

Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze

Baza dla modernizacji sektora ciepła

Forum Energii to europejski, interdyscyplinarny think tank z Polski, którego zespół tworzą ekspertki i eksperci działający w obszarze energii. Łączymy doświadczenia zdobyte m.in. w administracji publicznej, biznesie, nauce i mediach.

Misją Forum Energii jest inicjowanie dialogu, proponowanie rozwiązań opartych na wiedzy, a także inspirowanie do działania na rzecz sprawiedliwej i efektywnej transformacji energetycznej, która prowadzi do neutralności klimatycznej. Cel ten realizujemy poprzez analizy, opinie i dyskusję na temat dekarbonizacji głównych obszarów gospodarki. Wszystkie analizy Forum Energii mogą być powielane pod warunkiem wskazania ich źródła i autorów.

AUTORSTWO

Andrzej Rubczyński – Forum Energii
dr Martin Jakob – TEP Energy
dr Joachim Bagemihl – TEP Energy
dr Artur Wyrwa – Akademia Górniczo-Hutnicza
Maciej Raczyński – Akademia Górniczo-Hutnicza
Jerzy Kasza – Kelvin Spółka z o.o.
Martyna Król – Kelvin Spółka z o.o.
Michał Świątecki – Kelvin Spółka z o.o.

WSPÓŁPRACA

Piotr Kleinschmidt – Forum Energii

REDAKCJA

Julia Zaleska

ZDJĘCIE

Mike van Schoonderwalt, Pexels

OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

DATA PUBLIKACJI

czerwiec 2024



TEP Energy GmbH
Rotbuchstrasse 68,
CH-8037 Zurych
www.tep-energy.ch



Kelvin Spółka z o.o.
ul. Sobieskiego 413
43-300 Bielsko-Biała
www.kelvin.pl



Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Energetyki i Paliw
Al. Mickiewicza 30
30-059 Kraków
<http://home.agh.edu.pl/~esmlab/>

SPIS TREŚCI

Wstęp	
1. Kontekst	3
2. Cel raportu	4
3. Kluczowe liczby	5
4. Główne działania	6
5. Niskotemperaturowa sieć przyszłości	8
6. Jak wdrożyć sieci niskotemperaturowe?	17
7. Programy i zalecenia na poziomie unijnym	27
8. Zmiany potrzebne na poziomie legislacyjnym	28
9. Scenariusze transformacji ciepłownictwa	32
10. Studium przypadku	41
Załącznik – metoda analizy scenariuszowej	53
Literatura	68

Wstęp

Aż 82% ciepła w ciepłownictwie pochodzi obecnie ze spalania paliw kopalnych. Ich import do Polski i Unii Europejskiej systematycznie rośnie. Tymczasem cel neutralności klimatycznej wiąże się nie tylko z ochroną środowiska i klimatu, ale również ze zmniejszeniem zależności geopolitycznych i ryzyka nagłych wzrostów cen surowców. Za 25 lat 100% ciepła powinno pochodzić z OZE i energii odpadowej.

Technologie gazowe, które zastępują dziś węgiel, wydają się bardzo atrakcyjne – są proste, dobrze znane, relatywnie tanie i szybko się je rozwija. Biorąc jednak pod uwagę szerszy kontekst, zarówno geopolityczny, cenowy, jak i klimatyczny, nie mają one przyszłości w UE. Należy szukać alternatywnych rozwiązań.

Przyszłością są radykalna poprawa efektywności energetycznej budynków oraz elektryfikacja ciepłownictwa wraz z rozwojem OZE. Dodatkowo ważne będzie włączenie ciepłownictwa do bilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Nie tylko pomoże to elektroenergetyce, ale również pozwoli ciepłowniom rozszerzyć rynek i zwiększyć przychody.

Na poziomie technologii przyszłością w ciepłownictwie są pompy ciepła wykorzystujące niskoenergetyczne OZE i energię odpadową oraz kotły elektrodowe, które pochłoną szybko nadmiar energii elektrycznej i zmagazynują go w ciepłe. Ponadto ważne będą energia słoneczna, lokalna biomasa czy biogaz – w zależności od lokalnego potencjału, bo każdy system ciepłowniczy ma trochę inne właściwości. Powinien to być strategiczny kierunek rozwoju ogrzewnictwa w Polsce.

Do tego jednak potrzeba zmiany nie tylko na poziomie źródeł energii wykorzystywanych do produkcji ciepła, ale również sieci ciepłowniczych. Konieczna jest także konwersja systemów na pracę w znacznie niższych niż dotąd temperaturach.

Obecnie większość systemów ciepłowniczych w Polsce działa zimą przy temperaturze ok. 120°C i dostosowana jest do pracy źródeł wysokotemperaturowych spalających paliwa kopalne. Jeśli sektor ciepłowniczy w Polsce ma stać się nowoczesny, konieczny jest rozwój sieci niskotemperaturowych. Sprawna praca systemu w temperaturach poniżej 100°C, to nie tylko ograniczenie strat i poprawa efektywności całego procesu ogrzewania, ale również możliwość skorzystania z całej gamy źródeł energii odpadowej i odnawialnej. Dziś nie można ich wykorzystywać ze względu na barierę wysokich temperatur w sieci ciepłowniczej.

Sieci niskotemperaturowe powinny znaleźć odzwierciedlenie w mechanizmach wsparcia finansowego państwa i planach rozwoju lokalnych systemów ciepłowniczych. Niniejszy raport odpowiada na pytania, dlaczego jest to tak ważne oraz jak to zrobić.

Ciepłownictwo systemowe ogrzewa ponad 40% gospodarstw domowych w Polsce – jesteśmy liderem pod względem wykorzystania tego rodzaju ogrzewania w budynkach w całej Unii Europejskiej. Wielka modernizacja sektora grzewczego w oparciu głównie o odnawialne źródła energii i odzyskaną energię odpadową powinna zacząć się tu i teraz, a jej istotnym elementem są sieci niskotemperaturowe.

Zachęcam do lektury i dyskusji.
dr Joanna Pandera
Prezeska Forum Energii

1. Kontekst

Prawie 42% gospodarstw domowych w Polsce korzysta z ciepła systemowego, co stawia nasz kraj w czołówce europejskiej. Niestety gorzej jest ze strukturą paliwową ciepła systemowego – aż 82% to paliwa kopalne¹. Ze względu na zmiany klimatyczne oraz ryzyka polityczne związane z importem surowców do Polski, ważne staje się zastąpienie tradycyjnych technologii grzewczych nowoczesnymi, wykorzystującymi lokalne zasoby energetyczne.

Spalanie biomasy i odpadów komunalnych nie zastąpi energii otrzymywanej ze spalania paliw kopalnych. Aby zaspokoić zapotrzebowanie, potrzeba całej gamy dodatkowych źródeł energii odnawialnej oraz wykorzystania na dużą skalę ciepła odpadowego, które dzisiaj tak lekką ręką wypuszczamy do atmosfery. Te nowe źródła energii złagodzą nie tylko ryzyko cenowe związane z importowanymi surowcami energetycznymi, ale również zmniejszą ślad węglowy polskiego ciepłownictwa.

Przejście na lokalne zasoby energetyczne będzie dużo łatwiejsze, gdy w Polsce zostanie przeprowadzony proces obniżenia temperatur pracy sieci ciepłowniczych do temperatur nieprzekraczających 100°C. Dominującą obecnie w kraju tabelę temperatur, ze średnią maksymalną temperaturą zasilania wynoszącą ok. 120°C, uniemożliwiają efektywną kosztowo integrację niskoenergetycznych źródeł energii pierwotnej z systemem grzewczym.

Innymi słowy, temperatura wielu dostępnych źródeł energii pierwotnej (OZE i odpadowej) jest niższa od obecnych temperatur pracy sieci, co uniemożliwia bezpośrednie wykorzystanie tych źródeł energii do ogrzewania. Potrzebne są zatem urządzenia pośredniczące, które podniosą temperaturę do poziomu wymaganego przez sieć. Główną technologią, która może mieć tu zastosowanie są pompy ciepła. Jednak sprawność ich działania zależy od różnicy poziomów temperatur źródła dolnego i górnego, czyli sieci. Im różnica ta jest mniejsza, tym większe są oszczędności energii elektrycznej napędzającej pompy.

Sieci niskotemperaturowe zwiększają sprawność pracy pomp ciepła, zmniejszając zużycie energii elektrycznej. Obniżają one także straty energetyczne w systemach ciepłowniczych oraz umożliwiają bezpośrednie wprowadzenie do sieci energii pozyskiwanej z geotermii, kolektorów solarnych, procesów technicznych oraz energii zakumulowanej w sezonowych magazynach ciepła. Niższa temperatura wody w sieci oznacza też większą sprawność produkcji energii elektrycznej w jednostkach kogeneracyjnych.

Zalet niskotemperaturowych sieci ciepłowniczych jest wiele, a przykłady z wielu krajów europejskich pokazują drogę i korzyści płynące wdrożenia sieci typu 3G i 4G (działających przy temperaturze wynoszącej znacznie poniżej 100°C) oraz sieci 5G (działających w temperaturze otoczenia).

Proces przejścia krajowych sieci ciepłowniczych na poziom 3G lub 4G będzie wieloetapowy. Potrzebna jest nie tylko redukcja zapotrzebowania na ciepło, np. poprzez termomodernizację budynków, ale również zmiana wytycznych dotyczących projektowania i eksploatacji sieci ciepłowniczych oraz instalacji wewnętrznych budynków. Nie oznacza to jednak, że jest to niemożliwe. W wielu przypadkach, szczególnie w małych systemach, redukcja temperatury jest możliwa już dziś, praktycznie bezinwestycyjnie.

Krajowy sektor ciepłowniczy stoi u progu wielkiej przemiany. Chcąc osiągnąć cel neutralności klimatycznej oraz zapewnić ogrzewanie gospodarstw domowych przy akceptowalnych kosztach, musi w ciągu dekady wykonać krok pierwszy, którym jest wycofanie ok. 40 GWt źródeł ciepła wykorzystujących węgiel i olej.

¹ URE, *Energetyka ciepła w liczbach - 2022, 2023*, <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-1/11407,2022.html>.

To duże wyzwanie nie tylko dla ciepłownictwa, ale i rynku urządzeń cieplnych, który powinien zapewnić podaż urządzeń grzewczych o odpowiedniej jakości, w wystarczającej liczbie oraz w przystępnych cenach. W naszym raporcie rekomendujemy więc całą paletę działań, które zdywersyfikują popyt sektora na technologie grzewcze i jednocześnie pozwolą w takiej transformacji przeskoczyć etap, jakim jest zastępowanie wycofywanych mocy wytwórczych źródłami gazowymi. Pozwoli to na skok jakościowy w kierunku nowoczesnego ciepłownictwa.

Polski rząd powinien stworzyć zachęty do rozwoju sieci niskotemperaturowych. Kluczowe będzie skupienie się na źródłach ciepła odpadowego, odnawialnych źródłach energii, magazynowaniu energii oraz cyfryzacji, która umożliwi stabilną współpracę wielu źródeł energii.

Obecnie w kraju nie ma wystarczających bodźców dla rozpoczynania projektów ukierunkowanych bezpośrednio na obniżenie parametrów pracy instalacji grzewczych. Wśród działań poprawiających efektywność energetyczną sieci ciepłowniczej znajdują się co prawda działania mające na celu obniżenie parametrów pracy sieci, jednak w praktyce system zachęt nie działa prawidłowo. Wiele programów dla systemów ciepłowniczych promuje zarówno redukcję strat przesyłowych, jak i optymalizację zużycia ciepła, pomijając jednak temat parametrów pracy sieci.

Obniżenie parametrów pracy systemu ciepłowniczego może być zadaniem złożonym organizacyjnie i obwarowanym wieloma uwarunkowaniami prawnymi, ekonomicznymi i technicznymi. Bez odpowiednich zachęt lub zobowiązań, firmy ciepłownicze nadal będą unikać radykalnych zmian w tym obszarze i ograniczać się do drobnych korekt tabel regulacyjnych.

2. Cel raportu

4 Podejmując temat pracy sieci ciepłowniczych przy obniżonych temperaturach, chcieliśmy zwrócić uwagę na dwa główne problemy:

1. Systemy ciepłownicze w Polsce tracą zbyt wiele ciepła zanim trafi ono do odbiorców końcowych, co ich zdecydowanie za dużo kosztuje.
2. Ciepłownictwo systemowe praktycznie wcale nie wykorzystuje do ogrzewania taniej, a czasem wręcz darmowej energii odpadowej oraz energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

Celem tego raportu jest wykazanie, że obniżenie temperatury czynnika grzewczego w krajowych sieciach ciepłowniczych może w dużym zakresie ograniczyć problemy związane z transformacją polskiego ciepłownictwa. Przyczyni się także do zmniejszenia kosztów, jakie ponoszą odbiorcy.

W naszym raporcie pokazujemy, jak to zrobić, jakie są niezbędne do tego środki techniczne oraz rozwiązania regulacyjne. Przedstawiamy też korzyści finansowe płynące z obniżenia temperatur polskich sieci ciepłowniczych na ich ścieżce do pełnej dekarbonizacji.

3. Kluczowe liczby

2,8 miliarda zł – koszt strat ciepła przesyłanego sieciami w 2022 r.

2,8 mld zł zapłacili odbiorcy za podgrzanie ziemi, w której są ułożone rurociągi. Stracono 32 mln GJ ciepła, płacąc za nie średnią cenę 86,4 zł/GJ. W nadchodzącym sezonie grzewczym ceny ciepła wzrosną w następstwie nieuchronnego procesu odmrażania sztucznych pułapów cen maksymalnych. Na podwyższenie cen wpłynie także rosnący udział gazu ziemnego w ciepłownictwie. Oznacza to jedno – koszt traconej energii szybko przekroczy kolejny miliardowy próg.

10–17% – średni poziom strat ciepła w systemach ciepłowniczych w Polsce

Wielkość strumienia traconej energii od lat utrzymuje się na podobnym poziomie. W zależności od temperatury pracy systemów ciepłowniczych i wielkości ich mocy cieplnej zmienia się poziom strat. W dużych przedsiębiorstwach zamyka się on w przedziale 10–14%, w małych wynosi 15–25%. Im wyższy poziom temperatury wody w sieci, tym wyższe straty. Już obniżenie temperatury o 10°C oznacza zmniejszenie strumienia strat o 10%.

120°C – przeciętna temperatura wody zasilającej sieć ciepłowniczą w Polsce

Praktycznie wszystkie krajowe sieci ciepłownicze zostały tak zaprojektowane, aby w niskich temperaturach podgrzewać wodę sieciową do poziomu co najmniej 120°C. Temperatura maksymalna zależy też od strefy klimatycznej, w której znajduje się system ciepłowniczy. Im wyższa temperatura, tym nie tylko wyższe straty ciepła, ale również większa trudność w ekonomicznym wykorzystaniu tanich, niskoenergetycznych źródeł energii odnawialnej lub odpadowej.

Zgodnie z analizą Forum Energii do 2050 r. 90% krajowych sieci może pracować w zakresie temperatur wody na poziomie 70–100°C, a pozostała grupa poniżej 70°C. Proces obniżenia temperatury sieci powinien wejść do grupy zadań priorytetowych w szeroko pojętym obszarze zaopatrzenia w ciepło.

-20°C – temperatura obliczeniowa budynków w trzeciej strefie klimatycznej

W Polsce obowiązują strefy klimatyczne, którym przypisane są temperatury obliczeniowe bazujące na danych pomiarowych sprzed 50 lat. Są one zdecydowanie zaniżone w stosunku do obecnych realiów klimatycznych. Badania w ramach projektu SKP2000² pokazują m.in., że dla trzeciej strefy klimatycznej temperatura obliczeniowa dla instalacji grzewczych budynków powinna wynosić -16°C. Aktualizacja temperatury obliczeniowej oznacza obniżenie mocy grzewczej urządzeń o 13%. Pozwoli to zmniejszyć wydatki inwestycyjne, jak również koszty operacyjne systemów ciepłowniczych. Ułatwi także wprowadzenie ogrzewania niskotemperaturowego.

45 mld zł – to kwota, którą pozwolą zaoszczędzić sieci niskotemperaturowe do 2050 r.

Transformacja sektora ciepłownictwa z wykorzystaniem sieci niskotemperaturowych niesie dużą oszczędność finansową w porównaniu do scenariusza dekarbonizacji ciepłownictwa, w którym zostają zachowane obecne parametry sieci. Łączna różnica kosztów w latach 2025–2050 wynosi 45 mld zł. Składa się na nią oszczędność na wydatkach inwestycyjnych (29 mld zł) oraz operacyjnych. Redukcja wydatków operacyjnych wynika z efektywniejszego wykorzystania energii OZE i odpadowej. Średnioroczne obniżenie kosztów eksploatacyjnych wynosi ok. 0,5 mld zł w całym okresie analizy.

2 PORT PC, *Projekty SKP2000 i TLM2000 – zmiany klimatu w Polsce wymagają zmian w projektowaniu systemów HVAC*, <https://portpc.pl/projekty-skp2000-i-tlm2000%E2%88%92zmiany-klimatu-w-polsce-wymagaja-zmian-w-projektowaniu-systemow-hvac/> [dostęp: 18.08.2024].

2,7 TWh – o tyle można ograniczyć zużycie energii elektrycznej do napędu pomp ciepła w 2050 r.

Dzięki obniżeniu temperatury pracy sieci ciepłowniczych pompy ciepła pracują efektywniej. Nie potrzeba również skomplikowanych układów kaskadowych składających się z kilku pomp, a więc o większej mocy, jak ma to miejsce w przypadku sieci wysokotemperaturowych. W konsekwencji zużycie energii może spaść o 2,7 TWh (dla scenariusza wysokotemperaturowego wynosi ono 8,8 TWh w 2050 r.).

82% – to procentowy udział paliw kopalnych w strumieniu ciepła systemowego w Polsce w 2022 r.

Polskie ciepłownictwo systemowe czeka duży wysiłek modernizacyjny. Chcąc zachować konkurencyjność cenową wobec innych źródeł ciepła oraz spełnić wymogi polityki klimatycznej, sektor musi podjąć działania, które najdalej za 25 lat spowodują, iż z dzisiejszego udziału paliw kopalnych (82%) osiągną udział 100% ciepła pochodzącego ze źródeł OZE i energii odpadowej. Sieci niskotemperaturowe pozwolą na szybszą i mniej kosztowną integrację tych źródeł.

4,3 mld m³ – to maksymalne zużycie gazu przez ciepłownictwo w 2035 r.

Eliminacja węgla z ciepłownictwa do 2035 r. spowoduje ubytek ok. 40 GWt mocy wytwórczych w krajowym ciepłownictwie, co stanowi 80% mocy zainstalowanych. Popularną alternatywą staje się technologia gazowa – prosta w budowie i relatywnie tania. Bez równoległego procesu termomodernizacji budynków oraz wdrożenia innych źródeł energii cieplnej zużycie gazu ziemnego może być zdecydowanie większe, co przełoży się na ryzyko cenowe wynikające z niepewnej sytuacji geopolitycznej.

Należy dążyć do tego, aby najdalej od 2028 r., wszystkie jednostki wytwórcze opalane gazem ziemnym były gotowe technicznie do spalania zielonych gazów. Jednocześnie należy wdrożyć obowiązek systematycznego wzrostu udziału zielonych gazów w jednostkach ciepłowniczych, tak aby ok. 2045 r. gaz ziemny w ciepłownictwie systemowym został całkowicie zastąpiony zielonymi gazami.

6

4. Główne działania

W tej części analizy przedstawiamy najważniejsze działania, które zgodnie z naszymi ustaleniami przyspieszą proces wdrażania sieci niskotemperaturowych.

1. Strategia ciepłownictwa

Do przygotowywanej strategii ciepłowniczej dla Polski należy wprowadzić wymóg obniżania parametrów pracy systemów ciepłowniczych i zwiększania ich efektywności energetycznej. Będzie to możliwe np. poprzez wyznaczenie konkretnych celów ilościowych dotyczących udziału energii odnawialnej i odpadowej w strumieniu ciepła oraz poziomu strat energetycznych.

2. Termomodernizacja budynków

W związku z oczekiwanym przyspieszeniem termomodernizacji budynków oraz transformacji całego ciepłownictwa, należy systemowo (np. poprzez wzmocnienie roli władz lokalnych przy tworzeniu planów energetyczno-klimatycznych) doprowadzić do lepszej koordynacji działań pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a zarządcami budynków. Sprawniejsza współpraca, koordynowana przez władze lokalne, pozwoli też lepiej dopasować bazę urządzeń wytwórczych do ewoluującego rynku ciepła oraz ograniczyć ryzyka strat finansowych wynikających z nietrafionych inwestycji (kosztów utopionych).

3. Taryfowanie ciepła

Trzeba zrewidować mechanizm zatwierdzania taryf na ciepło, tak aby wprowadzić silniejsze bodźce prowadzące do poprawy efektywności energetycznej w całym łańcuchu wartości i zmniejszenia emisji CO₂. Obecny system taryfowy niedostatecznie stymuluje rozwój w tym zakresie, koncentrując się głównie na kontroli jednostkowej ceny ciepła.

4. Swoboda kształtowania umów

W mechanizmie kształtowania cen ciepła należy wprowadzić większą swobodę oraz możliwość wprowadzania przez przedsiębiorstwa ciepłownicze zróżnicowanych ofert jakościowych. Pozwoli to na lepsze wykorzystanie majątku produkcyjnego przedsiębiorstw.

5. Rezerwy proste

Należy sięgnąć po rezerwy proste w ciepłownictwie pozwalające na (praktycznie) bezinwestycyjne obniżenie temperatury wody sieciowej i zmniejszenie strat przesyłowych. Ze względu na przewymiarowanie sieci, zwłaszcza w małych przedsiębiorstwach ciepłowniczych, poprawę efektywności energetycznej można osiągnąć już poprzez korektę tabel temperatur. Bodźcem do tego typu działań powinna być możliwość pozyskania białych certyfikatów (niestety nie zawsze jest to możliwe). Digitalizacja sieci ciepłych, choć wymaga poniesienia pewnych nakładów inwestycyjnych, również należy do działań, które można szybko podjąć. Właściwe zarządzanie siecią i węzłami ciepłymi umożliwi zmniejszenie strat energii, a tym samym kosztów ogrzewania.

6. Temperatura obliczeniowa

Konieczna jest zmiana wytycznych projektowania budynków w Polsce. Umożliwi to rewizja stref klimatycznych oraz dostosowanie temperatury obliczeniowej, tak aby odzwierciedlić zachodzące zmiany klimatyczne. Zaniżone obecnie parametry obliczeniowe budynków przyczyniają się do niepotrzebnego zwiększania wydatków inwestycyjnych oraz nieoptymalnej pracy źródeł ciepła.

7. Zasilanie niskotemperaturowe

Należy wprowadzić do przepisów projektowych wymóg, aby nowe i głęboko termomodernizowane budynki (np. w ramach programu „Czyste Powietrze”) były dostosowane do zasilania niskotemperaturowego. Brak tego wymogu powoduje, iż w niskoenergetycznych budynkach projektuje się, a następnie zabudowuje typowe wysokotemperaturowe urządzenia i instalacje grzewcze, co stanowi poważną (i praktycznie nieusuwalną) przeszkodę na drodze do obniżenia parametrów temperaturowych sieci.

8. TPA w ciepłownictwie

Wprowadzenie w ciepłownictwie zasady TPA (ang. *Third Party Access* – dostęp strony trzeciej) ułatwi dostęp do sieci bezemisyjnym źródłom energii. Obowiązujące dziś przepisy zbyt silnie chronią istniejące przedsiębiorstwa zarządzające sieciami ciepłowniczymi i majątkiem wytwórczym, ograniczając tym samym szansę na wykorzystanie lokalnych zasobów taniej energii.

