w gospodarstwach domowych, która podniosła udziały energii z OZE o ponad 2 punkty procentowe. Zdaniem GUS, energia pozyskiwana z OZE w 2020 roku (w odniesieniu do krajowego zużycia ca-

28 Raporty Prezesa URE „Energetyka cieplna w liczbach”. URL: <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-cieplna-w-l?page=0>,

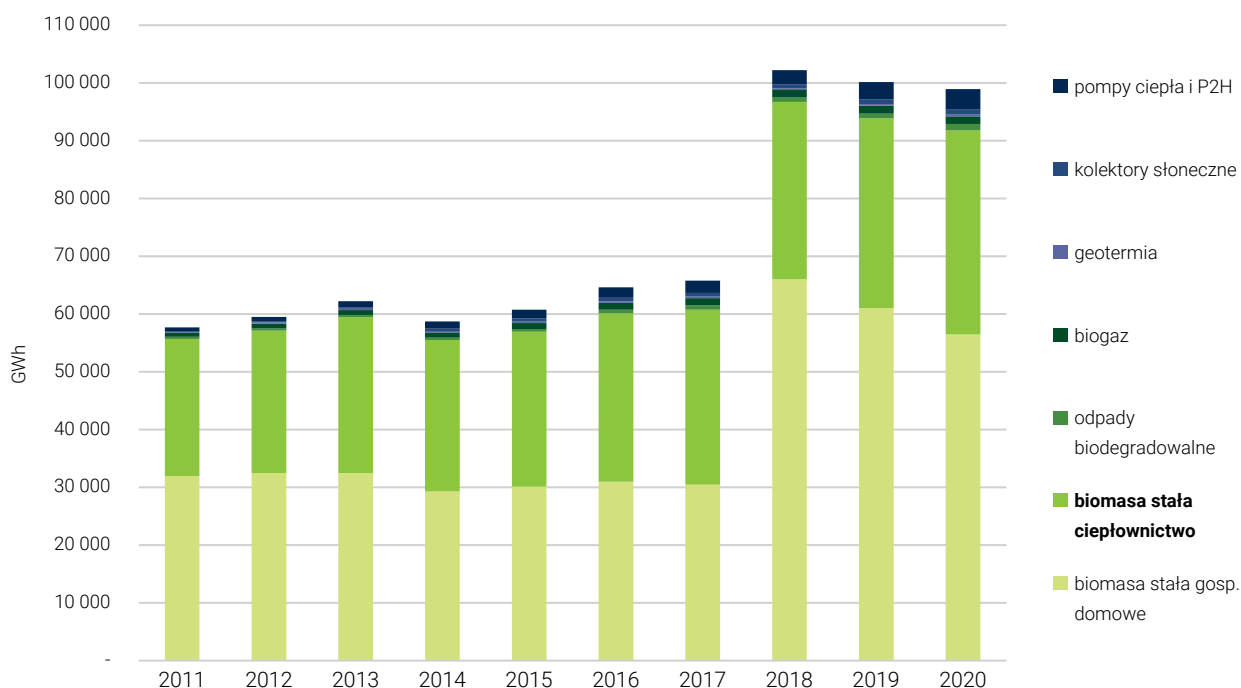
29 Dyrektywa 2009/28/EC o promocji energii z odnawialnych źródeł energii w 2009 roku ustanowiła zasady statystyki dla OZE w celu weryfikacji realizacji zobowiązań krajów członkowskich w zakresie OZE. Kolejne dyrektywy (tzw. recasty) z lat 2019 i 2022 bazują na tej samej meteorologii.

30 Eurostat: Energy from renewable sources (SHARES). URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>.

31 Ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci = Ciepło oddane do sieci - Straty ciepła podczas przesyłania. Wg metodyki URE część ciepła dostarczonego do odbiorców przyłączonych do sieci trafia bezpośrednio do odbiorców końcowych a część do dalszej odsprzedaży, do przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją oraz obrotem ciepłem, tzn. jest poddawana wielokrotnemu obrotowi.

32 IGCP: RAPORT O CIEPŁOWNICTWIE SYSTEMOWYM 2020. URL: <https://www.igcp.pl/aktualnosci/raport-o-cieplownictwie-systemowym-2020/>.

Rysunek 5. Zużycie ciepła z OZE wg Eurostatu/SHARES, Polska



Źródło: Eurostat, opracowanie: IEO (z uwzględnieniem zmiany statystycznej)

łości energii finalnej brutto, tj. łączne zużycie energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) pochodziła przede wszystkim z biomasy stałej w ciepłownictwie (71,61% w ogólnym zużyciu energii z OZE), energii wiatru w elektroenergetyce (10,85%) i z biopaliw ciekłych w transporcie (7,79%). Polska zawsze miała wysokie udziały biomasy w wytwarzaniu ciepła z OZE i ogólnie energii z OZE, ale nie aż tak wysokie. Jak wyjaśnia GUS, w 2020 roku w zakresie zużycia biopaliw stałych przez gospodarstwa domowe zostały skorygowane dane za lata 2018 i 2019 w stosunku do wcześniej opublikowanych, co diametralnie poprawiło statystykę. Korekta metodologiczna za 2018 rok oznacza, że polskie gospodarstwa domowe (w zasadzie domy jednorodzinne) zużyłyby 26,3 mln ton biomasy drzewnej, czyli o 10 mln ton/rok więcej niż przed korektą. Jeżeli te dane są bliskie rzeczywistości³³, to oczywiście nadzwyczaj wysokie i rosnące zużycie biomasy w indywidualnych paleniskach wpływa na dostępność biomasy dla ciepłowni systemowych.

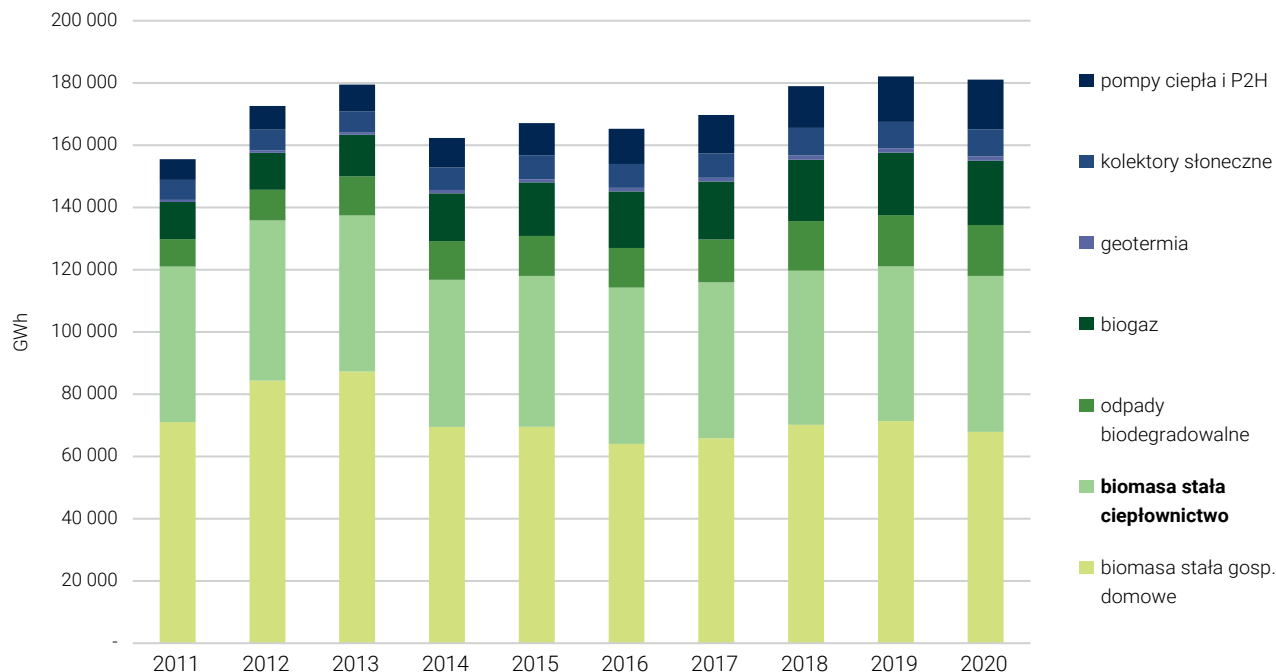
Poniżej na wykresie zilustrowano zużycie ciepła z OZE w 2020 roku w Polsce, zarówno w segmencie

ciepłownictwa systemowego (tu tylko biomasa) oraz w ciepłownictwie ogólnym, w tym biomasa stała w gospodarstwach domowych i inne OZE ogólnie w gospodarstwach domowych w ciepłownictwie systemowym (rysunek 5).

Jak podaje Eurostat, w ciepłownictwie polskim w 2020 roku „miks” paliwowy OZE był zdominowany przez biomasę wykorzystywaną w ciepłownictwie indywidualnym (56,5 TWh), podczas gdy ciepło z biomasy wytworzone w całym ciepłownictwie zbiorowym ledwie sięgało 33,5 TWh. Eurostat (po korekcie statystycznej w zakresie wzrostu zużycia biomasy w ciepłownictwie indywidualnym) określił udział ciepła z OZE w 2020 roku na 22,14% [bez korekty byłoby to 14%]. Porównując te dane z danymi URE dla ciepłownictwa systemowego koncesjonowanego, łatwo stwierdzić, że udział w ciepłownictwie koncesjonowanym w 2020 roku był o połowę niższy i wynosił 10,1% (więcej w kolejnym podrozdziale).

Polskie ciepłownictwo jest uzależniane od paliw kopalnych i biomasy, importowanych w znacznie mniejszym stopniu z Rosji, a jego rozwój w stronę niskoemisyjnego ogrzewania zwalnia. Pomijając statystyczny wzrost zużycia ciepła z biomasy stałej w gospodarstwach domowych i jej dominujący wpływ na statystyki w zakresie oceny udziałów OZE, dane Eurostatu w dłuższym okresie wskazują na stopniowy

33 Wiśniewski G.: Największe zdziwienie 2021 roku – genialny plan, przypadek czy cud statystyczny w energetyce odnawialnej? URL: <http://odnawialny.blogspot.com/2021/12/najwiesze-zdziwienie-2021-roku.html>.

Rysunek 6. Zużycie ciepła z OZE wg Eurostatu/SHARES, Niemcy


Źródło: Eurostat, opracowanie: IEO

wzrost udziału każdego z pozostałych OZE. W ciągu ostatnich 10 lat zużycie ciepła wyprodukowanego wzrosło odpowiednio (w nawiasach dane za 2020 rok): geotermia dwukrotnie (298 GWh), biogaz dwukrotnie (1327 GWh), odpady biodegradowalne trzykrotnie (1123 GWh) i najwięcej pompy ciepła i elektrogrzewnictwo ponad pięciokrotnie (3467 GWh) oraz kolektory słoneczne ponad sześciokrotnie (932 GWh). Wykorzystanie w Polsce ciepła z zeroemisyjnych OZE, za wyjątkiem geotermii (wg URE produkcja ciepła z tych źródeł w ciepłownictwie koncesjonowanym wyniosła 200 GWh) dotyczy zasadniczo ciepłownictwa indywidualnego.

Na poniższych rysunkach (rysunek 6, rysunek 7) znajdują się analogiczne wykresy zużycia ciepła w Niemczech oraz całej Unii Europejskiej. Wykresy wskazują na lekki spadek lub stabilizację w przypadku spalania biomasy stałej, która w Europie wszędzie jest dominującym OZE w ciepłownictwie (choć w mniejszym zakresie niż w Polsce) i wzrost udziału zeroemisyjnych OZE (tu podobnie jak w Polsce). W Niemczech lekko spada produkcja ciepła z biomasy i silnie rośnie rola zielonego elektrogrzewnictwa (z uwagi na bardzo wysoki udział OZE w generacji energii elektrycznej – 45% w 2020 roku).

Wg Eurostatu, we wszystkich 27 państwach członkowskich UE łączne zużycie ciepła z OZE wzrosło z 959 TWh w 2011 roku do 1209 TWh w roku 2020,

w ciągu dekady ponad dwukrotny wzrost produkcji odnotowano w przypadku zużycia ciepła z biogazu oraz elektrogrzewnictwa.

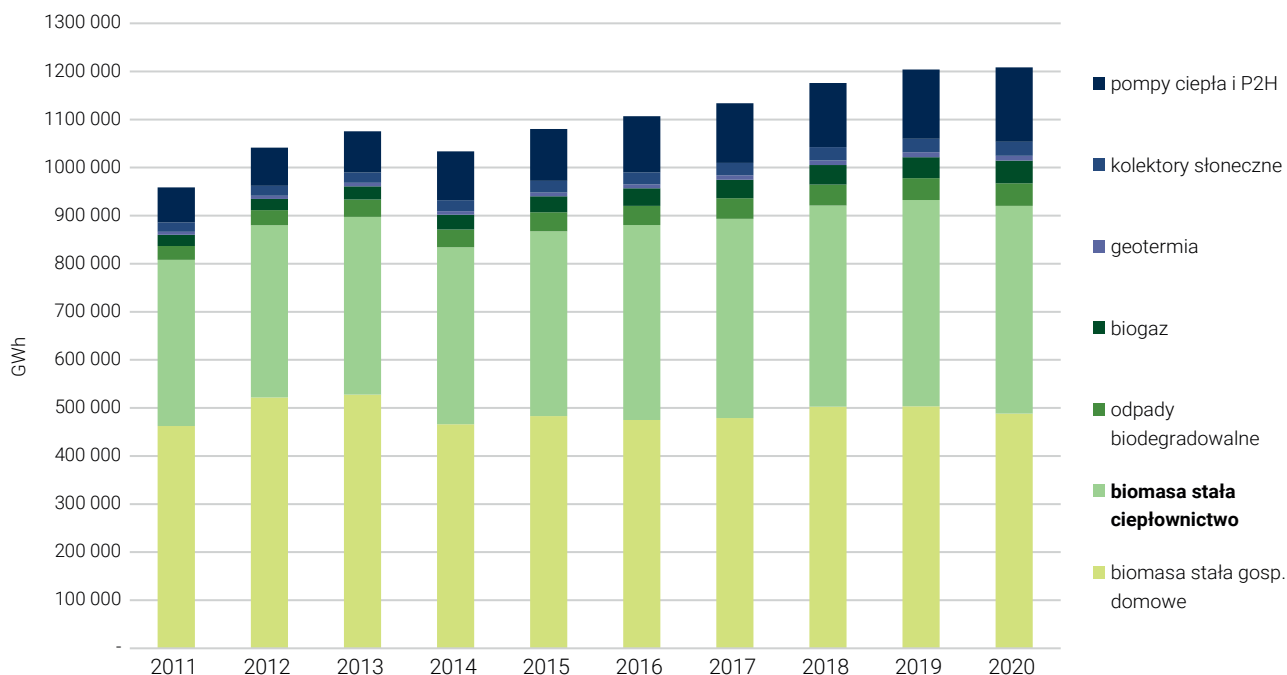
Zgodnie z pakietem Fit for 55 UE chce zwiększać udziały OZE w ciepłownictwie z 23% w 2020 roku do 40% w 2030 roku (cel dotyczący udziału energii OZE w budynkach ma wzrosnąć nawet do 49% w zużyciu energii końcowej). Oznacza to duże wyzwanie dla ciepłownictwa systemowego, które nie może pozostać w tyle, gdyż w obliczu wzrostu cen paliw i kosztów emisji CO₂ utraci konkurencyjność. A to oznacza konieczność przyspieszenia dotychczasowego trendu w przechodzeniu z paliw kopalnych na źródła zeroemisyjne.

5.3 Statystyki ciepłownictwa i udziału ciepła z OZE w ciepłownictwie systemowym wg danych Urzędu Regulacji Energetyki

Urząd Regulacji Energetyki (URE) przeprowadza badania sektora ciepłownictwa systemowego w segmencie przedsiębiorstw koncesjonowanych i publikowanych w corocznym raporcie pt. „Energetyka ciepła w liczbach”. Dzięki danym URE można dokonać analizy bieżącej sytuacji w polskim ciepłownictwie i wyłowić trendy w segmencie dużych ciepłowni. Zgodnie z danymi za 2020 rok, opublikowanymi w lu-



Rysunek 7. Zużycie ciepła z OZE wg Eurostatu/SHARES, UE 27



Źródło: Eurostat, opracowanie: IEO

tym br., liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych (tj. przedsiębiorstw, które posiadają koncesję na wytwarzanie, przesył oraz dystrybucję i obrót ciepłem) spadła z 480 w 2011 roku do 387 na koniec roku 2020. Odpowiada za to głównie przejmowanie gminnych, powiatowych i innych samorządowych przedsiębiorstw energetyki ciepłej przez większe grupy energetyczne.

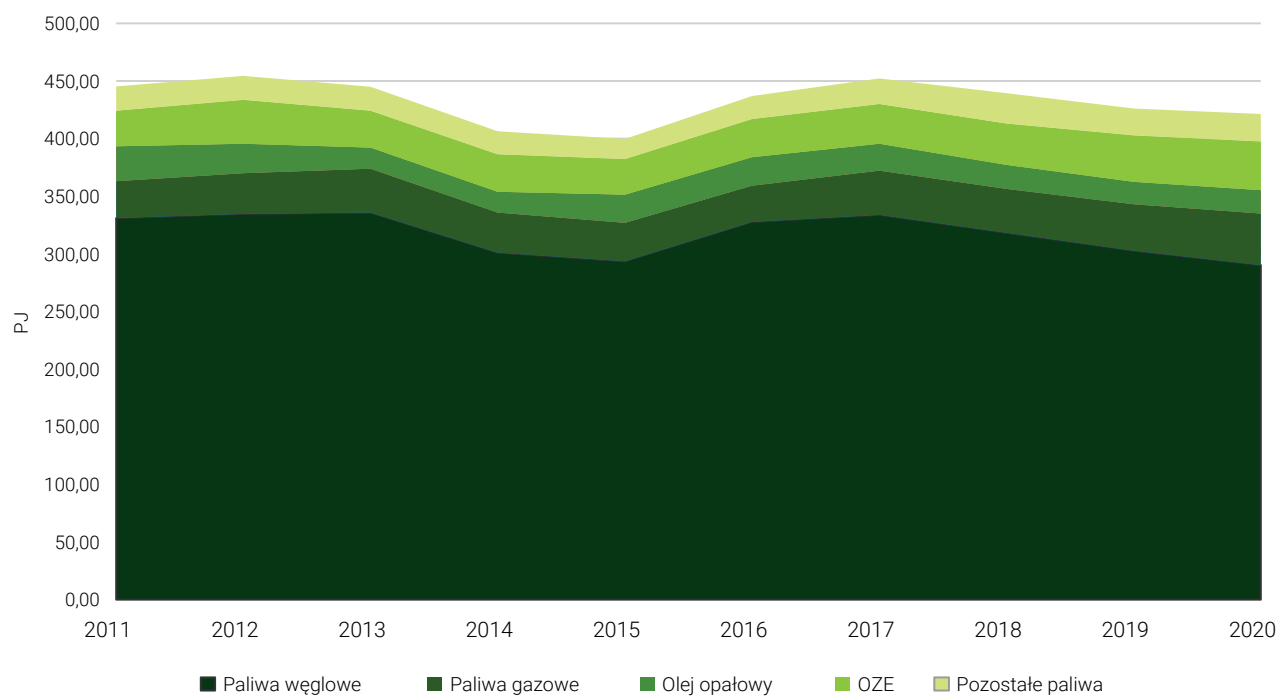
Moc ciepłownicza zainstalowana w źródłach zmalała z 58 tys. MW w 2011 roku do 53 tys. MW w 2020 roku, przy jednocześnie praktycznie niezmiennym poziomie mocy zamówionej – ok. 34,5 tys. MW. Wynika to prawdopodobnie z tego, że wyłączane są większe kotły ciepłownicze na rzecz kotłów o niższej mocy (5–10 MW) w celu docelowej pracy przy wyższym poziomie obciążenia, a zatem wyższej sprawności oraz zwiększeniu elastyczności systemu. Ogólne trendy w zużyciu paliw w ciepłownictwie pokazano na rysunku 8.

Z danych statystycznych URE wynika, że całkowite zużycie paliw w przedsiębiorstwach ciepłowniczych wahało się od ok. 400 do 500 PJ rocznie, z 421 PJ w 2020 roku. W roku 2011 paliwa węglowe stanowiły 74% wszystkich wykorzystywanych paliw do produkcji ciepła, paliwa gazowe, olej opałowy oraz odnawialne źródła energii stanowiły po 7%, a pozostałe paliwa

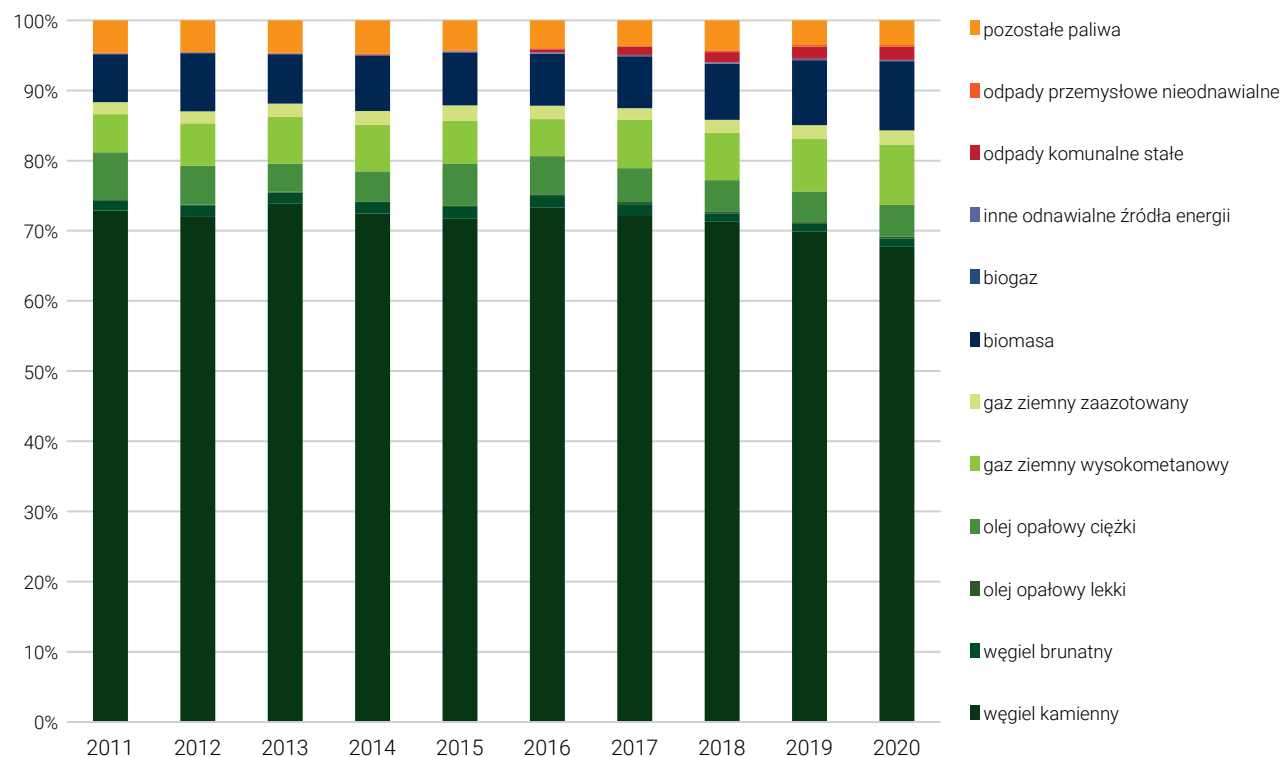
5%. Przez 10 lat nie nastąpiła znaczna zmiana, jednak istotnym faktem jest zmniejszenie udziału paliw węglowych do 69% oraz wzrost paliw gazowych i OZE do ponad 10%.

W latach 2016–2017, wraz ze wzrostem zapotrzebowania na ciepło (chłodniejsze zimy i rosnące potrzeby przemysłu) odwrócona została zasada odchodzenia od węgla. Miało to częściowo dobre skutki, gdyż obecnie polskie ciepłownictwo mniej zależy od gazu (importowanego w większym zakresie niż węgiel), ale niestety w ciepłownictwie zatrzymany został rozwój OZE. Od 2018 roku powoli zaczął rosnąć udział gazu, a następnie OZE.

Odnawialne źródła energii oznaczają w tym przypadku praktycznie wyłącznie spalanie biomasy, gdyż w Polsce źródła takie jak kolektory słoneczne czy elektroogrzewnictwo zasilane energią elektryczną z OZE nie są obecnie wdrażane na dużą skalę w ciepłownictwie systemowym. Na rysunku 9 znajduje się szczegółowy wykres struktury poszczególnych paliw wykorzystywanych w ciepłownictwie. Znalazły się na nim takie źródła zaliczane do OZE, jak biomasa z udziałem niemal 10% oraz śladowe udziały biogazu i innych OZE (kolektory słoneczne, geotermia, elektroogrzewnictwo z OZE i pomp ciepła).

**Rysunek 8.** Zużycie paliw do produkcji ciepła w ciepłownictwie systemowym

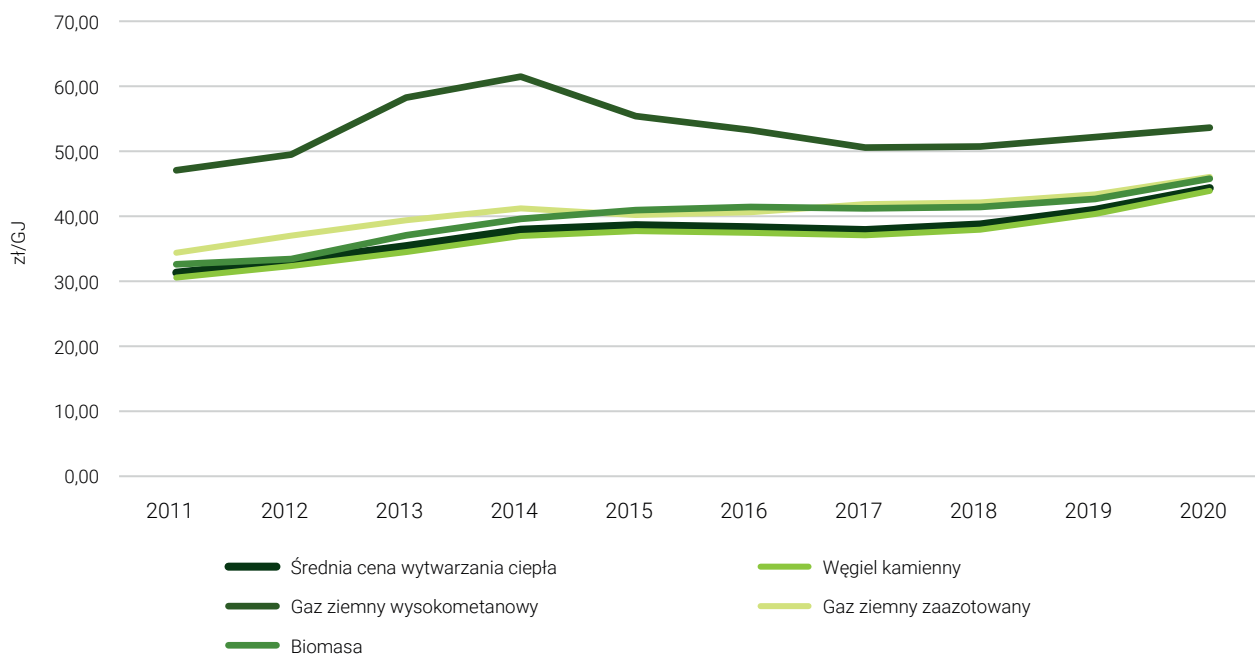
Źródło: URE, opracowanie: IEO

Rysunek 9. Szczegółowa struktura zużycia paliw do produkcji ciepła w ciepłownictwie systemowym

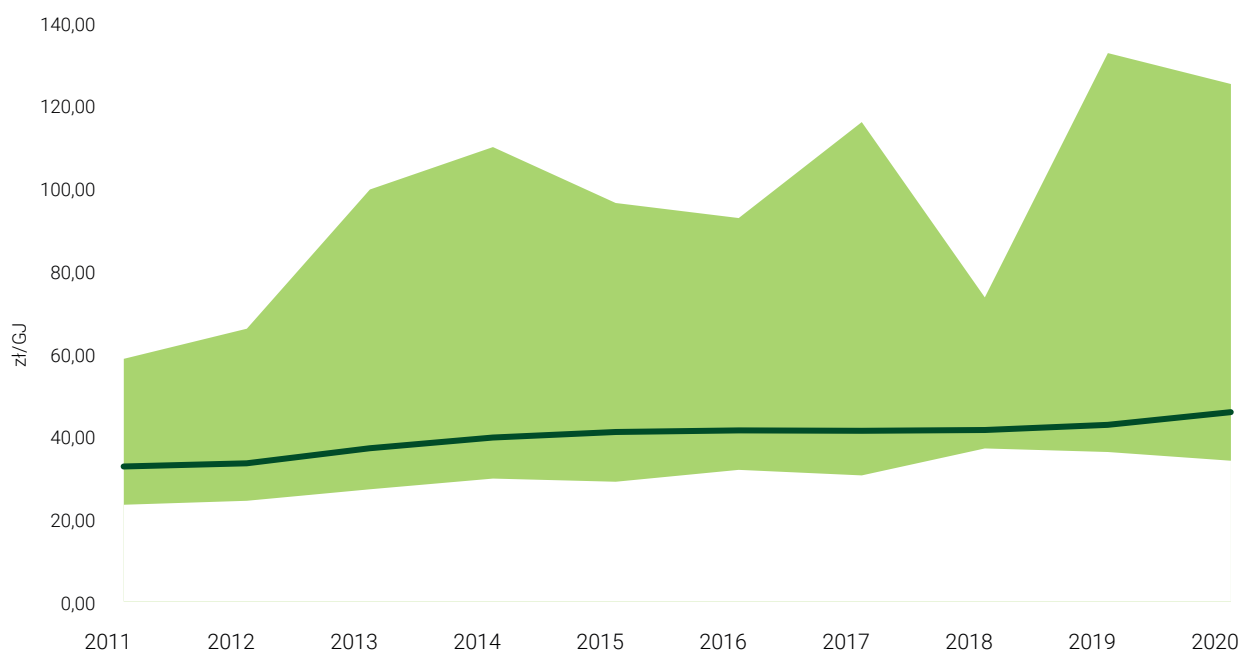
Źródło: URE, opracowanie: IEO

W 2020 roku średnia cena wytwarzania ciepła sprzedawanego ze wszystkich koncesjonowanych źródeł wyniosła 44,33 zł/GJ. W stosunku do roku 2011 cena

ta wzrosła o 41,5% (31,32 zł/GJ), z kolei największy wzrost miał miejsce w latach 2019–2020. Poniższy wykres przedstawia ceny wytworzenia ciepła z po-

**Rysunek 10.** Ceny ciepła wytworzonego z wybranych rodzajów paliw

Źródło: URE, opracowanie: IEO

Rysunek 11. Zakres średnich cen ciepła wytworzonego z biomasy według województw

Źródło: URE, opracowanie: IEO

szczególnych rodzajów paliw. Są one liczone jako ilorazy sum przychodów wytwórców ze sprzedaży mocy, ciepła i nośnika ciepła oraz sumy wolumenu sprzedanego ciepła wytworzonego z poszczególnych rodzajów paliw. Od 2011 roku widać postępujący wzrost cen ciepła z gazu ziemnego zaazotowanego, biomasy oraz węgla kamiennego. Cena ciepła z gazu ziemnego wysokometanowego przeszła wyraźny

peak w 2014 roku, następnie malała, by w 2017 roku zacząć stopniowy wzrost. Średnia cena wytworzenia ciepła w Polsce jest niemal identyczna jak cena dla węgla kamiennego ze względu na znaczny udział tego surowca w procesie wytworzenia ciepła.