9. Integracja z KSE

Należy wspierać integrację ciepłownictwa z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym na dwóch płaszczyznach: technologicznej i operacyjnej. Ta pierwsza oznacza szybsze wdrożenie urządzeń pozwalających na zmianę sposobu działania sektora ciepłownictwa, czyli na elastyczną pracę w zależności od potrzeb energetycznych KSE, a nie jak obecnie – dostarczanie ciepła wyłącznie w zależności od popytu na nie. Sektor ciepłowniczy, aby móc pełnić funkcję bilansującą KSE, powinien być wyposażony w akumulatory ciepła, kotły elektrodowe i elastyczne jednostki kogeneracyjne. Płaszczyzna operacyjna oznacza z kolei rozszerzenie rynku usług elastyczności, tak aby ciepłownictwo mogło wpisać się w potrzeby KSE i oferować usługi bilansowania, zarówno na poziomie sieci przesyłowych, jak i dystrybucyjnych.

5. Niskotemperaturowa sieć przyszłości

Straty energii są drogie

Według raportu Urzędu Regulacji Energetyki³ straty ciepła w polskich systemach ciepłowniczych w 2022 r. wyniosły 32,524 mln GJ. Aby lepiej zobrazować tę liczbę, można powiedzieć, że zgodnie ze strukturą paliwową ciepłownictwa stracono ok. 1 mln ton węgla kamiennego, 90 mln m³ gazu ziemnego, 0,3 mln ton biomasy oraz 3,9 PJ innych paliw. Wraz z kosztami produkcji i przesyłu ciepła oznacza to, że odbiorcy zapłacili 2,8 mld zł za podgrzanie ziemi, w której są ułożone rurociągi.

Średni poziom strat w systemach ciepłowniczych mieści się w przedziale 10–17% całkowitej ilości ciepła wprowadzonego do sieci. Czasami straty dochodzą do 20% i więcej, jeżeli są to systemy o bardzo niskiej gęstości cieplnej (np. w mniejszych miejscowościach, gdzie ogrzewana jest duża liczba domów jednorodzinnych lub w miejscach, do których ciepło płynie z odległych źródeł).

Średni poziom strat w praktyce zależy przede wszystkim od stanu technicznego i geometrii sieci, jakości regulacji oraz poziomu temperatury obliczeniowej. Jak wynika z danych przedstawionych w tabeli 1, straty są wyższe dla mniejszych układów i wyższych parametrów temperaturowych pracy sieci. Dzieje się tak, ponieważ mniejsze systemy ciepłownicze charakteryzują się często przewymiarowanymi średnicami rurociągów i gorszą jakością regulacji.

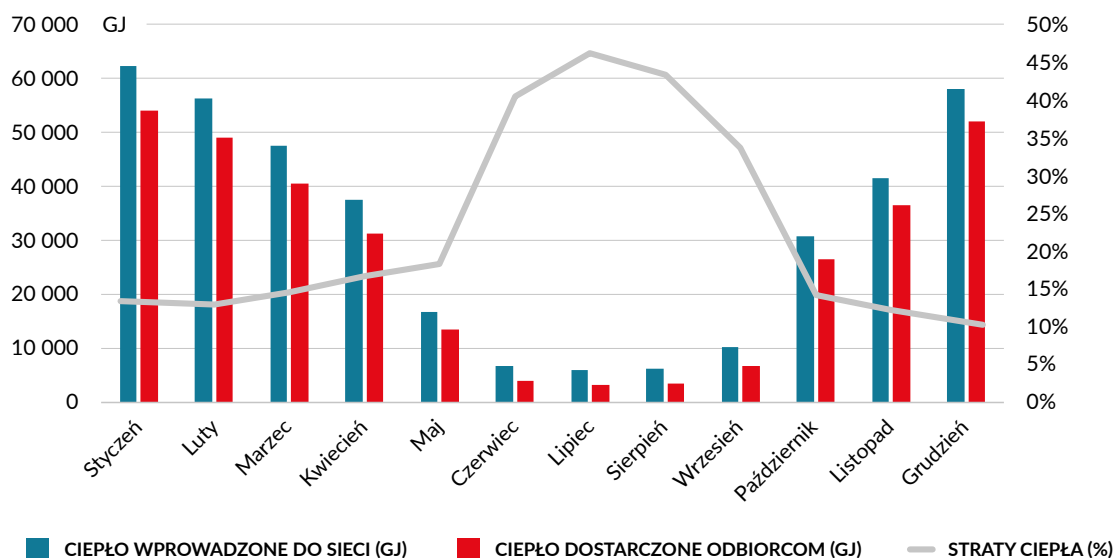
Tabela 1. Straty ciepła w zależności od mocy systemu grzewczego i temperatury projektowej

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

Źródło: opracowanie własne autorów.

Z kolei grafika 1 przedstawia przykładowy poziom strat ciepła w ujęciu rocznym. Linia ciągła to poziom strat względnych w kolejnych miesiącach.

Grafika 1. Bilans cieplny w poszczególnych miesiącach roku (przykład)



Źródło: opracowanie własne autorów.

Mimo że względne straty ciepła są najwyższe latem (46%), to w wartościach bezwzględnych (czyli w traconych gigadżulach) straty np. w grudniu są ok. trzy razy wyższe niż w lipcu. Głównym powodem mniejszych strat bezwzględnych latem są niskie średnie temperatury pracy sieci. Dodatkowo, choć w dużo mniejszym stopniu, przyczyniają się do tego niższa prędkość przepływu wody oraz wyższe temperatury otoczenia. Jak widać praktyka dnia codziennego potwierdza zasadność obniżenia temperatury w sieci w celu ograniczenia strat przesyłowych. Szacujemy, że z każdym stopniem zmniejszenia średniej temperatury straty ciepła także spadną o 1%. Przykładowo, jeśli średnia temperatura spadnie o 10°C, straty spadną o 10% (czyli np. z 15% do 13,5% całego wyprodukowanego ciepła).

Dlaczego warto obniżyć temperaturę pracy sieci ciepłowniczej?

Niższa temperatura pracy sieci jest naturalną konsekwencją ewolucji technologii grzewczych i budowlanych. W nowoczesnym budownictwie nie ma powodów do stosowania ogrzewania wysokotemperaturowego. Często jest to efekt przyzwyczajenia i pewnej tradycji technologicznej. Aby zmienić ten stan rzeczy, trzeba zacząć popularyzować zalety i możliwości nowoczesnych sieci niskotemperaturowych.

Powody, dla których warto przechodzić na sieci niskotemperaturowe w polskim ciepłownictwie:

- redukcja strat ciepła i poprawa efektywności energetycznej procesu zaopatrzenia w ciepło,
- poprawa efektywności pracy pomp ciepła – pompy zużywają mniej prądu, jeżeli maleje różnica temperatur między dolnym i górnym źródłem ciepła,
- zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii (np. płytka geotermia, podgrzewacze solarne) oraz możliwość bezpośredniego wprowadzenia energii do sieci,
- zwiększenie udziału niskoenergetycznego ciepła odpadowego pochodzącego z procesów technicznych i klimatyzacji (poprzez wykorzystanie bezpośrednio lub ze wsparciem pomp ciepła),
- większa produkcja energii elektrycznej w jednostkach kogeneracyjnych,

- wzrost elastyczności ciepłownictwa w zakresie podaży i popytu na ciepło,
- ułatwienie sezonowego magazynowania ciepła – możliwość bezpośredniego wykorzystania ciepła zgromadzonego latem bez podnoszenia temperatury za pomocą pomp ciepła, przed wprowadzeniem do sieci,
- zmniejszenie strat energii w magazynach ciepła, zwiększenie mocy magazynów na skutek obniżenia temperatury powrotu sieci,
- zwiększenie różnorodności materiałów konstrukcyjnych używanych do budowy sieci ciepłowniczych (np. możliwość szerszego wykorzystania tworzyw sztucznych), zmniejszenie lub wręcz zniesienie kompensacji wydłużenia termicznego rurociągów, mniejsza awaryjność oraz większa trwałość istniejących sieci,
- poprawa bezpieczeństwa operacyjnego.

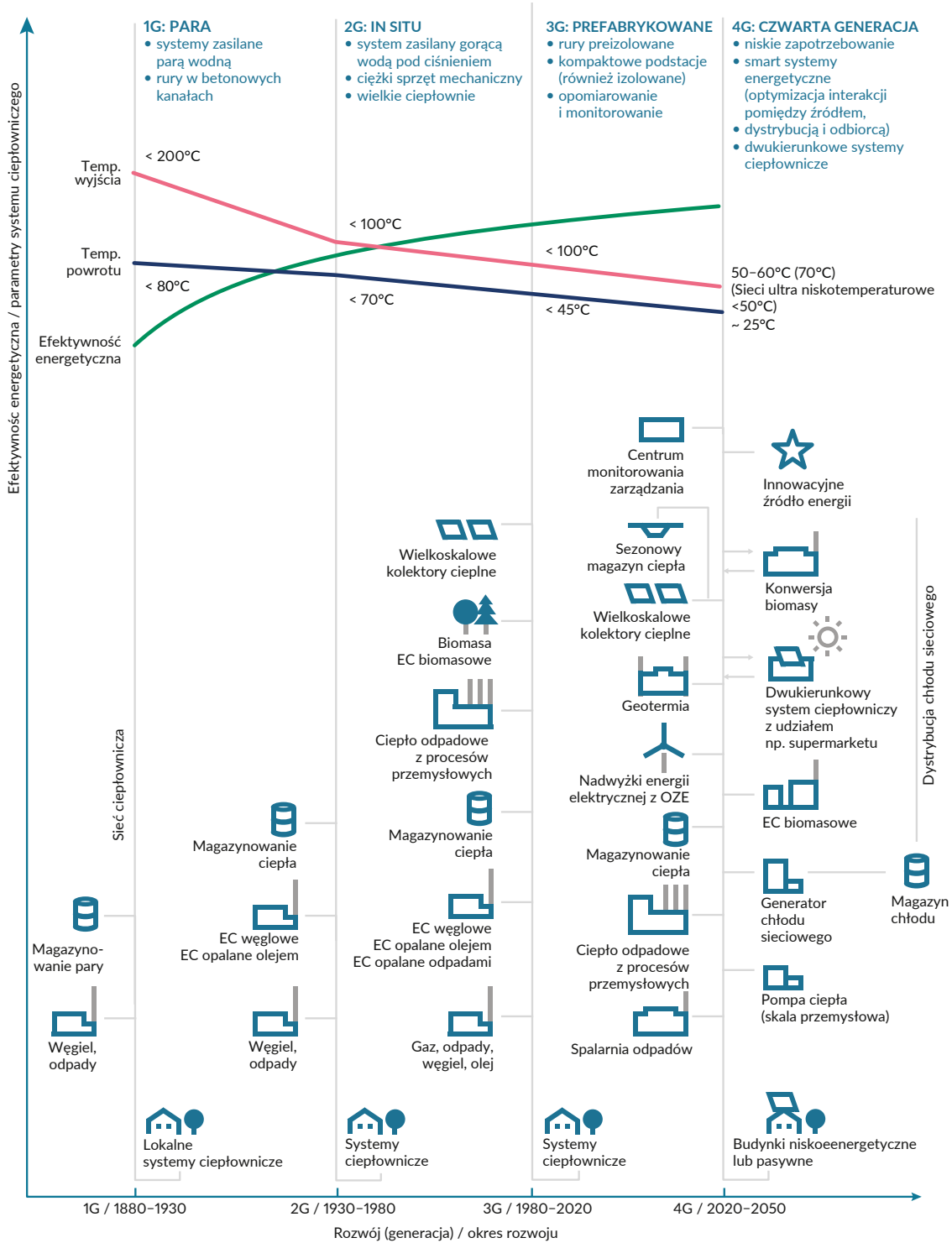
Systemy ciepłownicze zostały wprowadzone w Europie ponad 150 lat temu. Tak zwane systemy 1G (pierwszej generacji) były zasilane parą wodną o temperaturze sięgającej do 200°C. Sieci ciepłownicze drugiej generacji (2G) wykorzystywały gorącą wodę pod ciśnieniem i działały w temperaturach powyżej 100°C. Wytwarzanie ciepła opierało się wówczas głównie na węglu.

W wyniku kryzysów energetycznych w latach 70. i 80. XX w. oraz systemowego dążenia do poprawy efektywności energetycznej, w wielu krajach europejskich zwiększono wykorzystanie kogeneracji oraz odnawialnych źródeł energii. Równolegle temperatura zasilania systemów ciepłowniczych spadła poniżej 100°C, co otworzyło drogę do systemów 3G.

Dalsze obniżanie poziomu temperatury zwiększa efektywność energetyczną i ułatwia integrację nowych źródeł energii pierwotnej z systemami ciepłowniczymi. Innowacyjne systemy czwartej generacji (4G) działają przy temperaturach zasilania wynoszących ok. 60–65°C (powrót wynosi ok. 25°C). Sieci te są wykorzystywane głównie do dostarczania ciepła w energooszczędnych budynkach. Obniżając temperaturę sieci do temperatury otoczenia, dochodzimy do sieci piątej generacji, czyli 5G.

Grafika 2 obrazuje symbolicznie transformację europejskich systemów ciepłowniczych.

Grafika 2. Transformacja systemów ciepłowniczych od sieci 1G do 4G



Źródło: P. Sorknæs i in., Korzyści z ciepłownictwa czwartej generacji i energooszczędnych centrów danych, „Energie” 2022, t. 260.

Sieć czwartej generacji – 4G

Sieci 4G nie mają ściśle ustalonej definicji. Można jednak wyróżnić pewne ich cechy wspólne, takie jak:

- maksymalna temperatura pracy w zakresie od 100°C do 70°C,
- wysoki udział niskotemperaturowej energii odnawialnej i ciepła odpadowego, stopniowe ograniczanie wykorzystania biomasy.

Zasady działania sieci 4G są takie same, jak w przypadku konwencjonalnych sieci wysokotemperaturowych (od 1G do 3G). Wytworzone ciepło przepływa jednokierunkowo z jednego lub więcej centralnych źródeł ciepła do jego odbiorców. Topologia sieci jest najczęściej promieniowa i ma początek w centralnym źródle wytwórczym. Zazwyczaj źródła ciepła są kontrolowane przez operatora sieci, który jest również odpowiedzialny za właściwe parametry czynnika grzewczego u odbiorcy końcowego.

Ze względu na obniżoną temperaturę maleją straty sieciowe w porównaniu do systemów 1G–3G. Temperatura pracy sieci 4G pozwala na bezpośrednie wykorzystanie ciepła do celów grzewczych w budynkach bez potrzeby podwyższania temperatury w pomieszczeniach przy pomocy lokalnych pomp ciepła. Wraz ze wzrostem udziału energii z OZE i odpadowej, wiele krajów europejskich coraz częściej stosuje sieci 4G.

Warto zauważyć, że procesowi przechodzenia na poziom 4G towarzyszy ewolucja technologii chłodu sieciowego wytwarzanego w rozproszonych agregatach chłodniczych. Wraz z obniżaniem temperatury sieci maleje możliwość produkcji chłodu w lokalnych agregatach absorpcyjnych, dla których ciepło sieciowe jest źródłem energii wspomagającej przemiany termodynamiczne. Niestety urządzenia te, aby osiągnąć zadowalającą sprawność wytwarzania chłodu, potrzebują źródła ciepła o temperaturze wyższej niż ta, dostępna w sieciach 4G.

Chcąc kontynuować ideę chłodu sieciowego, należy więc rozważyć budowę rurociągów chłodniczych rozprowadzających do odbiorców zimną wodę produkowaną w centralnych agregatach zlokalizowanych np. w elektrociepłowniach (co daje możliwość wykorzystania własnej energii elektrycznej oraz źródła ciepła o wymaganej przez agregat temperaturze).

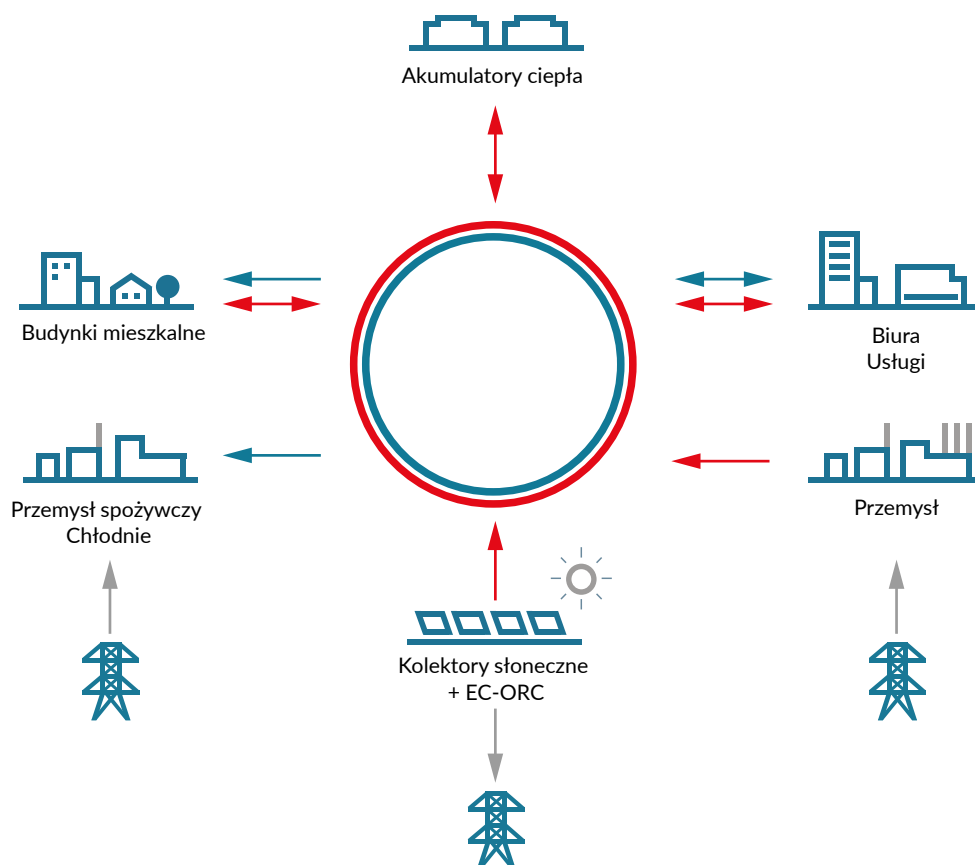
Sieć piątej generacji – 5G

Ostatnim stopniem transformacji ciepłownictwa są sieci ciepłownicze i chłodnicze piątej generacji (5G), które działają w temperaturze otoczenia. Ich ogólna efektywność energetyczna jest bardzo wysoka, a straty sieciowe ciepła spadają o 70% w porównaniu z tradycyjnymi sieciami 3G.

Sieci 5G są przykładem rozwoju prosumeryzmu w ciepłownictwie. Każdy odbiorca ciepła może być również jego dostawcą. Przepływy energii są dwukierunkowe, a ogrzewanie i chłodzenie mogą odbywać się jednocześnie. Oznacza to, że ciepło generowane przez pompy ciepła w procesie klimatyzacji jest oddawane do sieci cieplnej i wykorzystywane przez innych odbiorców. Do ogrzewania (niskoenergetycznych) budynków są wykorzystywane lokalne pompy ciepła. Sieci 5G mogą wykorzystywać bezpośrednio lub za pomocą pomp ciepła całą gamę źródeł odpadowej energii pierwotnej, takich jak ciepło z naturalnych cieków wodnych, oczyszczalni ścieków, klimatyzacji serwerowni itp.

Możliwość akumulacji energii cieplnej, wykorzystanie fotowoltaiki i jej integracja z systemem elektroenergetycznym, a także wykorzystanie dynamicznych taryf dla energii elektrycznej przyczyniają się do ograniczenia kosztów ogrzewania i chłodzenia. Sieci 5G często są budowane w strukturze pierścieniowej, w której kierunki przepływu mogą się zmieniać w zależności od bieżącego trybu pracy. Dla sprawnej pracy całego systemu wymagane są rozbudowane systemy informatyczne w zakresie monitorowania, kontroli i regulacji całego układu.

Grafika 3. Sieć ciepłownicza i chłodnicza 5G



13

Źródło: Flexynets.

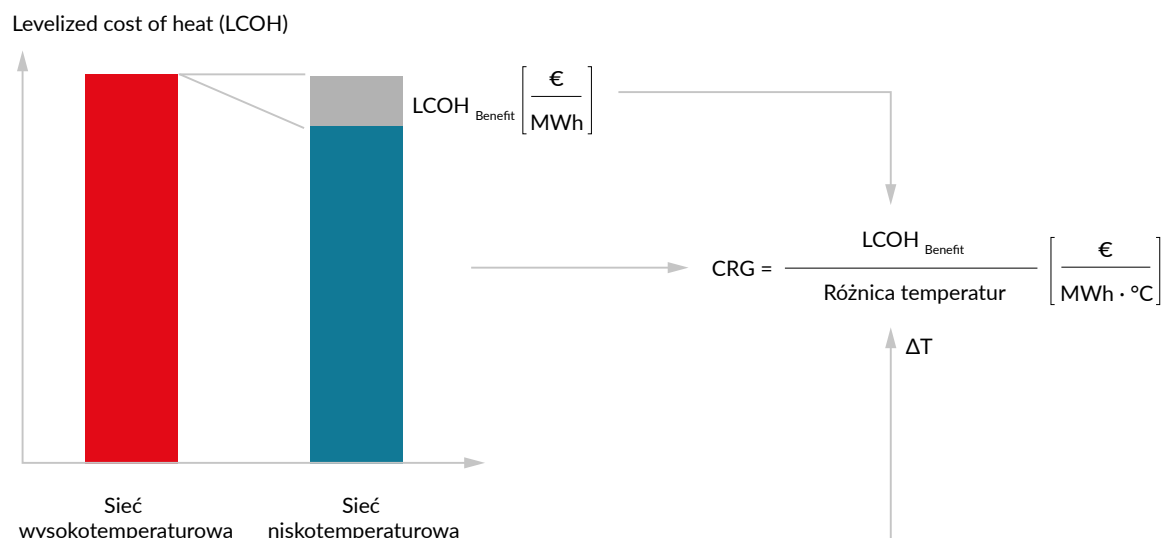
Korzyści ekonomiczne

Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) w swoim opracowaniu na temat sieci niskotemperaturowych przedstawiła wyniki analiz oszczędności finansowych wynikających z obniżenia temperatury sieci ciepłowniczej. W badaniach koncentrowano się na dwóch rodzajach korzyści:

1. Ograniczenie nakładów finansowych w nowych inwestycjach ciepłowniczych ze względu na zmniejszenie poziomu wymaganej mocy cieplnej – do grupy tej zaliczono m.in. mniejsze wydatki na budowę pomp ciepła wynikające z obniżenia temperatury sieci. Kaskadowe pompy podnoszące ciepło na wysoki poziom temperaturowy zastąpiono pompami jednostopniowymi.
2. Ograniczenie kosztów eksploatacji w istniejących urządzeniach w wyniku większej efektywności procesu – do tej grupy zaliczono m.in. większą moc elektryczną (i produkcję energii) jednostek kogeneracyjnych w wyniku obniżenia temperatury na powrocie z sieci, jako przychód pomniejszający ogólny koszt produkcji ciepła.

Aby zobrazować poziom oszczędności, porównano ze sobą całkowity koszt wytworzenia ciepła (LCOH) w scenariuszu wysokotemperaturowym i niskotemperaturowym. Następnie odniesiono różnicę $LCOH_{1-2}$ do zmiany średniej temperatury pracy sieci. W ten sposób opracowano wskaźnik CRG (ang. *Cost Reduction Gradient*). Grafika 4 obrazuje metodę wyliczenia.

Grafika 4. Metoda wyliczenia wskaźnika CRG



Źródło: IEA.

W opracowaniu IEA autorzy przedstawili szereg przykładowych wyliczeń korzyści ekonomicznych dla różnych typów źródeł ciepła. Wyniki badań zestawiono w tabeli zbiorczej (tabela 2).