W kontekście wprowadzania OZE do systemów ciepłowniczych znaczenie ma lokalny dostęp do odna-



wialnych zasobów energii. W przypadku OZE analizy powinny być prowadzone na szczeblu gminnym. Raport URE pokazuje zróżnicowanie cen na szczeblu województw. Na poniższym wykresie zaprezentowano średnie ceny wytwarzania ciepła w latach 2011–2020 z biomasy (jedyne dostępne w tym układzie OZE). W przypadku wytwarzania ciepła z biomasy cena średnia była przez całą dekadę mocno skorelowana z ceną minimalną, natomiast jeśli chodzi o zróżnicowanie ceny maksymalnej, a tym samym całego zakresu, pojawiają się wyraźne wahania w cenach o dużej amplitudzie. Województwem wyróżniającym się najbardziej jest lubelskie, w którym w latach 2011–2020

cena ciepła ze spalania biomasy wzrosła z 58,65 zł/GJ do 125,03 zł/GJ. Rysunek 11 ilustruje zmienność cen ciepła z biomasy, porównujący przykładowe województwo śląskie, w którym przez ten okres cena rosła powoli i względnie stopniowo z 27,71 zł/GJ do 44,25 zł/GJ.

Województwem wyróżniającym się najbardziej jest lubelskie, w którym w latach 2011–2020 cena ciepła ze spalania biomasy wzrosła z 58,65 zł/GJ do 125,03 zł/GJ. Natomiast np. w województwie śląskim, w którym przez ostatnią dekadę cena rosła powoli i równomiernie, z 27,71 zł/GJ do 44,25 zł/GJ.

6. Technologie dla transformacji ciepłownictwa



6.1 Instrumenty i determinanty nadchodzącej rewolucji technologicznej w ciepłownictwie

Tradycyjne technologie ciepłownicze nie spełniają już rosnących oczekiwań odbiorców i rosnących wymogów środowiskowych. Transformacja energetyki w coraz większym zakresie dotyczy ciepłownictwa, które będzie musiało sięgać po nowe rozwiązania. Polskie ciepłownictwo zostało zakonserwowane na etapie technologii węglowych. Jeszcze na przełomie dekady (koniec lat 20./początek 30.) bardzo ostrożnie planowało przejść w dziesięciolecie na gaz lub kogenerację gazową. Ta strategia okazała się błędem jeśli chodzi o tempo transformacji (zbyt wysokie koszty uprawnień do emisji CO₂), wybór technologii (zbyt wysokie ceny gazu) i bezpieczeństwo energetyczne (zależność od importu paliw i niepewność dostaw). Dopiero ze względu na wojnę w Ukrainie (a nie np. ze względów środowiskowych, klimatycznych, czy konieczności rozwoju technologicznego i poprawy konkurencyjności), polityka energetyczna Polski zaczyna być zmieniana w duchu, jaki zaproponowała Komisja Europejska w planie REPowerEU. W tym duchu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska został opracowany projekt „Strategii dla ciepłownictwa”³⁴.

Strategia uwzględnia konieczność spełnienia wymogu zapewnienia bezpieczeństwa technicznego i ekonomicznego dostaw ciepła dla odbiorców oraz zasadniczej roli samorządu lokalnego jako podmiotu odpowiedzialnego za organizację tych dostaw. Wskazano nowe kierunki realizacji transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. Wskazuje ona na konieczność przyspieszenia transformacji, co pozwoli na uniknięcie ekspozycji na ryzyko dalszych wzrostów kosztów ciepła z powodu rosnących cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, ale także importowanych paliw kopalnych. Po raz pierwszy w dokumencie dotyczącym strategii energetycznej szerzej jest mowa o technologicznych „alternatywach dla węgla w ciepłownictwie systemowym”, wymieniając m.in. kolektory słoneczne, pompy ciepła oraz elektryfikację ciepłownictwa z wykorzystaniem kotłów elektrodowych, ale dominują rozwiązania znane i wcześniej podejmowane,

niestety bez większych sukcesów (kogeneracja gazowa, spalanie odpadów i biomasy).

Pomimo cennej zmiany narracji, zgodnie z klasyfikacją rozwoju systemów ciepłowniczych, opracowaną pod kierunkiem prof. Lund z Uniwersytetu w Aalborgu³⁵ (i stosowaną powszechnie od 2015 roku) polskie ciepłownictwo, pomimo planów, tkwi ciągle pomiędzy pierwszą a drugą generacją systemów ciepłowniczych. Tymczasem ciepłownie UE są już powszechnie zaliczane do trzeciej generacji (wyłącznie OZE i kogeneracja) i szykują się do całkowitego porzucenia paliw kopalnych przed końcem dekady oraz do przejścia w 100% na OZE, w szczególności zeroemisyjne (czwarta generacja wg prof. Lunda).

W niniejszym raporcie autorzy przyjęli założenie, że znaczna część ze średniej wielkości ciepłowni miejskich zdoła do końca dekady już do 2025 roku przejść z węgla (najlepiej bez udziału gazu jako tzw. paliwa przejściowego) do OZE w dwóch etapach: 1) uzyskanie 30–50% OZE (najlepiej źródeł zeroemisyjnych niekorzystających z procesów spalania) w bilansie produkcji energii, 2) transformacja ok. 2030 roku do uzyskania 100% udziału OZE w produkcji ciepła. Koncepcję tę przedstawiono na rysunku 12, wrysowując pożądaną ścieżkę w klasyfikację rozwoju systemów ciepłowniczych wg Uniwersytetu w Aalborgu (kolejne etapy procesu transformacji z wykorzystaniem wdrażania technologii kolejnych generacji zaznaczono odpowiednio gwiazdkami: czarną, czerwoną i zieloną).

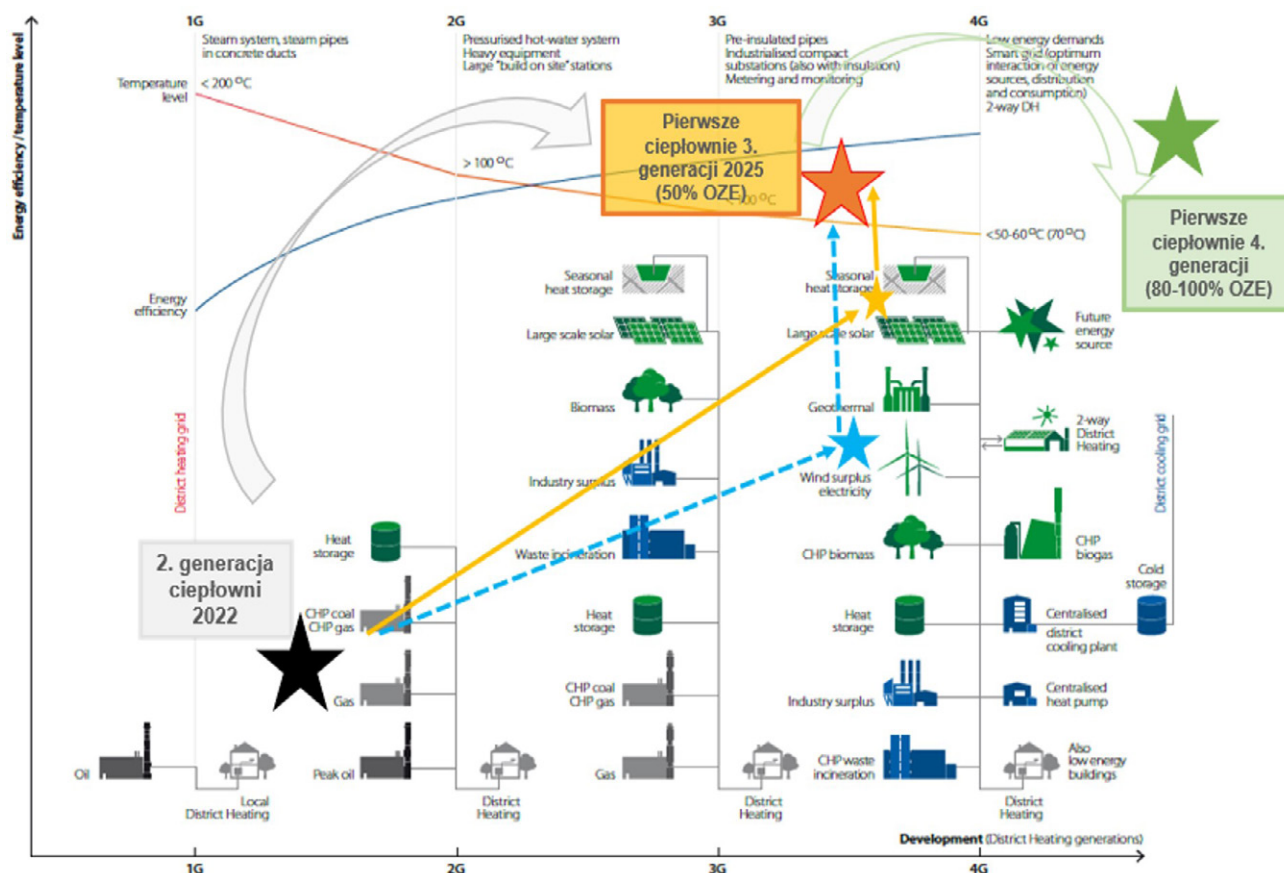
Autorzy raportu stawiają tezę, że możliwa jest transformacja do 50% OZE w pierwszym etapie i do 100% w drugim, z wykorzystaniem technologii zeroemisyjnych, w tym pomp ciepła i kotłów elektrodowych z krótkoterminowymi magazynami ciepła i energii elektrycznej z elektrowni wiatrowej oraz kolektorów słonecznych i fotowoltaiki z sezonowymi magazynami ciepła. Do pełnej bezemisijności wymagany jest zakup prądu z OZE do napędu pomp cyrkulacyjnych i innych potrzeb własnych w ciepłowni.

Takie podejście jest w pełni zgodne nie tylko z ekologią (koszty paliw i emisji) oraz przepisami pojmującymi efektywne systemy ciepłownicze, ale z wymaganiami stawianymi w rozporządzeniu w sprawie audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii, które (także poprzez

34 Ministerstwo Klimatu i Środowiska: Strategii dla ciepłownictwa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.". URL: <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/strategia-dla-cieplownictwa-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r/>.

35 Lund P. et al: 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems, ENERGY 68 (2014).

Rysunek 12. Ścieżki technologiczne transformacji ciepłownictwa wg Lund et al. (2014) oraz założenia do transformacji miejskich przedsiębiorstw ciepłowniczych średniej wielkości



oprac. IEO

wymogi w zakresie „efektywnego systemu energetycznego”) ma wpływ na strategię przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Regulacje powodują, że pozycja przedsiębiorstwa ciepłowniczego z wysokim śladem węglowym jest słabsza wobec odbiorcy ciepła, który ma niższy ślad węglowy. W tabeli 1 podano wymagane w załączniku do rozporządzenia wysokości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej (używane do sporządzenia m.in. audytów efektywności energetycznej budynków), które wskazują, że budynek zasilony także ciepłem systemowym o wysokim wskaźniku emisji może mieć niższy dostęp do systemów wsparcia i stracić na wartości.

Żeby spełnić minimalne wymagania efektywności energetycznej dla budynku mieszkalnego wielorodzinnego w 2022 roku, nakład energii pierwotnej (CO+CWU) musi być nie większy niż 65 kWh/m²*rok, a to oznacza, że konieczność użycia wysokiego współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej eliminować będzie budynki zasilane ze źródeł o wysokim współczynniku z rynku. Wskaźnik ten dla ciepłowni węglowej (z uwzględnieniem zużycia

„nawęglonej” energii elektrycznej z sieci ogólnokrajowej) przekracza znacząco 1,1 (dla węgla). Jak uważa wiceprezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, aby system ciepłowniczy mógł znaleźć się w kręgu zainteresowania inwestorów w budynki, musi on dawać gwarancję znalezienia się w ww. limitach zużycia energii pierwotnej. W przeciwnym razie, rozwiązaniem dla właściciela budynku, który będzie inwestował w wykorzystanie np. energii słonecznej „on-site” i inne o zerowym współczynniku nakładu energii pierwotnej, może być jedynie uzupełnienie bilansu energetycznego budynku.

Kolejną szansą na dalszą dekarbonizację ciepłownictwa dzięki OZE daje projekt nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz prawa energetycznego (UC99)³⁶. Proponowane przepisy mają na celu implementację Dyrektywy RED II, także w zakresie ciepłownictwa. Projekt regulacji zawiera m.in. wyni-

36 URL: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12357005/katalog/12858149#12858149>.

Tabela 1. Współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla nośników energii i źródeł stosowanych w ciepłownictwie indywidualnym i systemowym

	Rodzaj nośnika energii	Współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej
Paliwo lub źródło energii	1 Paliwo lub źródło energii olej opałowy	1,10
	2 Gaz ziemny	1,10
	3 Gaz płynny	1,10
	4 Węgiel kamienny	1,10
	5 Węgiel brunatny	1,10
	6 Biomasa	0,20
	7 Biogaz	0,50
	8 Energia słoneczna	0,00
	9 Energia wiatrowa	0,00
	10 Energia geotermalna	0,00
	11 Ciepło odpadowe z przemysłu	0,05
	12 Olej napędowy	1,10
	13 Benzyna	1,10
	14 LPG	1,10
	15 Wodór (energia elektryczna z produkcji mieszanej)	4,20
	16 Wodór (energia elektryczna z energii słonecznej, wiatrowej, geotermalnej)	0,00
	17 Wodór (energia elektryczna z biomasy)	0,33
	18 Wodór (energia elektryczna z biogazu)	0,83
	19 Wodór (reforming parowy metanu)	1,47
	20 Sieć elektroenergetyczna systemowa Energia elektryczna z produkcji mieszanej	2,50

kającą z implementacji Dyrektywy RED II propozycję modyfikacji art. 116 ustawy o odnawialnych źródłach energii, wprowadzającą obowiązek zakupu ciepła wytwarzanego w instalacji OZE, co wywiera dodatkową presję modernizacyjną na przedsiębiorstwa ciepłownicze. Powyższymi obowiązkami nie będą objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym wykorzystującym do wytwarzania ciepła co najmniej w 50% energię z OZE lub ciepło odpadowe. Projekt nowelizacji wprowadza też rozwiązania w zakresie prawa odłączenia się od sieci ciepłowniczej. I tak, podmiot posiadający tytuł prawny do obiektu (budynku) przyłączonego do sieci ciepłowniczej, która nie jest efektywnym ener-

getycznie systemem ciepłowniczym (nie będzie miał co najmniej w 50% ciepła z OZE lub ciepła odpadowego), uprawniony będzie do odłączenia się od takiej sieci w celu samodzielnego wytwarzania ciepła w indywidualnym źródle ciepła. Źródło takie będzie musiało spełniać określone wymogi w zakresie nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej (współczynnik nie wyższy niż 0,8 – por. z tabelą 6.1.) oraz udziału ciepła wytworzonego z OZE (obecnie min. 50%, od 2030 roku 60%). Na szczęście modyfikacji ulegną też przepisy dotyczące taryf, aby zachęcić przedsiębiorstwa energetyczne do inwestycji w OZE oraz ew. wykorzystanie źródeł ciepła odpadowego. Taryfy mają być kalkulowane w sposób zapewniający pokrycie tzw. kosztów uzasadnionych ciepłowni w zakresie budo-

wy, modernizacji i przyłączania instalacji OZE wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%.

Transformację ciepłownictwa w kierunku zeroemisyjnym z wykorzystaniem zeroemisyjnych OZE wspiera też omówiona wcześniej **taksonomia** (rozdział 4), jako element szeroko rozumianej unijnej polityki klimatycznej, dążącej do m.in. łagodzenia zmian klimatu oraz adaptację do nich. W zakresie ciepłownictwa warto podkreślić, że obejmuje ona zbiór zasad, na podstawie których wykluczone mogą zostać z publicznego wsparcia finansowego te inwestycje w źródła energii, które ich nie spełniają lub spełniają część, ale przeciwdziałają pozostałym. Podstawowym kryterium dla źródeł, które należy spełnić, jest nieprzekroczenie progu 100 g ekwiwalentu CO₂ na kilowatogodzinę. Wśród technologii dostępnych przy transformacji ciepłownictwa **dotyczy to energii geotermalnej, biomasy i biogazu**, a ostatecznie w lutym br. Komisja Europejska przedstawiła dodatkowe regulacje w ramach zielonej taksonomii dotyczące **gazu**, jako paliwa przejściowego. Jednym z kryteriów możliwości wykorzystania gazu w zakładach jest zastąpienie nim bardziej zanieczyszczających paliw, np. węgla. Regulacje obejmują następujące działania związane z gazem: wytwarzanie energii elektrycznej, wysokosprawna kogeneracja ciepła/chłodu i energii, produkcja ciepła/chłodu w wydajnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym. Nie mogą one odpowiednio przekroczyć co najmniej jednego z następujących progów:

- ▶ 100 g CO₂eq/kWh w całym cyklu życia instalacji,
- ▶ 270 g CO₂eq/kWh emisji bezpośrednich w przypadku braku dostępności źródeł odnawialnych (wtedy gdy projekt uzyskał pozwolenie na budowę do 2030 r.),
- ▶ 550 kg CO₂eq/kW rocznych emisji bezpośrednich przez co najmniej 20 lat (w przypadku produkcji energii elektrycznej).

Według „kompasu taksonomii” UE źródła pogodozależne są automatycznie wyłączone z obostrzeń w dostępie do finansowania. Dotyczy to produkcji energii wykorzystującej energię słoneczną lub wiatrową. Powyższe okoliczności polityczne, legislacyjne i w efekcie ekonomiczne wyraźnie wskazują na przewagę i z czasem rosnącą popularność źródeł i technologii zeroemisyjnych (zwłaszcza słonecznych i wiatrowych) nie tylko w budynkach, ale także w ciepłownictwie systemowym.

6.2 Kluczowe nowe technologie dla ciepłownictwa zeroemisyjnego i uwarunkowania ich stosowania

Lista technologii zeroemisyjnych i niskoemisyjnych dla ciepłownictwa obejmuje kilkanaście, a nie kilka rodzajów jak to miało miejsce wtedy, gdy stosowano wyłącznie paliwa kopalne i drewno energetyczne. Wprowadzenie OZE do ciepłownictwa poszerza paletę rozwiązań o 10 kluczowych technologii (tabela 2), zazwyczaj stosowanych w układach zintegrowanych składających się z kilku technologii, coraz częściej współpracujących z różnymi magazynami ciepła.

Dostęp do nisko- i zeroemisyjnych technologii OZE i możliwości wyboru rozwiązań będących już na rynku oraz dostawców technologii są największe w przypadku ciepłownictwa systemowego, a znacznie mniejsze w przypadku np. domów jednorodzinnych czy spółdzielni/wspólnot. Nie można powiedzieć, że w wyścigu po efekty ekologiczne i w drodze do zeroemisyjności ciepłownictwo się na straconej pozycji.

Ale dobór technologii w celu stworzenia optymalnej konfiguracji zapewniającej w ciepłowni odpowiednią moc i ilość energii w sezonie grzewczym (w pierwszych etapach transformacji razem z paliwami kopalnymi) i parametry ciepła oraz wymiarowanie (optymalizacja ich wielkości) nie jest zadaniem banalnym³⁷. Ciepłownictwo systemowe (też przemysłowe) ma większy wybór technologii niż ciepłownictwo rozproszone (domowe i spółdzielcze), ale kluczowe technologie zeroemisyjne (energetyka słoneczna i wiatrowa) oraz współpracujące z nimi magazyny ciepła sezonowe wymagają odpowiednich powierzchni i terenów pod ich instalacje.

Energetyce słonecznej i jej magazynowaniu zostaną poświęcone kolejne rozdziały, ale warto na wstępie podać przykład i zauważyć, że uzysk energii z 1 m² wielkowymiarowych paneli kolektorów słonecznych wynosi 450–550 kWh/m², a źródeł fotowoltaicznych (paneli) 150–200 kWh/m². Jeżeli uwzględnić odległości międzyrzędowe (zwiększaniu odległości służy minimalizacja zacielenia rzędów paneli), to roczna produkcja energii z metra kwadratowego terenu może spaść nawet do 150 kWh/m² w przypadku systemów z kolektorami słonecznym i 50 kWh/m²

37 Wisniewski G. i inni: MODELOWANIE SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH Z OZE na potrzeby wymiarowania magazynów ciepła. Energetyka Ciepła i Zawodowa 4/2022.



Tabela 2. Standardowe moce instalacji OZE (zeroemisyjnych i niskoemisyjnych) stosowanych w różnych segmentach rynku ciepłowniczego

Technologia	Ciepło sieciowe (średnia moc źródła)	Budynki użyteczności publicznej	Gospodarstwa domowe	Współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej
	kW	kW	kW	(-)
Kolektory słoneczne	3 000	100	5	0,00
Lokalna Instalacja PV	1 000	50	5	0,00
Lokalna elektrownia wiatrowa	2 000			0,00
Pompy ciepła	2 000	50	10	0,00
Kotły elektryczne; energia z zeroemisyjnych OZE (lokalnych lub PPA)	2 000	50	5	0,00
Geotermia głęboka	5 000			0,00
Ciepło odpadowe	1 000			0,05
Biomasa (lokalna lub importowana)	6 000	100	10	0,20
Biomasa kogeneracja	5 000			
Biogazownia kogeneracja	2 000			
Magazyn ciepła sezonowy z zeroemisyjnymi OZE	5 000*			0,00
Magazyn ciepła dob.-godz. z zeroemisyjnymi OZE	1 000*			0,00

*moc magazynu przy rozładowaniu

Źródło: IEO

w przypadku farm fotowoltaicznych. Jeżeli chcielibyśmy pokryć 30% zapotrzebowania na ciepło w ciepłowni konwencjonalnej o mocy kotłów rzędu 20 MW i dostarczającej rocznie 20 tys. MWh (72 tys. GJ/rok), to powierzchnia terenu (np. przemysłowego) potrzebna pod budowę kolektorów słonecznych wyniesie 3,3 ha, a pod budowę farmy fotowoltaicznej aż 10 ha. Odpowiednie moce źródeł wyniosłyby odpowiednio 2 MW (kolektory słoneczne) i ok. 6 MW (w przypadku farm PV). Stąd w niniejszym raporcie preferowane są rozwiązania z kolektorami słonecznymi.

Wobec wymiarowania magazynów ciepła, które zasadniczo powinny być elementem każdej instalacji słonecznej, zarówno małej (dobowe magazyny ciepła), jak i wielkowymiarowej (sezonowe magazyny ciepła), zgodnie z artykułem, do którego odwołano się powyżej, na jeden hektar powierzchni kolektorów

słonecznych w ciepłowniach przypada ok. 0,4 ha powierzchni (górnej) pod sezonowy magazyn ciepła. Zestawienie danych podano w tabeli 3.

Powyższe (uproszczone z natury) analizy prowadzą do wniosku, że pojedyncze technologie OZE stosowane w ciepłowniach, bazujące na lokalnych odnawialnych zasobach energii, mają moce rzędu kilku megawatów i raczej nie przekraczają 10 MW. Ich różne kombinacje (3–4 źródła) mogą pozwalać na uzyskiwanie mocy rzędu 20–30 MW, ale z pewnością nie dadzą dużego wkładu zielonej energii w ciepłowniach o mocach kotłów węglowych rzędu 100 MW i więcej. Rozwiązania z zeroemisyjnymi OZE, z uwagi na dostęp do przestrzeni pod instalowanie np. kolektorów słonecznych, lokalnych elektrowni wiatrowych czy sezonowych magazynów ciepła, najlepiej są dopasowane do średniej wielkości ciepłowni miejscach

Tabela 3. Wyniki przykładowej analizy zapotrzebowania na powierzchnię gruntu pod pole kolektorów słonecznych (PKS) i sezonowy magazyn ciepła (PTES) dla modelowej ciepłowni miejskiej o mocy 20 MW i zapotrzebowaniu na ciepło 20 tys. MWh z 50% udziałem energii słonecznej

Technologia	Zapotrzebowanie roczne na ciepło	Udział energii słonecznej	Pow. paneli KS, objętość PTES	Pow. gruntu pod KS/ PTES	Pow. gruntu pod KS/ PTES	Moc KS/ PTES
	MWh/rok	%	m ² , m ³	m ²	ha	MW
Kolektory słoneczne (KS)	20 000	30%	13 000	33 000	3,3	2,0
Magazyn ciepła sezonowy PTES współpracujący z KS			ok. 70 000	5 000	0,5	5

Źródło: IEO

(tzw. powiatowych). W takich ciepłowniach zeroemisyjne OZE już obecnie mogą dostarczyć do 50% zapotrzebowania na ciepło. Poniżej krótko omówiono technologie OZE dla ciepłownictwa (zaczynając od źródeł zeroemisyjnych), zwracając uwagę na ich różnorodność i cechy, które określają ich rolę w nowoczesnym ciepłownictwie.

Kolektory słoneczne

Wśród proponowanych technologii odnawialnych źródeł energii dla ciepłownictwa, kolektory słoneczne są rozwiązaniem najtańszym inwestycyjnie i dostępnym na rynku krajowym (dzięki temu, że są produkowane w Polsce). Cechują się prostotą budowy, łatwością użytkowania, niemalże bezkosztową eksploatacją i szeroką dostępnością na rynku. Tradycyjne kolektory słoneczne (tzw. solary) znajdują zastosowanie jako systemy podgrzewania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) lub systemy wspomagające centralne ogrzewanie (CO). Systemy o mocach rzędu kilkudziesięciu lub kilkuset kilowatów stosuje się w większych spółdzielniach mieszkaniowych i budynkach użyteczności publicznej. Większość produkowanych w kraju kolektorów słonecznych może być stosowana także w dużych systemach ciepłowniczych i zajmują powierzchnię od 500 do 50 000 m² (0,35–35 MW), zgodnie z klasyfikacją UE. W warunkach polskich, kolektory słoneczne mogą współpracować z kotłami CO lub pompami ciepła, a także (jako hybrydy) z domowymi systemami fotowoltaicznymi. Warto stosować je wraz z magazynami ciepła, które przechowują ciepłą wodę, gdy produkcja z kolektorów jest większa niż zapotrzebowanie na ciepło.

Instalacje fotowoltaiczne

Farmy fotowoltaiczne w ciepłownictwie mogą współpracować z kotłami elektrycznymi i magazynami ciepła (odbierającymi w formie ciepła nadwyżki energii elektrycznej) lub napędzać pompy cyrkulacyjne lub pompy ciepła. Ze względu na moc zainstalowaną można je podzielić na jednostki scentralizowane (w ciepłownictwie elektrownie fotowoltaiczne dużej i średniej skali o mocy powyżej 500 kWp) oraz jednostki rozproszone (instalacje na budynkach użyteczności publicznej i gospodarstwach domowych o mocy 1–500 kWp). Szczególną grupą są mikroinstalacje domowe, które zazwyczaj nie przekraczają mocy 10 kW (typowa instalacja prosumencka ma moc 5 kW). W celu zwiększenia samowystarczalności budynków, energię elektryczną z paneli fotowoltaicznych można skierować do napędu sprężarki pompy ciepła, która podgrzewa CWU i wspomaga system CO. W warunkach polskich, ok. 20–35% rocznego zapotrzebowania energii elektrycznej pompy ciepła może pochodzić bezpośrednio z paneli PV.

Elektroogrzewnictwo

Elektroogrzewnictwo, tzw. *Power to Heat (P2H)*, odnosi się do idei zagospodarowania produkcji energii elektrycznej z najtańszych OZE w okresach, gdy ceny energii na rynku hurtowym lub w taryfach dla odbiorców energii (w szczególności wielostrefowych i dynamicznych) są najniższe. Profil obciążenia ciepłowniczego jest w dużym stopniu skorelowany z profilem generacji wiatrowej w warunkach polskich, zatem

najkorzystniejsze z punktu widzenia ciepłownictwa ceny energii elektrycznej pojawiają się na rynku właśnie w okresie jesienno-zimowym, kiedy zapotrzebowanie jest największe. Wyróżnia się cztery podstawowe technologie wykorzystywane w projektach P2H, służące konwersji energii elektrycznej na ciepło: podgrzewacze rezystancyjne, kotły elektryczne rezystancyjne i elektrodowe oraz pompy ciepła (omówione poniżej).

- ▶ Podgrzewacze rezystancyjne, czyli wielkowi-
miarowe grzałki oporowe, które mogą być urzą-
dzeniami przepływowymi lub zostać zamon-
towane wewnątrz magazynu ciepła. Grzałki te
są już powszechnie wykorzystywane do pod-
grzewania c.w.u.
- ▶ Kotły elektryczne rezystancyjne, działające na
tej samej zasadzie i odpowiednie dla rozwiązań
w niewielkiej skali (od kilku kilowatów dla pojedy-
nczych gospodarstw do maksymalnie 5 MW
mocy zainstalowanej). Dla odbiorców indywidu-
alnych w technologii P2H powinny współpracować z krótkoterminowymi wodnymi magazyna-
mi ciepła.
- ▶ Kotły elektryczne elektrodowe, przeznaczone dla
projektów większych (pojedyncze jednostki wy-
twórcze tego typu są dostępne w zakresie 1-60
MW). Zaletą tego typu rozwiązań, poza elastycz-
nością, jest to, że funkcjonując w fazie „stand-by”
wykazują niemal zerową konsumpcję energii
elektrycznej. Elektrodowe kotły elektryczne dla
ciepłownictwa systemowego w technologii P2H
powinny współpracować z sezonowymi magazy-
nami ciepła.

Pompy ciepła

Sprężarkowe pompy ciepła mogą wykorzystywać energię elektryczną P2H do napędu sprężarki, która jest nieodłącznym elementem urządzenia. Charakteryzują się dużo większymi kosztami jednostkowymi niż kotły elektryczne, niemniej jednak przy zaistnieniu odpowiednich warunków ich zastosowanie może być korzystne, np. w przypadku występowania wysokiego potencjału płytkiej geotermii. Wyróżniamy kilka rodzajów sprężarkowych pomp ciepła, podzielonych ze względu na dobór dolnego i górnego źródła ciepła.