14

Tabela 2. Gradient redukcji kosztów w funkcji zmian temperatury dla nowych i istniejących źródeł ciepła

Technologia	CRG stopień redukcji kosztu (euro/MWh × °C)	
	Redukcja nakładu inwestycyjnego w nowych instalacjach	Redukcja kosztu operacyjnego w istniejących instalacjach
Niskotemperaturowe ciepło geotermalne	0,45–0,74	0,67–0,68
Pompa ciepła	0,41	0,63–0,67
Niskotemperaturowe ciepło odpadowe	0,65	0,51
Płaskie kolektory słoneczne	0,35–0,75	brak
Cylindryczne kolektory słoneczne	0,26	brak
EC biomasa z turbiną przeciwprężną	brak	0,10–0,16
EC biomasa z turbiną upustowo-kondensacyjną	brak	0,09
EC odpady ze skraplaniem pary w spalinach	brak	0,07
Dzienny akumulator ciepła	0,01	0,07
Sezonowy akumulator ciepła (PTES)	0,07	0,07
Straty ciepła w sieci	brak	0–0,13

Źródło: IEA.

W podsumowaniu raportu IEA stwierdzono, że uśredniona wartość oszczędności dla europejskich systemów ciepłowniczych wynikająca z obniżenia temperatury wynosi 0,5 euro/MWh × °C. W konsekwencji obniżenia temperatury w systemach ciepłowniczych Europy o 30°C, można osiągnąć roczne oszczędności na poziomie 14 mld euro (przy sprzedaży ciepła wynoszącej 950 TWh/rok).

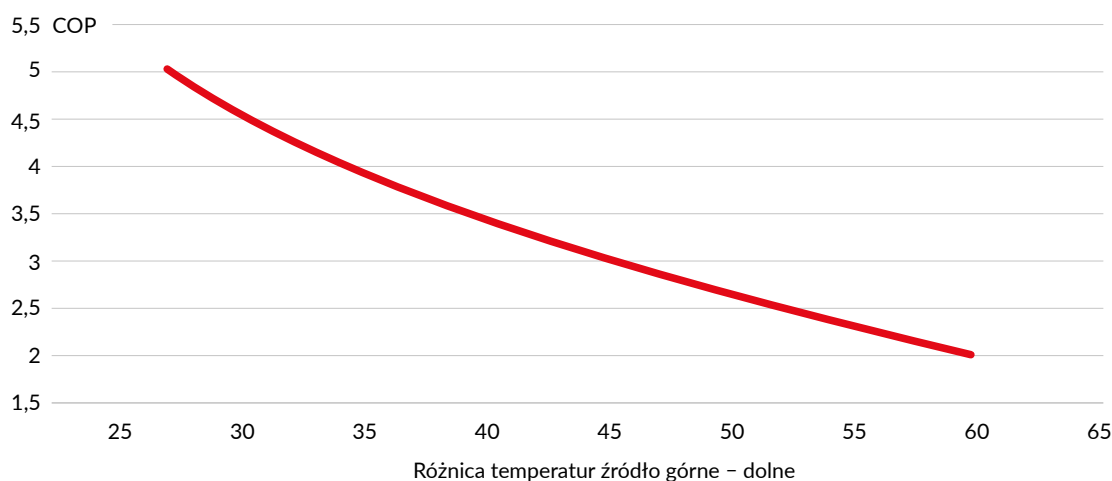
Pompy ciepła – ważny element nowoczesnych sieci ciepłowniczych

Pompy ciepła służą do transferu energii cieplnej ze źródła dolnego (niskotemperaturowego) do źródła górnego podgrzewającego wodę sieciową (lub inny czynnik grzewczy). Pozwalają tym samym na wykorzystanie wielu źródeł ciepła, dotąd pomijanych ze względu na ich niską wartość energetyczną.

Siłą napędową pompy sprężarkowej, jak i całego procesu, jest energia elektryczna. Im niższa różnica temperatur między źródłem dolnym a odbiorem ciepła, tym mniej energii napędowej potrzeba do działania pompy ciepła.

Efektywność pracy pompy mierzona jest współczynnikiem COP, który wskazuje, ile energii końcowej uzyskuje się z jednostki energii zasilającej urządzenie. Współczynnik COP nie jest wartością statyczną, ale w dużej mierze zależy od różnicy temperatur pomiędzy źródłem dolnym i górnym (grafika 5). Dlatego im niższa będzie wartość temperatury wody sieciowej, tym większy będzie COP, a tym samym mniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną wykorzystywaną przez pompę. Jeśli delta temperatury może zostać obniżona np. o 10°C, to współczynnik COP wzrasta z 3 do 3,5. Prowadzi to do zmniejszenia zużycia energii elektrycznej o 15%.

Grafika 5. Zmiana COP w funkcji wzrostu różnicy temperatur pomiędzy źródłem górnym i dolnym



15

Źródło: [Heatpumps.co.uk](https://heatpumps.co.uk), *What is the COP*, 2024.

Magazynowanie ciepła – klucz do elastyczności sektora

Magazynowanie ciepła jest istotnym elementem efektywnych systemów ciepłowniczych. W praktyce występują magazyny krótkoterminowe i długoterminowe (sezonowe). Najpopularniejszymi krótkoterminowymi magazynami ciepła są izolowane metalowe zbiorniki wodne (ciśnieniowe lub częściej bezciśnieniowe) pracujące w temperaturze ok. 95–98°C.

Akumulatory krótkoterminowe (dzienne/tygodniowe) służą przede wszystkim do optymalizacji bieżącej produkcji ciepła i ograniczenia pracy nieefektywnych jednostek szczytowych. W systemach z dużym udziałem kogeneracji, współpracującej ściśle z systemem elektroenergetycznym, nadwyżki ciepła generowanego w okresach wysokich cen energii elektrycznej i niskiego zapotrzebowania na ciepło, są magazynowane w akumulatorach krótkoterminowych.

Grafika 6. Krótkoterminowe zbiorniki magazynujące ciepło



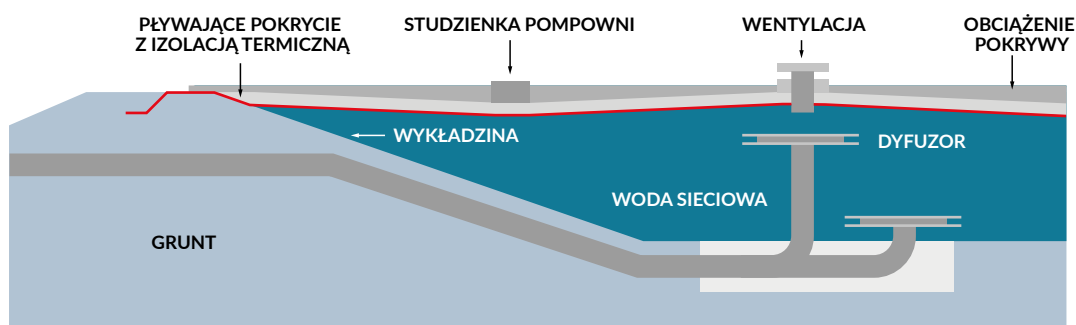
Źródło: Wielkopolska Energia, *Ciepło z termosu dla mieszkańców Poznania od Veolii*.

Systemy ciepłownicze z dużym udziałem ciepła słonecznego obowiązkowo wymagają sezonowego magazynowania, tak aby dużą produkcję ciepła latem wykorzystać w sezonie grzewczym. Istnieje kilka różnych rodzajów magazynów sezonowych, np. zbiorniki podziemne, sondy ziemne i zbiorniki wodne. Sezonowe magazynowanie zazwyczaj pozwala na udział do 60% energii słonecznej w całkowitej rocznej produkcji ciepła.

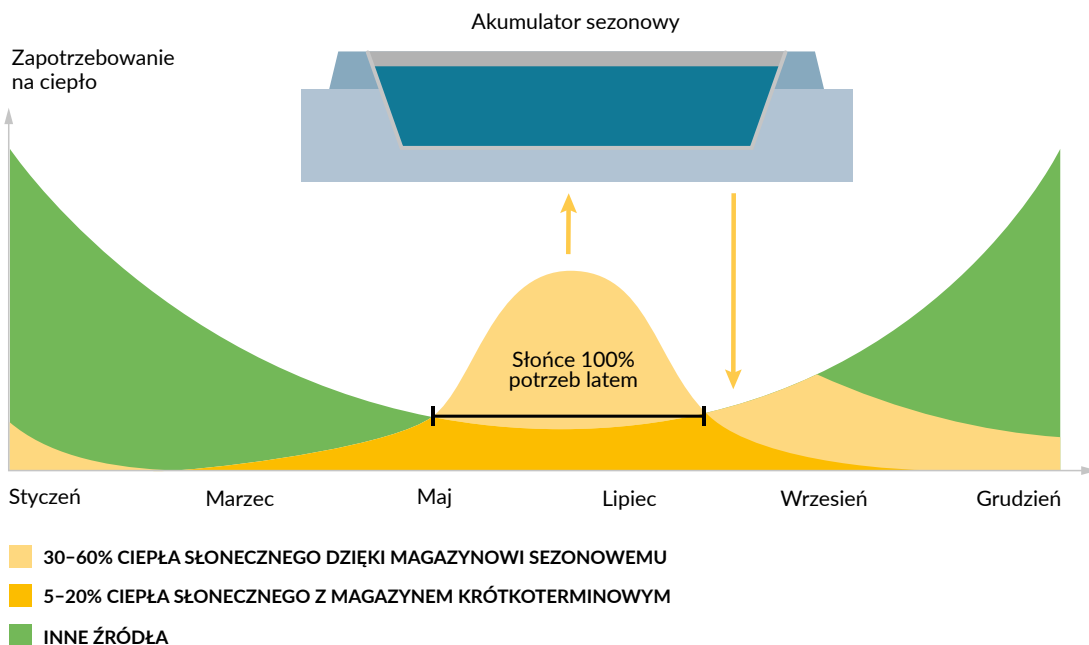
Popularnym rozwiązaniem są ziemne magazyny energii cieplnej (PTES). To duże zbiorniki wodne wyłożone wykładziną z tworzywa sztucznego, która izoluje termicznie i zapobiega wyciekom wody. Górna część magazynu jest pokryta pływającą pokrywą izolacyjną zatrzymującą ciepło i zapobiegającą przedostawaniu się wody deszczowej do magazynu. Nadmiar ciepła z ciepłowni słonecznych i biomasowych oraz procesów przemysłowych, a także energia z turbin wiatrowych i elektrowni fotowoltaicznych podgrzewa wodę wewnątrz PTES do około 80–90°C.

Straty ciepła w procesie magazynowania w nowych konstrukcjach wynoszą ok. 8%. To ciągle dużo, ale biorąc pod uwagę, że energię cieplną pozyskano za darmo, taki proces magazynowania jest ekonomicznie uzasadniony.

Rysunek 7. Konstrukcja i schemat pracy magazynu sezonowego (PTES)



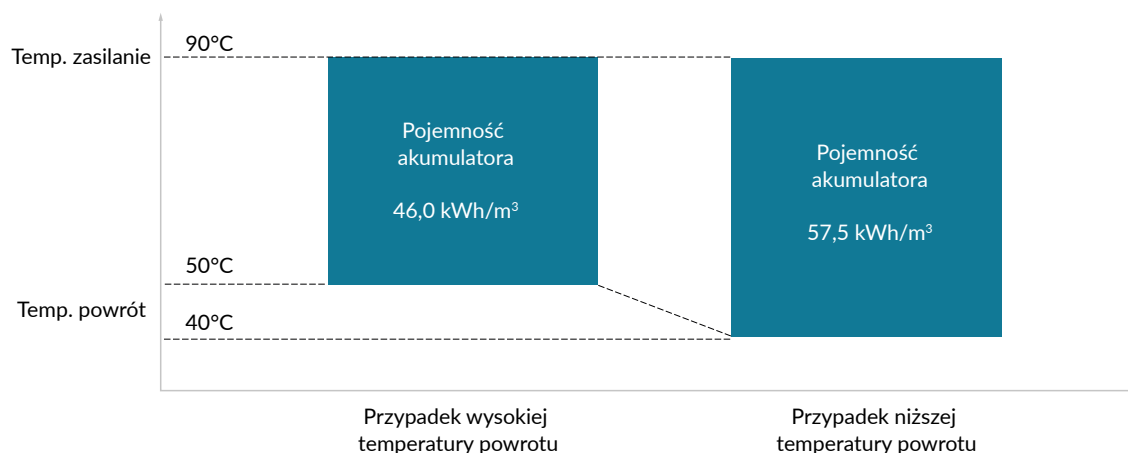
16



Źródła: IEA, CSP, Aalborg, *Magazynowanie energii cieplnej w studniach (PTES)*.

Wracając do przywołanego wcześniej raportu IEA na temat sieci niskotemperaturowych (*Low-temperature district heating. Implementation guidebook, 2021*), można pokazać wpływ obniżenia temperatury powrotu sieci na pojemność akumulatora, przy utrzymywaniu tej samej temperatury na wyjściu. Jak wynika z grafiki 8, obniżenie temperatury powrotu z 50°C do 40°C zwiększa pojemność cieplną akumulatora o 25%.

Grafika 8. Wpływ różnicy temperatur na wejściu i wyjściu z akumulatora ciepła na jego pojemność



Źródło: IEA.

6. Jak wdrożyć sieci niskotemperaturowe?

Małe mogą więcej

Redukcja temperatury wody sieciowej, przy niezmienionej mocy zamawianej przez odbiorców ciepła, wiąże się z koniecznością zwiększenia strumienia wody cyrkulującej w sieci ciepłowniczej. To zjawisko fizyczne utrudnia przekształcenie istniejących systemów ciepłowniczych w niskotemperaturowe (o tym, jak je pokonać, piszemy dalej).

Przeszkoda ta praktycznie nie występuje natomiast w obrębie małych sieci ciepłowniczych. Wynika to z tego, że są one często przewymiarowane i posiadają rezerwy mocy przesyłowych. Zatem redukcja temperatury może być osiągnięta przy niewielkich nakładach inwestycyjnych, głównie poprzez obniżenie parametrów obliczeniowych i korektę tabel regulacyjnych w przedsiębiorstwach ciepłowniczych.

Warto wykorzystać okazję i nagrodzić tego typu działania, np. poprzez wydawanie białych certyfikatów, tym bardziej, że obowiązujące przepisy prawa w tym zakresie dopuszczają taką możliwość. Będzie to z pewnością zachęta do dalszych działań modernizacyjnych. Obniżenie parametrów pracy sieci nie jest obowiązkiem dla jej operatora i zwykle wiąże się z szeregiem działań formalnych, uzgodnień z odbiorcami ciepła i audytami energetycznymi.

Znane są przypadki, kiedy to URE uznaje takie działanie za zwykłą działalność operacyjną i wstrzymuje wydanie białych certyfikatów. Taka interpretacja jest nie tylko krzywdząca, ale również działa demotywująco na przedsiębiorstwa rozważające działania modernizacyjne. Jest to stratą przede wszystkim dla odbiorców ciepła.

Potencjał redukcji temperatury w dużych systemach ciepłowniczych powyżej 500 MWt jest znacznie mniejszy. Zgodnie z przeprowadzonymi analizami w tej grupie przepustowość sieci jest już na granicy, wobec czego obniżanie temperatury będzie tu przebiegać najwolniej. Proces będzie także wymagać działań inwestycyjnych, np. wymiany odcinków sieci, budowy dodatkowych przepompowni lub rozproszonych źródeł szczytowych (w celu dogrzania „końcówki sieci” w okresach niskich temperatur).

Wsparciem procesu obniżenia parametrów pracy sieci ciepłowniczych będzie termomodernizacja budynków oraz przygotowanie ich do zasilania z sieci o niższych temperaturach. Efektywne energetycznie budynki nie będą potrzebowały dużej mocy cieplnej, wobec czego obniżenie temperatury pracy sieci będzie wymagało relatywnie niższych nakładów inwestycyjnych.

Działania na poziomie sieci ciepłej

Obniżenie temperatury, przy zachowaniu tego samego poziomu zapotrzebowania na moc cieplną, prowadzi do wzrostu natężenia przepływu nośnika ciepła w sieci. Przed podjęciem działań inwestycyjnych, należy więc sprawdzić zachowania sieci i przeprowadzić obliczenia modelowe.

W wyniku obniżenia temperatury sieci, w zależności od aktualnych parametrów jej pracy i geometrii, przepływ w niektórych obszarach może wyjść poza zakres dopuszczalnych zmian. Duże prędkości przepływu prowadzą do znacznych strat ciśnienia w rurociągach. Ciśnienia dyspozycyjne w niektórych obszarach mogą w związku z tym osiągnąć zbyt niski poziom, co utrudni właściwe ogrzanie odbiorców. Dodatkową konsekwencją tych działań może też być hałas generowany w samych rurociągach, w armaturze w komorach ciepłowniczych lub węzłach ciepłych zlokalizowanych w budynkach.

Działania na poziomie sieci można podzielić na następujące obszary:

- obniżenie temperatury powrotu, a tym samym utrzymanie wymaganego poziomu mocy systemu (np. optymalizacja węzłów i instalacji budynkowych),
- zastosowanie zaawansowanych funkcji monitorowania i kontroli IT w celu zarządzania energią w każdym punkcie sieci oraz na poziomie odbiorcy końcowego,
- zainstalowanie technologii podnoszących lokalnie temperaturę wody sieciowej i ograniczających popyt szczytowy, np. magazynowanie ciepła,
- zmniejszenie strat energii (np. poprzez izolację rurociągów),
- wprowadzenie rozwiązań wyspowych, pozwalających na zróżnicowanie obszarów temperaturowych.

18

W większości systemów ciepłowniczych stosuje się jakościową i ilościową regulację parametrów nośnika ciepła w źródle zasilania. Temperatura jest regulowana na podstawie prognozy pogody, a natężenie przepływu wynika z aktualnych potrzeb odbiorników ciepła i różnicy ciśnień na zasilaniu i powrocie do źródła ciepła. Obniżenie temperatury zasilania w źródle, przy niezmienionym przepływie w sieci, zmniejsza wydajność cieplną systemu.

W przypadku, gdy w sieci pozostaje jeszcze wystarczająca rezerwa przepustowości (przewymiarowanie sieci), zwiększenie natężenia przepływu przywraca dostawę ciepła do poprzedniego poziomu. Jednak wzrost natężenia przepływu powoduje większe opory tarcia, co wymaga stosowania wyższych ciśnień na zasilaniu sieci. Nie można przekroczyć maksymalnych dopuszczalnych ciśnień, gdyż sieć może ulec uszkodzeniu. Ponadto zwiększone natężenie przepływu prowadzi do wyższego zużycia energii elektrycznej na potrzeby pompowania.

Opisane ograniczenia mogą decydować o możliwości bądź opłacalności obniżenia parametrów pracy sieci i muszą w każdym przypadku być szczegółowo przeanalizowane.

Prawidłowa regulacja temperatury utrzymuje wydajność cieplną sieci

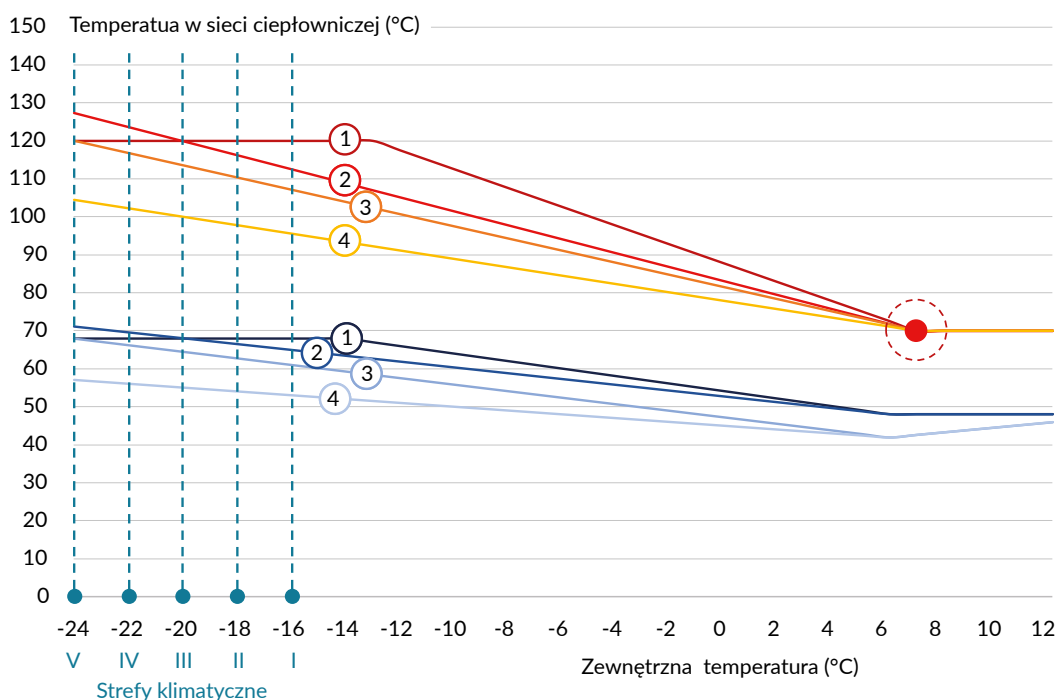
W aktualnym stanie prawnym dostawa ciepła do odbiorców musi odbywać się przy spełnionych wymaganiach jakościowych. Dostawca musi zapewnić wymaganą moc cieplną, a jednocześnie spełniać wymagania w zakresie odpowiednich parametrów nośnika ciepła, w szczególności jego temperatury na zasilaniu i natężenia przepływu.

Realizację tego celu umożliwi regulacja temperatury w źródle ciepła zgodnie z tzw. krzywymi regulacyjnymi. Maksymalne temperatury na zasilaniu i powrocie są wyznaczane dla warunków obliczeniowych, czyli minimalnej temperatury zewnętrznej w konkretnej lokalizacji.

Polska jest aktualnie podzielona na pięć stref klimatycznych. Dla każdej z tych stref wyznaczono minimalną temperaturę zewnętrzną, będącą bazą do projektowania budynków i instalacji grzewczych. W I strefie klimatycznej (np. Szczecin) jest to temperatura -16°C . Największy obszar kraju to III strefa z temperaturą obliczeniową -20°C . Najmniej powierzchni Polski zajmuje V strefa, np. w okolicach Suwałk i Zakopanego, dla której przyjęto temperaturę -24°C .

Wykresy regulacyjne są projektowane przez operatorów sieci adekwatnie do potrzeb i możliwości systemu ciepłowniczego. Warianty ich przebiegu pokazuje grafika 9.

Grafika 9. Przykładowe warianty par krzywych grzewczych zasilanie–powrót



Źródło: opracowanie własne autorów.

19

Czerwone krzywe reprezentują temperaturę zasilania sieci ciepłowniczej zmieniającą się zależnie od temperatury zewnętrznej. Niebieskie krzywe reprezentują temperatury powrotne właściwe dla temperatury na zasilaniu. Warianty kolorystyczne reprezentują przykładowe pary krzywych grzewczych.

Ważne jest to, aby krzywej temperatury na zasilaniu o numerze „x” odpowiadała krzywa temperaturowa na powrocie o tym samym numerze. W takiej sytuacji moc systemu ciepłowniczego pozostanie na poziomie wymaganym przez odbiorców.

Może jednak zdarzyć się także taka sytuacja, kiedy to dla temperatury na zasilaniu, odpowiadającej np. krzywej 4, towarzyszy zbyt wysoka temperatura na powrocie, odpowiadająca krzywej 3. W tym przypadku, ze względu na pomniejszoną różnicę temperatur na wyjściu i powrocie, moc sieci będzie niewystarczająca do ogrzania odbiorców.

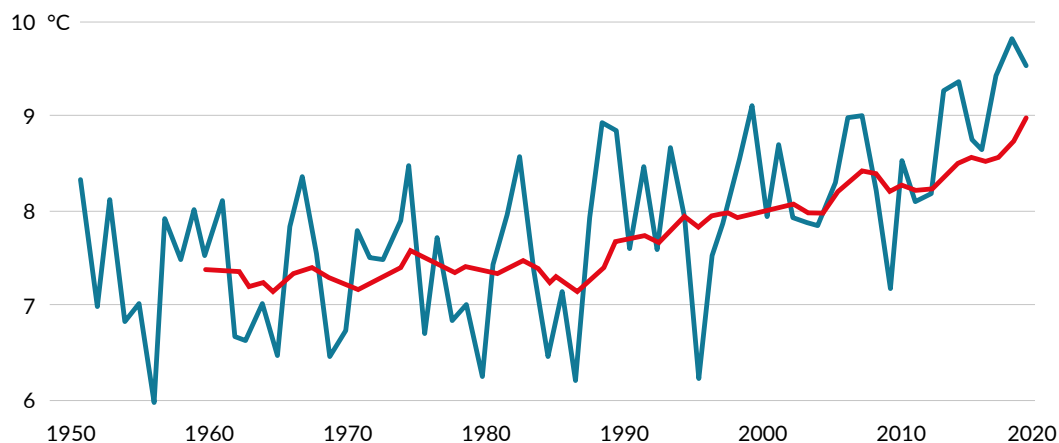
Każda krzywa grzewcza (w swojej strefie klimatycznej) posiada maksimum, które wypada przy przyjętej prawnie minimalnej wartości temperatury zewnętrznej. Jak widać na grafice 9, ta sama krzywa grzewcza będzie wyznaczała różne parametry obliczeniowe w zależności od tego, w jakiej strefie klimatycznej znajduje się system ciepłowniczy.

Przykładowo, jeżeli jakiś system ciepłowniczy jest wyregulowany, tak aby podążać za linią temperaturową nr 3, to jeżeli znajduje się on w I strefie klimatycznej, przedsiębiorstwo ciepłownicze musi zapewnić maksymalną temperaturę na zasilaniu wynoszącą 108°C. Natomiast, jeżeli przedsiębiorstwo znajduje się w V strefie, to musi zagwarantować osiągnięcie maksymalnej temperatury wynoszącej 120°C, co oczywiście wiąże się z koniecznością posiadania odpowiednio większych mocy urządzeń grzewczych.

Dla dopełnienia obrazu pokazujemy również krzywą nr 1. Jest to dość często spotykany przebieg temperatury, której wartość maksymalna została zatrzymana na maksymalnym poziomie 120°C. Jak widać, krzywa ta wymaga najwyższych temperatur w sieci w całym okresie ogrzewania.

Należy podkreślić, że krajowe strefy temperaturowe i przypisane im temperatury obliczeniowe nie są dostosowane do obecnych warunków klimatycznych. Parametry obliczeniowe zostały przyjęte w Polsce ok. 50 lat temu i od tej pory nie zostały skorygowane pomimo ewidentnych zmian klimatu i temperatury otoczenia (grafika 10).

Grafika 10. Średnia roczna temperatura powietrza w Polsce (linia niebieska) oraz dziesięcioletnia średnia ruchoma (linia czerwona)



Źródło: Nauka o klimacie, *Zmiana klimatu w Polsce na mapkach*, 2021.

Temperatury obliczeniowe otoczenia są zdecydowanie zaniżone w stosunku do aktualnych warunków klimatycznych. Badania prowadzone, w ramach projektu SKP2000 pokazują, że dla III strefy klimatycznej temperatura obliczeniowa dla instalacji grzewczych budynków powinna wynosić -16°C , a nie -20°C . Urealnienie parametrów obliczeniowych jest kluczowe w procesie inwestycyjnym zarówno w obszarze instalacji budynkowych, jak i przedsiębiorstw ciepłowniczych. W przypadku budynków przyjęcie zbyt niskiej temperatury otoczenia podczas projektowania prowadzi do złego doboru instalacji wewnętrznych i przewymiarowania urządzeń grzewczych nawet o kilkanaście procent.

20

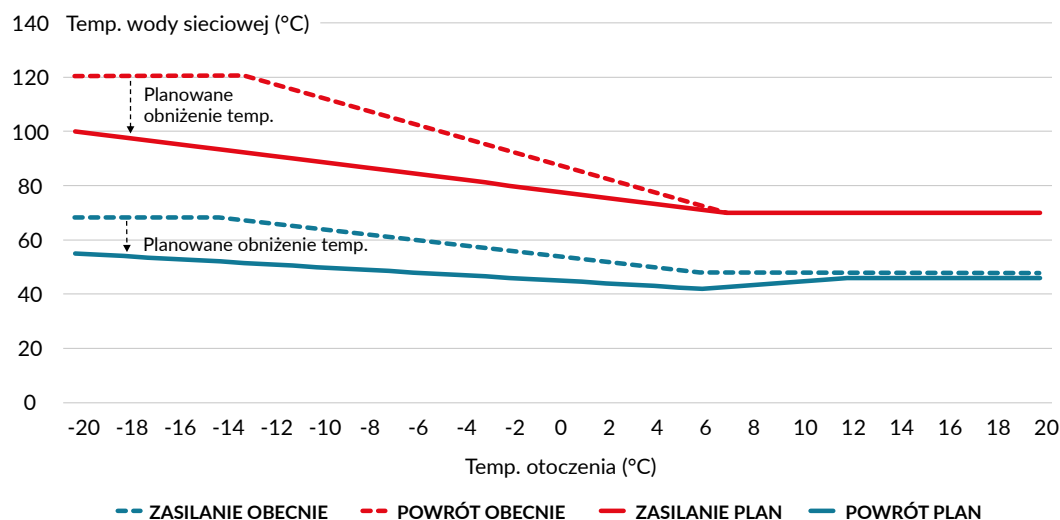
W przypadku sieci ciepłych niska temperatura obliczeniowa oznacza zbyt wysokie temperatury pracy sieci, co w konsekwencji prowadzi do zaprojektowania zbyt małych średnic rurociągów. Małe średnice sieci przesyłowych i dystrybucyjnych są natomiast przeszkodą na drodze do obniżania temperatur ich pracy, gdyż uniemożliwiają zwiększenie przepływu wody sieciowej. Przyjęcie właściwych temperatur obliczeniowych przełoży się na zmniejszenie wydatków inwestycyjnych w sieci ciepłowniczej i niższe koszty ogrzewania gospodarstw domowych. Problem aktualizacji właściwych przepisów dotyczących stref klimatycznych i temperatur obliczeniowych źródeł ciepła powinien zostać pilnie podjęty przez administrację krajową odpowiedzialną za obszar zaopatrzenia w ciepło oraz normy budynkowe.

Temat jest o tyle ważny, że zbliża się fala termomodernizacji budynków, wymuszona nowymi przepisami europejskimi oraz wsparta dużymi dopłatami. Masowa modernizacja tkanki budowlanej w Polsce, która zostanie przeprowadzona w oparciu o nieprzystające do aktualnych warunków temperaturowych normy obliczeniowe, może się okazać w końcowym rozrachunku niepotrzebnie kosztowna.

Liczy się temperatura powrotu

Grafika 11 przedstawia propozycję zmiany krzywych grzewczych w typowym systemie ciepłowniczym, którego danymi hydraulicznymi dysponują autorzy. Linie przerywane to rzeczywiste, uśrednione krzywe grzewcze na zasilaniu i powrocie. Natomiast linie ciągłe to propozycja zmiany, którą można rozważyć w ramach modernizacji przedsiębiorstwa. Tak przyjęte propozycje zmian krzywych temperatur stanowią podstawę do analizy hydraulicznej.

Grafika 11. Temperatuzy rzeczywiste i planowane w analizowanym systemie ciepłowniczym



Źródło: opracowanie własne autorów.

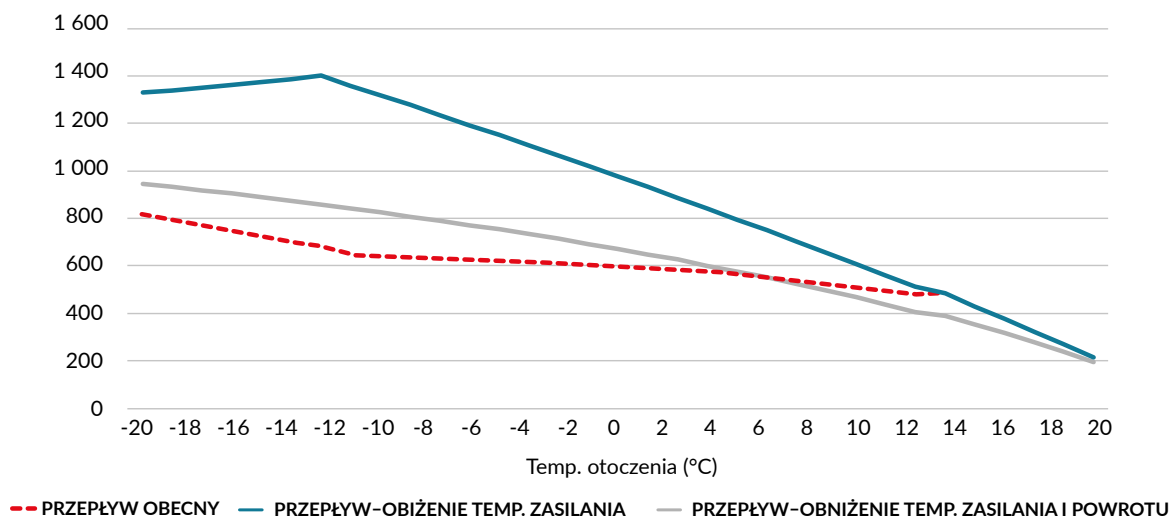
Grafika 12 przedstawia wynik analizy komputerowej całego systemu i wpływ zmian temperatur na zasilaniu i powrocie na przepływ wody sieciowej. Linia przerywana pokazuje rzeczywiste (obecne) przepływy, jakie występują w systemie przy różnych poziomach temperatury otoczenia i dotychczasowej tabeli temperatur. Jak widać, przy niskich temperaturach (od -13°C) przepływ wzrasta, aby zapewnić dostawę wystarczającej ilości ciepła.

21

Krzywa w kolorze niebieskim, z bardzo dużymi strumieniami przepływu wody sieciowej, obrazuje sytuację, kiedy obniżono temperaturę na zasilaniu sieci ciepłowniczej bez obniżania temperatury powrotu. Jak widać, aby dostarczyć wymaganą ilość ciepła do odbiorców, wzrasta dramatycznie przepływ wody sieciowej. Jest to skutek małej różnicy temperatur na wejściu/wyjściu z sieci.

Oczywiście tak duży przepływ nie jest możliwy w analizowanym systemie ciepłowniczym. Konieczne są środki zaradcze. Jednym z nich jest obniżenie temperatury powrotu poprzez regulację pracy węzłów. Krzywa w kolorze szarym przedstawia właśnie taką sytuację, kiedy to obniżono temperaturę zasilania oraz powrotu. W wyniku tego działania przepływ obniżył się do poziomu akceptowalnego w analizowanym systemie ciepłowniczym.

Grafika 12. Wpływ obniżenia temperatury na krzywe natężenia przepływu w sieci



Źródło: opracowanie własne autorów.

Podsumowując przedstawione analizy, można stwierdzić, że przy niezmiennym poziomie mocy i zapotrzebowania na ciepło zamawianych przez odbiorców, przepustowość analizowanej sieci i jej zdolność do przestania większej ilości wody sieciowej stanowią główne ograniczenia techniczne dla obniżenia parametrów temperaturowych jej pracy.

Nie znaczy to jednak, że w takich sytuacjach rozważania o obniżeniu temperatury są niezasadne. Wręcz przeciwnie, istnieje sporo możliwych działań, które mogą wesprzeć proces zmniejszania temperatury pracy sieci (o których piszemy w dalszej części raportu).

Zrządzanie mocą szczytową

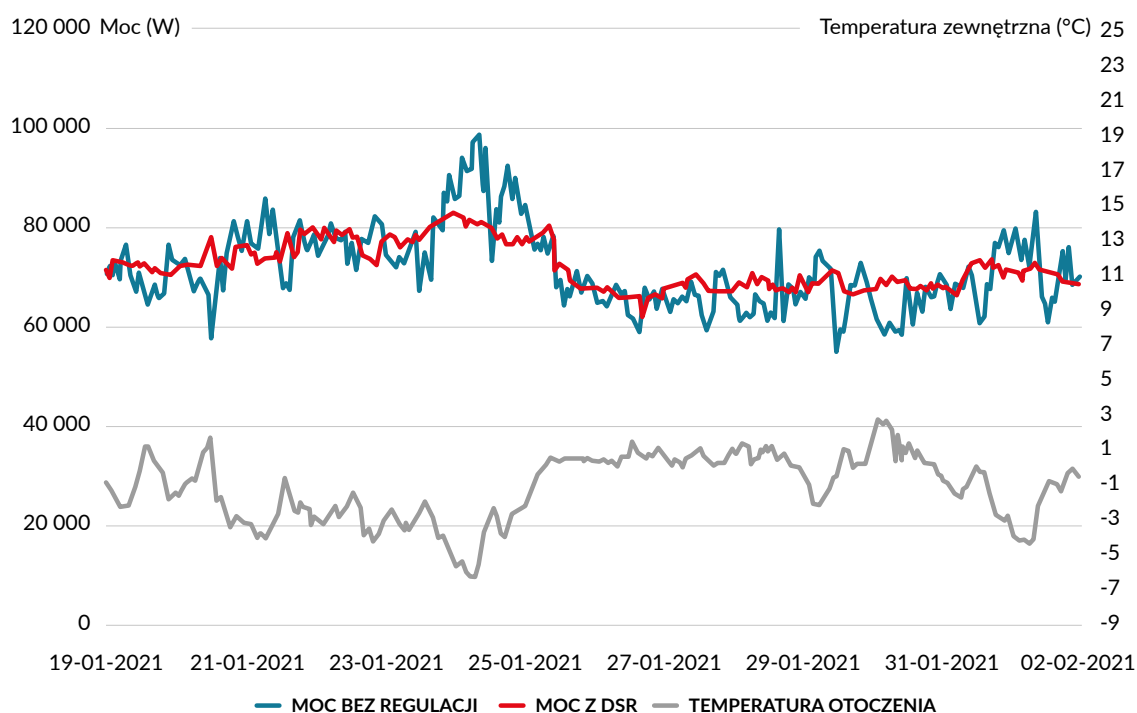
Zarządzanie zapotrzebowaniem szczytowym może być jednym ze sposobów na przełamywanie ograniczeń w przepustowości sieci, które tak naprawdę występują przez bardzo ograniczony czas w ciągu sezonu grzewczego. Dostępność danych na temat parametrów pracy sieci w czasie rzeczywistym otwiera możliwość aktywnego uczestnictwa klientów w lokalnym rynku ciepła (prosumeryzmu). Może odbywać się to na poziomie grup budynków, które w pewnych okresach dostarczają ciepło odpadowe do sieci (np. z wentylacji lub klimatyzacji), a w innych okresach są odbiorcami ciepła.

W przypadku gospodarstw domowych czynnikiem umożliwiającym zastosowanie mechanizmu reagowania strony popytowej jest digitalizacja. Może to być uzgodniona z operatorem sieci tymczasowa redukcja mocy cieplnej, która z kolei pozwala na uzyskanie dodatkowego dochodu przez odbiorcę ciepła lub obniżenie kosztów ogrzewania.

Podobne mechanizmy są coraz powszechniejsze w systemach elektroenergetycznych. W przypadku sieci ciepłowniczych jesteśmy na początku drogi. Potrzebne są odpowiednia automatyka i zaawansowane technologie informatyczne pozwalające na dynamiczną regulację węzłów cieplnych, które są podłączone do systemu operatora. Operator, wykorzystując bezwładność sieci ciepłowniczej oraz wewnętrznych instalacji centralnego ogrzewania, zdalnie wpływa na profil zużycia ciepła, zapewniając jednocześnie optymalne warunki pracy źródeł ciepła.

Na grafice 13 przedstawiono wpływ aktywnego przesunięcia obciążenia cieplnego budynku.

Grafika 13. Porównanie różnych sposobów regulacji poboru mocy cieplnej w budynku – likwidacja pików



Źródło: opracowanie własne autorów.

Niebieska krzywa przedstawia zapotrzebowanie na ciepło bez ingerencji operatora w profil mocy. Przebieg poboru mocy jest wynikiem regulacji pogodowej, w której pobór mocy reaguje na każdą zmianę temperatury zewnętrznej (linia zielona). W tej sytuacji maksymalne zapotrzebowanie na moc cieplną wynosi 100 kW.

Czerwona krzywa obrazuje aktywowaną za pomocą algorytmu optymalizującego zmianę obciążenia. Szczytowe zapotrzebowanie na moc spada do 83 kW, co przekłada się na 17% oszczędności w godzinach szczytowego zapotrzebowania na moc. Ma to znaczenie w sytuacji, gdy moce źródeł wytwórczych lub zdolności przesyłowe są ograniczone, co zwykle ma miejsce w godzinach szczytu.

Algorytm pracy regulatora, przewidując spodziewany deficyt mocy, przesyła energię cieplną wyprzedzająco. Dzięki bezwładności cieplnej budynku mieszkańcy nie odczuwają utraty komfortu cieplnego. Jest to typowy przykład tzw. regulacji predykcyjnej. Stosowanie takiego algorytmu wymaga określenia modelu cieplnego budynku i prognozy jego zapotrzebowania na moc. Mechanizm ten, w zależności od możliwości technicznych i stopnia digitalizacji sieci, można stosować dla pojedynczych obiektów bądź całego systemu ciepłowniczego.

Przy standardowej pracy węzłów cieplnych (bez zdalnej kontroli) próba akumulacji nadwyżek ciepła w systemie i maksymalnego wykorzystania zdolności akumulacyjnych sieci cieplnej nie powiedzie się, gdyż wzrost temperatury nośnika ciepła spowoduje natychmiastową reakcję układów regulacji węzła cieplnego. Polega ona na zmniejszeniu intensywności strumienia ciepła (co wynika z algorytmów sterowania zdefiniowanych w automatyce stosowanej obecnie w ciepłownictwie). Taka reakcja automatyki węzłów cieplnych pogorszy potencjał akumulacji ciepła w sieciach przesyłowych i uniemożliwi akumulację nadwyżek ciepła po stronie instalacji odbiorczych.

Aby wykorzystać cały system ciepłowniczy jako akumulator, konieczne jest oddziaływanie na urządzenia sterujące węzłami cieplnymi, czyli jednoczesne grupowe sterowanie bardzo dużą liczbą urządzeń cyfrowych w systemie ciepłowniczym. Bez rozwiniętych systemów automatyki i kontroli oraz digitalizacji sieci byłoby to niemożliwe.

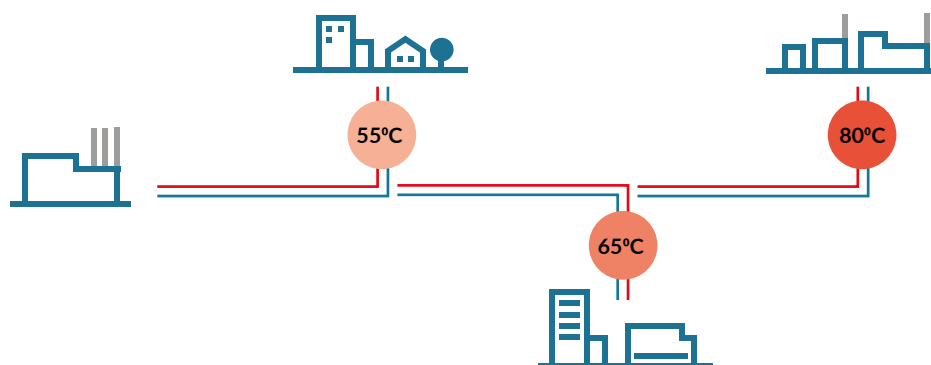
Obszary sieci o różnych temperaturach – obniżenie lokalnych strat energii

Jeżeli przez ograniczenia sieciowe lub leżące po stronie odbiorców ciepła, nie ma możliwości przechodzenia na niższe poziomy temperaturowe na całym obszarze funkcjonowania systemu ciepłowniczego, warto rozważyć stworzenie stref o zróżnicowanej temperaturze.

Taką strefę można ustanowić np. w obszarach z zabudową biurową o szczególnie niskim zapotrzebowaniu na ciepłą wodę użytkową w okresie letnim. Dla uniknięcia strat w trybie gotowości, budynki często są odłączone od sieci ciepłowniczej, a przygotowanie ciepłej wody użytkowej w tym okresie odbywa się lokalnie z wykorzystaniem kolektorów słonecznych lub kotłów elektrycznych.

Stały podział na strefy temperaturowe można również wdrożyć na obszarach z odbiorcami przemysłowymi o wyższym zapotrzebowaniu na temperaturę, podczas gdy w innej strefie w tej samej sieci, zasilane w niższych temperaturach mogą być np. budynki po głębokiej termomodernizacji.

Grafika 14. Podział systemu ciepłowniczego na różne strefy temperaturowe



Źródło: Grundfos, *Jak zmniejszyć emisję dwutlenku węgla za pomocą stref niskotemperaturowych w sieciach ciepłowniczych.*

Strefy z obniżoną temperaturą można też wydzielić dla obszarów położonych blisko centralnego źródła ciepła, czyli tam, gdzie temperatury w sieci są wyższe niż na końcówkach sieci. Powoduje to wyrównanie warunków pracy w całym systemie bez szkody dla dotrzymania standardów jakościowych i przynosi realne oszczędności poprzez obniżenie strat ciepła. Takie działania są już podejmowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze – w szczególności w rozległych systemach.

Z technicznego punktu widzenia takie rozwiązanie jest realizowane poprzez lokalną instalację pompowych węzłów mieszających. Dzięki mieszaniu wody powrotnej z wodą zasilającą można skutecznie regulować temperaturę w danej strefie. Jednocześnie dodatkowy układ pompowy zapewnia odpowiednie przepływy i ciśnienia dla prawidłowej pracy węzłów cieplnych w budynkach.

Aby osiągnąć ten cel, należy opracować, zaprojektować i wdrożyć zaawansowane systemy sterowania dla węzłów. System sterowania będzie obejmował samouczące się algorytmy, które np. mogą okresowo wysyłać ulepszone algorytmy lub harmonogramy do lokalnych sterowników w węzłach lub podstacjach. W strefach o temperaturach powyżej poziomu sieci można zainstalować dodatkowe zdecentralizowane pompy ciepła.

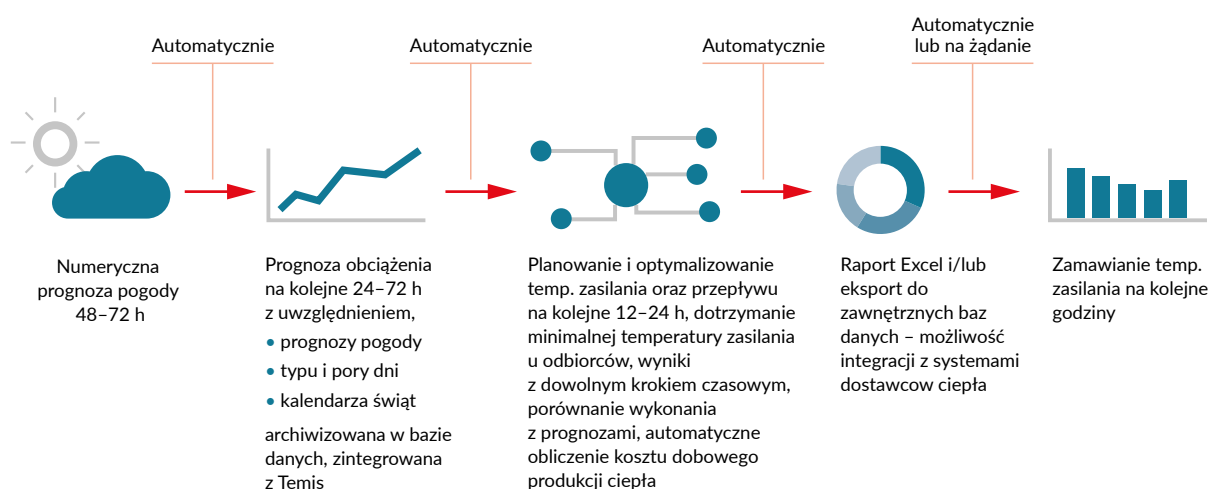
Inteligentne sieci ciepłownicze

Im bardziej złożony system ciepłowniczy, tym większym wyzwaniem staje się efektywne sterowanie siecią. Niezbędny do tego jest system informatyczny do optymalizacji dostaw ciepła, który dynamicznie określa parametry pracy sieci na podstawie aktualnych i prognozowanych warunków pogodowych oraz prognozowanego krótkoterminowego zapotrzebowania na ciepło. System zbiera dane o pracy sieci w czasie rzeczywistym, oblicza i analizuje bieżące warunki pracy urządzeń oraz określa parametry pracy w dowolnym punkcie systemu.