- ▶ Powietrzne pompy ciepła (typu powietrze/powie-
trze lub powietrze/woda) wykorzystują energię
zgromadzoną w powietrzu otoczenia lub powie-

trzu wyrzuconym z budynku do ogrzewania, chłodzenia lub przygotowania ciepłej wody użytkowej. Są to zazwyczaj pompy małej mocy (4–50 kW), a głównym odbiorcą tego rodzaju pomp ciepła są gospodarstwa domowe.

- ▶ Pompy ciepła typu woda/woda wykorzystują energię skumulowaną w wodach podziemnych, powierzchniowych lub morskich. Ich zaletą jest szczególnie wysoka efektywność ze względu na wysokie temperatury wody jako nośnika ciepła. Głównym odbiorcą są również gospodarstwa domowe.
- ▶ Gruntowe pompy ciepła (typu solanka/woda lub grunt/woda) pobierają ciepło z gruntu za pomocą pionowych lub poziomych wymienników ciepła, w których płynie bezpośrednio woda lub czynnik pośredni – solanka.

Decydującym składnikiem kosztu produkowanego ciepła jest w tym przypadku nakład inwestycyjny na wykonanie dolnego źródła. Najczęściej stosowane są w nowych domach o wyższych standardach energetycznych. Mogą też być stosowane w systemach ciepłowniczych (moce powyżej 1 MW) jako jeden z elementów wspomagających produkcję ciepła w szczególności przy instalacjach typu P2H.

Geotermia

Produkcja ciepła z geotermii głębokiej uzależniona jest od warunków geologicznych terenu, na jakim położone jest przedsiębiorstwo. W Polsce energia geotermalna jest zakumulowana głównie w podziemnych zbiornikach geotermalnych. Źródła geotermalne mogą stanowić stabilną, ale mało elastyczną podstawę systemu ciepłowniczego. Na inwestycje w źródła geotermalne zdecydowały się nieliczne przedsiębiorstwa ciepłownicze. Sposoby pozyskiwania energii geotermalnej w Polsce, z uwagi na koszty i stosunkowo trudne warunki pozyskania ciepła (głębokość, zasolenie i relatywnie niska temperatura) są wciąż technologiami nowatorskimi wiążącymi się z szeregiem trudności technicznych i eksploatacyjnych, a konieczność wykonywania odwiertów generuje wysokie koszty inwestycji.

Magazyny ciepła

Potencjał OZE w ciepłownictwie i ich efektywność szybko rosną wraz z rozwojem technologii magazy-

nowania ciepła, zarówno w cyklach kilkudniowych, jak i sezonowych. W przypadku zastosowania OZE w systemach ciepłowniczych, kluczowym aspektem przemawiającym za magazynowaniem ciepła jest sezonowa dysproporcja między podażą ciepła z OZE (szczególnie ciepła słonecznego) i zapotrzebowaniem na ciepło. Instalacje sezonowych magazynów ciepła charakteryzują się wysokimi kosztami inwestycyjnymi, jednak koszty jednostkowe znacznie maleją wraz ze wzrostem pojemności magazynu. W przypadku źródeł konwencjonalnych zasilających systemy ciepłownicze, magazynowanie krótkookresowe wykorzystywane jest przede wszystkim w przypadku kogeneracji.

Biomasa

Na rynku krajowym znajdują się kotły przeznaczone do spalania różnego rodzaju biomasy. Nowoczesne kotły spalające pellety, czyli granulki sprasowane z suchych odpadów z przemysłu drzewnego, są całkowicie zautomatyzowane, a ich budowa pozwala na efektywne i ekologiczne ogrzewanie budynku. Innowacyjnym rozwiązaniem jest zastosowanie do ogrzewania budynku kotła hybrydowego, który może być zasilany zarówno pelletem jak i suchym drewnem kawałkowym. Są to rozwiązania dla odbiorców indywidualnych i mieszczą się zazwyczaj w przedziale mocy od 10 kW do 500 kW. Z kolei duże kotły ciepłownicze na zrębki drzewne są to urządzenia zazwyczaj mieszczące się w granicach mocy od 500 kW do 20 MW. W znakomitej większości są to kotły zautomatyzowane, o sprawności sięgającej 87%.

W polityce UE coraz większy nacisk kładzie się na zrównoważone pozyskanie biomasy i biopaliw poprzez ograniczenia wsparcia publicznego dla tych źródeł. Zgodnie z artykułem 26 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych na lata 2021-2030, warunkiem zakwalifikowania jako instalacji OZE nowej instalacji spalania biomasy stałej o mocy powyżej 20 MW (nowelizacja dyrektywy zmniejszy ten próg do 5 MW) mocy w paliwie (odpowiednik 7 MW mocy zainstalowanej) będzie optymalne wykorzystanie energii zawartej w paliwie poprzez wykorzystanie wysokosprawnej kogeneracji.

Biogaz

Instalacje biogazowe w systemie CHP pozwalają na skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej oraz cie-

pła, czyli kogenerację, co umożliwia większą sprawność procesu wytwarzania (nawet do 90%). Biogazownie kogeneracyjne można rozróżnić na rolnicze, ściekowe i na składowiskach odpadów.

- ▶ Biogazownie rolnicze o mocy ciepłowniczej ok. 1–5 MW budowane są zazwyczaj przy zakładach przetwórstwa spożywczego lub przy miastach otoczonych terenami wiejskimi, które zapewniają stały wkład substratów do produkcji biogazu. Nadmiar wytworzonej energii cieplnej może być sprzedawany do pobliskiej sieci ciepłowniczej. Innym podejściem są małe biogazownie rolnicze (moc cieplna 50 – 200 kW) oraz mikroinstalacje (do 50 kW), które mogą być opłacalne w przypadku modelu rolnictwa rozdrobnionego, występującego w Polsce. Ciepło z takich jednostek wykorzystuje się np. w suszarniach czy też do ogrzania budynków mieszkalnych i gospodarczych.
- ▶ Biogazownie ściekowe budowane są na oczyszczalniach ścieków przez przedsiębiorstwa wodociągowo-kanalizacyjne, gdzie jako produkt uboczny powstają osady ściekowe. Energia wyprodukowana z biogazu jest wykorzystywana głównie na potrzeby własne oczyszczalni. Niewielka część wyprodukowanej energii może być kierowana do pobliskiej sieci ciepłowniczej lub bezpośrednio zasilac pobliskie zakłady przemysłowe.
- ▶ Biogazownie na składowiskach odpadów mają stosunkowo wysoki wskaźnik kosztów budowy w porównaniu do wyników związanych z produkcją energii (wydajność źródła metanu spada z czasem). Z punktu widzenia inwestora jest to bardziej ekologiczne niż biznesowe przedsięwzięcie. Biogazownie składowiskowe nastawione są na utylizację odpadów wysypiskowych, a pozyskana energia jest głównie wykorzystywana do zasilania procesów technologicznych i na potrzeby własne składowiska.

Tak jak stwierdzono wcześniej, zbiór technologii w celu stworzenia odpowiedniej konfiguracji w ciepłowni jest duży, ale OZE (źródła zeroemisyjne w szczególności) muszą funkcjonować w złożonych hybrydach z magazynami ciepła. Dlatego źródła zeroemisyjne (pięć pierwszych z powyżej wyliczonych grup technologii) oraz magazyny ciepła w różnych konfiguracjach szerzej zostaną omówione w kolejnym rozdziale.

7. Zeroemisyjne OZE i magazyny ciepła w ciepłownictwie systemowym



7.1 Doświadczenia międzynarodowe w transformacji ciepłownictwa w kierunku zeroemisyjnych OZE i magazynów energii

Ogrzewanie i chłodzenie w mieszkaniach i przemyśle składa się na około połowę zużycia energii w całej UE. Natomiast 77% potrzeb w zakresie ogrzewania i chłodzenia jest nadal pokrywane energią z paliw kopalnych, podczas gdy tylko 23% jest wytwarzane z energii odnawialnej.

Tylko centralne ogrzewanie (CO) i przygotowanie ciepłej wody użytkowej (CWU) stanowią aż 79% całkowitego końcowego wykorzystania energii (192,5 Mtoe) w gospodarstwach domowych w UE. W całej Unii Europejskiej w 2016 r. mieszkalnictwo stanowiło 25,4% końcowego zużycia energii lub 17,4% zużycia energii brutto³⁸.

Zgodnie z danymi europejskimi Heat Roadmap Europe 4.0³⁹, jeśli trend urbanizacji będzie kontynuowany, to prawie połowa zapotrzebowania na ciepło w Europie mogłaby zostać zaspokojona przez ogrzewnictwo

sieciowe. Wyniki projektu Heat Roadmap Europe pokazują, że udział ogrzewnictwa sieciowego w pokryciu potrzeb ciepłych w latach 2016-2018 może powiększyć się nieomal czterokrotnie w całej Europie, od 13% dziś do prawie 50% w przyszłości. Tabela 4 pokazuje po pięć wiodących krajów⁴⁰ w różnych kategoriach o największym potencjale ogrzewnictwa sieciowego, na podstawie światowej ankiety.

Z punktu widzenia celu niniejszego raportu – zwiększenie w Polsce udziału ciepła z OZE do 50% – najważniejszy jest ostatni wiersz tabeli. Eurostat w oparciu o najnowsze dane (SHARES) potwierdza, że kraje o wysokim udziale OZE w ciepłownictwie systemowym są też wiodącymi jeśli chodzi o udział OZE w ciepłownictwie ogółem, np. Dania w 2020 roku wg metodologii Eurostatu miała udział OZE w ciepłownictwie przekraczający 51%. Dane te potwierdzają tezę, że nie można oczekiwać, że całe polskie ciepłownictwo systemowe byłoby w stanie w ciągu pięciu lat dokonać przeskoku z 10% udziału OZE do 50% (zwłaszcza jeśli chodzi o zeroemisyjne OZE i ciepło odpadowe), ale z pewnością część przedsiębiorstw może ten pierwszy etap transformacji pokonać.

38 EU Heating and Cooling Strategy. 2-16/ URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling_en.

39 Strategia/Heat Roadmap Europe 3 (2019). URL: https://heatroadmap.eu/sp_faq/heat-roadmap-europe-4/.

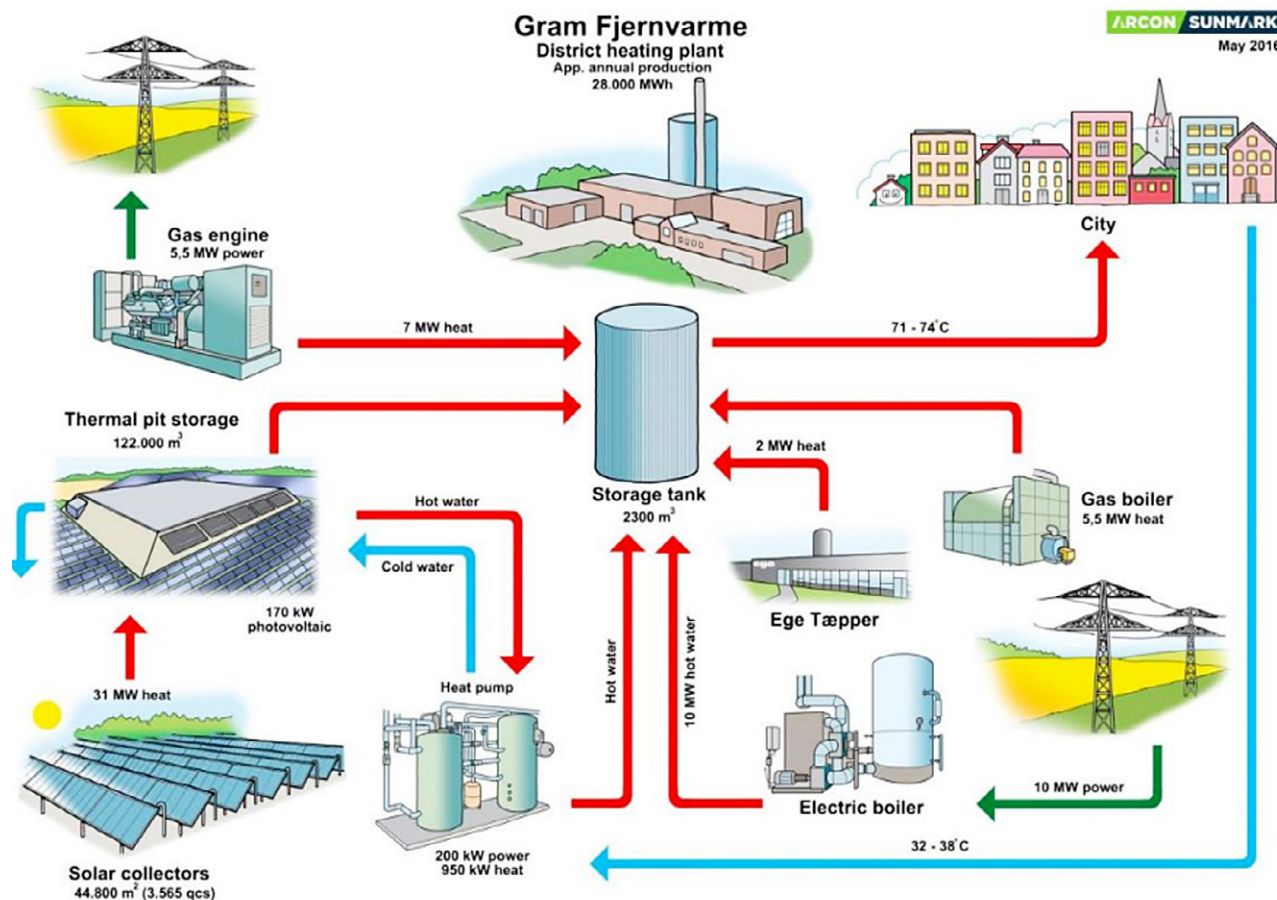
40 W niektórych kategoriach ankiety były niekompletne, zwłaszcza jeśli chodzi o Chiny, Koreę południową czy Rumunię, Serbię czy Włochy, które mogą zajmować wyższą niż 6. pozycję w niektórych z kategorii i przy komplecie danych mogłyby trafić na listę w tabeli 7.1.

Tabela 4. Wiodące kraje w wykorzystaniu ogrzewnictwa sieciowego na podstawie ankiet z 2013 r.

Kraje	Pierwsze miejsce	Drugie miejsce	Trzecie miejsce	Czwarte miejsce	Piąte miejsce
Największy procent obywateli obsługiwanych przez ogrzewnictwo sieciowe (2013)	Islandia (92%)	Łotwa (65%)	Dania (63%)	Estonia (62%)	Litwa (57%)
Największa moc grzewcza w GWth (2013)	Chiny (463)	Polska (56,5)	Niemcy (49,7)	Korea Płd. (30)	Finlandia Czechy (23)
Największy przyrost ciepłociągów między 2009 a 2013 w % (2013)	Włochy (58%)	Norwegia (53%)	Szwajcaria (52%)	Chiny (43%)	Szwecja Austria (21%)
Największa ilość ciepła sprzedana w 2013 roku w mln TWh (2013)	Chiny (3,2)	Niemcy (0,26)	Polska (0,25)	Szwecja (0,18)	Korea Płd. (0,17)
Największy udział OZE (z wyłączeniem instalacji w wytwarzających ciepło w skojarzeniu [2013])	Islandia (76%)	Norwegia (61%)	Dania (46%)	Francja (39%)	Szwajcaria (31%)

Źródło: Euroheat&Power

Rysunek 13. Zdecentralizowany (wieloźródłowy) system ciepłowniczy Gram w Danii z wieloma źródłami ciepła



Źródło: Gram Fjernvarme

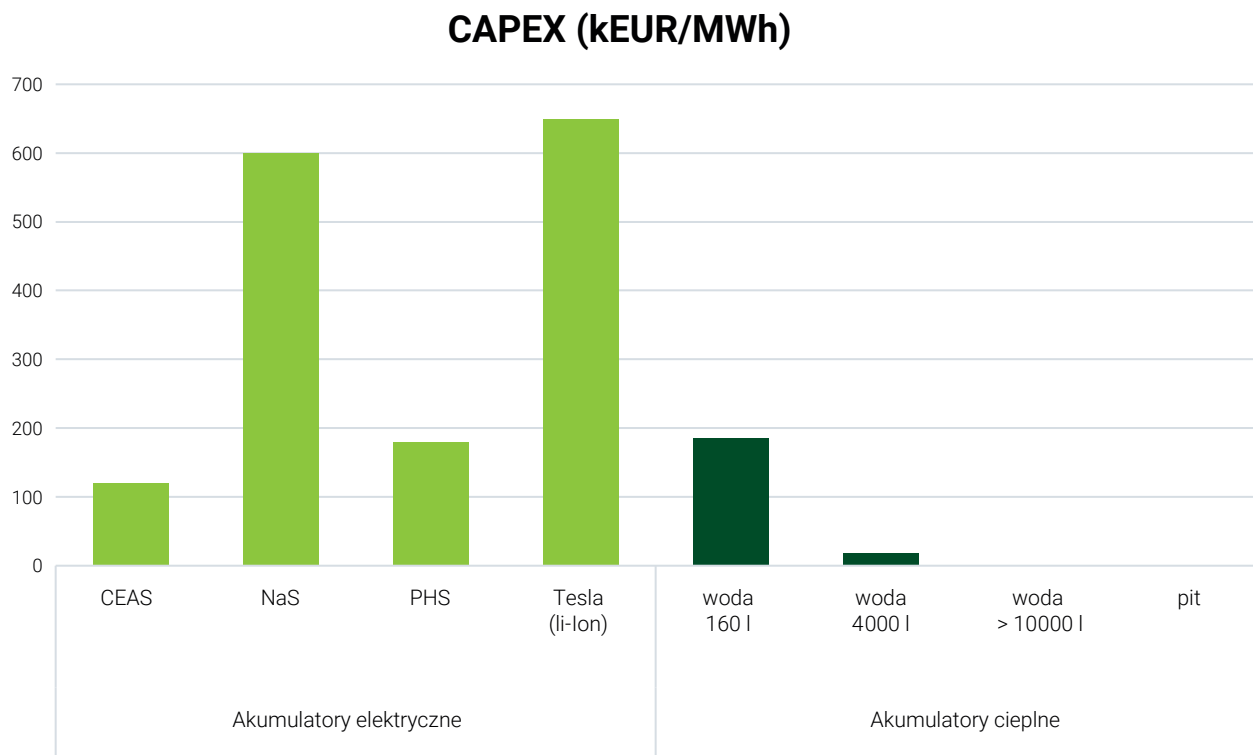
Systemy ciepłownictwa sieciowego można sklasyfikować zgodnie z lokalizacją produkcji ciepła na scentralizowane (centralny kocioł plus jeden-dwa podszczytowe/szczytowe) i zdecentralizowane (wieloźródłowe, zintegrowane). Historycznie większość systemów ciepłowniczych była obsługiwana z jednym lub dwoma scentralizowanymi źródłami ciepła, które zwykle wykorzystywały paliwo węglowe, gazowe lub olej opałowy. Systemy te często korzystały z mniejszych magazynów ciepła w celu zrównoważenia działania systemu i zmaksymalizowania wytwarzania energii. Obecnie rośnie liczba systemów ciepłowniczych scentralizowanych i zdecentralizowanych przy wykorzystaniu ciepła z kilku różnych źródeł. Wiele takich systemów znajduje się w Danii.

Taki przykład pokazano dla systemu DHGram – patrz rysunek 13. Wykorzystuje on wiele technologii, takich jak kolektory słoneczne ciepłe, kogeneracja z gazu ziemnego, nadwyżki ciepła z przemysłu, pompy ciepła, kocioł elektryczny, zbiornik buforowy i magazyn sezonowy ciepła.

Mimo że ciepłownictwo w Europie jest nadal zdominowane przez paliwa kopalne, istnieje powszechne przekonanie, że silnym przyszłym trendem w UE będzie stosowanie odnawialnych zeroemisyjnych źródeł energii, np. geotermalnych i słonecznych, wspartych zielonym elektroogrzewnictwem i dodatkowo biomasą (w celu uzupełnienia balansu mocy).

Dyrektywa 2018/2001 (RED II) promuje zarówno „ogrzewnictwo sieciowe” jak i „chłodziwo sieciowe” oparte wyłącznie na OZE, stymulując przede wszystkim właścicieli domów i mieszkań do coraz wyższych oczekiwań w zakresie zielonego ciepła. Przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą odpowiadać nie tylko na zobowiązania w zakresie OZE adresowane (poprzez kraje członkowskie) bezpośrednio do wytwórców ciepła, ale także na oczekiwania odbiorców ciepła. Wyższy udział ciepła z OZE przekłada się na możliwości uzyskania certyfikatu efektywności energetycznej budynku i na wyższą wartość mieszkań przyłączanych do sieci ciepłowniczej (nie tylko walor ekologiczny, czystość i wygoda, ale też niższe koszty ogrzewania w porównaniu do paliw kopalnych).

Rysunek 14. Nakłady inwestycyjne na różne magazyny energii



Ozn. CAES (ang. Compressed Air Energy Storage) – magazynowanie energii za pomocą sprężonego powietrza, NaS – baterie Sodium Sulfur, PHS – elektrownie wodne szczytowo-pompowe, Tesla (Li-Ion) – baterie litowo-jonowe, woda – magazyny wodne o różnej objętości w tym PiT (magazyn ziemny).

Źródło JRC, oprac. IEO

Istotnym problemem dla rozwoju zielonego ciepłownictwa opartego na zeroemisyjnych OZE oraz promocji pogodozależnych źródeł energii elektrycznej i ciepła, które wymagają magazynów energii, był brak definicji magazynów ciepła. W efekcie szybkiego wzrostu udziałów źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych, prawo tworzone w obszarze energetyki preferowało rozwój ciągle drogich magazynów bateryjnych (w szczególności litowo-jonowych), które mogły być stosowane u operatorów sieci elektroenergetycznych lub u odbiorców energii elektrycznej. Promowane były zatem wyłącznie tzw. magazyny dwustronne energii, czyli Power-to-Power (P2P), a nie magazyny Power-to-X, czyli magazyny energii przechowujące nadwyżki energii elektrycznej w postaci różnych nośników końcowych energii, w tym np. gazu, sprężonego powietrza, energii mechanicznej, wodoru czy przede wszystkim ciepła. Sytuację tę od strony prawnej uregulowała i zmieniła dopiero dyrektywa z 2019 roku w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej⁴¹. Dy-

rektywa 2019/944 definiuje „magazynowanie energii” jako „odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii.”

W nieco innej formie ta definicja przechodzi do prawa krajowego w obecnej nowelizacji ustawy Prawo energetyczne i ustawy o OZE (tzw. nowelizacja UC74)⁴²: „magazynowanie energii elektrycznej – odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną”.

41 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (przekształcenie). URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32019L0944>.

42 Rządowe Centrum Legislacji: Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii. URL: <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792174#12792174>.

Regulacje unijne idą w kierunku wyjścia z „silo-sów” (porównywanie parametrów i kosztów magazynów energii tylko w obrębie jednej klasy rozwiązań), szerszego patrzenia na ocenę dostępnych technologii (tzw. technology assesment) i horyzontalnego i niedyskryminacyjnego (tzw. technology neutral) wsparcia oraz stwarza możliwości korzystnego doboru technologii magazynowania dla różnych zastosowań. Wspólnotowe Centrum badawcze UE dokonało zestawienia kosztów magazynów energii⁴³.

Z danych JRC wynika że duże magazyny ciepła są co najmniej o dwa rzędy wielkości tańsze od innych rodzajów magazynów energii. Dlatego wprowadzenie definicji magazynów ciepła do obiegu prawnego i ich wsparcie (w Polsce po raz pierwszy w programie dla prosumentów „Mój Prąd 4.0”) powiększy rynek dla zielonego elektroogrzewnictwa (energia wiatrowa i fotowoltaika) oraz będzie stanowił wsparcie dla rozwoju kolektorów słonecznych, których zasobniki ciepła (bufory) mogą służyć także do magazynowania energii elektrycznej. Wg „A Solar Thermal Roadmap for Europe”⁴⁴ energia słoneczna w UE do 2030 roku zapewni 700 TWh ciepła przy mocy zainstalowanej 140 GW. W przypadku ciepłownictwa systemowego energia słoneczna może osiągnąć w tej dekadzie 31 GWh (pozwoliłoby to pokryć 16% ciepła wytwarzanego ze stałych paliw kopalnych w Europie w 2020 roku).

Także obciążenia w sieciach ciepłowniczych ulegają ciągłym zmianom. W ciągu dnia pojawiają się szczyty obciążenia. Obciążenie w systemach ciepłowniczych różni się również między latem a zimą. Jednocześnie koszty produkcji ciepła nie są takie same przez cały czas. Magazyny energii cieplnej (TES) można zastosować dla równoważenia zmian obciążenia jak i również uzyskania oszczędności w pozyskiwaniu ciepła/chłodu.

Całkowita pojemność magazynów ciepła pracujących z systemami słonecznymi do końca 2021 roku wynosiła 190 GWh, podczas gdy łączna pojemność magazynów energii elektrycznej (P2P) wynosiła

8,3 GWh⁴⁵. Zdaniem autorów „A Solar Thermal Roadmap for Europe” sezonowe magazyny ciepła na dużą skalę mogą zapewnić dodatkową elastyczność miejskich systemów ciepłowniczych, a w 2030 roku – osiągnąć moc równą 142 MWh.

7.2 Rozwój i upowszechnienie magazynowania ciepła w mieszkalnictwie

Charakter bezemisyjnych źródeł energii, bezpośrednio zależnych od warunków meteorologicznych, powoduje konieczność wdrożenia działań harmonizujących dostępną podaż energii z popytem na nią. Dotyczy to zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła. Źródłem zasilania magazynów ciepła w takich instalacjach powinny być w pierwszej kolejności źródła PV oraz farmy wiatrowe (oddające do magazynów chwilowe nadwyżki energii elektrycznej ponad bieżące potrzeby KSE) oraz kolektory słoneczne. Magazyny ciepła współpracujące z OZE mogą mieć wiele zastosowań w ciepłownictwie indywidualnym, dotychczas najczęściej z kolektorami słonecznymi oraz ze źródłami PV lub wiatrowymi (magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej celem zwiększenia autokonsumpcji).

W istniejących budynkach o średnim lub dużym zapotrzebowaniu na ciepło energia słoneczna może pokryć niewiele ponad 30% całkowitego zapotrzebowania na ciepło. W nowych budynkach o znacznie niższym zapotrzebowaniu na ciepło (domy niskoenergetyczne lub pasywne) w wielu przypadkach można otrzymać większy udział ciepła słonecznego w zapewnieniu całkowitego zapotrzebowania na ciepło w budynku. Tak jest np. w tzw. domu słonecznym, gdzie udział energii słonecznej w pokryciu całkowitego zapotrzebowania na ciepło i ciepła wodę użytkową w budynku w ciągu roku dochodzi nawet do 100%.

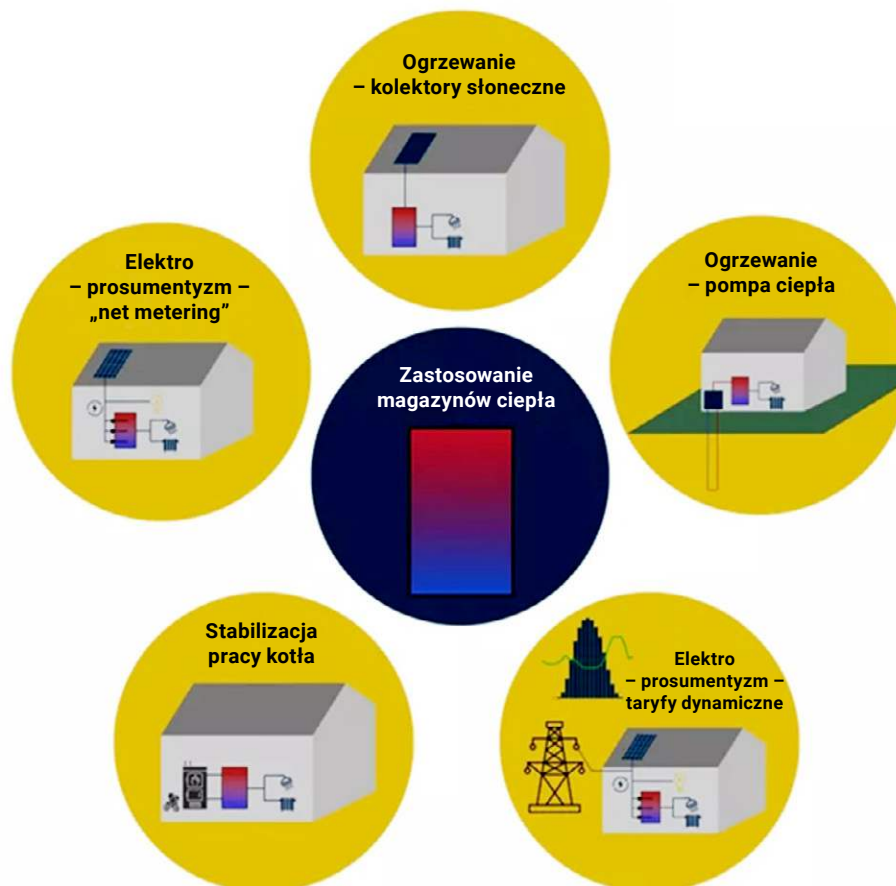
Podstawową i najpopularniejszą rolą małych zasobników ciepła w tradycyjnych budynkach jest stabilizacja pracy kotła na paliwa stałe. Taki kocioł pracuje najefektywniej dla jego mocy nominalnej, jednak zapotrzebowanie na ciepło w gospodarstwie domowym jest zmienne w czasie. Kocioł bez magazynu ciepła pracuje z obniżoną sprawnością, co oznacza większe emisje i spalanie większej ilości paliwa sta-

43 Kavvadias K., Jiménez-Navarro J.P., Thomassen G., Decarbonising the EU heating sector – Integration of the power and heating sector, EUR 29772 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-08386-3, doi:10.2760/943257, JRC114758.

44 URL: <http://solarheateurope.eu/2022/05/20/energising-europe-with-solar-heat-a-solar-thermal-roadmap-for-europe/>.

45 European Market Monitor on Energy Storage (EMMES). URL: <https://ease-storage.eu/publication/emmes-5-0-march-2021/>.

Rysunek 15. Podstawowe sposoby wykorzystania magazynów ciepła w budynkach



Źródło: IEO

tego. Dzięki zastosowaniu magazynu ciepła kocioł pracuje stabilnie z najwyższą sprawnością. Często spotykanym rozwiązaniem jest także wykorzystanie ciepła z wielu źródeł (hybryd), np. kocioł na biomasę i kolektory słoneczne, czy kocioł gazowy i pompa ciepła. Dla poprawnego działania takich układów konieczne jest zastosowanie magazynu ciepła. Ciepło z dwóch źródeł, w tym jednego z OZE, może być zmagazynowane w zasobniku ciepła zanim trafi do systemu ogrzewania.

Zasobnik ciepłej wody jest standardowym wyposażeniem popularnych pomp ciepła typu powietrze/woda. Jednak korzystniejszym rozwiązaniem jest dopasowanie magazynu ciepła indywidualnie do instalacji – jednym z rozwiązań może być dobranie wielkości zbiornika tak, aby pozwolił on na jak największe korzystanie z taniej energii OZE wtedy, gdy jest dostępna.

Nowe zastosowanie magazynów ciepła pojawia się w domach prosumentów posiadających instalację fotowoltaiczną. Gospodarstwa domowe korzystały, jeszcze przed „epoką prosumentów” z taryf

nocnych w celach elektroogrzewnictwa (tzw. piece akumulacyjne). Tu rozwiązań dla magazynów ciepła może być wiele.

Rozwiązania dla gospodarstw domowych można przeskalować dla ciepłowni osiedlowych i ciepłownictwa systemowego. W elektrociepłowniach często stosuje się magazyny ciepła ze względu na przesunięcie krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ciepło. Kogeneracja generuje ciepło także wtedy, gdy nie ma na nie zapotrzebowania, co powoduje poprawę sprawności procesu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Podobne analogie można zauważyć dla systemów z kolektorami słonecznymi (przesunięcie sezonowe profilu generacji i zapotrzebowania na ciepło), gdzie dla większych systemów wykorzystuje się sezonowe magazyny ciepła. Kolejnym przykładem może być integracja rynku energii elektrycznej i sektora ciepłownictwa przez magazynowanie nadwyżek produkcji energii elektrycznej z OZE w ciepło. Zwiększa to możliwość bilansowania systemu elektroenergetycznego przez wykorzystanie istniejącej infrastruktury.



W zależności od czasu przechowywania, magazyn ciepła (TES) jest zwykle klasyfikowany jako krótko- lub długoterminowy (przechowywanie sezonowe). Zbiornik buforowy może być używany codziennie w celu zmniejszenia szczytowej mocy generatorów ciepła w systemach grzewczych. Ciepło lub zimno przechowywane w zbiornikach buforowych zapewnia część zapotrzebowania termicznego prezentowanego powszechnie w godzinach porannych lub wieczornych w systemach ciepłych, co zmniejsza moc cieplną kotłów lub elektrociepłowni. Przypadek ten można sklasyfikować jako krótkoterminowe magazynowanie. Ale magazynowanie energii cieplnej może być również wykorzystywane przez dłuższy czas (tygodnie lub miesiące). Aby poradzić sobie z sezonowymi wahaniami temperatury, ciepło może być zbierane podczas ciepłego lata, np. w dużych magazynach (30–300 tys. m³). Zazwyczaj tak duże magazyny są budowane przy dużych polach kolektorów słonecznych.

7.3 Wielkowymiarowe instalacje słoneczne współpracujące z sezonowym magazynami ciepła

Zasadniczym problemem w budowie systemów ciepłowniczych z dużym udziałem OZE, w szczególności energii słonecznej i wiatrowej oraz biomasy, jest dostęp do terenów pod budowę przetworników energii i magazynów ciepła. W tabeli 5 zestawiono teoretyczne możliwości generacji energii z OZE z jednostki powierzchni.

Najmniej efektywna w sensie efektywności energetycznej jest produkcja biomasy na cele energetyczne. **Kolektory słoneczne są źródłem OZE o relatywnie bardzo wysokiej produktywności energii z jednostki terenu przeznaczonego na cele wytwarzania energii**, pozwalają na wytworzenie teoretycznie 1000 MWh energii z hektara terenu w ciągu roku.

Systemy takie powinny być jednak wyposażone w magazyny ciepła, a w szczególności magazyny sezonowe wymagają też znaczących powierzchni. Aby zmniejszyć zapotrzebowanie na powierzchnie (przynajmniej do czasu znaczącej poprawy efektywności energetycznej budynków i wyraźnego spadku zapotrzebowania na ciepło) przechodzenie z paliw kopalnych na źródła zeroemisyjne wymaga źródeł szczytowych i stopniowego dochodzenia do idei „100% OZE”. W okresie przejściowym ich rolę z powodzeniem mogą pełnić spełniające wymogi dyrektyw środowiskowych kotły węglowe.

Energia słoneczna jest magazynowana w ciągu dnia i wykorzystywana w nocy lub we wczesnych godzi-

nach dnia, w indywidualnych gospodarstwach domowych lub na poziomie ciepłowniczym. Dlatego w celu równoważenia zapotrzebowania w ciepło systemy energii słonecznej zawsze współpracują z magazynami energii. Tak jak wykazano w punkcie 7.2, wykorzystuje się dobowe magazyny energii (ciepła), ponieważ konieczne jest przesunięcie w czasie konsumpcji energii wytwarzanej w ciągu dnia z promieniowania słonecznego w cyklu dobowym (tu zastosowanie mają dobowe, zazwyczaj domowe, magazyny ciepła).

Magazyny ciepła występujące w układach grzewczych możemy podzielić na krótko- i długoterminowe. Magazyny krótkoterminowe wykorzystywane są do akumulacji ciepła na przestrzeni godzin lub dni. W przypadku źródeł konwencjonalnych zasilających systemy ciepłownicze magazynowanie krótkookresowe wykorzystywane jest przede wszystkim w przypadku kogeneracji w celu wyrównania dobowych dysproporcji między zapotrzebowaniem na ciepło a zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Kolejnym przykładem wykorzystania magazynów krótkoterminowych może być wdrożenie koncepcji „Power to Heat”, gdy magazyn ciepła musi przejąć i przechować energię do momentu, w którym pojawi się na nią popyt. Krótkoterminowe magazyny ciepła o małych pojemnościach mogą współpracować także z sezonowymi magazynami ciepła – zapewniają one szybszą reakcję na zapotrzebowanie na ciepło od strony odbiorcy oraz poprawiają efektywność działania instalacji. W przypadku zastosowania OZE w systemach ciepłowniczych, kluczowym aspektem przemawiającym za zastosowaniem sezonowego magazynu ciepła jest dysproporcja w podaży ciepła z OZE (szczególnie ciepła słonecznego) i zapotrzebowaniu na ciepło.

W przypadku energii słonecznej niezwykle pożądane są dłuższe okresy magazynowania ciepła możliwe obecnie do uzasadnionego ekonomicznie zrealizowania przy okazji budowy tzw. instalacji wielkowymiarowych. Uzasadnieniem do długoterminowego magazynowania energii słonecznej w sezonowych magazynach ciepła jest fakt, że sumy promieniowania słonecznego w półroczu letnim są trzykrotnie wyższe niż w półroczu zimowym⁴⁶. Kluczowe dane o sezonowym rozkładzie promieniowania słonecznego zestawiono w tabeli 6.

⁴⁶ Grzegorz Wiśniewski, Stanisław Gołębiowski, Marian Gryciuk, Krystian Kurowski, Aneta Więcka: Kolektory słoneczne – energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle. Wydawnictwo Medium, 2008. URL: <https://www.publio.pl/kolektory-sloneczne-grzegorz-wisniewski,p62071.html>.

**Tabela 5.** Teoretyczne możliwości generacji energii z OZE z jednostki powierzchni

	TJ/km ²	GJ/ha	MWh/ha	Założenia
Promieniowanie słoneczne	3 600	36 000	10 000	promieniowanie na powierzchnię poziomą
Ciepło z kolektorów słonecznych	1 440	14 400	4 000	sprawność konwersji 40%
Energia elektryczna z systemu fotowoltaicznego	360	3 600	1 000	sprawność konwersji 10%
Energia elektryczna z farmy wiatrowej	70	700	194	8 MW/km ² , CF=2400 h
Biomasa	19	190	53	1000 ton/km ² , Wo=19 GJ/t
Bioetanol	6	55	15	0,25 l/kg biomasy, Wo=22 MJ/l

Tabela 6. Uśrednione wartości parametrów meteorologicznych niezbędne do szacunkowych obliczeń instalacji słonecznych

Wyszczególnienie	Cały rok I–XII	Półrocze letnie IV–IX	Półrocze zimowe X–III	Sezon letni VI–VIII
Suma natężenia promieniowania na pow. poziomą, kWh/m ²	990	766	223	428
Średnia suma dzienna natężenia promieniowania na pow. poziomą, Wh/m ²	2,7	4,2	1,2	4,7

Źródło: G. Wiśniewski i inni

Przejsie z systemów energetycznych zasilanych tradycyjnymi paliwami kopalnymi na systemy o wysokiej penetracji energii odnawialnej wprowadza nierównowagę obciążenia między podażą a popytem. Dlatego magazynowanie ciepła w systemach ciepłowniczych i magazynach sezonowych służyć może także jako rezerwa energii cieplnej, która może być wykorzystana do pokrycia obciążenia cieplnego lub chłodniczego w okresach szczytowego zapotrzebowania lub w czasach wysokich cen energii elektrycznej, tj. gdy ciepło jest wytwarzane przez grzejniki elektryczne lub pompy ciepła. Z drugiej strony, gdy ciepło jest wytwarzane przez elektrociepłownię, a ceny energii elektrycznej są niskie, zapotrzebowanie na ciepło można pokryć za pomocą zarówno krótkoterminowego dobowego magazynu ciepła (ładowanie w cyklach dobowych przy najniższych cenach godzinowych energii), jak i magazynu sezonowego, który może odbierać bieżące nadwyżki energii z systemu elektroenergetycznego w godzinach dolin celowanych, które są modulowane także zmianami cen energii w poszczególnych sezonach.

Sezonowe magazyny ciepła umożliwiają poprawę elastyczności pracy kolektorów słonecznych z magazynami dobowymi ciepła, szczególnie w sezonie letnim, gdzie występuje nadmiar produkowanej energii, a zapotrzebowanie jest skierowane raczej na potrzeby chłodnicze (np. klimatyzacja). Sezonowe magazyny ciepła z kolektorami słonecznymi lub elektrogrzewnictwem sterowanym ceną energii oferują także szereg zalet (efekty synergiczne) we współpracy lub w stosunku do klasycznych pojedynczych instalacji grzewczych, które są obecnie stosowane (pompy ciepła, kotły na paliwa stałe i inne). Magazyn sezonowy ciepła zwiększa też możliwości integracji z systemami grzewczymi innych zeroemisyjnych źródeł, takich jak przemysłowe ciepło odpadowe.

Powszechnie na całym świecie stosowane są cztery rodzaje wielkoskalowych lub sezonowych magazynów energii ciepła (TES) wykorzystujących wodę jako nośnik ciepła. Obejmują one trzy podstawowe koncepcje magazynowania energii oraz koncepcje specjalne:

- 1) w zbiorniku ziemnym lub naziemnym (PTES i TTES),
- 2) w warstwie wodonośnej (ATES),
- 3) w odwiercie (BTES),
- 4) koncepcje specjalne: Cavern Thermal Energy Storage (CTES), Phase Change Material Energy Storage (PCMES).

Magazyny ciepła tego typu mogą być budowane na bardzo dużą skalę, co jest istotne dla zapewnienia znacznej pojemności magazynowania ciepła przy stosunkowo niskich kosztach. Magazyn o większej pojemności ma niższe straty ciepła, zapewniając w ten sposób korzyść finansową w porównaniu z tą samą pojemnością rozłożoną na wiele małych magazynów, i pozwalając na lepszą stratyfikację, co jest korzystne z energetycznego punktu widzenia. W magazynach wodnych (PTES) przy wzroście objętości magazynów z 2 tys. m³ do 20 tys. m³ jednostkowy koszt budowy magazynów spada z 250 euro/m³ do 40 euro/m³. Poniżej scharakteryzowano (rozróżniono) poszczególne kategorie magazynów:

- ▶ Magazyn (akumulator) wodny naziemny (ang. TTES, Tank Thermal Energy Storage) – zbiornik wykonany z żelbetu, stali nierdzewnej, czasem szkła wzmocnionego tworzywem sztucznym napełniany wodą, o pojemnościach od kilku do kilku tysięcy metrów sześciennych. Najczęściej jest izolowany np. pianką poliuretanową, polistyrenem ekstrudowanym, wełną mineralną, szkłem piankowym w celu zmniejszenia strat ciepła do otoczenia. Do jego zalet można zaliczyć wysoką pojemność cieplną magazynowania, możliwość ładowania i rozładowywania z dużą mocą, większą swobodę geometrii oraz stratyfikację. Wadami takiego rozwiązania będzie ograniczony rozmiar magazynu oraz wysoki koszt konstrukcji.
- ▶ Magazyn (akumulator) w warstwie wodonośnej (ang. ATES, Aquifer Thermal Energy Storage) – do magazynowania ciepła wykorzystuje się naturalne występujące warstwy wodonośne. Ograniczeniem tego systemu jest brak możliwości częstej zmiany pracy systemu ładowanie/rozładowanie, ponieważ działa on wtedy mniej efektywnie, standardowo w okresie letnim magazyn jest tylko ładowany. Temperatura ładowania jest ograniczona do 50°C, aby zapobiec stratom ciepła do otoczenia, a także w celu ochrony środowiska.

Zasada działania systemu przy ładowaniu magazynu polega na poborze z zimnej studni wody, ogrzania jej przez wymiennik ciepła i zatłoczenia do gorącej studni. Proces rozładowania przebiega w odwrotnym kierunku, pobieramy wodę z cieplej studni, trafia ona na wymiennik ciepła (lub pompę ciepła) następnie już zimna woda jest zatłaczana do studni zimnej. Studnia zimna i ciepła jest zrealizowana przez dwa odwierty oddalone od siebie o kilkadziesiąt metrów, a warstwa wodonośna najczęściej znajduje się na poziomie od kilkunastu do kilkudziesięciu metrów pod poziomem gruntu. Magazyn sezonowy ATES ma najniższe koszty inwestycyjne, ale dla rozważanej lokalizacji nie występuje warstwa wodonośna, którą można byłoby zagospodarować do celów magazynowania ciepła. Oprócz ograniczenia co do lokalizacji tego typu magazynów, nie posiadają one izolacji termicznej, co dla wysokich temperatur czynnika przekłada się na wysokie straty ciepła do otoczenia.

- ▶ Magazyn (akumulator) żwirowo-wodny zagłębiony w grunt (ang. PTES, Pit Thermal Energy Storage) – do magazynowania ciepła wykorzystywana jest mieszanka ziemi lub żwiru z wodą (istotną cechą materiału wypełniającego magazyn jest jego porowatość oraz przepuszczalność, a także wytrzymałość na ściskanie), magazyn ciepła typu PTES wymaga obłożenia wykładziną ścian i dna, aby zgromadzona woda nie przedostała się do gruntu i w celu zapobiegania utratom ciepła. Najtrudniejszym elementem konstrukcji jest izolowana pokrywa pływająca, która ma izolować magazyn, zapobiegać dostawianiu się wody deszczowej, a także umożliwiać odpływ pary wodnej na zewnątrz zbiornika. Ściany w tego typu magazynach najczęściej są podchylone pod pewnym kątem, aby zminimalizować ryzyko osuwania się ziemi. Koszt budowy magazynu typu PTES jest większy niż BTES czy ATES głównie z powodu pokrywy pływającej umieszczonej na wierzchu zbiornika, która jest najtrudniejszym elementem konstrukcji, dodatkowym ograniczeniem jest kąt pochylenia boków zbiornika, który zależy od rodzaju gruntu. Magazyn typu PTES wymaga stabilnych warunków glebowych, a maksymalną wysokość, jaką może mieć, to około 15 m, zależy to od głębokości występowania wód gruntowych. Do zalet tego magazynu można zaliczyć najlepszy stosunek kosztu inwestycyjnego do pojemności cieplnej magazynu, możliwość budowy magazynu o dużych wymiarach, a także występowanie

nie stratyfikacji termicznej przy odpowiednim doprowadzaniu czynnika do magazynu. Pojemność magazynu w stosunku do zmagazynowanego ciepła jest duża – 60–80 kWh/m³ dla wody jako czynnika magazynującego i 30–50 kWh/m³ dla wody i żwiru. Maksymalna temperatura jaka może wystąpić w magazynie to 95°C, a średnia sprawność to 90%.

- ▶ Magazyn (akumulator) typu „sonda ziemna” (ang. BTES, Borehole Thermal Energy Storage) – materiałem magazynującym ciepło jest warstwa gruntu, składa się on z odwiertów wykonanych w gruncie i zazwyczaj wykorzystuje pojedyncze u-rury jako wymienniki ciepła. Objętość gruntu zajętego przez palisadę wymienników ciepła wyznacza objętość magazynu. Proces ładowania w sezonie letnim zaczyna się od skierowania czynnika do centrum magazynu, co pozwala na zminimalizowanie strat ciepła (temperatura rozkłada się od najwyższej w centrum do najniższej na krańcach). Proces rozładowania przebiega w odwrotnym kierunku tak, aby zachować stały rozkład temperatur (w wielu wykonanych instalacjach w pierwszych latach eksploatacji systemu nie osiągnięto wysokiego udziału energii słonecznej, ponieważ sezonowy magazyn ciepła wymagał naładowania, a także wygrzania gleby). Magazyn typu BTES posiada możliwość łatwej rozbudowy poprzez odwiert dodatkowych otworów, a jego koszt budowy jest niski, ale zajmuje dużą objętość w stosunku do zmagazynowanego ciepła oraz ma niską sprawność 40–60% z powodu braku możliwości zastosowania izolacji termicznej po bokach i na spodzie. Dodatkowo, planując budowę BTES, należy spełnić szereg wymagań geologicznych: gleba, w której będą robione odwierty, musi nadawać się do wiercenia oraz mieć wysoką przewodność cieplną (najodpowiedniejsze są grunty nasycone wodą), jednocześnie przepływ wód podziemnych musi być jak najmniejszy, żeby nie zwiększać strat ciepła.

Instalacje magazynów sezonowych ciepła charakteryzują się wysokimi kosztami inwestycyjnymi. Jednakże koszty jednostkowe znacznie maleją wraz ze wzrostem pojemności magazynu. Istnieje tendencja do obniżania kosztów inwestycyjnych z 1200 zł/m³ do 200 zł/m³ wraz ze wzrostem po-

jemności zbiornika⁴⁸. Aby uzyskać odpowiedni efekt skali i maksymalizować korzyści płynące z zastosowania tego typu magazynów, powinno się je wdrażać do systemów o stosunkowo dużym rozbiórze energii (osiedle domów wielorodzinnych i większych), a w przypadku najmniejszych systemów pozostać przy zdecentralizowanej koncepcji wprowadzania ciepła słonecznego.

W tabeli 7 zestawiono podstawowe parametry techniczne i ekonomiczne dużych, w tym sezonowych magazynów ciepła.

Śród magazynów TTES szczególną uwagę należy zwrócić na najtańsze ziemne (PIT) magazyny ciepła typu PTES (ang. *pit thermal energy storage*). Liderem w rozwoju tych technologii jest Dania. W tabeli 8 podano parametry duńskich, pełnowymiarowych magazynów ciepła typu PIT (PTES) zbudowanych w trzech miejskich systemach ciepłowniczych w latach 2014–2017 na zasadach komercyjnych⁴⁹.

Koszty jednostkowe magazynu PTES są pięcio-, sześciokrotnie niższe od magazynów w postaci walczków stalowych (lub betonowych) TTES budowanych dotychczas w Polsce.

Wielkowymiarowe sezonowe magazyny ciepła dotychczas nie znalazły zastosowania (pierwszego komercyjnego wdrożenia) w Polsce. Warto zatem przypomnieć kluczowe wymagania techniczne na bazie zebranych doświadczeń zagranicznych, w szczególności tych najtańszych, w których czynnikiem magazynującym i przenoszącym ciepło jest woda:

- ▶ zaleca się, aby ze względu na optymalizację strat ciepła i kosztów, najmniejsza pojemność magazynów sezonowych wynosiła 1000 m³;
- ▶ magazyn ciepła powinien posiadać właściwą izolację cieplną, aby zredukować straty ciepła do otoczenia – średnie straty zmagazynowanego ciepła (wg obliczeń zgodnie z ogólnie przyjętymi zasadami) są mniejsze niż 15 W/m² powierzchni zbiornika;

47 Źródło z 2018 roku, przeliczone z euro na zł po kursie z lipca 2022 roku.

48 S. Bepalko, A. M. Miranda I O. Halychi: Overview of the existing heat storage technologies: Sensible Heat. W: Acta Innovations, nr 2 82–113, styczeń 2018.

49 Technology Data – Energy storage '2020. URL: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>.

Tabela 7. Porównanie różnych rodzajów sezonowych magazynów ciepła

Typ sezonowego magazynu ciepła	TTES	GWTES	BTES	ATES
Czynnik magazynujący	woda	woda / woda-żwir	grunt	warstwa wodonośna
Pojemność cieplna [kWh/m ³]	60–80	60–80 / 30–50	15–30	30–40
Objętość magazynu [m ³] (ekwiwalent 1 m ³ wody)	1	1,3–2	3–5	2–3
Temperatura pracy	do 95°C	do 95°C	0–40°C (zastosowania niskotemperaturowe) 40–80°C (zastosowania wysokotemperaturowe)	6–95°C (różne przedziały temperatur ze względu na zastosowania)
Sprawność	90%	90%	40–60%	70–100% (magazyn chłodu) 50–90% (magazyn ciepła)
Przybliżony koszt ⁴⁷ na ekwiwalent 1 m ³ wody	800 zł/m ³ (160 euro/ m ³)	600 zł/m ³ (120 euro/m ³)	450 zł/m ³ (95 euro/m ³)	200 zł/m ³ (40 euro/m ³)

Źródło: S. Bepalko i inni

- ▶ w przypadku budowy magazynu podziemnego lub zagłębionego należy wykonać ekspertyzę hydrogeologiczną pod kątem stratygrafii, zwięzłości gruntu, dryfu wód podziemnych, przewodnictwa hydraulicznego gruntu, natężenia i kierunku przepływu wód gruntowych i innych;
- ▶ rozmiar i położenie złączy hydraulicznych do zbiornika powinny być tak zaprojektowane, aby zoptymalizować wydajności procesu ładowania i rozładowania;
- ▶ projekty i montaż komponentów magazynów i całej instalacji powinny wykonać wyłącznie osoby posiadające aktualne uprawnienia.

Warto nadmienić, że w ciepłowniach miejskich są też stosowane „duże”, ale krótkoterminowe magazyny. Są to zazwyczaj magazyny ciepła dostosowane do wykorzystania taniego pasma energii elektrycznej, tzw. Po-

wer to Heat (P2H)⁵⁰, co może odbywać się w magazynach krótkoterminowych, w których energia/ciepło jest magazynowane przez kilka godzin lub dni (magazyn średniookresowy). W ciepłownictwie krótkookresowe magazyny służą głównie koncepcji P2H dla odbiorców indywidualnych, natomiast pracę magazynu średniookresowego można przypisać zarówno dla odbiorców indywidualnych (gospodarstwa domowe czy budynki użyteczności publicznej), jak też dla małych ciepłowni jako optymalizator pracy jednostek kogeneracyjnych. Ładowanie i rozładowywanie magazynu jest zwykle uzależnione od źródła ciepła, zużycia ciepła i określonego wymiaru magazynu ciepła, a także urządzeń ładujących i rozładowujących. Przy doborze magazynu ciepła należy wziąć pod uwagę całkowitą ilość ciepła, które ma być zgromadzone.

⁵⁰ W niniejszym raporcie autorzy koncentrują się na wykorzystaniu „zielonej energii elektrycznej – tzw. GreenPower-to-heat”.

**Tabela 8.** Parametry duńskich, komercyjnych magazynów ciepła typu PIT (PTES) zbudowanych w latach 2014–2017

Miasto duńskie	Vojens	Gram	Toftlund
rok budowy	2014–15	2014–15	2016–17
wielkość [m ³ wody]	210 000	125 000	85 000
koszt [mln euro]	5,0	4,3	4,1
koszt jednostkowy [euro/m ³]	24	34	48
temperatura wody [°C]	40–90	20–90	20–90
pojemność cieplna [MWh]	12 180	12 125	6 885
moc magazynu (rozładowanie) [MW]	38,5	30,0	22,0
roczne straty ciepła [%]	14%	13%	9%

Źródło: Danisz Energy Agency, oprac. IEO

Tabela 9. Szacunkowe uśrednione wskaźniki kosztów dla krótko- i średniookresowych magazynów ciepła

Technologia OZE	Pojemność cieplna [kWh/m ³]	Objętość [m ³] (ekw. 1 m ³ wody)	Przybliżony koszt na ekw. 1 m ³ wody
Magazyn krótko- lub średniookresowy dla elektrociepłowni miejskiej	45–65	12 000–30 000	1300–1700 zł/m ³

Zbiorniki ciepłej wody konstruowane są z żelbetu, stali, a nawet szkła wzmocnionego tworzywem sztucznym. Ściany zbiornika i warstwa ziemi uszczelniane są folią, która musi być odporna na temperaturę 80°C. Grubość zewnętrznej izolacji termicznej powinna wynosić 15–30 cm⁵¹. Parametry techniczno-ekonomiczne magazynów ciepła krótkoterminowego stosowanych w ciepłowniach podano w tabeli 9.

Wymagania techniczne dla krótkoterminowych magazynów ciepła (jest to zazwyczaj zbiornik naziemny) są znane i sprawdzone w warunkach krajowych. Projekty techniczne i montaż komponentów magazy-

nów i całej instalacji mogą wykonać wyłącznie osoby posiadające aktualne uprawnienia UDT.

Choć magazyny krótko- i średniookresowe są w Polsce stosowane w większych systemach ciepłowniczych, to kluczowe z uwagi na koszty zmienne potrzeby ciepłownicze i wprowadzenie energetyki i ciepłownictwa źródeł pogodozależnych, a w szczególności energii słonecznej, jest wdrożenie magazynów sezonowych. Sezonowe magazyny ciepła są tradycyjnie związane z ciepłem słonecznym, co pozwala na przesunięcie nadwyżki energii w lecie na okres zimowy, kiedy popyt jest wysoki, a podaż niska. Są one zatem zaprojektowane tak, aby zapewnić zarówno wystarczającą zdolność do absorpcji tej nadwyżki, jak i wystarczająco niskie straty energii w czasie, aby móc uwolnić znaczną jej część w dalszej części roku.

51 Por. (Wiśniewski G., Gołębiowski S., Więcka A., Kurowski K., 2008, str. 109).

7.4 Przykładowe inwestycje w zeroemisyjne systemy ciepłownicze w UE i na świecie

Największym wyzwaniem w rozwoju ciepła ze źródeł zeroemisyjnych są wielkowirowe systemy kolektorów słonecznych z sezonowymi magazynami ciepła, które zademonstrowane zostały już w latach 90. (Szwecja), ale ponad dekadę czekały na komercjalizację (Dania). Pierwszy komercyjny system został zbudowany w Danii w Bredstrup w 2007 roku (demonstracja wsparta grantem 0,4 mln euro) i rozbudowany w 2012 roku (całkowity koszt – 5 mln euro). System ciepłowniczy jest zasilany z paneli kolektorów słonecznych o powierzchni 12 600 m² wraz z systemem magazynów ciepła i różnymi technologiami wykorzystania energii elektrycznej (P2H).

Do końca 2018 roku łączna moc zainstalowana i eksploatowana wielkoskalowych systemów solarnych osiągnęła 1,55 GW (2,2 mln m² powierzchni kolektorów)⁵². Chociaż moc zainstalowana w wielkoskalowych systemach jest wciąż stosunkowo niewielka i wynosi mniej niż 1% całkowitej mocy zainstalowanej w małoskalowych słonecznych systemach ciepłych, to jednak szybko zyskuje na znaczeniu. Rynek odnotował szybki wzrost instalacji, średnio 15,5% rocznie na głównych rynkach Danii, Chin, Niemiec i Austrii w latach 2010-2018. Siłą napędową dla wielkoskalowych ciepłych systemów słonecznych było wykorzystanie ich do ogrzewania CWU w Danii, gdzie do końca 2018 roku funkcjonowało łącznie 118 ciepłowni o mocy 970 MW, co stanowi 63% światowej mocy⁸. Za Danią plasują się Chiny (212 MW, 55 systemów). Chiny mogą stać się wiodącym motorem napędowym rynku i po raz pierwszy wyprzedziły Danię pod względem nowo zainstalowanych mocy w latach 2017 i 2018. Niemcy (45 MW, 27 systemów) i Austria (27 MW, 23 systemy) z powodzeniem ustanowiły niszowe rynki dla systemów na dużą skalę, zajmując trzecie i czwarte miejsce wśród dwóch dużych słonecznych ciepłowni procesowych w Omanie (104 MW) i Chile (28 MW), które były pojedynczymi instalacjami i nie były częścią szerszego rozwoju rynku odpowiednio w Omanie i Chile, nie są brane pod uwagę. Oprócz tych czterech krajów oraz Omanu i Chile tylko Arabia Saudyjska i Szwecja osiągają ponad 20 MW łącznej

mocy zainstalowanej w wielkoskalowych systemach solarnych. Dania, Chiny, Niemcy i Austria mają łączny udział w światowym rynku wynoszący 81%. Ostatnio zainstalowane instalacje w wielkoskalowych słonecznych systemach ciepłych w latach 2010–2018 w Danii, Chinach, Niemczech i Austrii przedstawiono na rysunku 16. Dane obejmują zastosowania grzewcze i ciepło z procesów słonecznych. Dane dla Danii, Niemiec i Austrii opierają się na regularnie przeprowadzanych badaniach rynku. W przypadku Chin przeprowadzono jednorazowe badanie rynku. Zebrano dane od głównych projektantów wielkoskalowych systemów solarnych – firm Sunrain, Five Star, Linuo – oraz instytucji Chińskiej Akademii Badań Budowlanych, Chińskiej Akademii Nauk, IMSIA i Solrico. Najnowszy projekt zrealizowany w 2020 roku wg podobnej technologii w Tybecie zapewnia 100% energii słonecznej i składa się z kolektorów słonecznych o powierzchni 22 275 m² oraz magazynu ciepła typu PTES o objętości 15 000 m³.

Charakterystyczną cechą chińskich sieci ciepłowniczych jest to, że zazwyczaj zapewniają one tylko ogrzewanie pomieszczeń. Systemy CWU są najczęściej instalowane w sieciach lokalnych, które nie są podłączone do sieci ciepłowniczych. Systemy te mogą mieć znacznie większą powierzchnię kolektorów niż 500 m². W badaniu rynku w Chinach wzięto pod uwagę tylko dane dotyczące ogrzewania pomieszczeń i zastosowań przemysłowych. Według tych danych do końca 2018 r. działało 55 systemów o łącznej mocy 212 MW. Ponieważ istnieje wiele wielkoskalowych systemów CWU, a dane dotyczące ciepłownictwa i zakładów przemysłowych mogą być nadal niekompletne, chiński rynek jest prawdopodobnie znacznie większy. Liczby te są znacznie wyższe niż te, które wymieniają tylko 21 wielkoskalowych słonecznych systemów ciepłych w Chinach.