Takie narzędzia stają się coraz bardziej potrzebne za względu na wzrost strumienia ciepła ze zmiennych źródeł OZE (zależnych od pogody) oraz rosnący udział pomp ciepła i kotłów elektrycznych w produkcji ciepła. Wyposażony w odpowiednie systemy informatyczne operator sieci ciepłowniczej, wykorzystując dynamikę zmian hurtowych cen energii elektrycznej, będzie mógł osiągnąć dodatkowe korzyści dla odbiorców ciepła, w postaci przychodów z usług na rzecz systemu elektroenergetycznego lub niższych kosztów produkcji ciepła.

Tylko zdalna kontrola nad pracą wszystkich urządzeń w sieci i węzłów cieplnych daje możliwość wykorzystania sieci cieplnej jako akumulatora energii w celu chwilowego przechowania nadwyżek ciepła wyprodukowanego przy bardzo niskim koszcie zmiennym (np. w sytuacji bardzo niskich cen energii elektrycznej czy zwiększonej produkcji farm kolektorów słonecznych).

Grafika 15. Schemat działania optymalizatora pracy sieci ciepłowniczej



Projektowanie sieci

W przypadku dużych systemów ciepłowniczych szczególnie istotna jest symulacja parametrów ich pracy dla różnych przyszłych scenariuszy podłączenia do sieci i konfiguracji pracy źródeł ciepła. Specjalne oprogramowanie wspiera procesy rozbudowy sieci ciepłowniczej poprzez możliwość automatycznego wymiarowania rur, równoległą analizę kilku scenariuszy rozbudowy, oszacowanie kosztów inwestycji i analizę jej wpływu na hydraulikę istniejącej sieci.

Kolejną ważną funkcjonalnością jest wsparcie optymalnego dostarczania ciepła w sytuacjach awaryjnych. Oprogramowanie umożliwi obliczenie możliwych konfiguracji sieci poprzez zastosowanie różnych wariantów odciążenia armatury regulacyjnej. Wynik sekwencyjnej analizy hydraulicznej pozwala:

- zwizualizować obszary pozbawione dostaw ciepła,
- wygenerować raporty na temat odciętych węzłów cieplnych,
- uzyskać informacje o przepływie obliczeniowym w zamkniętym obszarze czy o pojemności układu odciętego obszaru.

Integracja ciepłownictwa i Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Ciepłownictwo nie jest postrzegane przez decydentów jako zasób energetyczny, który mógłby świadczyć usługi regulacyjne na rzecz KSE. To konserwatywne podejście prowadzi do pogorszenia sprawności funkcjonowania całego systemu energetycznego i wyższych kosztów operacyjnych ze względu na chwilowe ograniczanie produkcji energii elektrycznej w zmiennych źródłach OZE, pracę jednostek cieplnych w nieoptymalnych poziomach mocy czy też wyższy koszt likwidacji ograniczeń systemowych.

Sektor ciepłownictwa może oferować usługi elastyczności poprzez:

- odbieranie chwilowych nadwyżek energii elektrycznej z KSE przez kotły elektrodowe,
- dostarczanie energii produkowanej w jednostkach kogeneracyjnych.

25

W przypadku braku bieżącego zapotrzebowania na ogrzewanie niewykorzystywana energia cieplna powinna zostać zmagazynowana w krótkookresowych akumulatorach ciepła. Ważne, aby sektor zaczął stopniowo odchodzić od tradycyjnego paradygmatu funkcjonowania i podporządkowania wyłącznie chwilowemu zapotrzebowaniu na ciepło.

Ciepłownictwo powinno coraz bardziej integrować się z sektorem elektroenergetycznym, czerpiąc dodatkowe przychody z usług energetycznych oraz wykorzystując tania energię elektryczną do produkcji ciepła.

Aby tak się stało, polskie ciepłownictwo musi zostać odpowiednio wyposażone technicznie w elastycznie pracujące jednostki kogeneracyjne, kotły elektrodowe, pompy ciepła, a przede wszystkim w akumulatory ciepła.

Obniżanie temperatury pracy sieci jest czynnikiem zwiększającym korzyści ciepłownictwa płynące ze współpracy z KSE. Rosną wówczas elastyczność i zdolność do reagowania na potrzeby KSE. Niższa temperatura powrotu to nie tylko większa pojemność akumulatorów ciepła, ale też większa produkcja energii elektrycznej w jednostkach kogeneracyjnych, co przekłada się na większą rentowność produkcji ciepła.

Działania w obrębie budynków

Jak wspominaliśmy, ograniczenia sieciowe mogą wywoływać niewystarczającą wydajność budynkowych węzłów cieplnych. Oprócz środków opisanych wcześniej, można temu zaradzić na poziomie lokalnym, np. przez dodanie nowych źródeł ciepła na „końcówkach” sieci (co jest również korzystne dla hydrauliki sieci) lub w samym budynku. Jeżeli to działanie jest wystarczające lub niemożliwe do zrealizowania, a deficyt energii w węzle jest nieunikniony, to należy szukać rozwiązania na poziomie budynku. Istnieje wiele rozwiązań technicznych, które można wdrożyć w obrębie budynku, aby zniwelować ograniczenia sieciowe. Ich wybór zależy od warunków pracy sieci i stanu danego budynku, a także możliwości technicznych, formalno-prawnych i ekonomicznych.

Przykładowe działania zaradcze:

- obniżenie temperatury wody na powrocie przez lepsze wykorzystanie ciepła w celu zwiększenia poziomu przesyłanej mocy i ograniczenia pompowania,
- modernizacja węzłów cieplnych i systemów sterowania w celu efektywniejszego zarządzania poborem mocy w okresach niskich temperatur,
- przeprojektowanie urządzeń grzewczych u odbiorców i dostosowanie ich do obniżonych parametrów zasilania; w zależności od warunków technicznych i dostępności wolnej przestrzeni w budynku w grę wchodzi instalacja dodatkowej powierzchni grzewczej lub np. zastosowanie ogrzewania podłogowego,
- przeprojektowanie instalacji przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) poprzez zastosowanie krótkookresowych magazynów ciepła,
- wyposażenie budynków w urządzenia do okresowego podnoszenia temperatury i pokrycia szczytowych potrzeb,
- zmiana systemu wentylacji grawitacyjnej na mechaniczną z wdrożeniem systemów odzysku ciepła,
- zarządzanie popytem na ciepło w budynku, np. priorytetowe traktowanie ciepłej wody użytkowej w stosunku do ogrzewania pomieszczeń (c.o.) – w zautomatyzowanych węzłach cieplnych można aktywować funkcję priorytetu c.w.u. – w przypadku, gdy do węzła nie jest dostarczana wystarczająca ilość ciepła, przygotowanie ciepłej wody użytkowej zapewnia tymczasowa redukcja ogrzewania pomieszczeń (krótkotrwała redukcja nie prowadzi do utraty komfortu cieplnego ze względu na bezwładność cieplną budynku), wykorzystanie krótkoterminowego magazynowania ciepła w lokalnych magazynach lub wykorzystanie inercji cieplnej budynku w celu zgromadzenia ciepła w okresie poprzedzającym zwiększony popyt,
- dodatkowy dogrzew kotłem elektrycznym w budynku lub węźle w okresie szczytowego zapotrzebowania lub na potrzeby dezynfekcji termicznej instalacji c.w.u.

26

Bezpieczna ciepła woda użytkowa

Aktualne przepisy prawa stanowią, że instalacja ciepłej wody powinna zapewniać uzyskanie w punktach czerpalnych temperatury wody nie niższej niż 55°C i nie wyższej niż 60°C, przy czym instalacja ta powinna umożliwiać przeprowadzanie jej okresowej dezynfekcji termicznej przy temperaturze wody nie niższej niż 70°C. Nie jest wymagane ciągłe utrzymywanie tej temperatury, wystarczy jeśli podgrzew następuje cyklicznie w regularnych okresach. Jest to niezbędne działanie chroniące przed rozprzestrzenianiem się bakterii, takich jak np. Legionella.

Jeżeli temperatura wody sieciowej jest spada poniżej 65–70°C, należy stosować działania zaradcze, np. w postaci okresowego podgrzewu wody przy pomocy kotłów elektrycznych (pod warunkiem, że instalacja posiada zbiornik buforowy do przygotowania i magazynowania c.w.u.). Harmonogram dezynfekcji termicznej pozwala na pewną elastyczność. Istnieje zatem możliwość ograniczenia kosztu tego procesu, zużywając energię elektryczną w godzinach, w których jej ceny giełdowe są niskie. Warunkami są jednak wprowadzenie dynamicznych taryf na energię elektryczną i digitalizacja kotłów elektrycznych wykorzystywanych do podgrzewania wody.

Działania w obszarze prawnym

Przedstawione działania mają charakter techniczny i w wielu przypadkach są działaniami interwencyjnymi *ex post*. Należy również podjąć działania *ex ante*, czyli działania wyprzedzające, skierowane do szerokiego grona interesariuszy. Powinny one przygotować i wesprzeć proces transformacji ciepłownictwa, którego jednym z elementów jest zmiana parametrów pracy sieci ciepłowniczych.

Potrzebne do tego są zrozumienie i zaangażowanie szerokiego grona uczestników procesu, zaczynając od administracji krajowej (kształtującej właściwą legislację), poprzez projektantów budynków, przedsiębiorstwa ciepłownicze i władze lokalne, a kończąc na zarządcach budynków.

Jednym z ważniejszych kroków jest zwiększenie świadomości społecznej w tej kwestii poprzez działania promocyjne i rozpowszechnianie wiedzy na temat korzyści płynących z transformacji ciepłownictwa oraz zmiany parametrów sieci. Odpowiednio skonstruowany przekaz powinien być skierowany do wszystkich grup interesariuszy, od których zależne jest tempo przemian.

Niskotemperaturowa strategia ciepłownicza potrzebuje również dość pilnych zmian legislacyjnych, takich jak:

- nowe, bodźcowe regulacje taryfowe – np. cena ciepła uzależniona od parametrów nośnika ciepła,
- nowe rodzaje umów możliwych do zawierania pomiędzy stronami rynku ciepła, ułatwiających wdrożenie nowych produktów – np. DSR, rabaty za rezygnację z poboru szczytowego, odejście od sztywnych standardów jakościowych nośnika ciepła,
- dostosowanie wytycznych projektowych budynków do docelowego modelu instalacji grzewczej i zmiany warunków przyłączenia do sieci.

Wytyczne projektowe dla węzłów cieplnych planowanych do przyłączenia do sieci wydawane są przez spółkę dystrybucyjną na wniosek podmiotu przyłączonego. Podobnie jak w przypadku źródeł ciepła, techniczne warunki przyłączenia najczęściej utrwalają stan obecny i nie stanowią zachęty do stosowania rozwiązań przyszłościowych.

Instalacje (przyłącza, węzły, instalacje wewnętrzne, grzejniki) nadal są projektowane zgodnie z parametrami odpowiadającymi sieciom wysokotemperaturowym. Stanowi to bardzo istotne ograniczenie dla transformacji polskiego ciepłownictwa. Nowo powstające budynki są pod tym względem większą przeszkodą niż stare budynki po termomodernizacji, które posiadają przewymiarowane w stosunku do potrzeb urządzenia grzewcze. Standardy projektowania instalacji odbiorczych powinny być określone w przepisach nadrzędnych lub normach obligatoryjnych, aby przełamać impas w ograniczaniu parametrów sieci przesyłowych.

27

7. Programy i zalecenia na poziomie unijnym

Unia Europejska, a wraz z nią Komisja Europejska i inne instytucje międzynarodowe (IEA, IRENA), konsekwentnie podkreślają znaczenie niskotemperaturowego ciepłownictwa komunalnego dla procesu dekarbonizacji w Europie. Powstało wiele inicjatyw i projektów pilotażowych mających na celu rozpowszechnianie wiedzy w zakresie tej technologii. Działania te obejmują krajowe inwentaryzacje przestrzennego rozmieszczenia potencjału ciepła odnawialnego, np. w Heat Roadmap Europe (HRE4). W skali miejskiej tzw. miejskie ciepło odpadowe opisuje natomiast projekt ReUseHeat. Te zbiory danych zostały utworzone w celu ułatwienia zintegrowanego procesu planowania wydajnych i zdekarbonizowanych dostaw ciepła.

Integracja nowych niskotemperaturowych źródeł ciepła wymaga również fundamentalnych zmian w legislacji dotyczącej systemów ciepłowniczych w każdym kraju. Ogólne zalecenia i przegląd wszystkich aspektów dotyczących dostosowania obszaru prawnego zostały podsumowane w unijnym podręczniku *Sieci ciepłownicze i chłodnicze w Unii Europejskiej*.

W ciągu ostatnich 10 lat w Europie zrealizowano wiele instalacji niskotemperaturowych. Krajami przodującymi w tej dziedzinie są Dania, Szwecja, Niemcy, Austria i Szwajcaria. Piętnaście z tych projektów, koncentrujących się na mniejszych i średnich sieciach, opisano w przewodniku wdrażania niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych opublikowanym przez IEA.

Oprócz zapewnienia finansowania transformacji ciepłownictwa, UE odgrywa również rolę w promowaniu wymiany doświadczeń między krajami, miastami czy regionami w Europie. Zostały także stworzone platformy przeznaczone do ogólnej wymiany wiedzy na temat niskotemperaturowego ciepłownictwa komunalnego (np. platformy Celsius i RHC). Podobne inicjatywy istnieją również na poziomie konkretnych źródeł ciepła, takich jak platforma ciepła słonecznego (SDH).

Nie ma dwóch takich samych systemów ciepłowniczych. Istnieje jednak konsensus co do niezbędnych kroków potrzebnych do dekarbonizacji sieci ciepłowniczych w ogóle. Można je podsumować w następujących ogólnych zaleceniach:

Zwiększenie inwestycji w efektywność energetyczną budynków.

Zakończenie inwestycji w nowe jednostki wytwórcze na paliwa kopalne, jeżeli nie będzie możliwa ich konwersja na paliwa bezemisyjne w niedalekiej przyszłości.

Aktywizacja samorządów lokalnych na rzecz transformacji ciepłownictwa.

Rozbudowa baz danych dotyczących lokalnych źródeł energii pierwotnej i źródeł ciepła, zapotrzebowania na ciepło, mocy systemów ciepłowniczych i stanu budynków.

Zapewnienie konkurencyjności rynkowej zdekarbonizowanym systemom ciepłowniczym na poziomie rynkowym, inwestycyjnym, regulacyjnym, podatkowym oraz korzystnych cen ciepła.

Wykorzystanie efektów synergii płynących z integracji sektora ciepłowniczego i Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Wdrażanie nowych systemów ciepłowniczych tam, gdzie osiągnięto wymagany poziom zapotrzebowania na ciepło.

28

8. Zmiany potrzebne na poziomie legislacyjnym

W tej części raportu przedstawiamy kluczowe działania niezbędne do uruchomienia i utrzymania transformacji polskich systemów ciepłowniczych. Celem jest umożliwienie pracy sieci w niskich temperaturach i integracji niskoenergetycznych źródeł ciepła. Działania te należy przeprowadzić na trzech poziomach – technicznym, operacyjnym i prawnym.

Szybka redukcja temperatury małych sieci

Większość niedużych sieci ciepłowniczych w kraju posiada przewymiarowane magistrale, co oznacza, że dysponują znacznymi rezerwami mocy przesyłowych, umożliwiającymi obniżenie temperatury bez zmiany średnic sieci, czyli do granicy przepustowości sieci cieplnej.

Redukcję średniej temperatury sieci ciepłowniczej w większości można osiągnąć poprzez obniżenie parametrów obliczeniowych i modyfikację tabel regulacyjnych temperatury w połączeniu ze zmianą sposobu regulacji sieci. W niektórych przypadkach niezbędne mogą być pewne nakłady inwestycyjne, ale oszczędności energii i tak znacznie przewyższą koszty inwestycji. Konieczne jest podniesienie społecznej świadomości korzyści wynikających z tych działań oraz wdrożenie systemu zachęt, zwłaszcza w zakresie wystawienia białych certyfikatów.

Niskotemperaturowe sieci w krajowej strategii ciepłowniczej

Do kształtowania polityki ciepłowniczej potrzebna jest krajowa strategia ciepłownicza oraz skoordynowane z nią lokalne plany energetyczne. Transformacja sektora wymaga też współpracy wszystkich interesariuszy – władz krajowych i lokalnych, producentów ciepła, dystrybutorów ciepła, właścicieli węzłów cieplnych i zarządców budynków. Dużą siłą sprawczą mogą mieć władze lokalne. Jeżeli przejmą one rolę aktywnego koordynatora procesu przemian, może to pozytywnie wpłynąć na strategię inwestycyjne podmiotów działających na lokalnych rynkach ciepła.

Najważniejsze działania do przeprowadzenia:

- Uwzględnienie w krajowej strategii ciepłowniczej konieczności transformacji systemów ciepłowniczych w kierunku sieci niskotemperaturowych 4G i 5G. Przeniesienie wytycznych strategicznych na poziom właściwych ustaw i rozporządzeń.
- Wyposażenie lokalnej administracji w dodatkowe uprawnienia (prawa i obowiązki) ułatwiające realizację lokalnych strategii energetycznych (rewizja roli gminy i jej zobowiązań⁴).
- Pilna implementacja do prawa polskiego pakietu legislacyjnego Fit for 55 i wynikających z niego zobowiązań dotyczących tworzenia planów rozwoju i modernizacji przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Powinny one również uwzględniać obniżenie temperatur w sieciach ciepłowniczych.
- Wdrożenie systemu zachęt do tworzenia klastrów energetycznych skupiających wszystkich interesariuszy w celu umożliwienia współdzielenia kosztów i korzyści z procesu transformacji.

Zmiana wytycznych projektowych

W związku ze zmianą parametrów czynnika grzewczego, należy zaadaptować odpowiednie przepisy prawa, tak aby umożliwić przechodzenie na sieci niskotemperaturowe.

29

Przykładowe działania:

- Dostosowanie nowych i głęboko termomodernizowanych budynków oraz ich instalacji wewnętrznych do ogrzewania z sieci niskotemperaturowych.
- Korekta temperatury obliczeniowej budynków i dostosowanie jej do zmian klimatycznych. Potrzebna jest aktualizacja warunków technicznych i załącznika krajowego do Polskiej Normy PN-EN 12831⁵ lub opracowanie nowych norm. Pozwoliłoby to na wprowadzenie zmienionych parametrów obliczeniowych do metod obliczania zapotrzebowania na moc dla systemów ogrzewania, chłodzenia, wentylacji i klimatyzacji budynków.
- Ułatwieniem byłoby także całkowite odejście od ustalania granic stref klimatycznych i określenie szczegółowych warunków projektowania instalacji cieplnych na poziomie gminnym lub regionalnym. Obecne możliwości techniczne i dostępność danych pozwalają na tego typu podejście, a także na precyzyjniejszy (dopasowany do potrzeb i lokalnych warunków) dobór urządzeń i instalacji grzewczych.
- Dostosowanie norm dla instalacji wewnętrznych, aby zapobiec ryzyku zakażeń bakteryjnych (Legionella).
- Wprowadzenie norm i wytycznych dla parametrów projektowych wewnętrznych instalacji grzewczych, aby dostosować je do niskotemperaturowego ogrzewania. Byłoby to usunięcie istotnej przeszkody dla wprowadzenia sieci niskotemperaturowych, jaką są wysokie parametry instalacji grzewczych w budynkach.

4 Należy zrewidować skuteczność narzędzi do realizacji lokalnej polityki energetycznej. Do dokumentów, które przygotowują władze lokalne należą obecnie: założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe; miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego; warunki techniczne zabudowy i zagospodarowania terenu dla inwestycji celu publicznego. Dokumenty te definiują politykę energetyczną gminy na poziomie strategicznym i w kwestii technicznych szczegółów.

5 Polska Norma PN-EN 12831 definiuje metodę obliczania projektowego obciążenia cieplnego.

- Umożliwienie pracy wyspowej grup budynków przy obniżonych parametrach sieci.
- Wdrożenie przepisów dotyczących projektowania instalacji wentylacyjnych wymuszających odzysk ciepła z tych instalacji (jest to ważne, bowiem w termomodernizowanych budynkach ucieczka ciepła wraz z wentylacją będzie największym miejscem strat energii).

Podział kosztów i zysków

Stosowany obecnie system kształtowania taryf ciepłowniczych czy też mechanizmy wsparcia (białe certyfikaty, nieodpłatne uprawnienia do emisji CO₂) nie stanowią bodźca do niskotemperaturowej transformacji ciepłownictwa.

Dodatkowym problemem jest asymetria kosztów i korzyści w całym łańcuchu wartości. Należy dążyć do stworzenia takich modeli biznesowych lub mechanizmów pomocowych, aby zrównoważyć obciążenia finansowe i jednocześnie umożliwić wprowadzanie nowych rozwiązań technicznych. Tak samo należy doprowadzić do sytuacji, w której korzyści będą dzielone proporcjonalnie pomiędzy uczestników procesu. Pomocne w tym będą następujące działania:

- Wprowadzenie nowych modeli biznesowych dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, gmin i zarządców budynków, tak aby koncentrować się na efektywności energetycznej i redukcji emisji CO₂.
- Ułatwienie zawierania umów typu ESCO⁶.
- Zachęcanie do podłączania niskotemperaturowych źródeł ciepła (energia odpadowa, OZE), np. poprzez certyfikaty pochodzenia ciepła lub obowiązek podłączenia do sieci bezemisyjnych źródeł ciepła.
- Wsparcie dla elastycznej produkcji ciepła i integracji z KSE poprzez wprowadzenie przeznaczonych dla ciepłownictwa usług systemowych i/lub wsparcie finansowe (dotacje, kredyty) inwestycji zwiększających elastyczność ciepłownictwa.
- Zachęty do tworzenia lokalnych klastrów energii skupiających się na hybrydowych systemach ogrzewania i chłodzenia.

30

Taryfikacja cen ciepła

Taryfy ciepłownicze są obecnie ściśle regulowane, a sposób ich wdrażania hamuje modernizację przedsiębiorstw. Ponadto obowiązujące prawo jest zbyt mało elastyczne dla złożonych systemów zaopatrzenia w ciepło.

Elastyczny i dostosowany do potrzeb mechanizm kształtowania cen ciepła ma kluczowe znaczenie dla dalszego rozwoju sieci niskotemperaturowych.

Nowe regulacje taryfowe powinny umożliwić:

- Swobodniejsze kształtowanie modeli biznesowych, zniesienie grup taryfowych i taryf kosztowych na rzecz elastycznych cen ciepła.
- Powiązanie temperatury czynnika grzewczego z ceną ciepła.
- Zniesienie obecnych przepisów dotyczących standardów jakości dostaw ciepła (np. na rzecz taryf komfortu cieplnego).
- Opracowanie nowych produktów (usług), np. opartych na komforcie cieplnym lub taryfach dynamicznych.
- Umożliwienie zróżnicowania cen w zależności rodzaju usługi (np. taryfa zielona, przerywana, sezonowa itp.).
- Zezwolenie na programy elastyczności, np. usługa reakcji popytu (DR).

6

Umowa o poprawę efektywności energetycznej. Źródło: MKiŚ, *Wytyczne do umów o poprawę efektywności energetycznej*, <https://www.gov.pl/web/klimat/wytyczne-do-umow-o-poprawe-efektywnosci-energetycznej-epc>.

- Opracowanie mechanizmów wynagradzania mocy rezerwowych w ciepłownictwie zapewniających ciągłość dostaw.
- Uwzględnienie w taryfach ciepłowniczych lub mechanizmach wsparcia dodatkowych kosztów związanych z wykorzystaniem OZE i ciepła odpadowego (np. koszt magazynowania ciepła, dostosowania sieci itp).
- Uwzględnienie w mechanizmie taryfowym dostaw ciepła z instalacji hybrydowych, kiedy to ciepło dostarczane z sieci miejskiej uzupełnia np. ciepło z instalacji fotowoltaicznej, systemu odzysku ciepła z wentylacji czy pomp ciepła (należących do podmiotów trzecich, m.in. odbiorcy ciepła).