W 2010 roku wszystkie kraje łącznie zainstalowały moc 38 MW (55 000 m²). W rekordowym 2016 roku zainstalowano łącznie 366 MW (523 000 m²). Głównym motorem napędowym była Dania, z rekordową mocą zainstalowaną 348 MW (497 000 m²) w 2016 roku. W 2017 i 2018 roku rynek gwałtownie spadał ze względu na spadek liczby instalacji w Danii. Głównym powodem było tymczasowe odłączenie instalacji słonecznych podłączonych do sieci ciepłowniczych z duńskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji. Oczekuje się, że w 2019 roku duński rynek „odbije się”, ponieważ osiągnięto nowe porozumienie, które pozwala systemom słonecznym na powrót do systemu handlu uprawnieniami do emisji. Instalacje w Chinach zrobiły znaczący krok w latach 2017

52 Daniel Tschoppa, Zhiyong Tianb, Magdalena Berberich, CJianhua Fand, Bengt Perers, Simon Furbod: Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria, Applied Energy, Volume 270, 15 July 2020, URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920305092>.

**Rysunek 16.** Rozwój wielkoskalowych systemów słonecznych w wiodących krajach świata w latach 2010–2018

i 2018, zwłaszcza w zakresie montażu kolektorów słonecznych paraboloidalnych. Rynek w Niemczech odnotował znaczny wzrost w 2016 roku, co było spowodowane nowym programem dotacji i oczekuje się, że w kolejnych latach podwoi się. Na rynkach austriackich w ciągu ostatniej dekady istniał stabilny program subsydiowania i nie zaobserwowano wyraźnej tendencji w rozwoju rynku. Wszystkie rynki wykazują duże uzależnienie od programów promocji/wsparcia.

Wśród wymienionych państw jedynie instalacja grzewcza w Dronninglund (Dania) jest wyposażona w wielkowymiarowy system kolektorów słonecznych, sezonowy magazyn ciepła oraz uzupełnianie urządzenia grzewcze. Schemat hydrauliczny instalacji przedstawiono na rysunku 17.

Instalacja grzewcza w Dronninglund jest własnością spółdzielczą, zasilającą w ciepło osiedla zasiedlone przez 1350 użytkowników. W początkowej fazie ogrzewanie było realizowane przez piece gazowe oraz na olej opałowy wspomagane przez absorpcyjną pompę ciepła. W 2014 roku wybudowano instalację słoneczną współpracującą z sezonowym magazynem ciepła o następujących parametrach:

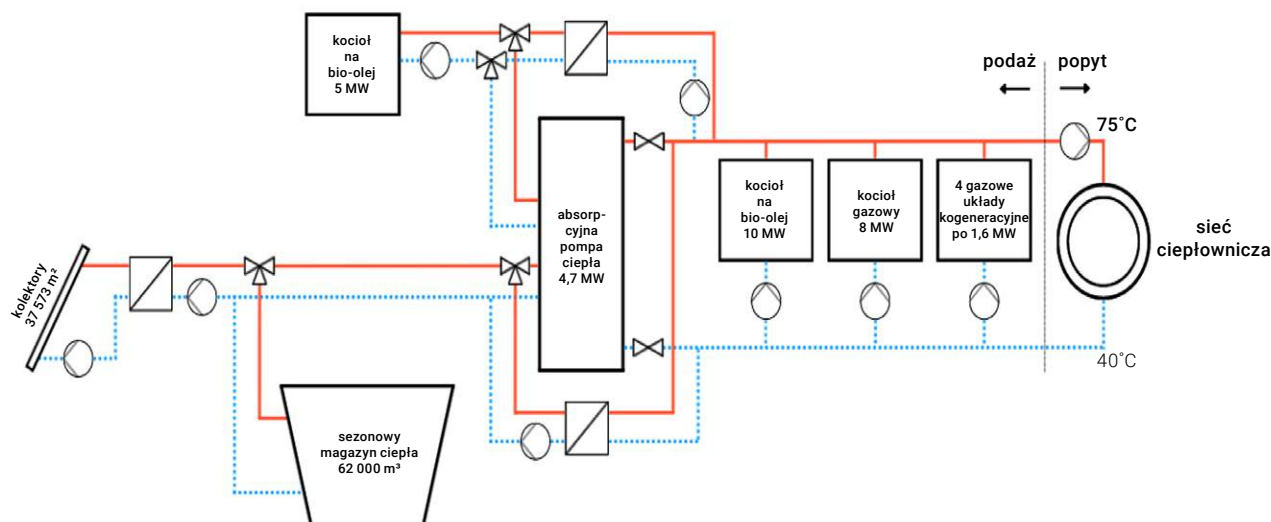
Kolektory słoneczne:

- ▶ powierzchnia apertury – 37 573 m²,
- ▶ zajmowany obszar – 130 000 m²,
- ▶ rodzaj kolektorów – płaskopłytowe,
- ▶ Jednostkowy uzysk słoneczny – 493 kWh/m²/rok,
- ▶ produkcja ciepła – 35 726 MWh/rok,
- ▶ współczynnik wykorzystania mocy promieniowania słonecznego – 40%.

Parametry sezonowego magazynu ciepła:

- ▶ typ – PTES,
- ▶ pojemność – 62 000 m³,
- ▶ wypełnienie – woda + żwir,
- ▶ pokrycie – pływające z izolacją cieplną.

Rysunek 17. Uproszczony schemat hydrauliczny instalacji grzewczej w Dronninglund⁵³



Ponieważ w lecie ilość ciepła wytwarzana w instalacji słonecznej przekracza zapotrzebowanie, woda w magazynie osiąga maksymalną bezpieczną dla obudowy temperaturę 90°C. Na jesieni ciepła woda jest pobierana z górnej warstwy magazynu, natomiast powrót o temperaturze 40°C jest kierowany do dolnych warstw magazynu ciepła. Jeśli temperatura w górnej warstwie jest niższa niż wymagana, brakujące ciepło o temperaturze górnego źródła 160°C może dostarczyć pompa ciepła zasilana przez kocioł na olej opałowy.

Magazyn można schłodzić z 40°C do 10°C (około 30 K poniżej temperatury powrotu do sieci ciepłowniczej), wykorzystując magazyn jako źródło ciepła dla absorpcyjnej pompy ciepła. Poza kosztami (wzrost CAPEX i zwiększone zużycie energii z sieci krajowej), takie rozwiązanie niesie za sobą kilka pozytywnych skutków na wydajność systemu: 1) zwiększa się pojemność magazynowania, tj. przy tej samej objętości magazynowania można zmagazynować więcej energii (większa różnica temperatur), a magazyn może przechować więcej ciepła do następnego lata, 2) średnia temperatura przechowywania jest obniżona, co zmniejsza straty podczas przechowywania, 3) wydajność kolektorów słonecznych jest zwiększona dzięki niższej temperaturze pracy. Wiosną, jesienią i zimą kotły na olej opałowy i cztery silniki gazowe pokrywają większą część obciążenia cieplnego, czyli konwencjonalnego trybu zasilania ciepłowniczego, ale w sumie cały system jest oparty na źródłach niskoemisyjnych, a źródła zeroemisyjne dominują. W efekcie w okresie pomiarowym (monitoring pracy instalacji) udział samej energii słonecznej w całym systemie ciepłowniczym wynosił 52%.

Wnioski z porównania budowy grzewczych instalacji słonecznych z magazynami ciepła w wiodących ww. krajach:

- Dania jest wiodącym krajem w zastosowaniach solarnych systemów ciepłowniczych. Duża część duńskiej historii sukcesu wynika z wyjątkowej roli przedsiębiorstw ciepłowniczych, które w większości są non profit (spółdzielnie) i często odbiorcy ciepła występują zarówno jako inwestorzy, jak i operatorzy wielkoskalowych systemów grzewczych słonecznych. Przedsiębiorców ciepłowniczych motywują do budowy ciepłowni słonecznych krajowe podatki od paliw kopalnych oraz unijny system handlu uprawnieniami do emisji CO₂.
- Chiny, Niemcy i Austria mają szerszą gamę zastosowań wykorzystujących energię słoneczną na dużą skalę, w tym procesowe ciepło słoneczne, częściowo ze względu na systemy zachęt oparte na dopłatach do kosztów CAPEX budowy OZE w ciepłownictwie i elektroenergetyce, a nie na instrumentach rynkowych, tak jak w Danii.
- Różnice w dostępności do zasobów energii słonecznej (rocznych sum energii promieniowania słonecznego) nie są kluczowym czynnikiem sukcesu wielkoskalowych słonecznych systemów grzewczych w tych krajach. Są nimi raczej infra-

⁵³ Dronninglund solar district heating in Denmark. URL: https://c2e2.unepccc.org/kms_object/dronninglund-solar-district-heating-in-denmark/.



struktura zaopatrzenia w ciepło (dla ciepłownictwa miejskiego), ceny ciepła z konkurencyjnych technologii i programy promocji ciepła z OZE⁵⁴.

- ▶ Poza niskimi kosztami dostarczania ciepła słonecznego, strategię minimalizacji ryzyka są ważnym, często niedocenianym czynnikiem sukcesu w radzeniu sobie z problemem wysokich początkowych kosztów inwestycyjnych. Skutecznymi strategiami minimalizacji ryzyka są lepsze prognozy uzysku energii słonecznej i stopnia pokrycia obciążenia cieplnego oraz gwarancje wydajności, wybór doświadczonego dostawcy złożonych rozwiązań pod klucz i spółdzielnie energetyczne (niepodlegające procesom taryfowania – element ryzyka). Podejmowanie ryzyka w ciepłownictwie przez przedsiębiorstwa użyteczności publicznej (tak jak w Danii) pomogło i inspirowało w tworzenie rynku ciepła z OZE w innych krajach.
- ▶ Dostarczanie ciepła z wielkoskalowych systemów słonecznych to już dojrzała technologia o szerokim zakresie zastosowań. Zoptymalizowane rozwiązania dla dużych zestawów kolektorów w celu uzyskania korzyści skali obejmują układy hydrauliczne prowadzące do jednorodnego rozdziału przepływu przez poszczególne sekcje, oparte na modelu sterowanie instalacją za pomocą pompy sterowanej częstotliwością.

Rekomendacje na przyszłość:

- ▶ Przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny być ukierunkowane za pomocą instrumentów rynkowych i mieć zachęty lub motywację ekonomiczną do redukcji emisji CO₂. Nastawienie operatorów ciepłowni samorządowych na cele non profit może pomóc w skłonieniu do inwestycji długoterminowych.
- ▶ Zachęty rynkowe i oparte na podnoszeniu wydajności energii słonecznej powinny mieć pierwszeństwo przed zachętami inwestycyjnymi. Te ostatnie należy stosować, gdy krajowa polityka energetyczna nie pozwala na ukierunkowanie na ograniczanie emisji CO₂ w krótkim okresie.

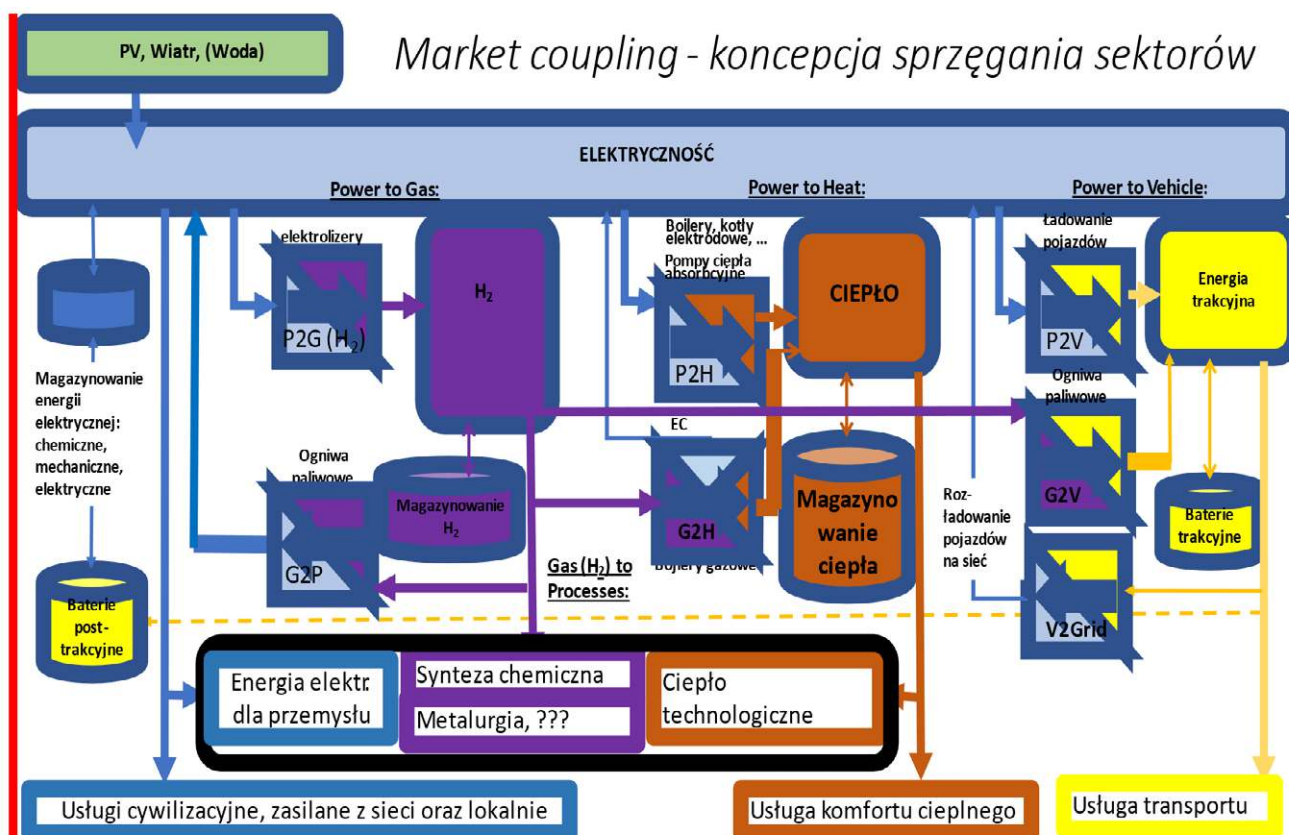
- ▶ W modelach biznesowych związanych z energią słoneczną należy uwzględnić powszechne stosowanie strategii minimalizacji ryzyka przez inwestorów.
- ▶ Długoterminowa stabilność cenowa dostaw ciepła słonecznego ze względu na niskie koszty eksploatacji i konserwacji oraz długi okres eksploatacji kolektorów słonecznych powinna być podkreślana w strategiach promocji energii słonecznej.
- ▶ Rola wielkoskalowych słonecznych systemów ciepłych w przyszłych systemach energetycznych musi zostać oceniona na poziomie całego systemu energetycznego, w tym interakcja z sektorem energii elektrycznej.

7.5 Zielone elektrociepłownictwo i magazyny energii

Tzw. sector coupling, czyli elektryfikacja transportu ciepłownictwa i chłodnictwa, transportu i przemysłu, stanowi zaprzeczenie tradycyjnego podejścia silosowego do oferowania usług energetycznych odrębnie przez sektory: elektroenergetyczny, gazowniczy, ciepłowniczy oraz paliwowy (transportowy). Produktem końcowym ich działalności jest zaspokajanie często tych samych potrzeb finalnych: potrzeb cywilizacyjnych (zaspokajanych głównie przez sektor elektroenergetyczny), zapewnianie komfortu cieplnego i potrzeb cieplnych technologicznych (zaspokajanych przez sektor ciepłowniczy) oraz transportowych (zaspokajanych przez sektor paliwowy). Wspólną cechą tego tradycyjnego podejścia jest opieranie się na paliwach kopalnych jako nośnikach energii pierwotnej, odpowiednio przez węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny, produkty ropopochodne oraz (poza Polską) materiały rozszczepialne, w niewielkim jedynie stopniu zazębiające się na docelowym obszarze zastosowań. W konsekwencji procesy zaspokajania potrzeb docelowych są realizowane w sposób nieefektywny, a dominacja dostawców tak zdefiniowanych form energii nad ich konsumentami, zwłaszcza realizowana w scentralizowanej formule organizacyjnej, dodatkowo umożliwia osiągnięcie przez poszczególne sektory dodatkowej renty monopolu, obniżając konkurencyjność całej gospodarki. W mniejszym stopniu problem ten dotyczy sektora ciepłowniczego z uwagi na jego naturalne rozproszenie (relatywnie słaby rozwój sieci ciepłowniczych) i lokalną konkurencję ze

54 W ostatnim sezonie grzewczym 2021/2022 doszedł jeszcze jeden czynnik (nie ujęty w ww. badaniach międzynarodowych) gwałtowny wzrost cen gazu, oleju opałowego i węgla oraz energii elektrycznej dla firm, co poszerza spektrum atrakcyjnych dla ciepłownictwa technologii OZE.

Rysunek 18. Idea Market coupling



strony dostępnych lokalnie zasobów alternatywnych i „zastępczych” nośników energii pierwotnej. Istotę sprzęgania sektorów, znaną pod angielskim terminem „Market coupling” przedstawiono na rysunku 18.

Sector coupling polega na elastycznym przekształcaniu i wykorzystywaniu różnych form energii do różnych zastosowań bez „tradycyjnego” wiązania usług docelowych i nośników energii. Kryterium wyboru są warunki ekonomiczne (*modus operandi* jest zorientowany na minimalizację kosztu zapewnienia finalnej usługi).

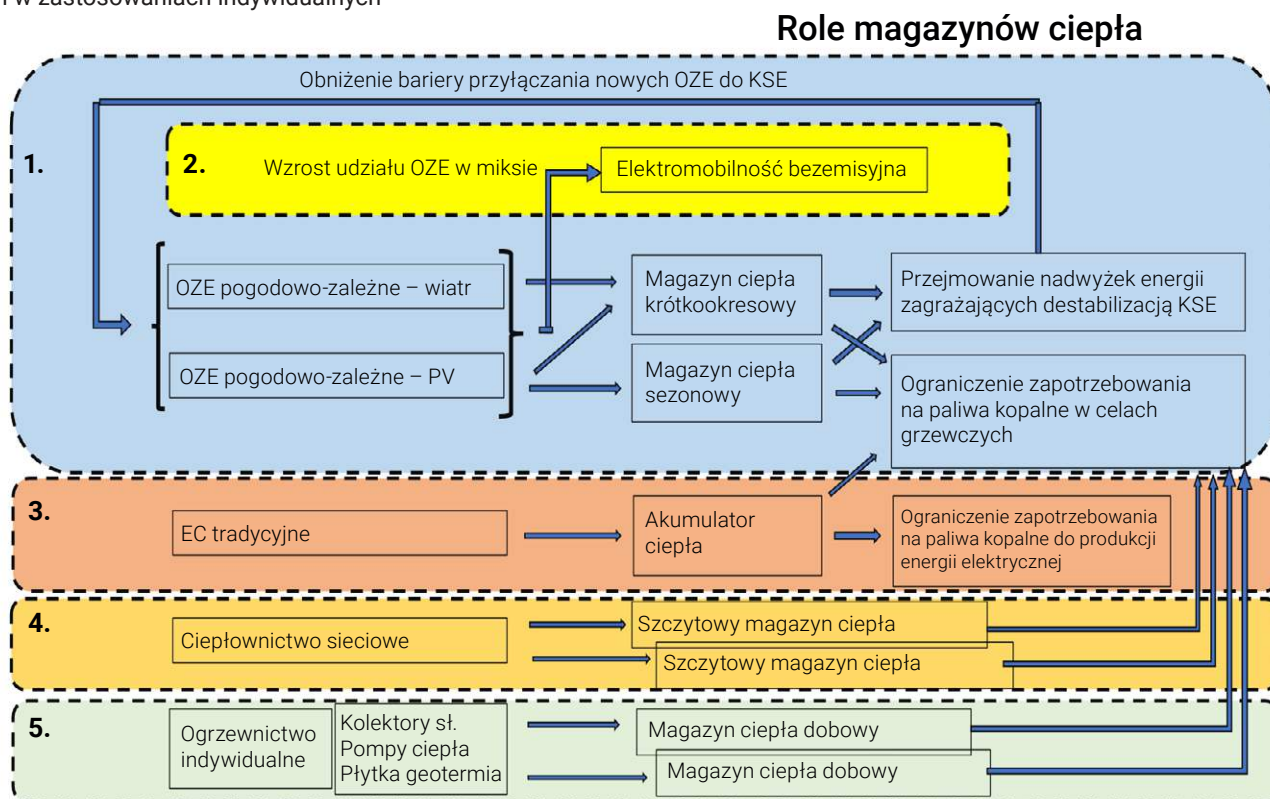
Jednym ze sposobów rozwiązania tego problemu (obok wdrożenia narzędzi demand site management (DSM) wymagających zaangażowania znacznej populacji odbiorców do świadczenia usług DSM, jest możliwość lokalnego (w bezpośrednim sąsiedztwie w sensie topologicznym bezemisyjnych źródeł wytwórczych energii elektrycznej) magazynowania chwilowych lub sezonowych nadwyżek energii elektrycznej. W tym zaś zakresie magazynowanie energii w cieple, spełniające definicję magazynowania energii elektrycznej wg Dyrektywy 2019/944, któ-

ra uwzględnia przekształcenie energii elektrycznej w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii (np. ciepło)⁵⁵, jest aktualnie rozwiązaniem najlepiej opanowanym pod kątem technologicznym i najbardziej ekonomicznym.

W szczególności magazyny ciepła sezonowe, najtańsze w przeliczeniu na jednostkę zmagazynowanej energii, zasilane energią elektryczną z OZE, np. przy użyciu przetworników w formie kotłów elektrodowych, stanowią szczególnie atrakcyjną formę włączenia ciepłownictwa w politykę dekarbonizacji energetyki. Ich odpowiednikami w formie małoskalowej są dobowe i średnioterminowe magazyny ciepła, w szczególności wykorzystujące materiały zmienne-fazowe, pośredniczące pomiędzy indywidualnymi instalacjami PV a systemami ciepłej wody użytkowej.

55 Art. 2 pkt 59) „magazynowanie energii” oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii.

Rysunek 19. Spektrum zastosowań magazynów ciepła we współpracy z systemem elektroenergetycznym, ciepłowniczym i w zastosowaniach indywidualnych



W ciepłownictwie sieciowym magazyny ciepła zasilane energią elektryczną z OZE odgrywać mogą dwójką rolę:

- ▶ w bezpośredniej współpracy ze źródłami ciepła (akumulatory ciepła zlokalizowane przy źródle) pozwalają obniżyć zużycie paliwa kopalnego przez jego bezpośrednią substytucję oraz przez możliwość spłaszczania fluktuacji obciążenia cieplnego źródła i podnoszenie w ten sposób efektywności jego pracy. W przypadku elektrociepłowni obecność akumulatora ciepła pozwala dodatkowo uelastyczyć reżim pracy źródła w podziale na produkty: energię elektryczną i ciepło, poprawiając efektywność ekonomiczną źródła;
- ▶ zlokalizowane w głębi sieci jako magazyny szczytowe pozwalają obniżyć zmienność zapotrzebowania na przepływy ciepła siecią ciepłowniczą, co w odniesieniu do sieci istniejących zwiększa ich zdolność do przyłączania kolejnych odbiorców (poprawia efektywność całego systemu ciepłowniczego), natomiast w odniesieniu do systemów projektowanych lub głęboko modernizowanych lokalizacja w głębi sieci magazynów sezonowych pozwala

ła nie tylko na optymalizację przekrojów sieci magistralnych i obniżenie strat sieciowych, ale także na ograniczenie mocy źródeł ciepła.

Spektrum zastosowań magazynów ciepła we współpracy z systemem elektroenergetycznym, systemami ciepłowniczymi oraz w zastosowaniach indywidualnych zestawiono na rysunku 19. Wyodrębnić można następujące obszary zastosowań magazynów ciepła:

- ▶ elektroenergetyka,
- ▶ ciepłownictwo sieciowe,
- ▶ ogrzewnictwo indywidualne.

W obszarze elektroenergetyki magazyny ciepła sezonowe i krótkookresowe stanowią istotne narzędzie efektywnego ekonomicznie zarządzania nadwyżkami energii elektrycznej, generowanymi okresowo przez bezemisyjne źródła odnawialne, a poprzez obniżanie bariery rozwoju tych źródeł energii elektrycznej stanowią narzędzie redukcji zapotrzebowania na paliwa kopalne. Najbardziej istotnym problemem sector coupling w sektorze ciepłowniczym nie jest wytwarzanie, lecz magazynowanie energii.

8. Studia przypadków – pierwsze krajowe doświadczenia w zakresie wprowadzania zeroemisyjnych OZE do ciepłowni miejskich



8.1 Doświadczenia technologiczne i projektowe

Jak wykazano wcześniej, udziały OZE w ciepłownictwie polskim są zbyt niskie i oparte nadmiernie na energetycznym wykorzystaniu biomasy (brak dywersyfikacji zielonych źródeł ciepła). Ale największe zapóźnienie w transformacji energetycznej dotyczy ciepłownictwa systemowego, które ma jednocześnie największy potencjał gospodarczy, infrastrukturalny i kadrowy, aby stać się liderem transformacji nie tylko ciepłownictwa, ale całej energetyki, w tym elektroenergetyki.

Do tej pory dobre przykłady udanej transformacji ciepłownictwa z węgla do zeroemisyjnych OZE, w szczególności z wykorzystaniem wielkoskalowych systemów kolektorów słonecznych i magazynów ciepła oraz biomasy, pochodziły głównie z krajów zachodnich, głównie z Danii oraz krajów skandynawskich, Niemiec i Austrii⁵⁶. Duża część historii duńskiego sukcesu wynika z wyjątkowej roli przedsiębiorstw ciepłowniczych, które w większości są non profit (spółdzielnie energetyczne) i często występują zarówno jako inwestorzy, jak i operatorzy wielkoskalowych instalacji słonecznych. Dania stworzyła centra wiedzy i kompetencji w obszarze ciepłownictwa z OZE i umożliwiła eksport technologii ciepłowniczych i know-how. Szersze analizy pokazują⁵⁷, że także w Danii doszło do przeinwestowania w energetyczne wykorzystanie biomasy i odpadów, co prowadzi do nadmiernego importu biomasy (także odpadów, tzw. *municipal solid wastes*). W tej sytuacji Dania, obok energii słonecznej i rozwoju magazynowania ciepła, stawia na przejście do dostawy ciepła ze źródeł zeroemisyjnych (bez procesów spalania) i na łączenie sektorów ciepła i energii elektrycznej. Najbardziej znane przykłady duńskich rozwiązań przedstawiono wcześniej w rozdziale 7.1 (np. rysunek 13) oraz w rozdziale 7.4 (np. rysunek 17). Flagowe rozwiązanie duńskie ziemnego magazynu sezonowego PTES dla ciepłowni z OZE omówiono w rozdziale 7.3.

W polskim ciepłownictwie dotychczas brak było wielkoskalowych rozwiązań integrujących różne rodzaje OZE i magazyny ciepła. Pewien postęp w świadomości interesariuszy zachodzących zmian technologicznych i rozwoju metod projektowania przyniosły zainicjowane w 2021 roku dwa programy NCBiR pt. „Ciepłownia przyszłości” i „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, których celem było opracowanie oraz demonstracja innowacyjnych technologii wytwarzania i magazynowania energii z OZE do celów grzewczych. Z uwagi na nieprzystające do obecnych realiów założenia ww. programów – wymóg ponad 80% udziału zeroemisyjnych OZE w produkcji ciepła do celów grzewczych dla demonstratora obejmującego zaledwie 10–15% wycinek miejskiej sieci ciepłowniczej – zwycięskie projekty nie pozwolą na zrealizowanie pełnoskalowej i ekonomicznie uzasadnionej inwestycji w ciepłowni miejskiej nawet tzw. III generacji (udział pogodozależnych OZE rzędu 40–50%). Konkursy NCBiR pomogły jednak bardzo w rozwinięciu wiedzy i umiejętności dotyczących metod modelowania i analiz nowoczesnych systemów ciepłowniczych z wykorzystaniem programu symulacyjnego TRNSYS.

Autorzy niniejszego raportu przygotowali (wspólnie z partnerem Rafako Innovation) rozwiązania demonstracyjne w małej skali w ramach programów NCBiR (tzw. zamówień przedkomercyjnych) dla miejskich ciepłowni odpowiednio w Końskich i Radzynie Podlaskim oraz pełnoskalowe rozwiązania w ramach współpracy komercyjnej dla ciepłowni w Raciborzu (we współpracy z Rafako Innovation) oraz Wołominie i w Końskich. Doświadczenie projektowe zostały zebrane w publikacji „Modelowanie systemów ciepłowniczych z OZE na potrzeby wymiarowania magazynów ciepła”⁵⁸. Na przykładzie demonstratora w Końskich (projekt „Ciepłownia przyszłości”) konsorcjum Rafako i IEO przygotowało też dobre praktyki dla ciepłowni przechodzących z węgla do OZE⁵⁹.

W niniejszym rozdziale, w oparciu o powyższe doświadczenia IEO, opisano syntetycznie wyniki analiz i rekomendacje projektowe w odniesieniu do ciepłow-

56 Daniel Tschopp, Zhiyong Tian, Magdalena Berberich, Jianhua Fan, Bengt Perers, Simon Furbo: Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria. *Applied Energy* Volume 270, 15 July 2020. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920305092>.

57 Katinka Johansen, Sven Werner: Something is sustainable in the state of Denmark: A review of the Danish district heating sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 158 (2022). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000466?via%3Dihub>.

58 Grzegorz Wiśniewski, Aleksandra Sulej, Krzysztof Kalinowski, Stanisław Gołębiowski, Konrad Wiśniewski, Jacek Gajkowski: Modelowanie systemów ciepłowniczych z OZE na potrzeby wymiarowania magazynów ciepła. *Energetyka Ciepła i Zawodowa* nr 4/2022. URL: <https://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-aa01dd1c-cdae-44da-9d9b-b7f574654111>.

59 Rafako Innovation i Instytutu Energetyki Odnawianej: Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku OZE. URL <https://www.gov.pl/attachment/f0d7887d-4231-4584-a876-58a4707d67b9>.

Analizą objęto obszar zasilany w ciepło z OZE składający się z 13 budynków spółdzielczych. Podstawowe parametry budynków należących do Demonstratora zasilanych w CWU i CO podano w tabeli 10.

Łączne zapotrzebowanie na ciepło w demonstratorze wynosi 18 800 GJ/rok (5200 MWh), w 88% miało one zostać pokryte przez ciepło z OZE pochodzące z kolektorów słonecznych i kotła elektrodowego zasilanego energią z farmy wiatrowej. Resztę energii ma dostarczyć kocioł węglowy dotychczas obsługujący cały miejski system ciepłowniczy. W tabeli 11 przed-

Tabela 10. Parametry budynków należących do Demonstratora zasilanych w CWU i CO z technologii OZE w Końskich

Demonstrator-liczba budynków	Powierzchnia [m ²]	Mieszkańcy odbiorcy ciepła	Zużycie ciepła	Planowane zużycie CWU	Łączne zapotrzebowanie na ciepło
szt.	m ²	liczba	[GJ/r]	[GJ/r]	[GJ/r]
13	45 222	1 595	14 318	4 482	18 800

Tabela 11. Parametry demonstratora technologii OZE w Końskich

Źródło	Moc cieplna	Capacity Factor	Produkcja ciepła	Udział
	MW	%	MWh	%
Kocioł elektryczny	1,00	7,71%	675,20	12,80%
Kolektory słoneczne	6,60	6,74%	3 899,40	73,95%
Kocioł węglowy WR-15	15,00	0,46%	604,60	11,46%
Różnice bilansowe/dogrzewy	-	-	94,20	1,79%
SUMA	22,60	-	5 273,40	100,00%

stawiono parametry dobranych technologii OZE na terenie Demonstratora w PEC Końskie.

Kluczowym elementem Demonstratora technologii w PEC Końskie jest sezonowy, ziemny magazyn ciepła PTES jako samonośny, zaizolowany wykop w formie odwróconego ściętego ostrosłupa, napełniony wodą o objętości 58 tys. m³ – patrz rysunek 21.

Na rysunku 22 przedstawiono schemat rozplywu ciepła na ogrzewanie (CO) i ciepłą wodę użytkową (CWU) dla poszczególnych komponentów oraz straty ciepła w bilansie rocznym.

W oparciu o przyjęte założenia przeprowadzono symulacje sprawdzające (z krokiem 10 minut), aby potwierdzić, że system zapewni w każdej godzinie odpowiednią ilość i wymaganą temperaturę ciepła dla odbiorców. Wyniki symulacji TRNSYS (zagregowane do danych miesięcznych) przedstawiono na rysunku 23.

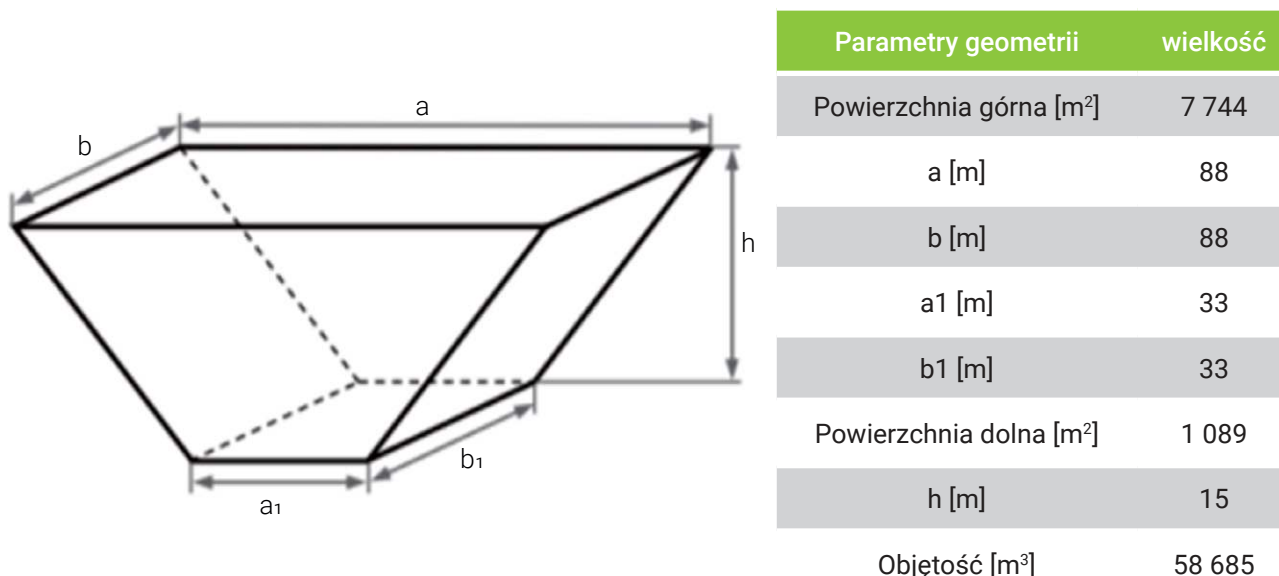
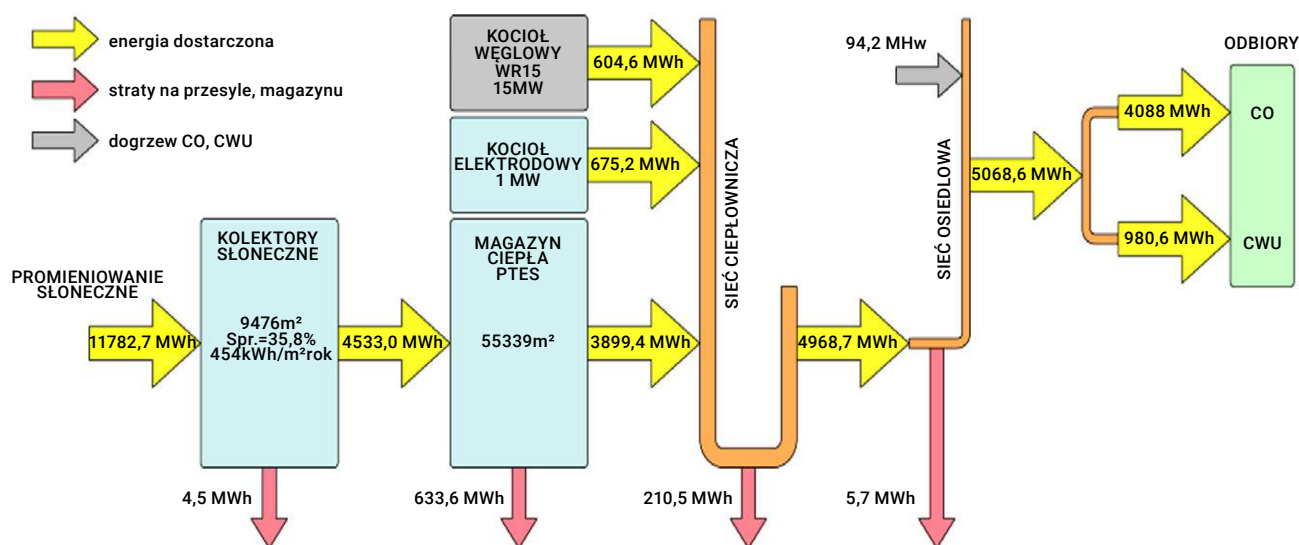
Symulacje potwierdziły, że odbiorcy przez cały rok będą mieli zapewnione ciepło o odpowiednich para-

metrach, przy średnim całorocznym udziale ciepła z OZE na poziomie 88%.

W tabeli 12 zestawiono koszty realizacji inwestycji w rozbiciu na poszczególne źródła oraz system zarządzania (SCADA).

Koszty zakupu i montażu urządzeń OZE wynoszą 22,3 mln zł. Ceny zostały zebrane w oparciu o zapytania ofertowe skierowane do dostawców technologii w IV kw. 2021 roku. Warto zwrócić uwagę na niski koszt jednostkowy magazynów ciepła PTES – 124 zł/m³. Koszty jednostkowy budowy w Polsce w Poznaniu najnowszego (2021) magazynu ciepła w postaci zbiornika stalowego w kształcie walca (63 m wysokości i 24 m średnicy; 24 tys. m³ wody)⁶⁰ wynosiły 1700 zł/m³ (były 14-krotnie wyższe). Warunkiem budowy magazynu ciepła PTES jest dostęp do tanich gruntów, co jest znacznie trudniejsze w metropoliach typu Poznań, a łatwiejsze w tzw. ciepłownictwie powiatowym i gminnym.

60 Veolia: Akumulator Ciepła w Poznaniu. URL: <https://www.veolia.pl/media/aktualnosci/akumulator-ciepła-w-poznaniu>.

Rysunek 21. Geometria i parametry sezonowego magazynu ciepła w Demonstratorze ciepłowni z OZE

Rysunek 22. Schemat rozpływ ciepła na ogrzewanie (CO) i ciepła wodę użytkową (CWU) dla poszczególnych komponentów oraz straty ciepła w Demonstratorze w PEC Końskie


Koszty nie zawierają kosztów projektowania, dewelopmentu projektu i innych kosztów własnych inwestora. Nakłady inwestycyjne (CAPEX) są w zasadzie jedynymi istotnymi kosztami. Roczne koszty obsługi nie przekraczają 1,5–2% wysokości CAPEX. Poza dogrzewaniem w 12% z kotła węglowego ciepłowni na obszarze demonstratora nie jest obciążona kosztami paliwa, kosztami emisji substancji do atmosfery, kosztami zakupu uprawnień do emisji itp. Wielkość unikniętej emisji na obszarze demonstratora technologii zestawiono w tabeli 13.

Analogiczne symulacje i analizy w ramach programu NCBiR „Elektrociepłownia przyszłości” wykonano dla innego wydzielonego z sieci miejskiej demonstratora – elektrociepłowni z OZE w Radzynie Podlaskim (100% ciepła z OZE) oraz dla realnych ciepłowni obejmujących całe systemy ciepłownicze dla miast Końskie i Wołomin oraz Racibórz, planujących transformację energetyczną. Analizy te były prowadzone dla kilku wariantów, dla każdego systemu oddzielnie. Szeroki zakres opracowań pozwala nie tylko na porównanie wyników symulacji dla systemów z wyso-

Rysunek 23. Rozpływ ciepła na ogrzewanie (CO) i ciepłą wodę użytkową (CWU) dla poszczególnych komponentów oraz straty ciepła w bilansie rocznym ciepła w Demonstratorze w PEC Końskie

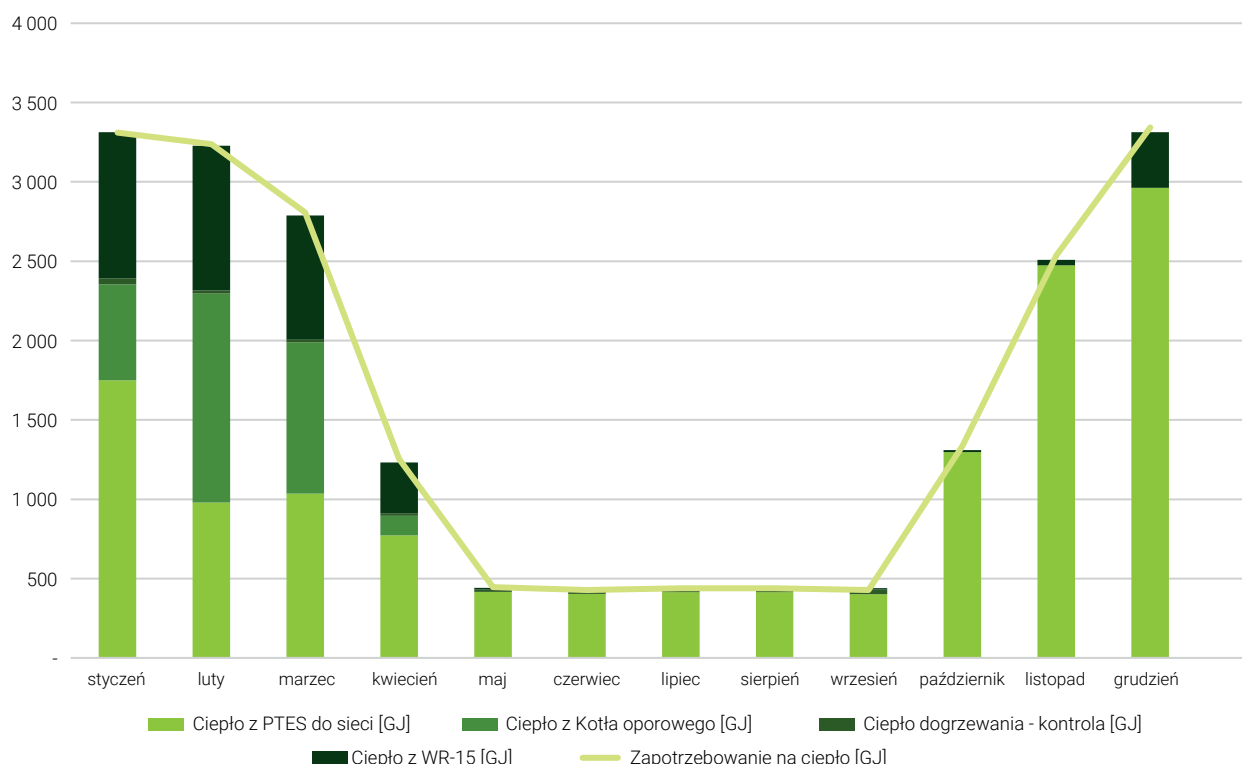


Tabela 12. Podział nakładów inwestycyjnych (w PLN netto, ceny z 2021 roku) na technologie OZE w Demonstratorze w Końskich

Kolektory Słoneczne	Kocioł Elektryczny	Magazyn Sezonowy	AKPiA+ część elektryczna	SUMA
12 601 734	545 534	7 253 752	1 923 868	22 324 888

Tabela 13. Redukcja emisji dwutlenku węgla, pyłów, dwutlenku siarki oraz tlenków azotu po zrealizowaniu inwestycji w OZE w efekcie ograniczenia spalania węgla w Demonstratorze w Końskich

Gazy (substancje spalania) emitowane do atmosfery	Emisja uniknięta
CO ₂ [Mg/rok]	13 573
SO ₂ [kg/rok]	59 929
NO _x [kg/rok]	20 839
pyły [kg/rok]	2 898

kim udziałem OZE czy wpływu udziału pozostałych źródeł ciepła na wymiary pola kolektorów słonecznych (KS) i objętości magazynu ciepła PTES (ang. *Pit Thermal Energy Storage*) – rozwiązanie najtańsze,

rekomendowane przez IEO. W tabeli 14 porównano wybrane wyniki wymiarowania PTES i KS w ww. systemach ciepłowniczych. W dotychczas przygotowanych stadiach wykonalności w Polsce wymiarowano

elementy systemów ciepłowniczych w oparciu o założenia empiryczne lub symulacje. W szczególności korzystano z:

- danych empirycznych z ciepłowni zagranicznych o wysokim udziałem ciepła z OZE (projekty wprowadzania OZE tą metodą dotyczyły wszystkich odbiorców ciepła -100% systemu)

- wyników omówionych szczegółowo wcześniej, opartych o symulacje TRNSYS (projekty wprowadzania OZE w demonstratorach obejmujących 10–20% odbiorców ciepła).

Zgromadzony materiał pozwala na benchmark oraz krytyczną analizę wyników i może służyć jako punkt odniesienia do przyjmowania wstępnych założeń dla

Tabela 14. Porównanie parametrów dla układu PEC Końskie (20% systemu, 100% systemu), PEC Radzyń Podlaski (10% systemu, 100% systemu), ZEC Wołomin (udział produkcji z pola kolektorów słonecznych 5% oraz 2,7%)

Lokalizacja/system ciepłowniczy	PEC Końskie		PEC Radzyń Podlaski		ZEC Wołomin	
Udział systemu objęty analizą	20% systemu	100% systemu	10% systemu	100% systemu	100% systemu	100% systemu
Powierzchnia do ogrzania [m ²]	45 222	296 166	26 520	330 015	998 864,75	998 864,75
Roczna produkcja energii termicznej [MWh]	5 556	36 389	3 083	38 361	116 108,61	116 108,61
Powierzchni kolektorów słonecznych KS [m ²]	9 476	15 100	2 655	13 328	12 150,00	6 500,00
Pojemność sezonowego magazynu ciepła PTES [m ³]	58 685	75 000	15 895	20 600	14 150,00	7 700,00
PTES/KS [m ³ /m ²]	6,193	4,967	5,988	1,546	1,165	1,185
PTES/powierzchnia do ogrzania [m ³ /m ²]	1,298	0,253	0,599	0,062	0,014	0,008
KS/powierzchnia do ogrzania [m ² /m ²]	0,210	0,051	0,100	0,040	0,012	0,007
Udział produkcji KS [%]	66,59%	20,00%	20,00%	15,70%	5,00%	2,66%
Udział OZE [%]	81,58%	29,64%	97,97%	23,00%	50,00%	50,00%
Sposób obliczeń	TRNSYS	wstępne wymiarowanie	TRNSYS	wstępne wymiarowanie	wstępne wymiarowanie	wstępne wymiarowanie
Dodatkowe źródła ciepła	kocioł elektryczny, kocioł węglowy WR-15	kocioł elektryczny, silnik gazowy, kocioł węglowy WR-15	silniki wodorowe (pracujące na magazyn), kocioł węglowy WR2.5	kocioł elektryczny, kogeneracja gazowa, kotły węglowe	kocioł elektryczny, kocioł na biomasę, kocioł węglowy, kocioł na olej opałowy	kocioł elektryczny, kocioł na biomasę, kocioł węglowy, kocioł na olej opałowy

nowych projektów. Poniżej omówiono kwestie związane z uwarunkowaniami wymiarowania zielnych magazynów ciepła PTES.

Stosunek objętości PTES do powierzchni kolektora słonecznego (KS), dla symulacji wykonywanych za pomocą programu TRNSYS dla demonstratora Radzyń (tylko 10% systemu), jest nieznacznie mniejszy niż dla demonstratora Końskie (20% systemu). Wartości ilorazu (objętość PTES/powierzchnia KS) przyjmują wyższe wartości dla wyższych udziałów energii z OZE dostarczanej do magazynu. Te dwa trendy kompensują się nawzajem i ostatecznie stosunek wielkości PTES do KS dla PEC Radzyń Podlaski wynosi $5,99 \text{ m}^3/\text{m}^2$, a dla PEC Końskie $6,19 \text{ m}^3/\text{m}^2$.

Stosunek wielkości PTES/KS w Końskich dla wariantu obliczeń bazującego na zagranicznych wskaźnikach empirycznych (z publikacji naukowych) wynosi $4,97 \text{ m}^3/\text{m}^2$. W praktyce oznacza to, że przenoszenie danych empirycznych (wskaźników) ze zrealizowanych (z wykorzystaniem TRYNSYS) ciepłowni z Europy Zachodniej do wymiarowania ciepłowni krajowych, może prowadzić do niedoszacowywania wielkością PTES. Powyższa obserwacja w jeszcze większym stopniu dotyczy systemu ciepłowniczego Radzyń Podlaski, gdzie symulacje TRYNSYS (obejmujące jedynie 10% odbiorów ciepła w systemie ciepłowniczym; w Końskich dotyczyły 20%) prowadziły do aż trzykrotnie wyższego ilorazu wielkości PTES/KS. Analizy potwierdziły też, że dla wysokich udziałów energii słonecznej dostarczanej do PTES w stosunku do zapotrzebowania na ciepło (tzw. solar fraction rośnie stosunek PTES/KS).

Obliczenia bazujące zasadniczo na wskaźnikach empirycznych dla miasta Wołomin (z wysokim udziałem OZE dzięki energetycznemu wykorzystaniu biomasy), pozwalają na postawienie tezy, że przy niskich udziałach energii słonecznej objętość magazynów ciepła (potwierdzone symulacjami TRNSYS) nie musi być duża. Przy 5% udziału produkcji energii z KS, stosunek PTES/KS przyjmuje wartość $1,2 \text{ m}^3/\text{m}^2$, a przy 2,7% udziału produkcji KS – $1,2 \text{ m}^3/\text{m}^2$.

Symulacje TRNSYS i analizy ekonomiczne potwierdzają, że magazyny sezonowe ciepła sprawdzają się najlepiej w przypadku bezpośredniego korzystania w ciepłowniach z zeroemisyjnej i najtańszej energii słonecznej i wiatrowej. Ostatnie analizy w środowisku TRYNSYS wykonane dla całych systemów ciepłowniczych w Raciborzu i w Końskich posłużyły do optymalizacji i prezentacji wyników analiz ekonomicznych (kolejny podrozdział).

8.2 Opłacalności inwestycji w zeroemisyjne OZE z magazynami ciepła w średniej wielkości ciepłowniach

Dotychczasowe prace projektowe i analityczne pozwoliły na zebranie danych o kosztach technologii, optymalizacji systemów składających się z wielu źródeł i magazynów energii oraz na rozwój metod ocen ekonomicznych metodą LCoH, tzw. rozłożonego w całym okresie trwałości ciepłowni kosztu produkcji ciepła (ang. *levelized cost of heat*).

Metoda LCoH dla w polskim ciepłownictwie została opracowana w 2018 roku⁶¹ w ramach ekspertyzy dla NFOŚiGW i po raz pierwszy zastosowana w 2019 roku. Jest to metoda o tyle ważna nie tylko dla ciepłowników, ale też odbiorców ciepła i właścicieli ciepłowni (np. samorządów), że pozwala na obliczenie skutków inwestycji w dłuższym okresie jej trwałości, np. 15–25 lat. W praktyce ciepłownictwo posługuje się zwrotem z kapitału zainwestowanego w okresach znacznie krótszych. Jest to związane z procesem taryfowania (zatwierdzania taryf przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki), który w ochronie odbiorców ciepła uwzględnia przede wszystkim cele krótkookresowe (ceny ciepła na najbliższe/najbliższy sezon grzewczy) i nie preferuje inwestycji w kilka źródeł o mniejszych współczynnikach wykorzystania mocy (nawet jeżeli prowadzą łącznie do obniżenia kosztów ciepła w dłuższym okresie). Metoda LCoH jest najbardziej przydatna w wyborze inwestycji, które służą obniżaniu kosztu ciepła w dłuższym okresie, a metodyka taryfowania koncentruje się generalnie (mogą być wyjątki) na obniżaniu doraźnego wskaźnika zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność ciepłowniczą.

LCOE jest minimalną ceną, przy której suma zdyskontowanych przychodów jest równa sumie zdyskontowanych kosztów, przy uwzględnieniu kosztów poniesionych na budowę i eksploatację oraz finansowych, w szczególności kosztu kapitału własnego, w danym okresie (zazwyczaj życia jednostki).

W ogólnym przypadku koszt LCOE oblicza się jako iloraz wydatków do efektów wyrażonych w warto-

61 Wisniewski G. (red.): Opracowanie krzywej referencyjnej kosztów ciepła do określania wymaganego i uzasadnionego poziomu wsparcia dla inwestycji w OZE w systemach ciepłowniczych. Ekspertyza Instytutu Energetyki Odnawianej dla Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki wodnej. Warszawa, 2019 rok.

ści bieżącej. Uśredniony koszt produkcji energii w cyklu życia w ogólnym przypadku obliczany jest następująco⁶²:

$$LCoH = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{[I_t + M_t]}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

gdzie:

LCoH – jednostkowy uśredniony koszt produkcji ciepła w cyklu życia [PLN/MWh (lub PLN/GJ)]

I_t – nakłady inwestycyjne w roku t-tym,

M_t – wydatki eksploatacyjne oraz koszty finansowe kredytu w roku t-tym,

E_t – produkcja ciepła w roku t-tym [w MWh lub GJ],

r – stopa dyskontowa (rozumiana zazwyczaj jako koszt kapitału własnego).

Metodyka LCoH zaadoptowano na grunt polski na potrzeby planowanego przez NFOŚiGW Programu „Ciepło z OZE” na rzecz wsparcia instrumentami zwrotnymi inwestycji polegających na jednoczesnych inwestycjach w co najmniej dwa odnawialne źródła energii (OZE), w tym wykorzystanie energii z co najmniej jednego źródła pogodozależnego (kolektorów słonecznych, elektrowni wiatrowych lub systemów fotowoltaicznych) oraz budowie zintegrowanego z nimi magazynu ciepła (dobowego lub sezonowego). Metodę LCoH w praktyce zastosowano w 2019 roku⁶³ (dla danych kosztowych z 2018 roku) na przykładzie przeciętnego miejskiego przedsiębiorstwa ciepłowniczego wytwarzającego ciepło w 100% z węgla w dwóch kotłach WR – o łącznej produkcji ciepła 400 TJ/rok, objętej systemem handlu emisjami (ETS). Rozważono dwa scenariusze. W scenariuszu bez OZE uwzględniono, że kotły należałoby dostosować do dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED). Scenariusz z OZE zakładał zmniejszenie udziału węgla

w wytwarzaniu ciepła o 50% poprzez wykorzystanie OZE np. w formie energii słonecznej, wiatrowej (P2H) oraz biomasy, współpracujących z sezonowym magazynem ciepła i uzupełnianych kotłem węglowym, który przejmował rolę podszczytowego.

W scenariuszu referencyjnym (bez inwestycji w OZE) łączny minimalny nakład inwestycyjny w celu podtrzymania działalności ciepłowniczej wynosi 17,2 mln zł. Scenariusz prowadzi do wzrostu kosztów ciepła w latach 2020–2040 do 56,3 zł/GJ.

W scenariuszu OZE zdywersyfikowany docelowy miks ciepłowniczy dzięki sezonowemu magazynowi ciepła (17 tys. m³) i inwestycjom na następujące technologie OZE:

- ▶ kolektory słoneczne – udział 5% (moc zainstalowana 10 MW)
- ▶ technologia P2H – udział 5% (moc zainstalowana 1 MW)
- ▶ biomasa – udział 40% (moc zainstalowana 11 MW, jeden kocioł)
- ▶ węgiel – udział 50% (moc zainstalowana 29 MW, plus kocioł rezerwowy)

Wówczas, zgodnie z opinią ciepłowników (ankieta wśród członków IGCP), uważano, że biomasa jest pierwszym źródłem OZE, stąd jej wysokie udziały. Potem okazało się, że jest podobnie wrażliwa na wysokie ceny i deficyt podaży jak gaz.

Nakłady inwestycyjne na technologie w scenariuszu OZE wynosiły 32 mln zł, a łączne nakłady razem z remontami kapitalnymi obecnie istniejącego majątku wytwórczego (i nie odstawionego do końca 2040 roku) wynoszą 43,5 mln zł. Roczne koszty eksploatacyjne bezpośredniej działalności ciepłowniczej ocenione zostały na 17 mln zł w 2020 roku do 22,5 mln zł w 2039 roku. Wskaźnik uśrednionego kosztu ciepła LCoH w okresie 2020-2040 (20-letnim okresie eksploatacji instalacji) wyniosły 54,7 zł/GJ (197 zł/MWh) i jest nieznacznie niższy od kosztu ciepła – 56,3 zł/GJ (203 zł/MWh) – z systemu referencyjnego (bez inwestycji w OZE). Warto odnotować, że przedsiębiorstwo w 2018 roku produkowało ciepło wg zatwierdzonej taryfy po stosunkowo niskim koszcie 34 zł/GJ (122 zł/MWh) przy średnim koszcie ok. 40 zł/GJ. Co oznacza że scenariusz z brakiem inwestycji, przy umiarkowanych wówczas prognozach wzrostu cen paliw i uprawnień do emisji CO₂ oraz wobec ko-

62 Model ten w ogólnym przypadku jest nazywany także „uśrednionym w okresie życia” (average lifetime levelized generating cost - ALLGC). Por. CASES Cost Assessment of Sustainable Energy Systems Deliverable. URL: www.externe.info.

63 IEO: OZE i magazyny ciepła w polskim ciepłownictwie. URL: <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1360-oze-i-magazyny-ciepła-w-polskim-cieplownictwie-nowy-raport-ieo>.

Tabela 15. Parametry istniejącej ciepłowni węglowej i nowych (projektowanych) źródeł ciepła

ciepłownia	Węglowe moce zainstalowane	MW	19,0
	Obliczeniowe temperatury pracy sieci ciepłowniczej	°C	110/75
	Realne zapotrzebowanie na ciepło		
	moc	MW	13,6
	energia	MWh	20 232,0
nowe źródła	Kocioł gazowy	MW	11,7
	Kolektor słoneczny		
	powierzchnia	m ²	14 088,0
	moc	MW	9,9
	Kocioł elektrodowy (energia z farmy wiatrowej)	MW	2,0
magazyn	Magazyn ciepła (sezonowy)		
	objętość	m ³	93 727,2
	moc	MW	4,3

nieczności modernizacji źródeł wytwórczych z uwagi na standardy środowiskowe prowadził do niekontrolowanego wzrostu cen ciepła do odbiorców.

Po trzech latach od pierwszej analizy dla reprezentatywnej ciepłowni referencyjnej, w efekcie zmian w gospodarce światowej i kryzysu energetycznego, diametralnie wzrosły ceny paliw kopalnych i biomasy, uprawnień do emisji oraz najtańszego (niezbilansowanego) pasma energii elektrycznej z farm wiatrowych. Ale wzrosły też (efekt wzrostu cen surowców i inflacji) ceny urządzeń OZE. W nowych uwarunkowaniach, ówczesnie określone jako optymalne proporcje mocy OZE i wielkość magazynu ciepła powinny być inne. W szczególności w systemach ciepłowniczych (i szerzej –energetycznych) znaczenia powinny nabrać zeroemisyjne, niezależne od cen nośników energii, własne źródła słoneczne, a wraz z nimi magazyny ciepła do przesuwania letniej produkcji ciepła na okres sezonu grzewczego.

Dlatego w niniejszym raporcie wybrano inne studium przypadku dla przykładowej, ale rzeczywistej ciepłowni węglowej o mocy łącznej kotłów węglowych

19 MW. Ciepłownia o mocy poniżej 20 MW została wybrana w związku z dążeniem zarządów spółek ciepłowniczych w średniej wielkości miastach do zmniejszania mocy zainstalowanej w źródłach spalania wyjścia z systemu ETS. Oznacza to, że w miastach rzędu 20–40 tys. mieszkańców, albo już przed inwestycją w OZE, albo po inwestycji, moce źródeł spalania będą niższe od 20 MW i koszt ciepła LCoH nie będzie obciążony kosztem zakupu uprawnień do emisji CO₂. Jednocześnie analizowana ciepłownia będzie po inwestycji miała większy udział OZE, w tym źródeł zeroemisyjnych pogodozależnych. Rozważono też różne warianty inwestycji: a) przechodzenie z węgla do OZE, b) wprowadzanie gazu jako paliwa przejściowego w ilości domykającej bilans ciepła z OZE.

Udziały OZE zostały ograniczone powierzchnią gruntów należących do ciepłowni, bez korzystania z terenów przyległych. Dodatkowym ograniczeniem dla OZE są wysokie (i zawyżone w stosunku do realnych potrzeb) parametry temperaturowe sieci ciepłowniczej. Dokonano doboru źródeł, korzystając z doświadczeń z innych projektów oraz wstępnej optymalizacji systemu z wykorzystaniem symulacji TRYNSYS. Zesta-

Tabela 16. Produkcja energii cieplnej z poszczególnych źródeł oraz zapotrzebowanie na ciepło (MWh)

Ciepło użyteczne z kolektorów słonecznych	6 019
Ciepło z kotła elektrycznego	2 442
Ciepło wprowadzone do magazynu (z OZE)	8 405
Ciepło wyprowadzone z magazynu	6 798
Ciepło z kotła gazowego	13 434

wienie danych i wyników doboru wielkości planowanych źródeł i magazynu ciepła przedstawia tabela 15.