Wspieranie dostępu stron trzecich do systemu ciepłowniczego

Obecne regulacje utrudniają przyłączanie do sieci niezależnych źródeł ciepła o zmiennym profilu produkcji, chroniąc interesy producentów ciepła i operatorów sieci. Regulacje dotyczące dostępu stron trzecich (TPA) do sieci ciepłowniczych są skomplikowane i niespójne, co często ogranicza wykorzystanie alternatywnych i ekonomicznie uzasadnionych źródeł ciepła.

Tymczasem przepisy powinny promować transformację energetyczną oraz dostęp do rozproszonych źródeł ciepła, chroniąc w sposób racjonalny dotychczasowych, lokalnych wytwórców ciepła. Aby poprawić ten stan rzeczy, możliwe są następujące działania:

- Ułatwienie wdrożenia zasady dostępu strony trzeciej (TPA) w ciepłownictwie systemowym.
- Obowiązek przyłączania źródeł zmniejszających emisję ciepła systemowego.
- Wprowadzenie zobowiązań ilościowych dla ekologicznych źródeł ciepła (odpowiedni udział w strumieniu ciepła energii z OZE i odpadowej – konkretne cele na 2030 i 2040 r.).
- Wspieranie wspólnych inwestycji (w obszarze wytwarzania i dystrybucji) wielu zróżnicowanych uczestników rynku.
- Zwiększone wsparcie dla innowacyjnych programów badawczo-rozwojowych eliminujących paliwa kopalne w ciepłownictwie oraz dla projektów wdrożeniowych dotyczących czystego ciepła.

31

Integracja z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE)

Elastyczne działanie przedsiębiorstw ciepłowniczych, z uwzględnieniem potrzeb sektora energii, może przynieść istotne korzyści ekonomiczne i środowiskowe. Beneficjentami mogą być zarówno odbiorcy ciepła, jak i energii elektrycznej. Warto zatem przyspieszyć proces integracji sektorów.

Proponowane działania:

- Wsparcie zmiany modelu funkcjonowania ciepłownictwa – z wyłącznego dostawcy ciepła na rzecz sektora elastycznie reagującego na chwilowe zmiany na rynku energii.
- Wdrożenie usług systemowych dla sektora ciepłownictwa, zarówno na poziomie wysokich napięć, jak i średnich oraz niskich.
- Uznanie w mechanizmie kształtowania taryf na ciepło kosztów operacyjnych i inwestycyjnych związanych z integracją z KSE za koszty uzasadnione. Niedyskryminacyjne traktowanie przychodów z rynku energii w procesie kształtowania taryf na ciepło.
- Dopuszczenie nowych modeli biznesowych oraz rozwiązań technicznych umożliwiających integrację ciepłownictwa z KSE i świadczenie usług systemowych.
- Wprowadzenie mechanizmów wsparcia dla projektów zwiększających elastyczność pracy ciepłownictwa w oparciu o fundusze unijne oraz przychody z ETS.

9. Scenariusze transformacji ciepłownictwa

W tym rozdziale prezentujemy wyniki analizy modelowej transformacji istniejących w Polsce systemów ciepłowniczych prowadzącej do niższych temperatur pracy. Szczegółowy opis modelu i wyliczeń cząstkowych oraz założeń został przedstawiony w załączniku.

Strategia transformacji sektora

Dla potrzeb niniejszej analizy opracowaliśmy dwa scenariusze, które pozwalają określić wpływ i korzyści płynące z obniżenia temperatury czynnika w sieci:

1. **Scenariusz 1 – wysokotemperaturowy (SWT).**
2. **Scenariusz 2 – niskotemperaturowy (SNT).**

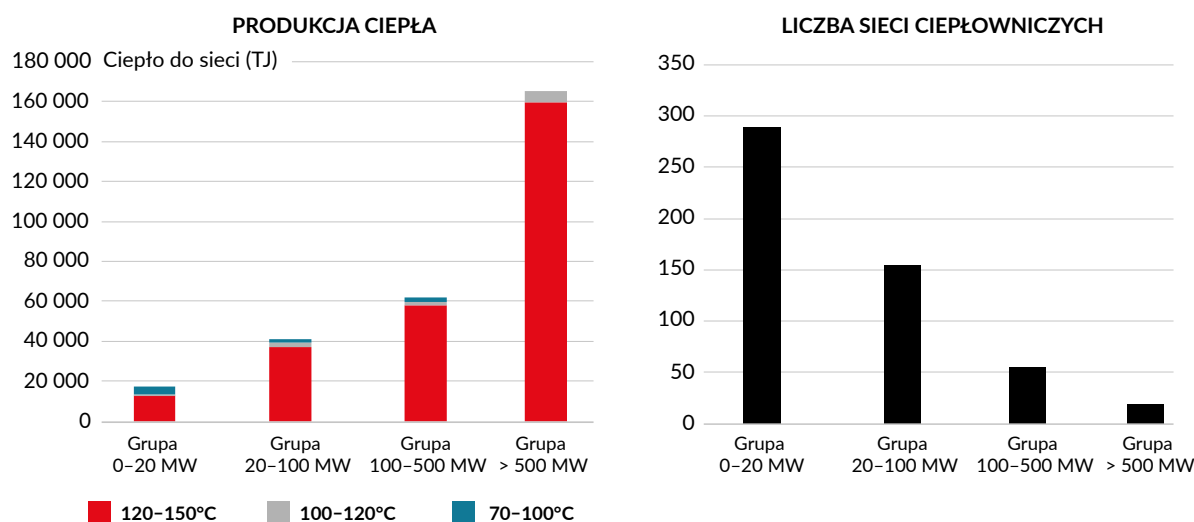
W analizie przyjęto założenie, że oba scenariusze prowadzą do dekarbonizacji sektora, różnią się jednak temperaturami czynnika grzewczego i, w pewnym zakresie, doбором technologii.

Scenariusz 1, czyli wysokotemperaturowy (SWT), został opublikowany przez Forum Energii w raporcie *Przyszłość bez gazu i węgla. Strategia dla sektora ciepła*⁷. Scenariusz ten (ta samo jak i SNT) uwzględnia znaczną redukcję zapotrzebowania na ciepło, która wynika z przyjęcia krajowej *Długoterminowej strategii renowacji budynków (DSRB)*. Ponadto zakłada wykorzystanie biomasy i odpadów spalanych w wysokiej temperaturze, a także użycie pomp ciepła transferujących energię źródeł OZE i energii odpadowej do obecnego poziomu temperatur sieci ciepłowniczych.

Scenariusz 2, czyli niskotemperaturowy (SNT) ma na celu wskazanie skutków ekonomicznych i energetycznych płynących z obniżenia temperatur pracy sieci. Scenariusz ten zakłada, że paleta działań zaproponowanych w niniejszym raporcie zostanie zrealizowana, dzięki wdrożeniu odpowiednich bodźców i zmian w legislacji krajowej.

Na potrzeby analizy ilościowej istniejące w kraju systemy ciepłownicze zostały podzielone na cztery grupy o określonych przedziałach mocowych (0–20 MWt, 20–100 MWt, 100–500 MWt i powyżej 500 MWt). W każdej z grup zidentyfikowano sieci o różnych poziomach temperatury projektowej (grafika 16). Ten dość szczegółowy podział pozwolił na opracowanie scenariuszy transformacji adekwatnych dla każdej grupy (dokładny opis grup znajduje się w załączniku).

Grafika 16. Produkcja ciepła i struktura temperatur oraz liczba sieci ciepłowniczych w analizowanych grupach przedsiębiorstw



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE i URE.

7 P. Kleinschmidt, *Przyszłość bez gazu i węgla. Strategia dla sektora ciepła*, Forum Energii, 2023, <https://www.forum-energii.eu/cieplownictwo-bez-węgla-i-gazu>.

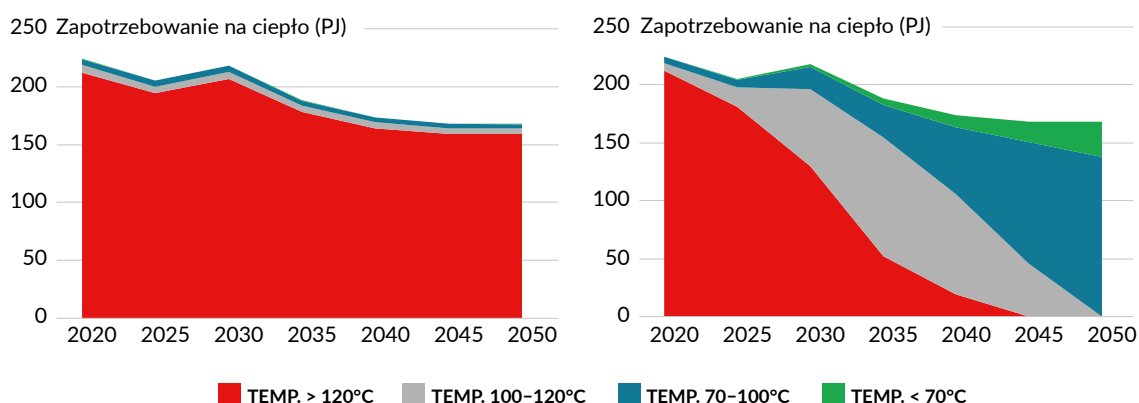
Jak widać prawie wszystkie funkcjonujące obecnie w Polsce sieci ciepłownicze zostały zaprojektowane do pracy w temperaturach wynoszących powyżej 100°C. W najmniej licznej grupie (powyżej 500 MWt) produkuje się 58% ciepła systemowego w Polsce.

Taka sytuacja wymaga pewnego dualizmu działania – inną strategię transformacji należy przyjąć w grupie małych przedsiębiorstw, gdzie technicznie łatwiej przeprowadzać modernizacje, a inną strategię należy przyjąć dla dużych przedsiębiorstw, gdzie mamy do czynienia z dużymi przepływami energii, brakami rezerw mocy przesyłowych sieci oraz utrudnionym z dostępem do wystarczających zasobów bezemisyjnej energii pierwotnej.

Kolejny wykres (grafika 17) przedstawia zmianę zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców końcowych. Jak widać w obu scenariuszach jest ona jednakowa, jako że przyjęto ten sam program termomodernizacji budynków. Chwilowy wzrost zapotrzebowania wynika z założonego w analizie przejścia przez sieci ciepłownicze grupy budynków ogrzewanych obecnie przez indywidualne źródła ciepła. Tym, co odróżnia od siebie scenariusze, są strumienie energii cieplnej dostarczanej na różnych poziomach temperaturowych. W SWT mamy praktycznie tylko jeden (obecny) wysoki poziom temperatury, natomiast w scenariuszu SNT widać transformację – sieci wysokotemperaturowe są powoli wypierane przez sieci 4G i 5G.

Tworząc scenariusz niskotemperaturowy (SNT), przeanalizowano cztery grupy przedsiębiorstw ciepłowniczych, oceniając ich potencjał do redukcji temperatury czynnika grzewczego. Każda z grup charakteryzuje się innym tempem zmniejszania temperatury pracy. W grupie powyżej 500 MWt tempo jest najmniejsze ze względu na konieczność przeprowadzenia szeregu działań modernizacyjnych.

Rysunek 17. Zapotrzebowanie na ciepło odbiorców końcowych w podziale na grupy temperaturowe przedsiębiorstw w scenariuszach SWT i SNT



33

Źródło: opracowanie własne autorów.

Zatrzymany proces zmian krajowego ciepłownictwa

Krajowe ciepłownictwo rozwijało się intensywnie do końca lat 70. XX wieku. W mniejszych miastach budowano centralne ciepłownie, a w większych elektrociepłownie. Sieci zostały zaprojektowane na 150°C jako temperaturę zasilania i 70°C jako temperaturę powrotu. Rozwijające się sieci ciepłownicze zasilają nowe osiedla mieszkaniowe, a także sektory przemysłowy i publiczny.

Z czasem lokalne (osiedlowe) kotły węglowe i gazowe zastąpiły węzły ciepłownicze, które działały w zakresie temperatur od 90°C (zasilanie) do 70°C (powrót). Problemy potęgowała niska jakość materiałów konstrukcyjnych (rurociągów i izolacji) oraz brak lub niewłaściwe działanie systemów pomiaru zużycia ciepła i automatyki. Straty energetyczne systemów były bardzo duże.

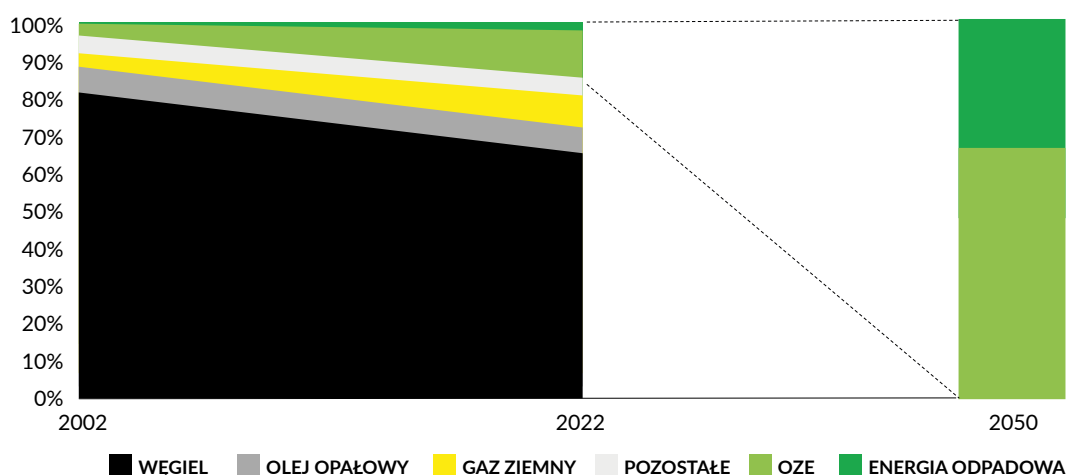
W latach 90. dostęp do nowoczesnych technologii zapoczątkował proces modernizacji i poprawy wydajności ciepłowni. Nowoczesne systemy sterowania i nadzoru zoptymalizowały pracę kotłów, napędów pomp i wentylatorów, co doprowadziło do zmniejszenia zużycia energii elektrycznej. Wymiana rurociągów przesyłowych na preizolowane zwiększyła trwałość systemów przesyłowych oraz ich izolację cieplną.

Równoległe rozpoczęto intensywną termomodernizację w budynkach. Instalacje grzewcze budynków zostały wyposażone w zawory termostacyjne i opomiarowanie zużycia ciepła. Spowodowało to obniżenie maksymalnych temperatur sieci ze 150°C do 130°C.

Po przystąpieniu Polski do UE zwiększono nacisk na ochronę jakości powietrza, co przełożyło się na szereg projektów inwestycyjnych w instalacje środowiskowe ograniczające emisje gazów i pyłów oraz ścieków. Choć wpływ na środowisko sektora ciepłownictwa przez 30 ostatnich lat został silnie ograniczony, nie dokonano jednocześnie zmian strukturalnych. Struktura paliwowa zmienia się bardzo powoli, co obrazują coroczne raporty Urzędu Regulacji Energetyki (*Energetyka ciepła w liczbach*). W 2022 r. ok. 82% ciepła pochodziło z paliw kopalnych. W ciągu minionych dwudziestu lat, opisywanych w raportach URE, struktura paliwowa zmieniła się nieznacznie.

Jeżeli w 2050 r. ciepło ma być wytwarzane wyłącznie z OZE i energii odpadowej, to przez najbliższe 24 lata tempo modernizacji sektora musi być znacznie większe niż miało to miejsce w ciągu ostatnich dwóch dekad (grafika 18).

Grafika 18. Struktura paliwowa ciepłownictwa systemowego w Polsce



Źródło: opracowanie Forum Energii na podstawie raportów URE – *Energetyka ciepła w liczbach*.

Przebudowa źródeł ciepła

Systemy ciepłownicze w Polsce muszą się transformować, jeżeli chcą być atrakcyjną cenowo opcją grzewczą dla gospodarstw domowych. Polityka środowiskowa, zaostrzone standardy emisji gazów cieplarnianych i pyłów oraz rosnące koszty uprawnień do emisji CO₂ powodują powolne wycofywanie paliwa węglowego. Proces ten będzie przyspieszał ze względu na malejącą podaż surowca z krajowych kopalń i rosnące koszty jego wydobycia. Oznacza to, że w ciągu najbliższych 11 lat prawie 45 GW mocy wytwórczych (opalanych węglem i olejem) będzie musiało zostać zastąpionych nowymi źródłami.

Jeżeli proces termomodernizacji nie będzie przebiegał równie dynamicznie, jak wycofywanie jednostek na paliwa kopalne. Pojawi się ryzyko kosztów utopionych związanych z budową nowych mocy wytwórczych, które będą w przyszłości coraz mniej przydatne wraz ze spadającym popytem na ciepło. Ważne jest więc zsynchronizowanie procesu wymiany majątku ciepłowniczego z planami renowacji budynków. Na tym polu władze lokalne mogą mieć wiele do powiedzenia, przejmując rolę koordynatora procesu.

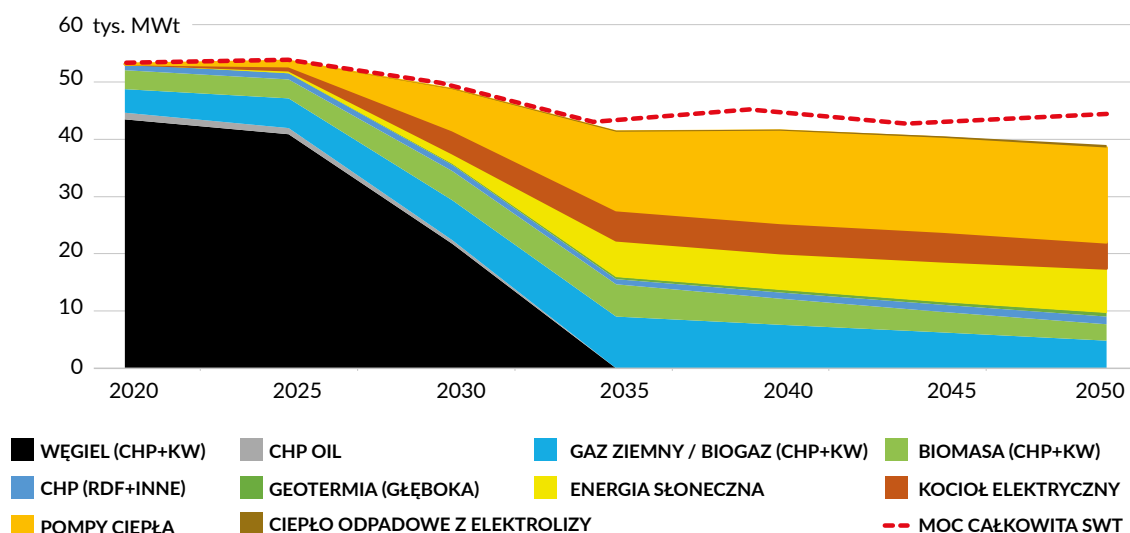
Największe wyzwanie przypada na najbliższą dekadę, w której powinna zostać zrealizowana większość kluczowych inwestycji sektora. Według szacunków autorów tego opracowania tempo wprowadzania na rynek nowych technologii (np. wykorzystujących biometan, ciepło odpadowe czy wielkoskalowe pompy ciepła) nie osiągnęło jeszcze wystarczającego poziomu, aby umożliwić pełne przejście na technologie niskotemperaturowe lub bezemisyjne w ciepłownictwie.

Obniżenie temperatury wody sieciowej zwiększyłoby opłacalność budowy pomp ciepła. Ten proces wymaga jednak czasu, wobec czego należy się spodziewać, że pojawią się opcje alternatywne, wymagające mniejszych nakładów inwestycyjnych. W naszej analizie modelowej okazały się to inwestycje w kotły elektryczne, ciepłownie gazowe, a także pompy ciepła na końcówkach magistral ciepłowniczych.

W latach 2035–2040 spadek popytu na ciepło będzie przyspieszał. Wraz z rosnącą dostępnością bezemisyjnych źródeł ciepła i obniżeniem temperatury w systemach ciepłowniczych, zaspokojenie popytu na ciepło będzie łatwiejsze.

Grafika 19 przedstawia wynik analizy modelowej scenariusza niskotemperaturowego (SNT). Na rysunku linią przerywaną przedstawiono również moc zainstalowaną scenariusza wysokotemperaturowego (SWT). Mieszanka technologii w scenariuszach jest podobna, ale ze względu na mniejszą efektywność procesu, moce zainstalowane w scenariuszu 1 (SWT) muszą być wyższe (przewyższając o 4,4 tys. MWt moce SNT w 2050 r.). Przyczyną tej zwwyżki mocy w SWT jest większa moc kotłów na biometan i biomasę oraz dodatkowych pomp ciepła. Konieczność zainstalowania dodatkowych pomp ciepła wynika z faktu, że wiele źródeł energii OZE i odpadowej (geotermia, podgrzewacze solarne, ciepło odpadowe z elektrolizy wodoru) nie ma wystarczająco wysokiej temperatury, by bezpośrednio dostarczać ciepło do sieci.

Grafika 19. Struktura mocy w scenariuszu SNT i porównanie z mocą w scenariuszu SWT



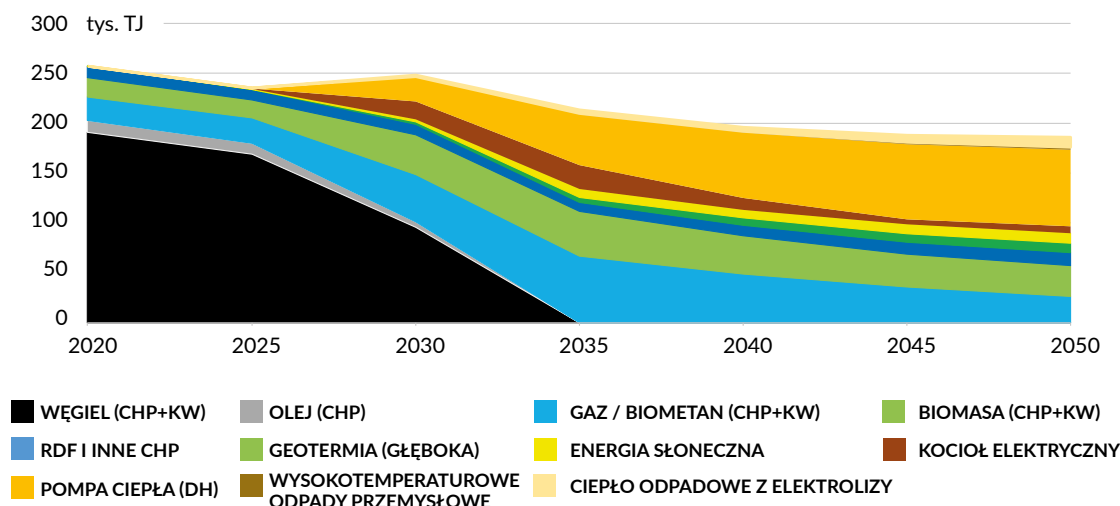
Źródło: opracowanie własne autorów.

Produkcja ciepła

Zużycie ciepła przez odbiorców końcowych jest jednakowe w obu scenariuszach. Nieco większe jest jednak zużycie energii pierwotnej w scenariuszu wysokotemperaturowym ze względu na wyższe straty w sieciach ciepłowniczych i niższą efektywność pracy pomp ciepła.