Uzyskany w wyniku symulacji bilans produkcji ciepła (z uwzględnieniem wewnętrznych przepływów ciepła z i do magazynu ciepła) przedstawiono w tabeli 16.

Przy istniejących ograniczeniach lokalizacyjnych (przestrzennych), które najsilniej dotyczą kolektorów słonecznych i sezonowego magazynu ciepła typu PTES oraz przy całkowitej rezygnacji z węgla i wprowadzaniu gazu jako źródła dogrzewającego, projektowany wieloźródłowy system OZE z magazynem ciepła pozwala na uzyskanie 33,5% ciepła z OZE w całorocznej produkcji ciepłowniczej. W powyższym scenariuszu (modelu biznesowym) nie uwzględniono dodatkowych termomodernizacji budynków i ciepłownia korzysta z istniejącej sieci ciepłowniczej, ale wszystkie źródła węglowe ulegają wyłączeniu. Możliwy jest też scenariusz pozostawienia czterech z dziewięciu istniejących kotłów węglowych o łącznej mocy rzędu 10 MW, które byłyby w stanie pełnić podobną rolę bilansującą jak jeden kocioł gazowy.

Przy istniejących ograniczeniach zwiększenie udziału ciepła z OZE byłoby możliwe poprzez inwestycje w termomodernizację w dwójnasób: poprzez mniejsze zapotrzebowanie na energię i obniżenie wymaganej temperatury czynnika grzewczego (podnośnię sprawności kolektorów słonecznych i magazynu ciepła) lub poprzez wykorzystanie innych źródeł OZE (biomasy lub, w ogólnym przypadku, ciepła geotermalnego). Stosunkowo łatwo byłoby podwyższyć udział zielonego ciepła z elektroogrzewnictwa (energia z farm wiatrowych), ale kosztem wyższej ceny zakupu energii elektrycznej (nie tylko w okresach najniższego pasma cenowego). Ta trzecia opcja będzie zyskiwała ekonomicznie na znaczeniu wraz ze wzrostem udziałów źródeł wiatrowych i słonecznych w elektroenergetyce.

Przy powyższych wynikach analiz, założeniach i zastrzeżeniach policzenie kosztów produkcji ciepła wymaga prognoz cen paliw i niezbilansowanego pasma energii elektrycznej z farm wiatrowych. Odrębne analizy (wychodzą poza zakres niniejszego opracowania) wyszacowały ważony koszt energii z OZE zakupywanej w umowach cPPA do zasilania kotła elektrycznego na poziomie 350 zł/MWh w cyklu życia inwestycji. Prognozy cen paliw oparte na kontraktach „forward” (na kolejne trzy–pięć lat) i trendach cenowych po wcześniejszych kryzysach energetycznych (też wywołanych wojnami), które prowadziły do powrotu do cen sprzed kryzysów. Wyniki analiz (założenia wejściowe do obliczeń LCoH) przedstawiano na rysunkach 24 i 25.

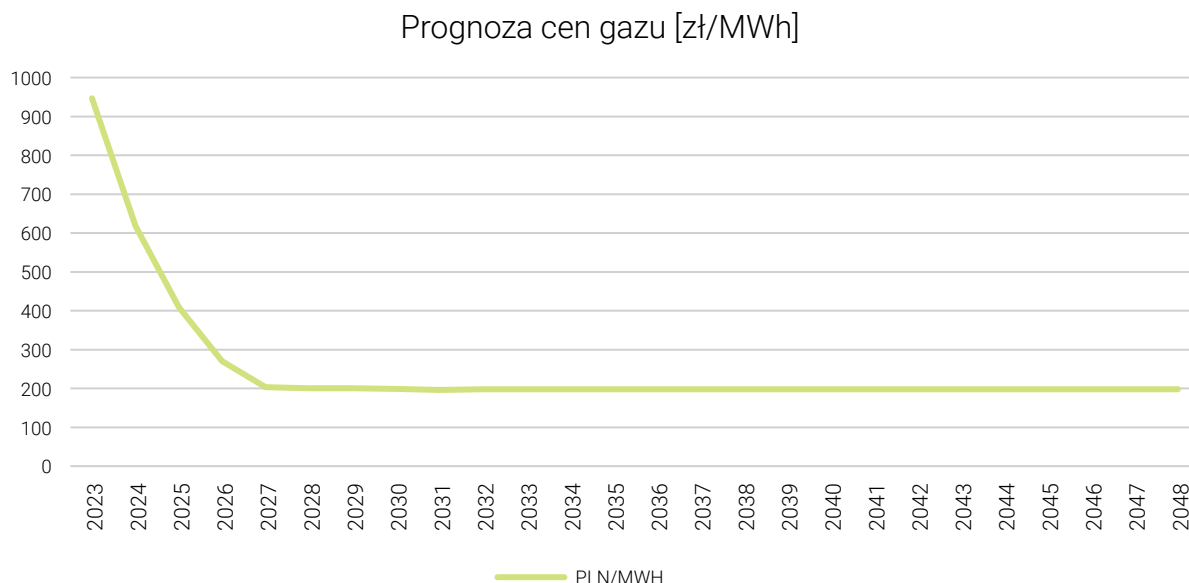
Ponadto przyjęto średnioroczny koszt kapitału własnego na przestrzeni 25 lat na inwestycje na poziomie 6% oraz standardowe założenia dotyczące stopy podatkowej i podatku od nieruchomości. Zestawienie nakładów inwestycyjnych w oparciu o odpowiedzi na indywidualne zapytania ofertowe lub ceny światowe przedstawiono w tabeli 17.

W analizach kosztu ciepła LCoH rozważono trzy warianty:

- ▶ wariant bazowy zgodny symulacjami TRNSYS wykonanymi – połączenie źródeł OZE wraz z sezonowym ziemnym magazynem ciepła uzupełnianych ciepłem z kotła gazowego,
- ▶ jw. przy założeniu pozyskania finansowania w postaci bezzwrotnej dotacji pokrywającej 40% początkowych nakładów inwestycyjnych,
- ▶ połączenie komponentu OZE z częścią obecnie funkcjonującej kotłowni węglowej i dotacją 40%.

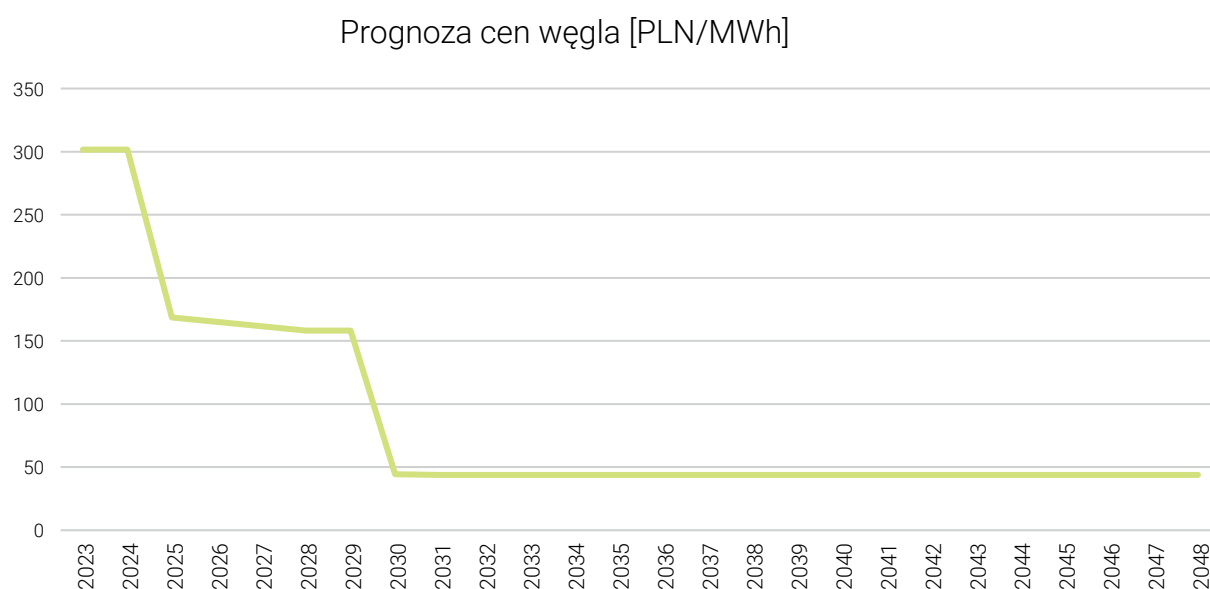
Wyniki ocen kosztu produkcji ciepła wg różnych scenariuszy przedstawiono w tabeli 18.

Rysunek 24. Prognoza cen gazu dla przemysłu.



Źródło IEO

Rysunek 25. Prognoza cen węgla dla przemysłu.



Źródło IEO

Analizy potwierdzają jedną z zasadniczych tez raportu, że uzasadniona jest transformacja ciepłownictwa z węgla do OZE, z pominięciem gazu jako paliwa przejściowego (co najwyżej pozostawienie go jako taniego źródła szczytowego, ewentualnie źródła awaryjnego, o ile ciepłownia nie dysponuje więcej niż jednym kotłem węglowym w dobrym stanie technicznym). Koszt ciepła w wariantcie „istniejące węgiel + OZE” są o 30% niższe w wariantcie „nowy gaz + OZE”. Wyniki uzyskano dla wariantu „bez ETS” i z dotacją 40%. Ale są to realne założenia dla ciepłowni miejskiej. Nawet jeśli w analizowanym przypadku, w pierwszej

fazie inwestycji, wyłącznie dzięki OZE nie uzyskano statusu efektywnego systemu ciepłowniczego (udział OZE<50%), to w wielu przypadkach ciepłowni miejskich pozwalają na obniżenie mocy istniejących źródeł spalania (kocioł węglowych) poniżej 20 MW pozwala na wyjście z systemu handlu emisjami, czyli obowiązku zakupu uprawnień (EUA) do emisji CO₂.

Uzyskane wyniki LCoH są akceptowalne obecnych uwarunkowaniach. Co prawda wzrosty cen paliw oraz urządzeń i usług inżynierskich (CAPEX) spowodowały, że koszty produkcji ciepła LCoH (bez dota-

Tabela 17. Nakłady inwestycyjne (CAPEX)

Rodzaj kosztu	Nakłady inwestycyjne
Budowa magazynu ciepła (PTES)	14 977 606,56
Zakup i instalacja kotła elektrodowego	1 287 900,00
Budowa paneli kolektorów słonecznych	16 885 067,25
Zakup i instalacja kotła gazowego	2 291 729,25
Budowa ciepłociągów + pompy	4 026 629,80
Koszty pozostałe (budynki, przyłącza, AKPiA, obsługa projektu)	5 714 507,96
Prace planistyczne, deweloperskie i projektowe	2 303 250,00
SUMA	47 486 690,83

Tabela 18. Koszty produkcji ciepła LCoH po modernizacji ciepłowni wg różnych scenariuszy

Scenariusz	[PLN/MWh]	[PLN/GJ]
Gaz+OZE (bez dotacji)	486	135
Gaz+OZE (dotacja 40%)	371	103
OZE+ węgiel (dotacja 40%)	263	73

cji) są ponad dwukrotnie wyższe niż w analogicznych analizach w 2019 roku. Ale jednocześnie są to ceny niższe od aktualnie (połowa 2022 roku) zatwierdzanych taryf ciepłowniczych. Wg URE⁶⁴ w pierwszych siedmiu miesiącach tego roku cena sprzedaży ciepła z węgla wynosiła ok. 67–180 zł/GJ, a cena ciepła z gazu ok. 80–300 zł/GJ. OZE zeroemisyjne w ciepłownictwie, wsparte magazynami ciepła zdecydowanie zmniejszają ryzyko na ekspozycje wysokich

cen paliw i prowadzą do niższych kosztów ciepła niż obecne ceny ciepła dla odbiorców.

Inwestycje w OZE mogą liczyć na system wsparcia, w szczególności dotacje do inwestycji przeznaczone na uniezależnienie się od dostaw paliw kopanych z Rosji, na zieloną transformację energetyki (o czym więcej w kolejnym rozdziale). Kluczowe w dostępie do źródeł finansowania będzie spełnienie, dzięki inwestycjom w OZE, zasad zielonej taksonomii, w tym wymogu nieprzekraczania 270 gramów CO₂eq/kWh emisji bezpośrednich w przypadku braku dostępności źródeł odnawialnych (wtedy, gdy projekt uzyskał pozwolenie na budowę do 2030 roku) lub 100 gramów CO₂eq/kWh w całym cyklu życia insta-

64 URE: Ustawa o ciepłe może nie zatrzymać wszystkich podwyżek.
URL: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/ure-w-mediach-1/10539,Ustawa-o-cieploe-moze-nie-zatrzymac-wszystkich-podwyzek.html>.

Zeroemisyjne OZE pozwalają też na spełnienie wymogów prawnych stawianych ciepłownictwu Unii Europejskiej w obecnej dekadzie. Z uwagi na modularność kolektory słoneczne i zielone elek-

tymogrzewnictwo umożliwiając realizację unijnych warunków zwiększania udziałów zeroemisyjnych OZE w zaopatrzeniu w ciepło w latach 2021–2030 o średnio 2,1 punktu procentowego rocznie. Ponadto nawet 20-procentowy udział ciepła z OZE pozwoli na zmniejszanie nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej do poziomu nie wyższego niż 0,8 (zeroemisyjne OZE mają nakład nieodnawialnej energii pierwotnej równy zero), co pozwoli na uniknięcie ryzyka odłączania się budynków od sieci ciepłowniczej.

9. Ciepłownictwo w programach finansowania transformacji energetycznej





9.1 Zapotrzebowanie na kapitał dla transformacji ciepłownictwa z węgla do OZE

Projekt dokumentu „Strategia dla ciepłownictwa 2030 r. z perspektywą do 2040 roku” autorstwa Ministerstwa Klimatu i Środowiska (dokument z maja 2022 roku)⁶⁵ zakłada, że koszt inwestycji w źródła ciepła w tej dekadzie, koniecznych do przeprowadzenia transformacji na poziomie od ok. **43,9 do 72 mld zł do 2040 roku**, przy zachowaniu obecnych cen (uwzględniając koszty przesyłu i dystrybucji wg IGCP, ogólne koszty inwestycyjne wzrosną od ok. 54,9 do 102 mld zł). Warto jednak zauważyć, że Strategia zakłada stosunkowo niski udział OZE w ciepłownictwie – **28,4% udziału OZE w 2030 roku, przy zaledwie 16% udziału OZE w ciepłownictwie systemowym w 2025 roku** (kamień milowy oznaczający niemal podwojenie udziału OZE w stosunku do roku 2020). Jednocześnie dokument zwraca uwagę na fakt, że obecne tempo przyrostu mocy OZE w ciepłownictwie jest zbyt wolne, by spełnić nawet tak konserwatywny cel (zaczepnięty z polityki energetycznej z 2020 roku). Załącznik analityczny do Strategii w różnych scenariuszach wskazuje znacznie wyższe udziały OZE w ciepłownictwie do 2040 roku (38–59%). Nie ulega wątpliwości, że wysokie udziały OZE w 2040 roku nie będą mogły być osiągnięte bez wysokich udziałów OZE w 2030 roku.

Niniejszy raport i prowadzone analizy koncentrują się na możliwościach transformacji ciepłownictwa systemowego z węgla do OZE w okresie do 2030 roku. Scenariusze OZE zostały bardziej szczegółowo omówione w kilku wcześniejszych analizach IEO, zaczynając od pracy nad rolą OZE w scenariuszach dekarbonizacji Forum Energii⁶⁶, poprzez współpracę

z instytucjami finansującymi i biznesem^{67,68}. Scenariusz opracowany przez IEO zakłada wzrost udziału energii z OZE w ciepłownictwie indywidualnym z 18% w 2019 roku do 39% w roku 2030 oraz w ciepłownictwie systemowym z 8% (wg Eurostatu) lub z 10% (wg URE w systemach powyżej 5 MW) w roku 2020 do 40% w 2030 roku. Scenariusz „centralny” powstał w odpowiedzi na publikację Europejskiego Zielonego Ładu (i podniesienie celów UE w zakresie redukcji emisji CO₂ z 40% do 55% do końca nadchodzącej dekady). Zgodnie z nim moc zainstalowana OZE w dekadzie zwiększy się ponad sześciokrotnie. To z kolei pociągnie za sobą określone potrzeby inwestycyjne i zwiększone zapotrzebowanie na nowe technologie.

Rysunek 26 przedstawia zoptymalizowaną (wg wiedzy na koniec 2020 roku) ścieżkę zmian w mocy zainstalowanej do 2030 r.

Scenariusz zakłada, że polskie ciepłownictwo absorbuje środki na inwestycje, pozyskując nowych odbiorców (nie tracąc klientów, jednocześnie brnąc w koszty i tkwiąc w obecnym modelu) i włączając się tym samym w walkę z niską emisją. W ten sposób ciepłownictwo szybko podnosi moce zainstalowane w OZE z 4 GW w 2020 roku do 12 GW w 2030 roku, przy największych przyrostach nowych mocy w następujących technologiach: biomasa (2,9 GW), elektroogrzewnictwo oparte na OZE (1,7 GW), kolektory słoneczne (1,6 GW) oraz pompy ciepła (0,6 GW).

Scenariusz inwestycyjny dla ciepłownictwa, przygotowany przez IEO, jest znacznie bardziej ambitny w porównaniu do scenariusza nakreślonego w Krajowym Planie dla Energii i Klimatu (KPEiK) z grudnia 2019 roku. Podczas gdy w KPEiK maksymalnym osiągalnym poziomem udziału OZE w 2030 roku jest 28,4%,

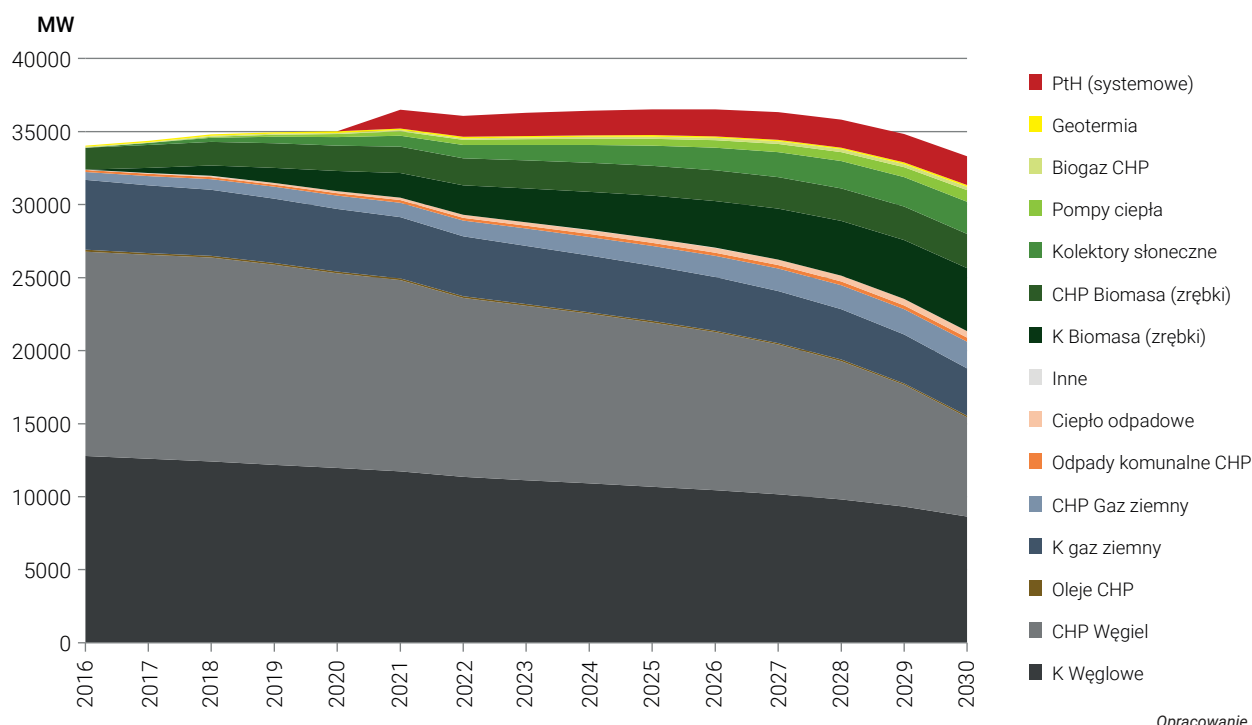
65 Strategia dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. URL: <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/strategia-dla-cieplownictwa-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r/>.

66 IEO i Forum Energii: Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie, 2020. URL: <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/oze-w-cieplownictwie>.

67 IEO: Systemowe i rynkowe uwarunkowania rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce w ramach zgodnych z Europejskim Zielonym Ładem. Ekspertyza dla Fundacji warszawski instytut bankowości. '2020. URL: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiKil_WpPb6AhWNw4sKHRI8DM4QFnoECBAQAQ&url=https%3A%2F%2Fpab.wib.edu.pl%2Fsystemowe-i-rynkowe-uwarunkowania-rozwoju-energetyki-odnawialnej-w-polsce-w-ramach-zgodnych-z-europejskim-zielonym-ladem%2F&usq=AOvVaw0546kLI8QPvXmg9op7xcccY.

68 IEO: Możliwości inwestycyjne w energetyce odnawialnej w ramach zgodnych z Europejskim Zielonym Ładem. Raport na zlecenie Konfederacji Lewiatan i Polskiego Funduszu Rozwoju, 2020 rok. URL: <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1490-miliony-na-inwestycje-w-oze-zwlaszcza-zeroemisyjne-w-nadchodzacej-dekadzie>.

Rysunek 26. Struktura mocy wykorzystywanej w ciepłownictwie systemowym wg scenariusza zgodnego z Fit for 55 i REPowerEU



scenariusz IEO osiąga podobny procent już w 2025 roku (26,86 %), kończąc w 2030 roku na ok. 40%. Wysokie udziały OZE wynikają m.in. z zakładanej poprawy efektywności energetycznej w budownictwie o 21%, co nie tylko zmniejsza zapotrzebowanie na ciepło w budynkach, ale i znacząco koszty inwestycji. To ostatnie założenie staje się bardzo realne wobec skokowego wzrostu cen paliw kopalnych dla ciepłownictwa w latach 2021–2020, co będzie stymulowało odbiorców i wytwórców do racjonalizacji gospodarki ciepłem.

Zgodnie ze scenariuszem koszty transformacji ciepłownictwa systemowego na nowe technologie i instalacje w latach 2021–2030 osiągną poziom ok. 25 mld zł (w cenach z 2020 roku). Wśród całkowitych nakładów, ponad 10% (2,5 mld zł, średniorocznie 0,25 mld zł) stanowią kolektory słoneczne. Wdrożenie technologii Green Power-to-Heat to koszt około 1,3 mld zł (średniorocznie 0,13 mld zł) do 2030 roku. Jest to scenariusz ambitny jak na krajowe uwarunkowania i konserwatywny, jeśli chodzi o UE – jest zgodny z Europejskim Zielonym Ładem, ale zbyt konserwatywny, jeśli chodzi o nowe cele Fit-for-55. Nawet jeżeli inflacja lat 2021–2022, która spowodowała wzrost kosztów urządzeń dla zielonego ciepłownictwa, nakazuje zwiększyć oszacowane wcześniej koszty transformacji o ok. 20% (mogą przekroczyć 30 mld zł w perspektywie 2030 roku), to nie jest to drogi scenariusz.

Może okazać się scenariuszem realnym z uwagi na to, że otworzyłby dostęp do środków UE na ambitny klimatycznie i technologicznie strategiczny program inwestycyjny. Możliwościami ekonomicznym i finansowym wsparcia realizacji takich inwestycji będą poświęcone kolejne podrozdziały.

9.2 Krajowy Plan Odbudowy

Krajowy Plan Odbudowy (KPO) to kluczowy dokument, który ma Polsce otworzyć drogę do pozyskania funduszy unijnych niezbędnych do odbudowania gospodarki po pandemii w latach 2022–2026. KPO koncentruje się na pięciu głównych blokach tematycznych. Komponenty (A–E), które składają się na KPO to:

- ▶ A – odporność i konkurencyjność gospodarki,
- ▶ B – zielona energia i zmniejszenie energochłonności,
- ▶ C – transformacja cyfrowa,
- ▶ D – efektywność, dostępność i jakość systemu ochrony zdrowia,
- ▶ E – zielona, inteligentna mobilność.

**Tabela 19.** Szczegółowa alokacja środków w planowanym działaniu KPO – reforma „Czyste powietrze i efektywność energetyczna”

Reformy w ramach komponentu B1		Cel	Zakres czasowy	Budżet (dotacje) mln euro
B1.1.1	Inwestycje w źródła ciepła w systemach ciepłowniczych	Zoptymalizowanie gospodarki ciepłno-energetycznej z wykorzystaniem dostępnych nowoczesnych technologii	IV kw. 2020 roku – II kw. 2026 roku	300
B1.1.2	Wymiana źródeł ciepła i poprawa efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych	Zmniejszenie negatywnego wpływu, jakie gospodarstwa domowe wywierają na środowisko poprzez zwiększenie efektywności energetycznej budynków jedno- i wielorodzinnych i upowszechnianie niskoemisyjnych źródeł energii	II kw. 2020r. – II kw. 2026 roku	3.200
B1.1.3	Wymiana źródeł ciepła i poprawa efektywności energetycznej szkół	Identyfikacja placówek oświatowych o niskiej efektywności energetycznej i wsparcie ich w działaniach dotyczących energetycznej modernizacji budynków	I kw. 2020 r. – II kw. 2026 roku	290
B1.1.4	Zwiększenie efektywności energetycznej obiektów lokalnej aktywności społecznej	Identyfikacja budynków zajmowanych przez biblioteki i domy kultury, charakteryzujących się niską efektywnością energetyczną i ich wsparcie w działaniach dotyczących przeprowadzania kompleksowej, głębokiej modernizacji energetycznej. Zwiększenie efektywności energetycznej oraz zmniejszenie zanieczyszczeń poprzez termomodernizację wybranych budynków bibliotek i domów kultury z terenu całego kraju	I kw. 2021 roku – II kw. 2026 roku	67

Komponentem ważnym z punktu widzenia ciepłownictwa jest komponent B – „zielona energia i zmniejszenie energochłonności”. Celem tego działania jest poprawa efektywności energetycznej gospodarki. Każdy z pięciu komponentów (A–E) znajduje się zarówno w części grantowej, jak i pożyczkowej KPO.

Komponent B ma wspierać transformację środowiskową i energetyczną krajowej gospodarki. Na ten cel zostanie przeznaczony blisko 25% środków z części grantowej KPO (25,5 mld zł na komponent B z łącznej puli 106,9 mld zł) oraz największa kwota z części pożyczkowej KPO – 36,7 mld zł z puli 51,6 mld zł.

Na inwestycje w źródła ciepła/chłodu w systemach ciepłowniczych alokacja tylko w części grantowej

przeznaczono 300 mln euro (ok. 1,5 mld zł) na projekty takie, jak inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji. Aby uzyskać dofinansowanie, projekt musi polegać na zastosowaniu wyłącznie instalacji niskoemisyjnych oraz OZE. W związku z tym, że kogeneracja gazowa w ciepłownictwie staje się obszarem niezwykle ryzykowanych inwestycji, środki te mogłyby wesprzeć przechodzenie ciepłownictwa „z węgla do OZE”.

Jednym z celów szczegółowych komponentu B jest poprawa efektywności energetycznej gospodarki (B1), w tym reforma B1.1. „Czyste powietrze i efektywność energetyczna”. Celem reformy B1.1. jest redukcja emisji gazów cieplarnianych, bardziej racjonalne wykorzystanie energii oraz poprawa jakości powietrza dzięki

poprawie efektywności energetycznej wybranych sektorów gospodarki i zastosowaniu niskoemisyjnych źródeł energii. W ramach części grantowej komponentu realizowany ma być zakres reform i inwestycji służący jako całość bezpośrednio osiągnięciu celu głównego komponentu. Szczegółowe założenia zaplanowanej szerokiej „reformy” (to nie jest „kamień milowy”) pt. „Poprawa efektywności energetycznej gospodarki” przedstawiono w tabeli 19.

Wyzwaniem przedstawionym w reformie B1.1.1 jest to, że znacząca część źródeł wytwórczych w sektorze ciepłownictwa wymaga modernizacji poprzez wymianę źródeł ciepła. Konieczność wymiany źródeł wymusza również zbyt niski udział OZE w ciepłownictwie systemowym, który obecnie wynosi ok. 10%. Kolejne wyzwania bezpośrednio dla ciepłownictwa uwzględnione w KPO to zmniejszenie energochłonności i emisyjności źródeł ciepła oraz konieczność osiągnięcia przez systemy ciepłownicze statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego.

W ramach programu planuje się realizować inwestycje polegające wyłącznie na zastosowaniu instalacji niskoemisyjnych i OZE. Wspierane będą instalacje wykorzystujące do produkcji ciepła energię ze źródeł odnawialnych (w tym pompy ciepła i źródła geotermalne), paliwa gazowe (wyłącznie jednostki pracujące w warunkach kogeneracji) oraz inne (zgodne z zasadą DNSH⁶⁹) technologie pozwalające na zastępowanie paliwa węglowego w ciepłownictwie systemowym. Wdrażanie reformy B1.1.1. ma być prowadzone poprzez nabory wniosków w trybie ciągłym z możliwością uruchomienia naboru konkursowego. Planowane jest wykorzystanie wyników II naboru programu priorytetowego NFOŚiGW „Ciepłownictwo powiatowe” uruchomionego 01 października 2020 roku oraz kolejnych naborów.

Inwestycje w źródła ciepła w systemach ciepłowniczych wraz z harmonogram wdrażania reformy B1.1.1.:

- ▶ Źródła ciepła w systemach ciepłowniczych – 45⁷⁰ – IV kw. 2024 roku.
- ▶ Źródła ciepła w systemach ciepłowniczych – 90 – II kw. 2026 roku.

Beneficjentami programu mają być przedsiębiorstwa i samorządy terytorialne. Wyzwaniem wskazanym w reformie B1.1.2 jest ogrzewnictwo mieszkaniowe. Jest to jeden z największych programów w ramach KPO (3,2 mld euro), który będzie miał wpływ także na ciepłownictwo systemowe. Budynki odpowiadają nawet za 40% całkowitego zużycia wytwarzanej energii w UE. Wyzwaniem jest zwiększenie wolumenu i tempa inwestycji służących poprawie efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych jedno- i wielorodzinnych (z uwzględnieniem wymiany wyeksploatowanych źródeł ciepła) oraz wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii.

Realizowane będą inwestycje, łącznie z inwestycjami w systemy ciepłownicze z OZE mogące służyć m.in. obniżeniu temperatury zasilania (co zwiększa możliwości stosowania OZE)⁷¹, polegające na:

- ▶ wymianie nieefektywnych źródeł służących do ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- ▶ termomodernizacji budynków mieszkalnych,
- ▶ instalacji OZE (w tym przede wszystkim panele fotowoltaiczne, kolektory słoneczne).

Szczegółowy zakres inwestycji i harmonogram wymiany źródeł ciepła i poprawy efektywności energetycznej w budynkach mieszkalnych w ramach wdrażania reformy B1.1.2.:

- ▶ Wymiana źródła ciepła w budynkach jednorodzinnych – 250 000 – III kw. 2023 roku.
- ▶ Wymiana źródła ciepła w budynkach jednorodzinnych – 791 200 – II kw. 2026 roku.
- ▶ Termomodernizacja i instalacja OZE w budynkach mieszkalnych (jednorodzinnych i wielorodzinnych) – 244 952 – III kw. 2023 roku.
- ▶ Termomodernizacja i instalacja OZE w budynkach mieszkalnych (jednorodzinnych i wielorodzinnych) – 700 390 – II kw. 2026 roku.

69 Do no significant harm (DNSH). Wszystkie reformy i inwestycje w ramach Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności zostały równolegle poddane analizie pod kątem przestrzegania zasady „nie czyni poważnej szkody”.

70 IEO przyjmuje, że przedstawione wartości dotyczą liczby instalacji [szt.].

71 Obniżenie temperatury zasilania ciepłem systemowym zwiększa możliwości wykorzystania w ciepłownictwie zeroemisyjne OZE (kolektory słoneczne, pompy ciepła). Por. M. Turski, R. Sekret: Konieczność reorganizacji systemów ciepłowniczych w świetle zmian zachodzących w sektorze budowlano-instalacyjnym, Rynek Energii, sierpień 2015.



Program będzie realizowany przy wykorzystaniu dotychczasowych doświadczeń Programu Priorytetowego „Czyste powietrze”. Celem działań będzie poprawa jakości powietrza, w tym zmniejszenie emisji pyłów poprzez wymianę wysokoemisyjnych źródeł ciepła i poprawę efektywności energetycznej budynków mieszkalnych jednorodzinnych poprzez ich termomodernizację. Realizacja przedsięwzięć dofinansowanych w ramach Programu „Czyste powietrze”, zgodnie z zasadą DNSH, przy udziale źródeł gazowych nie wyższym niż 40% całkowitej ich liczby na poziomie inwestycji w perspektywie 2026 roku. Realizacja części programu B1.1.2 została rozpoczęta ze środków krajowych⁷², bez formalnego zatwierdzenia polskiego KPO przez Komisję Europejską.

Przedstawione zostały kamienie milowe, wskaźniki, harmonogram realizacji dla komponentu B1 i reformy B1.1. „Czyste powietrze i efektywność energetyczna”:

- ▶ Wejście w życie nowelizacji ustawy o efektywności energetycznej i powiązanych aktów – I kw. 2022 roku.
- ▶ Aktualizacja Programu Priorytetowego „Czyste powietrze” – I kw. 2023 roku.
- ▶ Aktualizacja Krajowego Programu Ochrony Powietrza – IV kw. 2021 roku.
- ▶ Wejście w życie znowelizowanego rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie norm jakościowych dla paliw stałych – IV kw. 2022 roku.
- ▶ Wejście w życie rozporządzenia określającego standardy jakości paliw stałych z biomasy – III kw. 2023 roku.

W zakresie reformy B1.1 Polska częściowo spełniła wymagane przez UE wskaźniki i kamienie milowe. Problemem mogą jednak być np. związana z brakiem na rynku odpowiednia jakość paliw na sezon grzewczy 2022/2023, działania ustawodawcy na rzecz poluzowania wymagań rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie norm jakościowych dla pa-

liw stałych⁷³. Początkowo były to krótkoterminowe (60-dniowe) odstępstwa⁷⁴ mające służyć dopuszczeniu do spalania w indywidualnych paleniskach domowych paliw pozaklasowych (brykietów z węgla brunatnego i miałów węgla kamiennego). Sejm we wrześniu 2022 roku przegłosował ustawę w sprawie dopłat do źródeł ciepła, w której zawieszono normy jakości węgla aż na dwa lata.

Ponadto, dla ciepłownictwa wprowadzono odstępstwa od dopuszczalnych wartości emisji „w przypadku nadrzędnej potrzeby utrzymania dostaw ciepła” dla ciepłowni powyżej 1 MW. Przepisy stanowią⁷⁵ m.in. że ciepłownie w warunkach zagrożenia (np. brak węgla o niskiej zawartości siarki lub zakłócenia w dostawach substancji używanych w instalacjach redukcji emisji tlenków azotu) mogą uzyskać na czas do 120 dni odstępstwo od norm emisji spalin.

9.3 Fundusze Europejskie na Infrastrukturę Klimat i Środowisko i Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego

Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę Klimat i Środowisko na lata 2021–2027 (FEnIKS) stanowi kontynuację dwóch wcześniejszych programów Infrastruktura i Środowisko 2007–2013 oraz 2014–2020. Budżet Programu FEnIKS to ponad 25 mld euro, które są rozlokowane w ramach Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego (EFRR), na który przypada 12,8 mld euro, oraz 12,2 mld euro w ramach Funduszu Spójności (FS).

Głównymi obszarami w sektorze energetyki, które obejmuje program FEnIKS są: efektywność energetyczna i zmniejszanie emisji gazów cieplarnianych, odnawialne źródła energii, inteligentne sieci energetyczne i gazowe oraz systemy magazynowania energii. W ramach programu wpierana będzie efektywność energetyczna i zmniejszanie emisji gazów cieplarnianych. Działania polegać będą na poprawie efektywności energetycznej

72 Ruszył nabór dla gmin w nowym programie „Ciepłe Mieszkanie”. URL: <https://www.gov.pl/web/klimat/ruszy-nabor-dla-gmin-w-nowym-programie-ciepłe-mieszkanie>.

73 Ważnym celem rozporządzenia jest określenie wymagań jakościowych paliw stałych dla kotłów 5 klasy energetycznej, spójnych z normą przenoszącą normę europejską EN303-5:2021, które dzisiaj nie obowiązują. Od lipca 2018 r. na rynku mogą być oferowane jedynie kotły tej klasy.

74 Normy jakości spalania węgla w Polsce czasowo zawieszone. URL: <https://energia.rp.pl/wegiel/art36644841-normy-jakosci-spalania-węgla-w-polsce-czasowo-zawieszone>.

75 Ustawa z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw. Dz.U. 2022 poz. 1967 URL: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20220001967>.

budynków użyteczności publicznej i mieszkalnych oraz przedsiębiorstw. Nacisk postawiony zostanie również na rozwój systemów (sieci) ciepłowniczych i chłodniczych oraz magazyny ciepła, a także na powstawanie jednostek wysokosprawnej kogeneracji. Promowane będą działania na rzecz efektywności energetycznej oraz wykorzystanie odnawialnych źródeł energii.

Projekty dotyczące inwestycji w OZE w ramach systemów (sieci) ciepłowniczych i chłodniczych **wraz z magazynami ciepła** (nowy element w funduszach europejskich) w ramach FEnIKS mogą liczyć na wsparcie na wytwarzanie lub dystrybucję ciepła powyżej 5 MW mocy zamówionej.

Projekty na instalacje poniżej 5 MW mocy liczyć mogą na wsparcie w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego (RPO) finansowanego z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. RPO jest dokumentem określającym działania na rzecz rozwoju województwa. RPO przedstawia szczegółowy sposób wykorzystania środków z europejskich funduszy strukturalnych i inwestycyjnych w okresie programowania. Wybór celu szczegółowego powiązany jest również z krajowym planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030, według którego wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych stanowi ważny element działań na rzecz obniżenia emisyjności, dywersyfikacji energetycznej i pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na energię.

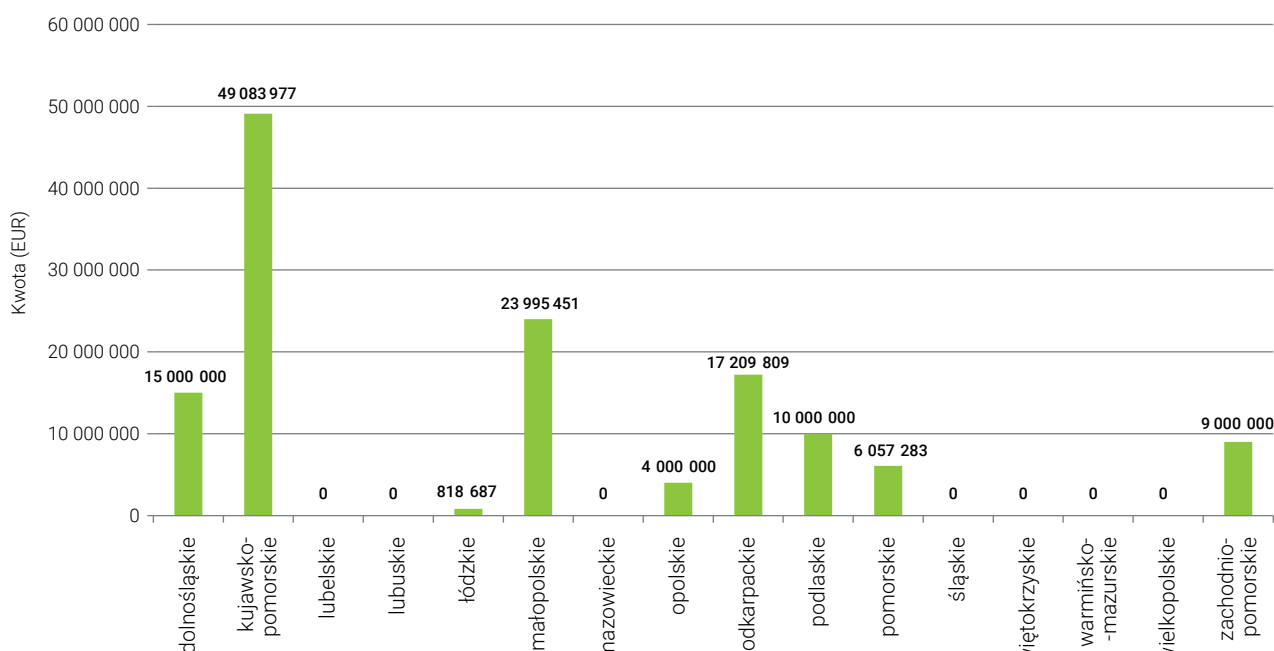
Rozwój ciepłownictwa systemowego koncentruje się na budowie i modernizacji sieci ciepłowniczych oraz przebudowie i modernizacji ciepłowni lokalnych. Inwestycje w tym zakresie polegać będą na rozwoju efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych opartych na źródłach kogeneracyjnych, OZE wraz z magazynami energii lub wykorzystujących ciepło odpadowe. Inwestycje w ciepłownie lokalne polegać będą na przebudowie i modernizacji stanowiących źródło zanieczyszczeń powietrza instalacji, w szczególności opalanych węglem, w efektywne systemy ciepłownicze. Preferowane będą inwestycje w ciepłownie, w których nastąpi zamiana dotychczasowego źródła ogrzewania na OZE. Rysunek 27 przedstawia fundusz przeznaczony na ciepłownictwo na lata 2021–2027.

Istotnym priorytetem RPO jest wspieranie efektywności energetycznej i energii odnawialnej oraz sprawiedliwą transformację⁷⁶.

⁷⁶ W kontekście szantażu gazowego Rosji i kryzysu energetycznego zwerifikowana powinny być proponowane (jeszcze przed kryzysem energetycznym i gazowym) działania RPO na rzecz wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego z niskimi emisjami w cyklu życia, wymiany systemów ciepłowniczych zasilanych węglem na systemy ciepłownicze zasilane gazem ziemnym z myślą o łagodzeniu zmian klimatu.

Rysunek 27. Fundusze przeznaczone na „zielone ciepłownictwo” w ramach RPO

Fundusz przeznaczony na ciepłownictwo (EUR)



Oprac. IEO



9.4 Fundusz modernizacyjny

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

Fundusz dysponuje (do 2030 roku) środkami na polskie ciepłownictwo systemowe szacowanymi na co najmniej 6,5 mld zł. Inwestycje wspierane

w ramach FM służyć mają finansowaniu jednostek wytwórczych, w tym kogeneracji gazowej, OZE oraz budowie magazynów ciepła i digitalizacji sieci ciepłowniczej. W ramach FM ma być finansowany m.in., opracowany przez IEO dla NFOŚiGW w 2018 roku, program „Ciepło z OZE”⁷⁷.

⁷⁷ NFOŚiGW wesprze wdrażanie innowacyjnych rozwiązań technicznych w ciepłownictwie. URL: <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1242-nfosigw-wesprze-wdrazanie-innowacyjnych-rozwiazan-technicznych-w-cieplownictwie?highlight=WyJuZm9cdTA-xNWJpZ3ciXQ==>.

10. Rekomendacje



Tradycyjne technologie ciepłownicze nie spełniają rosnących oczekiwań odbiorców i rosnących wymogów środowiskowych i ekonomicznych. Polskie ciepłownictwo zostało zakonserwowane na etapie technologii węglowych. Realizowana dotychczas strategia wolnego przechodzenia z węgla na gaz okazała się błędem jeśli chodzi o tempo transformacji (wysokie koszty uprawnień do emisji CO₂ nie pozwalały na zwleknięcie), wybór technologii – kogeneracja gazowa (zbyt wysokie ceny gazu) i bezpieczeństwo energetyczne (zależność od importu paliw i niepewność dostaw). Dopiero ze względu na wojnę w Ukrainie polityka energetyczna Polski zaczyna być bardziej zbieżna z polityką klimatyczno-energetyczną UE oraz zmierza w kierunku, jaki zaoponowała Komisja Europejska w planie REPowerEU. W tym duchu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska został opracowany, i poddany w połowie br. pod konsultacje, projekt „Strategii dla ciepłownictwa”.

„Strategia” uwzględnia konieczność spełnienia wymogu zapewnienia bezpieczeństwa technicznego i ekonomicznego dostaw ciepła dla odbiorców oraz zasadniczej roli samorządu lokalnego jako podmiotu odpowiedzialnego za organizację tych dostaw. Wskazano nowe kierunki realizacji transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, w tym na konieczność przyspieszenia transformacji, co pozwoli na uniknięcie ekspozycji na ryzyko dalszych wzrostów kosztów ciepła z powodu rosnących cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, ale także importowanych paliw kopalnych. Po raz pierwszy w dokumencie dotyczącym strategii energetycznej szerzej jest mowa o technologicznych „alternatywach dla węgla w ciepłownictwie systemowym”. Wymieniane są m.in. kolektory słoneczne, pompy ciepła oraz elektryfikacja ciepłownictwa z wykorzystaniem kotłów elektrodowych. Ale w palecie propozycji (scenariuszy) dominują ciągle rozwiązania znane i wcześniej podejmowane, niestety bez większych sukcesów (kogeneracja gazowa, spalanie odpadów i biomasy).

Analizy przeprowadzone w niniejszym raporcie, na kanwie oficjalnych dokumentów krajowych prowadzą do generalnych rekomendacji:

► Dalsze zwleknięcie z procesami inwestycyjnymi w ciepłownictwie systemowym spowoduje znacznie większy wzrost kosztów i cen ciepła dla odbiorców niż w przypadku niezwłocznego podjęcia procesów inwestycyjnych. Wzrost cen ciepła, przy wysokiej emisyjności, stanowi największe zagrożenie dla konkurencyjności ciepłowni miej-

skich. Transformację energetyczną w ciepłownictwie i (i w całej energetyce) należy przyspieszyć.

► Przyspieszenie transformacji oznacza też szybsze od zakładanego w dokumentach oficjalnych przechodzenie na zeroemisyjne OZE. Pozwoli to na uniknięcie nadmiernego inwestowania (przeinwestowania – ryzyko tzw. *stranded assets*) w technologie przejściowe zagrożone deficytem podaży w krótkim i średnim okresie (gaz, biomasa oraz spalanie odpadów, których ilość na cele energetyczne będzie spadała wraz z wprowadzaniem w życie zasad gospodarki o obiegu zamkniętym). Rekomenduje się stopniowe wprowadzanie do ciepłowni węglowych znaczących udziałów (rzędu 30–50%) zeroemisyjnych OZE, w tym energii słonecznej (termicznej i elektrycznej), wiatrowej oraz modeli integracji sektorów energii elektrycznej i ciepła wraz z magazynami ciepła.

► Rekomendowana jest ekonomiczna hierarchia nowych źródeł ciepła wprowadzanych do ciepłowni węglowych, zaczynając od źródeł zeroemisyjnych (nie wymagających paliw i procesów spalania), w kolejności od najtańszych i najbardziej powszechnie dostępnych dla ciepłowni miejskich, w kolejności:

- energia słoneczna, energia wiatrowa oraz (w wybranych lokalizacjach) ciepło odpadowe i energia geotermalna oraz pompy ciepła korzystające z zielonej energii elektrycznej;
- magazyny ciepła sezonowe i krótkookresowe;
- biomasa, odpady organiczne: paliwa wykorzystywane do produkcji ciepła lub ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu (kogeneracja, w tym wysokosprawna);
- gaz (jako źródła szczytowe) i termiczne przekształcanie odpadów (jako źródła kogeneracyjne).

► Zeroemisyjne OZE i magazyny ciepła są technologiami dojrzałymi technicznie i opłacalnymi ekonomicznie. Wyzwaniem mogą być ich wymiarowanie (ustalenie wielkości i mocy) i ich optymalna integracja z istniejącymi węglowymi zasobami wytwórczymi. Konieczne są pierwsze pełnowymiarowe instalacje demonstracyjne z wysokim

udziałem (30–50%) ciepła z OZE, a w szczególności wysokim udziałem ciepła ze źródeł pogodozależnych.

Przegląd międzynarodowy rozwiązań w zakresie ciepła z OZE wykazał, że Dania jest wiodącym krajem w zastosowaniach solarnych systemów ciepłowniczych i sezonowych magazynów ciepła. Duża część duńskiego sukcesu wynika z wyjątkowej roli przedsiębiorstw ciepłowniczych, które w większości są non-profit (spółdzielnie). Często odbiorcy ciepła występują zarówno jako inwestorzy, jak i operatorzy wielkoskalowych systemów grzewczych słonecznych. Przedsiębiorców ciepłowniczych motywują do budowy ciepłowni słonecznych krajowe podatki od paliw kopalnych oraz unijny system handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

Odwołując się do opisanych w raporcie doświadczeń zagranicznych i ram polityki klimatyczno-energetycznej UE wobec ciepłownictwa można zaproponować następujące rekomendacje:

- ▶ Przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny być ukierunkowane na transformację za pomocą instrumentów rynkowych i mieć zachęty lub motywację ekonomiczną do redukcji emisji CO₂. Nastawienie operatorów ciepłowni samorządowych na cele non-profit może pomóc w skłonieniu do inwestycji długoterminowych. Zachęty rynkowe i oparte na podnoszeniu udziałów ciepła z OZE powinny mieć pierwszeństwo przed zachętami inwestycyjnymi (te ostatnie należy jednak stosować, gdy krajowa polityka energetyczna nie pozwala na ukierunkowanie na ograniczanie emisji CO₂).
- ▶ W przedsiębiorstwach koncesjonowanych (o mocy cieplnej >5 MW) system taryfowania powinien zachęcić do inwestycji w OZE oraz ewentualnego wykorzystanie źródeł ciepła odpadowego. Obecne plany zmian Prawa energetycznego w zasadach ustalania wysokości taryf idą w dobrym kierunku. Taryfy powinny zapewnić pokrycie tzw. „kosztów uzasadnionych” ciepłowni w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania instalacji OZE wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność (projekt regulacji ustala siedmioprocentową stopę zwrotu z kapitału zainwestowanego). Niestety proces zatwierdzania taryf przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nie preferuje inwestycji w kilka źródeł o niższych współczynnikach wykorzysta-

nia mocy zainstalowanej (nawet jeżeli prowadzą łącznie do obniżenia kosztów ciepła w dłuższym okresie). Przeszkodą dla rozwoju OZE i magazynów ciepła w ciepłownictwie może być w szczególności przyjmowany w procesie taryfowania wskaźnik efektywności wykorzystania majątku (EWA) obrazujący stosunek zainstalowanej mocy cieplnej źródeł służących do zaopatrzenia odbiorców w ciepło do przyłączeniowej mocy cieplnej. Wskaźnik ten, w przypadku gdy moc zainstalowana wszystkich źródeł zasilających sieć jest większa od 1,25 przyłączeniowej mocy cieplnej (naturalne zjawisko przy wykorzystaniu pogodozależnych OZE) przyjmuje wartości poniżej jedności i zmniejsza zatwierdzaną stopę zwrotu z kapitału zainwestowanego, bez względu na fakt budowy magazynu ciepła. Powoduje to nie tylko brak preferencji taryfowych dla OZE, ale i dla magazynowania energii. Dlatego rekomenduje się wprowadzenie zasady, że budowa magazynów ciepła nie pogarsza wskaźnika EWA (i stopy zwrotu kapitału zainwestowanego dla OZE). Rozważenia wymaga stosowana w procesie zatwierdzania taryf zasada uznawania kosztów nabywania uprawnień do emisji CO₂ jako w pełni uzasadnionych, gdyż to nie zachęca do inwestycji i relatywnie penalizuje inwestujących w nowoczesne technologie.

- ▶ Docelowo przy ustalaniu taryf na ciepło, jak i przy ustalaniu wsparcia dla inwestycji w OZE i magazyny ciepła, w tym wyznaczania luki finansowej lub dopuszczalnej wysokości pomocy publicznej, rekomenduje się wprowadzenie ustalania kosztów ciepła metodą LCoH jako uniwersalną i najbardziej przydatną w wyborze inwestycji, które służą obniżaniu kosztu ciepła w dłuższym okresie. Metoda ta powinna być też stosowana przez właścicieli ciepłowni nie podlegających koncesjonowaniu (ciepłownie przemysłowe pokrywające potrzeby własne lub ciepłownie o mocy poniżej 5 MW należące np. do spółdzielni mieszkaniowych lub wspólnot mieszkaniowych).
- ▶ Poza przypadkami demonstracji nowych technologii (niestosowanych w Polsce w pełnej skali), należy unikać wspierania dotacjami inwestycji:
 - w paliwa kopalne, także w przypadku kogeneracji, które generują koszty ciepła istotnie wyższe od średnich kosztów wytwarzania z uwagi na ceny paliw i koszty nabycia uprawnień do emisji;

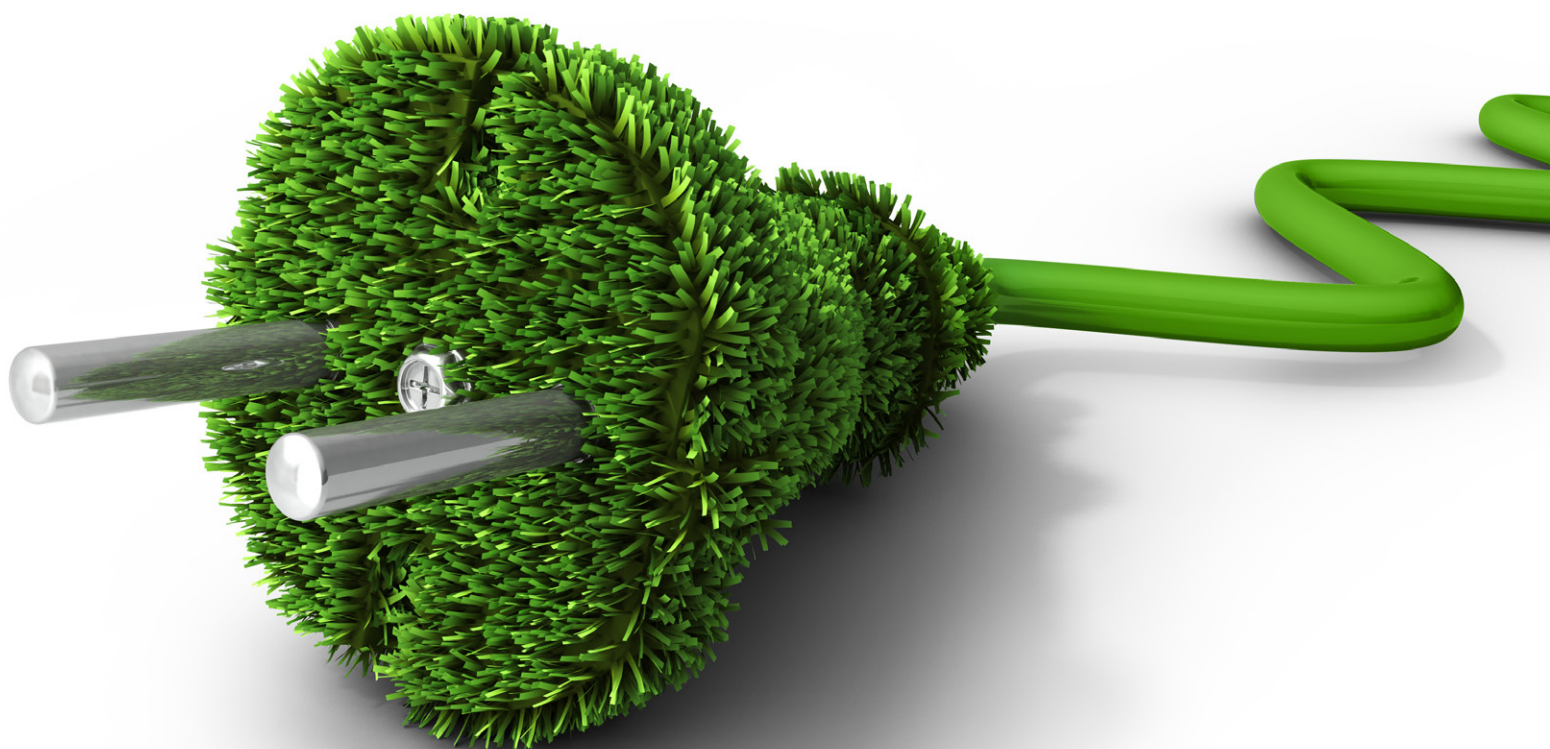


- w OZE w przypadku punktowych inwestycji w systemie ciepłowniczym (w szczególności powyżej 50% OZE), które prowadzą do rażąco wysokich kosztów w części systemu i mogą wpływać (obowiązek przyłączenia OZE do sieci) na zwiększenie taryf dla wszystkich odbiorców ciepła
- które nie zachowują ekonomicznej hierarchii (zasady *merit order*) – kolejności przyłączenia do sieci OZE i źródeł zeroemisyjnych, zaczynając od najniższych kosztów (LCoH) oraz nie uwzględniają optymalnego wykorzystania istniejącego węglowego majątku wytwórczego, który powinien mieć pierwszeństwo przed nowymi inwestycjami w źródła gazowe z uwagi na nieprzewidywane koszty ciepła i bezpieczeństwo energetyczne.

Spis rysunków



Rysunek 1. Szkody w sieciach elektroenergetycznych Orkanu Eunice (21 lutego 2022). Źródło: CIRE.	19	Rysunek 15. Podstawowe sposoby wykorzystania magazynów ciepła w budynkach. Źródło: IEO.	47
Rysunek 2. Produkcja energii elektrycznej w latach 1950÷2020. Źródło PSE.	20	Rysunek 16. Rozwój wielkoskalowych systemów słonecznych w wiodących krajach świata w latach 2010–2018	55
Rysunek 3. Strategia budowy nowego modelu energetycznego UE w opartego na liberalizacji (wspieraniu konkurencyjności), i dekarbonizacja energetyki i ciepłownictwa jako długofalowych cel strategicznych.	21	Rysunek 17. Uproszczony schemat hydrauliczny instalacji grzewczej w Dronninglund.	56
Rysunek 4. Roczny koszt nabycia uprawnień do emisji CO ₂ przez wytwórców ciepła, w mld euro. Źródło: Bank Pekao.	23	Rysunek 18 Idea Market coupling.	58
Rysunek 5. Zużycie ciepła z OZE wg Eurostat/SHARES, Polska. Źródło: Eurostat, opracowanie: IEO (z uwzględnieniem zmiany statystycznej).	27	Rysunek 19. Spektrum zastosowań magazynów ciepła we współpracy z systemem elektroenergetycznym, ciepłowniczym i w zastosowaniach indywidualnych.	59
Rysunek 6. Zużycie ciepła z OZE wg Eurostat/SHARES, Niemcy. Źródło: Eurostat, opracowanie: IEO.	28	Rysunek 20. Lokalizacją OZE (kolektor słoneczny i kocioł elektrodowy) i magazynów ciepła w stosunku do istniejącej kotłowni węglowej (kocioł WR-15) na terenie demonstratora technologii ciepłowniczych w Końskich.	62
Rysunek 7. Zużycie ciepła z OZE wg Eurostat/SHARES, UE 27. Źródło: Eurostat, opracowanie: IEO.	29	Rysunek 21. Geometria i parametry sezonowego magazynu ciepła w Demonstratorze ciepłowni z OZE.	64
Rysunek 8. Zużycie paliw do produkcji ciepła w ciepłownictwie systemowym. Źródło: URE, opracowanie: IEO.	30	Rysunek 22. Schemat rozpyły ciepła na ogrzewanie (CO) i ciepła wodę użytkową (CWU) dla poszczególnych komponentów oraz straty ciepła w Demonstratorze w PEC Końskie.	64
Rysunek 9. Szczegółowa struktura zużycia paliw do produkcji ciepła w ciepłownictwie systemowym. Źródło: URE, opracowanie: IEO.	30	Rysunek 23. Rozpyły ciepła na ogrzewanie (CO) i ciepłą wodę użytkową (CWU) dla poszczególnych komponentów oraz straty ciepła w bilansie rocznym ciepła w Demonstratorze w PEC Końskie.	65
Rysunek 10. Ceny ciepła wytworzonego z wybranych rodzajów paliw. Źródło: URE, opracowanie: IEO.	31	Rysunek 24. Prognoza cen gazu dla przemysłu. Źródło IEO	71
Rysunek 11. Zakres średnich cen ciepła wytworzonego z biomasy według województw. Źródło: URE, opracowanie: IEO.	31	Rysunek 25. Prognoza cen gazu dla przemysłu. Źródło IEO	71
Rysunek 12. Ścieżki technologiczne transformacji ciepłownictwa wg Lund et al. (2014) oraz założenia do transformacji miejskich przedsiębiorstw ciepłowniczych średniej wielkości, oprac. IEO.	35	Rysunek 26. Struktura mocy wykorzystywanej w ciepłownictwie systemowym wg scenariusza zgodnego z Fit for 55 i REPowerEU. Opracowanie IEO.	76
Rysunek 13. Zdecentralizowany (wieloźródłowy) system ciepłowniczy Gram w Danii z wieloma źródłami ciepła. Źródło: Gram Fjernvarme.	44	Rysunek 27. Fundusze przeznaczone na „zielone ciepłownictwo” w ramach RPO, oprac. IEO.	80
Rysunek 14. Nakłady inwestycyjne na różne magazyny energii. Źródło JRC, oprac. IEO.	45		



Raport przygotowany na zlecenie
Fundacji Warszawski Instytut Bankowości