Jak wskazują wyniki modelowania scenariusza niskotemperaturowego, w latach 2030–2040 pojawiają się rozwiązania przejściowe w postaci kotłów elektrycznych, ciepłowni opalanych gazem ziemnym i pomp ciepła dogrzewających końcówki magistral ciepłowniczych. Od 2040 r. znaczenie tych technologii maleje ze względu na dalszy spadek temperatur pracy sieci i rozwój pomp ciepła zasilanych z różnych źródeł OZE i energii odpadowej. Z podobnych powodów od 2035 r. maleje nieznacznie produkcja ciepła z elektrociepłowni na gaz i biomasę. W 2050 r. ok. 41% ciepła (76,8 PJ) jest wytwarzane przez pompy ciepła. Wykorzystanie wysokotemperaturowego ciepła odpadowego ze źródeł przemysłowych i elektrolizy wynosi 12,5 PJ. Elektrociepłownie wytwarzają łącznie 68 PJ ciepła (24 PJ z biometanu, 31 PJ biomasy i 13 PJ ze spalania odpadów).

Grafika 20. Strumień ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych w podziale na technologie (scenariusz niskotemperaturowy SNT)



Źródło: opracowanie własne autorów.

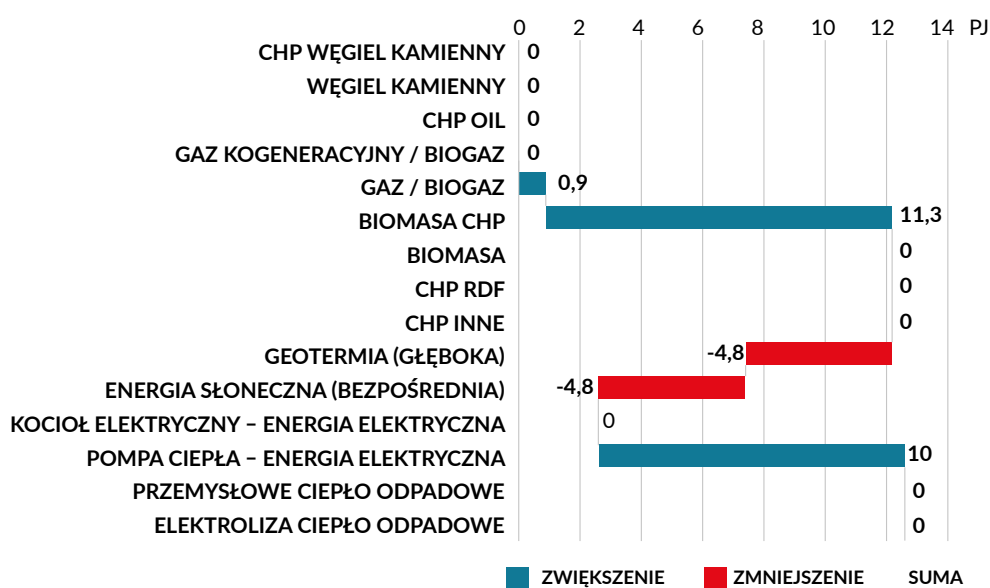
Zapotrzebowanie na energię pierwotną

Im wcześniej zostanie rozpoczęty proces obniżania temperatury systemów ciepłowniczych, tym większe oszczędności zostaną uzyskane. Grafika 21 pokazuje wyniki analizy dla roku 2050, choć wartości te mogą zostać osiągnięte znacznie wcześniej. Wszystko zależy od tempa wdrażania krajowych strategii.

36

Należy też zwrócić uwagę na to, że analiza zakłada przeprowadzenie procesu termomodernizacji budynków zgodnie z krajową strategią renowacji budynków⁸. Jeżeli to nie będzie miało miejsca lub proces będzie wolniejszy, zużycie energii pierwotnej w systemach wysokotemperaturowych znacznie wzrośnie.

Grafika 21. Różnica zużycia energii pierwotnej w 2050 r. w scenariuszu wysokotemperaturowym względem niskotemperaturowego (SWT–SNT)



Źródło: opracowanie własne autorów.

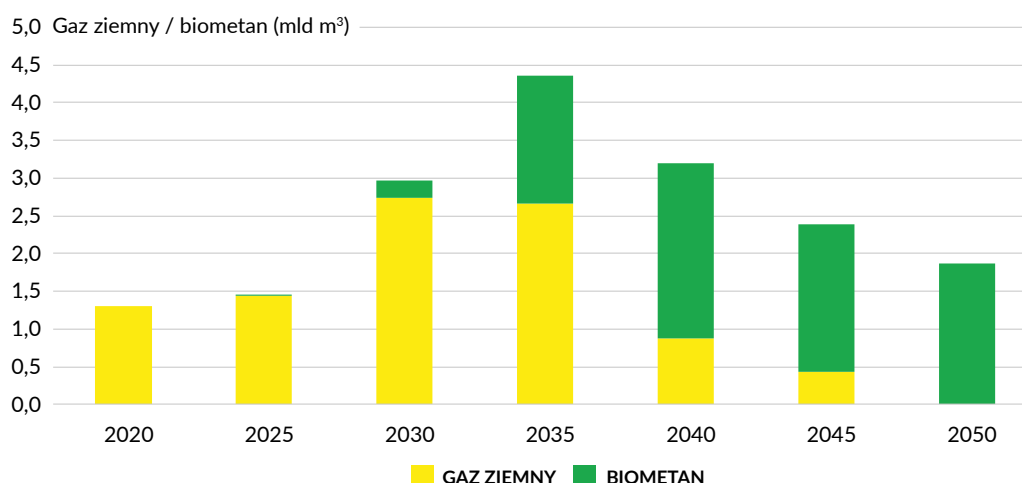
8 MRiT, Długoterminowa strategia renowacji budynków, 2022, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologia/Długoterminowa-strategia-renowacji-budynkow>.

Różnice w zużyciu energii pierwotnej między scenariuszami SWT i SNT:

- W obu scenariuszach ok. 2035 r. zużycie biomasy osiąga swój szczyt (ok. 82 PJ). W wyniku postępującej elektryfikacji sektora produkcji ciepła w kolejnych latach zużycie biomasy maleje. W scenariuszu wysokotemperaturowym (SWT) w 2050 r. jest wyższe zapotrzebowanie na ciepło wysokotemperaturowe, wobec czego zużycie biomasy jest większe o 11,3 PJ niż w scenariuszu niskotemperaturowym (SNT) i wynosi ok. 59 PJ.
- Istotną różnicą występującą pomiędzy scenariuszami jest zużycie energii elektrycznej, które wzrasta w scenariuszu SWT o 2,7 TWh w stosunku do SNT, osiągając poziom 8,8 TWh w 2050 r. Jest to skutek niższej efektywności pracy pomp ciepła w SWT.
- W scenariuszu niskotemperaturowym średni współczynnik efektywności pomp ciepła (SCOP) stale rośnie wraz z obniżaniem temperatury w sieciach (z 2,4 w 2025 r. do 3,5 w 2050 r.), podczas gdy w scenariuszu wysokotemperaturowym osiąga 3,1. Jak wcześniej wspomniano, współczynnik COP pompy ciepła jest funkcją wysokości różnicy temperatur pomiędzy źródłem dolnym a górnym. Im wyższa różnica, tym niższy współczynnik COP. Co więcej, pozostawienie wysokich parametrów pracy sieci wymusza konieczność rozwoju systemów kaskadowych pomp ciepła, w których kilka pomp ciepła jest połączonych szeregowo. Wiąże się to ze wzrostem kosztów inwestycyjnych prawie o 150%.
- Wysoka temperatura sieci SWT nie sprzyja bezpośredniemu wykorzystaniu energii pochodzącej ze źródeł geotermalnych i słonecznych. Łącznie utracono w SWT ok 9,6 PJ energii o niskich lub wręcz zerowych kosztach zmiennych.
- W obu scenariuszach zużycie gazu ziemnego jest podobne i osiąga swój szczyt w latach 2030–2035. Jest to konsekwencja obecnych decyzji inwestycyjnych przedsięwzięć ciepłowniczych, w których technologia gazowa jest najbardziej popularną opcją modernizacyjną. Aby ograniczyć koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂ od roku 2030, biometan powinien stopniowo zastępować gaz ziemny. Po 2035 r. wykorzystanie paliwa gazowego maleje na rzecz innych, bezemisyjnych źródeł ciepła systemowego (grafika 22).

37

Grafika 22. Zużycie gazu ziemnego i biometanu (scenariusz niskotemperaturowy)



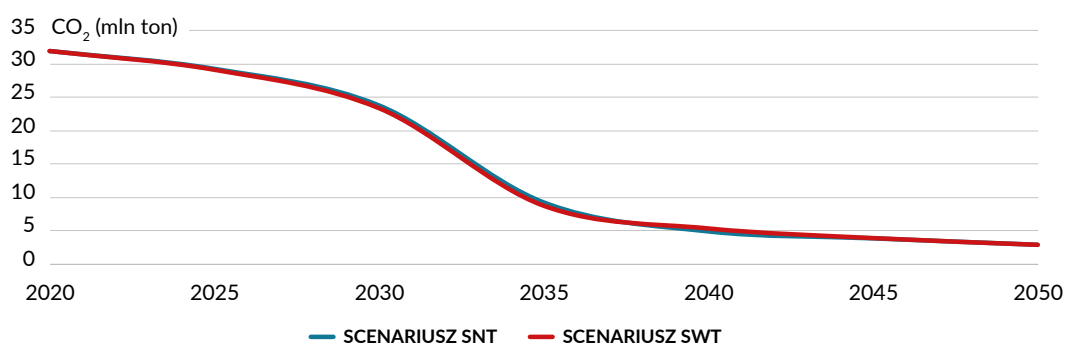
Źródło: opracowanie własne autorów.

Emisje CO₂ sektora ciepłownictwa systemowego

Emisje CO₂ spadają w wyniku wycofywania źródeł ciepła opalanych węglem kamiennym i zastępowania gazu ziemnego biometanem. Do roku 2050 r. jedynymi źródłami emisji CO₂ są zakłady termicznej utylizacji odpadów komunalnych. Energia elektryczna zasilająca pompy ciepła i kotły elektryczne ma emisyjność wynikającą z przyjętych założeń w ciągle obowiązującej *Polityce energetycznej Polski do 2040 r.*⁹ (kwiecień 2024 r.). Przyjęto, że do roku 2050 emisyjność krajowej energetyki będzie zerowa.

W naszej analizie nie ma praktycznie żadnej różnicy w emisjach CO₂ pomiędzy scenariuszami SWT i SNT. Wynika to z założenia, że dekarbonizacja sektora ciepłownictwa musi zostać osiągnięta, gdyż będzie wymuszana przez czynniki fundamentalne – bodźce z rynku paliw, politykę i legislację. Obniżanie temperatury sieci ciepłowniczych jest jedynie narzędziem optymalizacji kosztowej transformacji ciepłownictwa, a nie narzędziem do redukcji emisji CO₂.

Grafika 23. Emisja CO₂ związana z produkcją ciepła systemowego



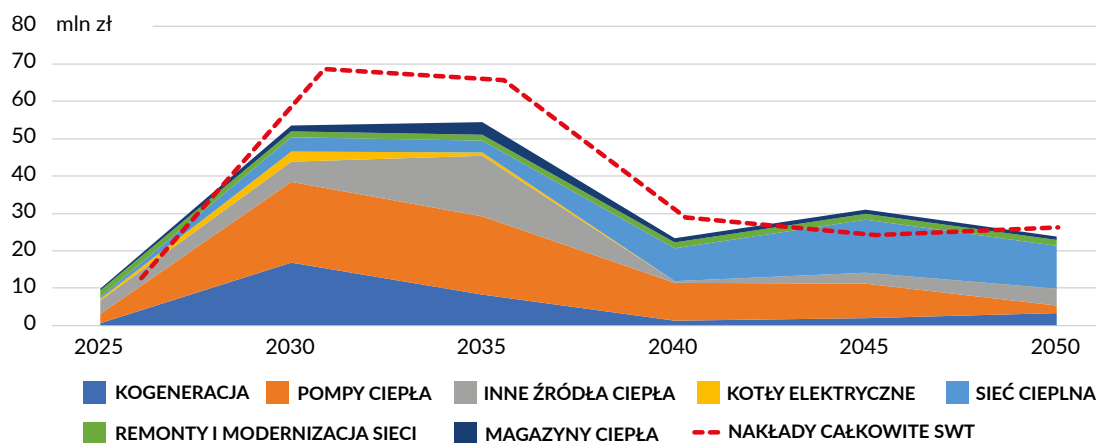
38

Źródło: opracowanie własne autorów.

Nakłady inwestycyjne

Do 2050 r. całkowity nakład inwestycyjny związany z modernizacją systemów ciepłowniczych wynosi 196 mld zł w scenariuszu SNT i 225 mld zł w scenariuszu SWT. Największe wydatki ponoszone są w początkowej fazie transformacji ze względu na konieczność zastąpienia wycofywanych źródeł węglowych (które ciągle dominują w sektorze) nowymi źródłami ciepła. Skumulowane wydatki do 2035 r. stanowią ponad połowę całkowitych nakładów inwestycyjnych.

Grafika 24. Struktura pięcioletnich nakładów inwestycyjnych w scenariuszu SNT i porównanie z całkowitymi nakładami w scenariuszu SWT



Źródło: opracowanie własne autorów.

Dużą część nakładów stanowią wydatki na budowę nowych źródeł ciepła. W scenariuszu SNT wynoszą one 136 mld zł, podczas gdy w scenariuszu SWT jest to 190 mld zł. Jedną z przyczyn wyższych wydatków w scenariuszu SWT jest konieczność zainstalowania większej mocy pomp ciepła w układach kaskadowych dla zapewnienia odpowiednio wysokiej temperatury wody sieciowej, a także dla pokrycia większych strat energii w sieciach ciepłowniczych. Do 2050 r. nakłady inwestycyjne na zabudowę pomp ciepła są o 54 mld zł większe niż w scenariuszu SNT i wynoszą 120 mld zł.

W scenariuszu SNT wydatki inwestycyjne na sieci ciepłownicze wynoszą 41 mld zł, podczas gdy w SWT jedynie 2 mld zł. Jednak pomimo braku inwestycji w nowe sieci, istniejące systemy wysokotemperaturowe muszą być utrzymywane i modernizowane ze względu na normalne zużycie. Koszt ten oszacowano na 753 mln zł rocznie w całym okresie modelowania.

Koszty operacyjne

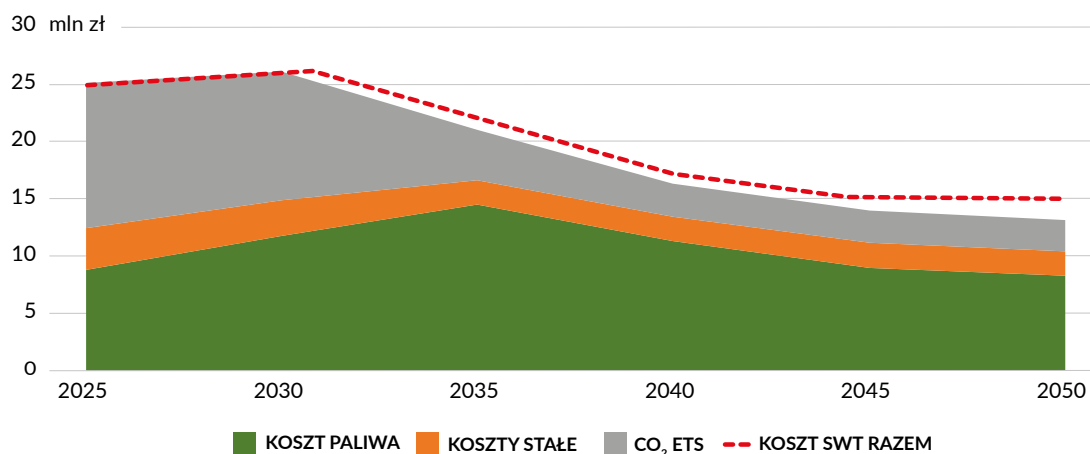
Koszty operacyjne podzielono na kilka kategorii:

- koszty paliwa (w tym energii elektrycznej dla pomp ciepła),
- koszty stałe wynikające z utrzymania zainstalowanej mocy,
- koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂.

Koszty zakupu uprawnień do emisji są niemal identyczne w obu scenariuszach ze względu na podobną ścieżkę transformacji sektora. W SWT koszty stałe są wyższe z powodu wyższej mocy zainstalowanej. Wyższe są także koszty operacyjne ze względu na większy koszt zakupu paliwa (biomasa i energia elektryczna). W 2050 r. koszty scenariusza wysokotemperaturowego są wyższe o 15% od kosztów scenariusza niskotemperaturowego.

Grafika 25. Struktura kosztu operacyjnego SNT i koszt całkowity SWT

39

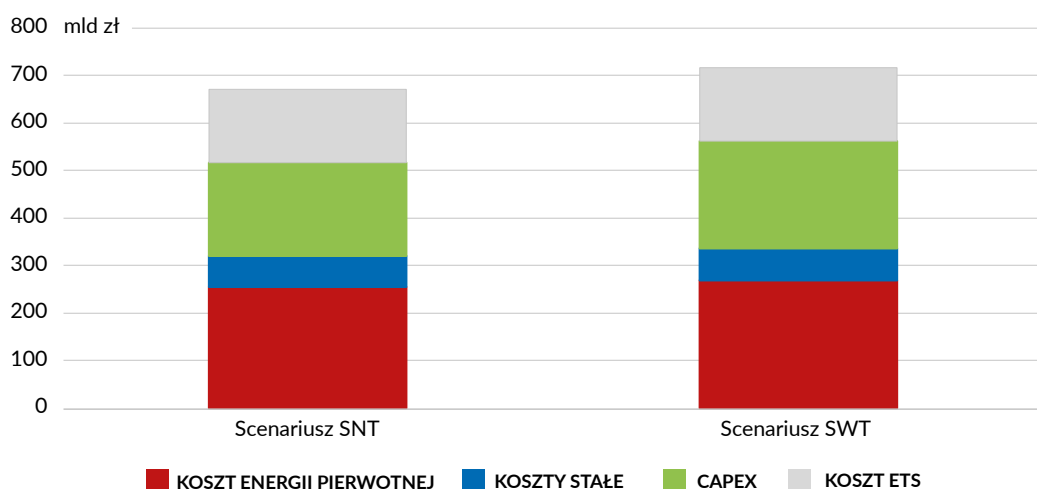


Źródło: opracowanie własne autorów.

Korzyści ekonomiczne

Scenariusz niskotemperaturowy jest korzystniejszy kosztowo dla odbiorców ciepła. W okresie 2025–2050 łączne koszty operacyjne oraz nakłady i inwestycyjne są dla niego niższe o 45 mld zł niż w scenariuszu wysokotemperaturowym. W zakresie kosztów operacyjnych największa różnica wynika z mniejszego kosztu zużycia energii elektrycznej i biomasy. Oszczędność wynosi o 13,3 mld zł w okresie 25 lat, czyli 520 mln zł rocznie. SNT jest również tańszy pod względem nakładów inwestycyjnych o ok. 29 mld zł, mimo że zawiera w sobie wydatki na nowe sieci niskotemperaturowe. Jak już wcześniej wspomniano, w SWT należy ponieść dodatkowe wydatki na źródła ciepła oraz modernizacje i konserwacje istniejących sieci.

Grafika 26. Porównanie łącznych kosztów SWT i SNT

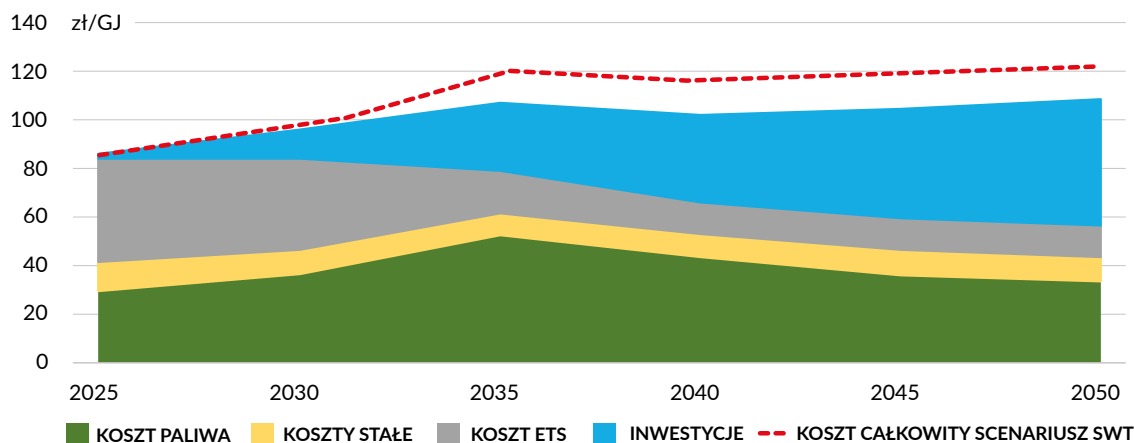


Źródło: opracowanie własne autorów.

Poniesione nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne mają swoje odzwierciedlenie w strukturze kosztu wytworzonego ciepła. Jak można przewidzieć, patrząc na sumę kosztów łącznych, scenariusz wysokotemperaturowy charakteryzuje się wyższym kosztem wytworzenia ciepła niż scenariusz niskotemperaturowy. Różnica wynosi 15% w 2040 r. i 10% w 2050 r.

Grafika 27. Struktura jednostkowego kosztu wytworzenia ciepła w SNT oraz koszt sumaryczny w SWT

40



Źródło: opracowanie własne autorów.

Należy zwrócić uwagę na dwa czynniki wpływające na prezentowane na grafice 27 jednostkowe ceny ciepła:

1. Do analizy kosztowej przyjęto ceny paliw bazujące na analizach fundamentalnych (niższych niż obecne ceny rynkowe), których poziom jest pochodną czynników spekulacyjnych i ryzyk politycznych. Stąd przedstawione ceny ciepła są niższe niż te obserwowane na krajowym rynku.
2. Wzrost jednostkowej ceny ciepła wynika z faktu odniesienia kosztów wytworzenia ciepła do mniejszego zapotrzebowania na nie w termomodernizowanych budynkach. W przyszłości cena jednostkowa 1 GJ ciepła będzie coraz wyższa, ale nie oznacza to wyższego kosztu ogrzewania mieszkań, gdyż strumień zużywanego ciepła będzie mniejszy.

Jak wynika z grafiki 27, koszt zmienny w SNT i SWT z biegiem czasu maleje. Dzieje się tak głównie ze względu na malejący koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂. Uwzględniając jednak wydatki inwestycyjne, koszt będzie wzrastał względem poziomu wyjściowego w 2025 r.

Przyczyną tego jest skumulowanie rat rocznych od zaciągniętych kredytów inwestycyjnych (udzielanych na okres równy czasowi życia technologii). Dlatego tak ważne z perspektywy odbiorców ciepła jest maksymalne wykorzystanie dostępnych środków pomocowych, które pozwolą na pokrycie części nakładów inwestycyjnych. Wykorzystanie funduszy unijnych oraz przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ będzie miało istotny wpływ na zmniejszenie raty kapitałowej w przyszłej cenie ciepła.

10. Studium przypadku

Parametry techniczne analizowanego systemu¹⁰:

- System ciepłowniczy wybranego miasta znajduje się w trzeciej strefie klimatycznej o temperaturze obliczeniowej -20°C.
- System ten składa się z dwóch źródeł ciepła, 306 km wysokoparametrowej wodnej sieci ciepłowniczej, 159 km sieci ciepłowniczej niskoparametrowej oraz 2 350 węzłów ciepłych zasilających instalacje odbiorcze w przyłączanych obiektach.
- Łączna powierzchnia obiektów podłączonych do sieci wynosi ok. 9,8 mln m², a kubatura 45,4 tys. m³.
- Sieć ciepłownicza w 80% wykonana jest w technologii preizolowanej.
- Modernizacja sieci została przeprowadzona w latach 2010–2023 przy wsparciu funduszy unijnych.
- Pobór ciepła różni się znacznie w okresie zimowym i letnim, a wraz z nim średnie temperatury.
- Moc przyłączeniowa wynosi 500 MW_t zimą i 50 MW_t latem.

41

Operator rozpatrywanej sieci jest właścicielem prawie całej sieci ciepłowniczej oraz 1 618 węzłów. Nie posiada własnych źródeł ciepła, ale pozyskuje ciepło z dwóch zewnętrznych źródeł kogeneracyjnych (gaz ziemny, węgiel kamienny, a od roku 2022 biomasa). System jest stale rozwijany, a obszar zasilania podłączonych obiektów wynosi 180 tys. m². Omawiany system ma status „efektywnego systemu ciepłowniczego” i jest prawidłowo zarządzany na wysokim poziomie jakościowym. Straty ciepła na przesyłce wynoszą poniżej 11%.

Tabela 3. Parametry pracy systemu zimą i latem

Podłączone zasilanie	Bieżące parametry obliczeniowe	Sprzedaż ciepła	Straty	Średnia temperatura		
				na zewnątrz	dostawa	powrót
MW _{th}	°C	TJ	TJ	°C	°C	°C
500 (zima)	130/65	3 898	376	3,6	86,3	49,3
50 (lato)	70/46	610	140	16,8	71,6	48,7

Źródło: opracowanie własne autorów.

10

Przedstawione studium jest przykładową analizą koncepcyjną wykonaną na podstawie rzeczywistych danych technicznych pozyskanych za zgodą przedsiębiorstw. Przedstawione strategie działania są jedynie przykładem możliwych rozwiązań i nie nawiązują do rzeczywistych planów rozwojowych przedsiębiorstw.

Aktualny stan źródeł ciepła i geometria sieci są ważne z punktu widzenia transformacji temperatury systemu.

Źródła ciepła w systemie:

- podstawowe źródło ciepła – elektrociepłownia 1 (EC1) wyposażona w gazowy układ kogeneracyjny; w źródle pracują cztery kotły szczytowe opalane węglem kamiennym, zainstalowana moc cieplna wynosi 592 MWt,
- drugie źródło ciepła – elektrociepłownia 2 (EC2) wyposażona w układ kogeneracyjny opalany węglem kamiennym, układ kogeneracyjny opalany biomasą, kocioł szczytowy opalany gazem ziemnym oraz kocioł szczytowy opalany węglem kamiennym; moc cieplna zainstalowana w źródle wynosi 278 MW.

Procentowy udział ciepła dostarczonego do sieci ciepłowniczej wytworzonego z odnawialnych źródeł energii, ciepła użytkowego w kogeneracji lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do sieci w ciągu roku kalendarzowego wynosi 82,67%.

Założenia dotyczące kierunku transformacji

W niniejszym studium przypadku założono, że do 2050 r. system ciepłowniczy zostanie całkowicie dostosowany do wykorzystania ciepła niskotemperaturowego i nie będzie wykorzystywał paliw kopalnych do produkcji ciepła. Aby osiągnąć ten cel, za najbardziej prawdopodobny uznano scenariusz ewolucyjny, gdzie modernizacja będzie przebiegać równolegle w trzech obszarach:

1. Budynki zasilane przez sieć.
2. Sieć ciepłownicza.
3. Źródła ciepła systemowego.

42

Budynki

Budynki zasilane z sieci ciepłowniczej będą stopniowo zmniejszać swoje zapotrzebowanie na ciepło w rezultacie głębokiej termomodernizacji. Pojawią się alternatywne źródła ciepła, które lokalnie zastąpią lub uzupełnią ciepło z sieci – głównie pompy ciepła i instalacje solarne. Odzysk ciepła z systemów wentylacyjnych zmniejszy zapotrzebowanie na ogrzewanie.

Nowe regulacje dotyczące wytycznych projektowych i taryf ciepła spowodują wzrost liczby budynków wyposażonych w niskotemperaturowe instalacje odbioru ciepła. Cyfryzacja umożliwi znaczną poprawę zarządzania popytem. Wszystkie te działania będą stopniowo zmniejszać zapotrzebowanie na ciepło, co jest jednym z założeń transformacji.

Sieć ciepłownicza

Biorąc pod uwagę stan techniczny sieci oraz ostatnie modernizacje, nie zakłada się przebudowy sieci poprzez znaczącą zmianę jej geometrii. Założono, że straty ciepła zostaną ograniczone dzięki lepszej izolacji termicznej rurociągów i niższym parametrom. Założono także, że restrukturyzacja temperaturowa będzie wymagała lokalnego zwiększenia ciśnienia w sieci, które będzie realizowane poprzez układy pompowe.

Planowana jest likwidacja wąskich gardeł i dostosowanie niektórych przyłączy do budynków. Konieczna będzie również modernizacja węzłów cieplnych. Zakłada się również, że systemy wyspowe będą wdrażane na zasadzie *ad hoc*, polegającej na lokalnej redukcji parametrów w sieci za pomocą systemów mieszania pomp.

Źródła ciepła systemowego

Źródła ciepła systemowego w analizowanym systemie ciepłowniczym będą podlegały stopniowej restrukturyzacji. Zakłada się, że praca gazowego układu kogeneracyjnego w EC1 będzie kontynuowana jeszcze przez kilka lat. Kotły węglowe będą zastępowane odnawialnymi źródłami energii, bez konieczności wytwarzania ciepła wysokotemperaturowego.

EC2 przez kilka lat będzie eksploatować nowy blok biomasowy i gazowy kocioł szczytowy, a do 2030 r. źródła opalane węglem kamiennym zostaną wyłączone. Oczekuje się, że w okresie przejściowym źródła wysokotemperaturowe i niskotemperaturowe będą działać razem. Zarządzanie mocą i temperaturą w sieci będzie zależało od tempa transformacji odbiorników ciepła. Podstawą będą niskotemperaturowe źródła ciepła oraz odnawialne źródła energii. Obniżenie temperatury zasilania umożliwi podłączenie do sieci rozproszonych źródeł ciepła odpadowego, co znacząco poprawi zarówno hydraulikę sieci, jak i strukturę wytwarzania ciepła.

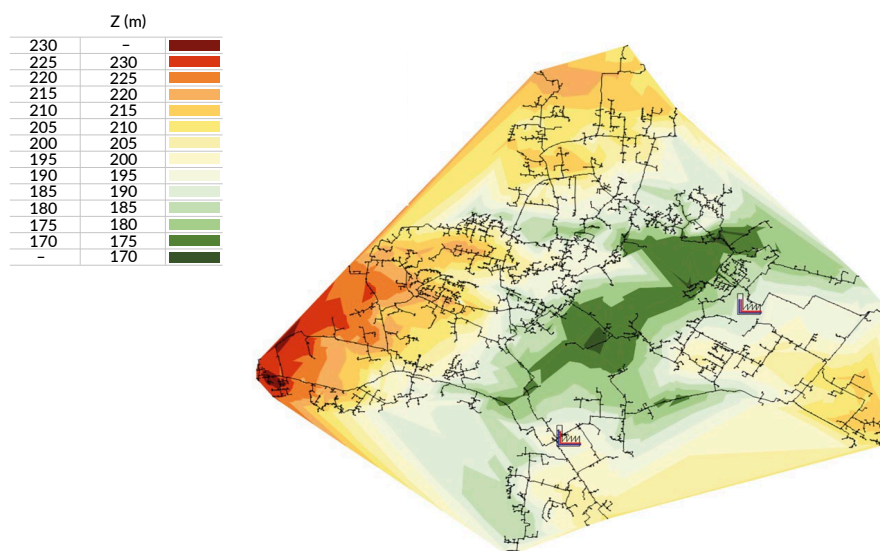
Zakłada się, że w perspektywie roku 2050 r. centralne źródła ciepła, niezależnie od zakresu transformacji parametrów pracy sieci, osiągną neutralność klimatyczną.

Założenia obliczeniowe

Założono, że źródła pracują w sieci otwartej, tj. obszary zasilania źródeł nie są fizycznie ograniczone przez zamknięte zawory w sieci. Obszary zasilania są optymalnie ukształtowane w zależności od warunków hydraulicznych w sieci.

Ze względu na znaczne różnice w wysokości terenu uwzględniono położenie rurociągów, które wpływa na ciśnienie bezwzględne w sieci. Grafika 28 przedstawia ukształtowanie terenu w mieście i jego sieć ciepłowniczą.

Grafika 28. Wysokość geodezyjna analizowanej sieci ciepłowniczej



43

Źródło: opracowanie własne autorów.

Przyjęto następujące warunki brzegowe dla źródeł i sieci przy zachowaniu wysokości geodezyjnej:

- maksymalne ciśnienie zasilania źródła – 12 bar,
- minimalne ciśnienie powrotu z sieci (dla uniknięcia kawitacji w pompach) – 2 bar,
- maksymalne ciśnienie powrotne w źródle – 3,5 bar,
- minimalne dostępne ciśnienie we wszystkich punktach sieci – 1 bar,
- minimalne ciśnienie powrotu we wszystkich punktach sieci – 1 bar.

Scenariusze obliczeniowe

W ramach analizy przyjęto dziewięć scenariuszy obliczeniowych. Założono poziom temperatury na zasilaniu sieci ze źródła ciepła, a następnie oszacowano temperaturę powrotu w oparciu o rzeczywiste możliwości operacyjne dobrze zarządzanej sieci.

Maksymalna temperatura zasilania (scenariusz obliczeniowy 1) wynosiła 150°C, co było początkową temperaturą obliczeniową stosowaną w większości systemów w Polsce. Najniższa temperatura zasilania w analizowanych scenariuszach zależała od możliwości całorocznego dostarczania ciepła do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Temperatura ta została określona na poziomie 70°C (scenariusz obliczeniowy 9). Szczegóły dotyczące scenariuszy temperaturowych oraz graficzne reprezentacje krzywych grzewczych przedstawiono w tabeli 4 i na grafice 29.

Krzywe grzewcze dla poszczególnych scenariuszy zaprojektowano dla trzeciej strefy klimatycznej w zakresie temperatur zewnętrznych wynoszących od -20°C do +20°C. Analizowane miasto położone jest w trzeciej strefie klimatycznej z projektową temperaturą zewnętrzną wynoszącą -20°C.

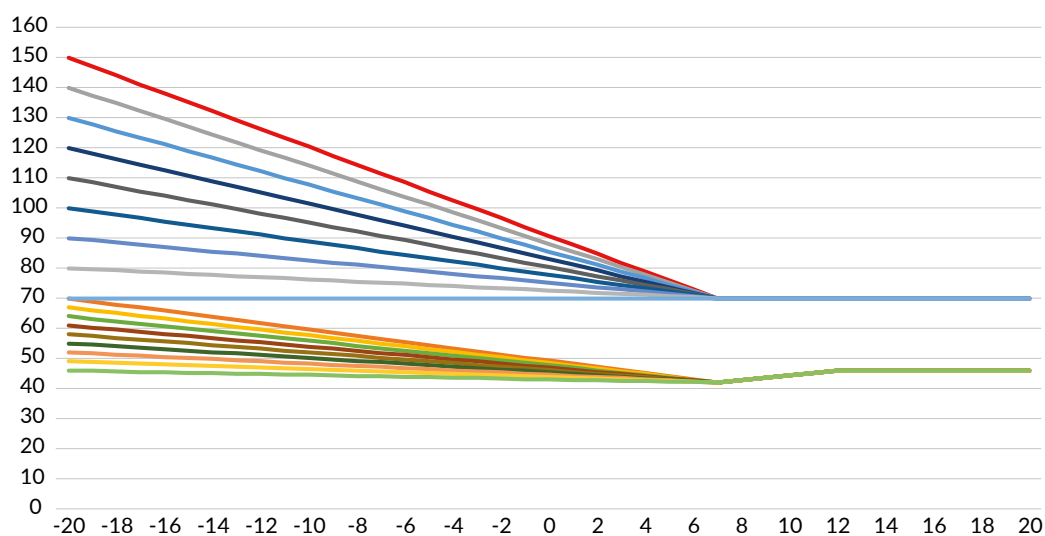
Tabela 4. Scenariusze obliczeniowe 1–9

Scenariusz obliczeniowy	Zasilanie (temp. obliczeniowa) °C	Powrót (temp. obliczeniowa) °C	Maks. ciśnienie na zasilaniu bar	Min. ciśnienie na powrocie bar	Delta P _{min} bar
1	150	70	12	2	1
2	140	67	12	2	1
3	130	64	12	2	1
4	120	61	12	2	1
5	110	58	12	2	1
6	100	55	12	2	1
7	90	52	12	2	1
8	80	49	12	2	1
9	70	46	12	2	1

Źródło: opracowanie własne autorów.

Na grafice 29 przedstawiono pary krzywych temperatur na wejściu do sieci i na powrocie.

Grafika 29. Temperatury zasilania i powrotu w scenariuszach obliczeniowych 1–9



Źródło: opracowanie własne autorów.

Dla wszystkich scenariuszy obliczeniowych obliczono dwa warianty:

- Wariant 1 – zbadano, jaką moc ciepłą można dostarczyć przy różnych wartościach temperatury obliczeniowej i przy maksymalnym przepływie wody dopuszczalnym w analizowanym przedsiębiorstwie.
- Wariant 2 – zbadano, jaki przepływ wody sieciowej jest potrzebny, aby pokryć zapotrzebowanie na moc ciepłą odbiorców przy różnych poziomach temperatur wody sieciowej. Zbadano także, jak zachowa się sieć przy zwiększaniu przepływu, aż do osiągnięcia mocy nominalnej, przy założonych temperaturach zasilania i powrotu.

Zapotrzebowanie odbiorców na moc w warunkach projektowych (-20°C) w systemie wynosi 491 MW. Zestawienie wyników (tabela 5) pokazuje, że już od scenariusza obliczeniowego 4 wydajność cieplna systemu nie pokrywa zapotrzebowania odbiorców na moc ciepłą.

Tabela 5 zawiera wyniki analizy wariantu 1, czyli poziomu mocy cieplnej, którą można dostarczyć do odbiorców w kolejnych scenariuszach temperaturowych.

Tabela 5. Parametry działania sieci dla poszczególnych scenariuszy obliczeniowych (wariant 1)

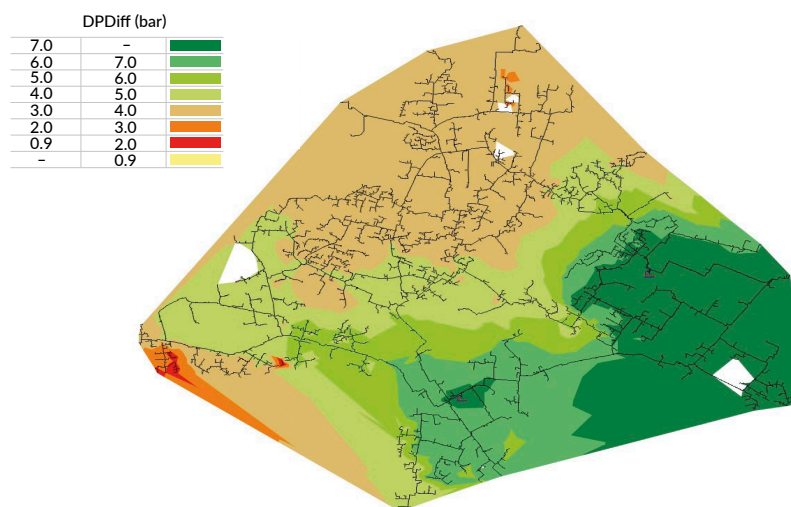
Scenariusz	Zasilanie (temp. obliczeniowa) °C	Powrót (temp. obliczeniowa) °C	Współczynnik pokrycia zapotrzebowania na moc	Moc dostarczana do odbiorców MW	Moc przekazywana do sieci MW	Przepływ wody sieciowej t/h
1	150	70	1,26	619	658	7 065
2	140	67	1,16	570	607	7 135
3	130	64	1,06	520	555	7 219
4	120	61	0,94	462	493	7 182
5	110	58	0,81	398	427	7 053
6	100	55	0,71	349	376	7 166
7	90	52	0,59	290	314	7 099
8	80	49	0,48	236	258	7 136
9	70	46	0,36	177	196	7 021

Źródło: opracowanie własne autorów.

Analizowany system ciepłowniczy charakteryzuje się jedynie niewielką rezerwą mocy. Przy utrzymaniu nominalnego przepływu wody sieciowej wraz ze zmianą temperatury spada wartość mocy, jaką może dostarczyć system. Dla najwyższych temperatur 150–70°C moc, jaką można dostarczyć do odbiorców, wynosi 619 MWt, to o 128 MWt więcej niż obecne zapotrzebowanie. Jednak dla scenariusza 9 dla najniższych temperatur 70–46°C przepustowość systemu spada do 177 MWt, czyli 314 MWt (71%) mniej niż potrzebują odbiorcy.

Na grafice 30 przedstawiono rozkład dostępnych ciśnień w systemie przy nominalnym przepływie wody sieciowej.

Grafika 30. Rozkład dostępnego ciśnienia w sieci przy przepływie nominalnym 7 200 t/h



Źródło: opracowanie własne autorów.

W wariancie 2 przeanalizowano konsekwencje dla systemu w sytuacji, kiedy chcemy zapewnić moc wymaganą przez odbiorców (491 MWt) przy różnych poziomach temperatury wody sieciowej. Wraz ze spadkiem temperatury projektowej, wymagany jest większy przepływ w sieci ciepłowniczej w celu dostarczenia wymaganej mocy, co jednak napotyka na ograniczenia w systemie.

46 Aby dostarczyć moc zamawianą w scenariuszu 1 (150–70°C), wystarczy przepływ wody o wartości 5,7 tys. t/h. W przypadku scenariusza niskotemperaturowego 9 (70–46°C) przepływ wzrasta do hipotetycznej wartości 18,3 tys. t/h. Tabela 6 prezentuje wyniki analizy dla poszczególnych scenariuszy.

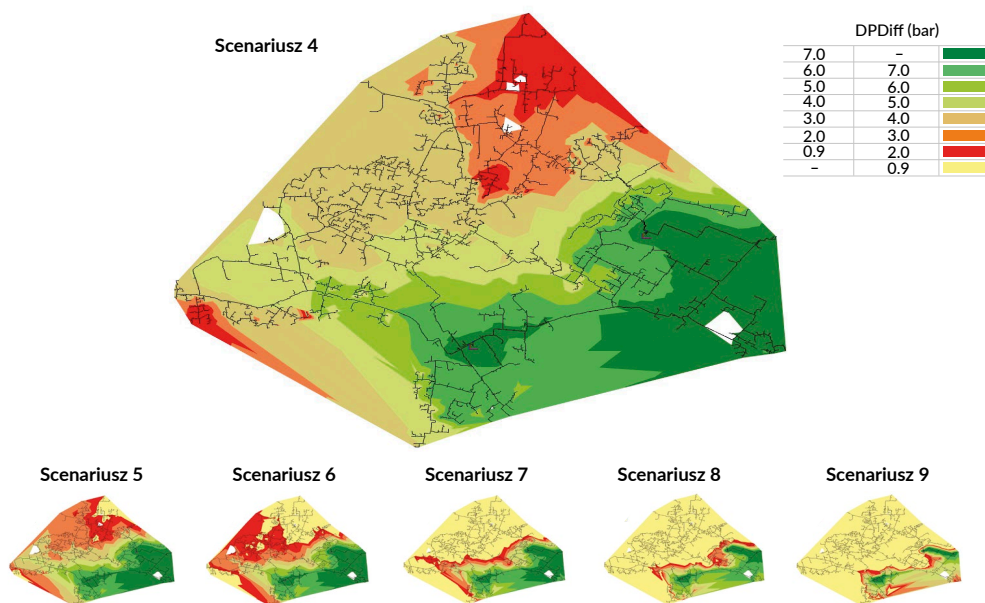
Tabela 6. Parametry operacyjne sieci dla poszczególnych scenariuszy obliczeniowych, aby zapewnić pokrycie na moc zamawianą (491 MWt)

SCENARIUSZ		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Temperatura	°C	150–70	140–67	130–64	120–61	110–58	100–55	90–52	80–49	70–46
Zapotrzebowanie odbiorców na moc	MW	491	491	491	491	491	491	491	491	491
Moc systemu	MW	530	528	525	523	520	518	516	513	511
Przepływ wody EC1	t/h	3 884	4 238	4 668	5 160	5 875	6 760	7 971	9 730	12 513
Przepływ wody EC2	t/h	1 810	1 972	2 168	2 412	2 720	3 125	3 679	4 483	5 757
Całkowity przepływ	t/h	5 694	6 210	6 836	7 610	8 595	9 884	11 650	14 213	18 270
Temp. zasilania	°C	150	140	130	120	110	100	90	80	70
Temp. powrotu	°C	70	67	64	61	58	55	52	49	46
Delta temp.	°C	80	73	66	59	52	45	38	31	24
Ciśn. zasilanie EC1	bar	8,3	8,8	9,5	9,8	9,9	10,0	10,2	10,5	11,1
Ciśn. powrót EC1	bar	2,9	2,9	2,6	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Ciśn. zasilanie EC2	bar	8,0	8,8	9,8	11,1	11,8	11,8	11,9	12,0	12,0
Ciśn. powrót EC2	bar	2,8	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,0	2,0	2,0
Ciśn. delta EC1	bar	5,4	6,0	6,9	7,6	7,9	8,0	8,2	8,5	9,1
Ciśn. delta EC2	bar	5,2	6,1	7,1	8,5	9,4	9,6	9,9	10,0	10,0

Źródło: opracowanie własne autorów.

Z kolei grafiki 31 i 32 obrazują rozkład ciśnienia w sieci w scenariuszach obliczeniowych 4–9. Scenariusz 4 można uznać za graniczny, gdyż nastąpiło tu przekroczenie (choć jeszcze niewielkie) dopuszczalnej wartości przepływu wody sieciowej.

Grafika 31. Rozkład ciśnienia dyspozycyjnego w sieci dla scenariuszy obliczeniowych 4–9



Źródło: opracowanie własne autorów.

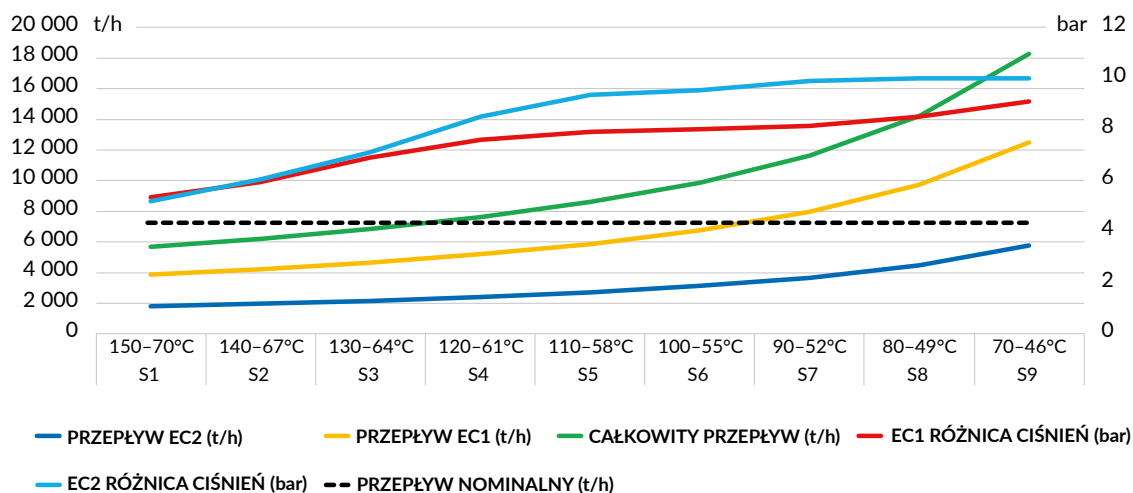
W przypadku scenariuszy od 1 do 4 wymagania dotyczące ciśnienia dyspozycyjnego w systemie są spełnione (min. 1 bar w każdym punkcie odbioru). W przypadku scenariusza 5 deficyt ciśnienia dyspozycyjnego (żółty) pojawia się w północnej części systemu. Deficyt ten pogłębia się (obejmuje coraz większy obszar) wraz ze wzrostem przepływu. Jest to efekt ograniczenia wielkości ciśnienia na zasilaniu w źródłach ciepła do poziomu 12 bar. Wzrost ciśnienia powyżej tej wartości może spowodować uszkodzenie sieci.

47

Ciśnienie dyspozycyjne (różnica pomiędzy ciśnieniem zasilania i powrotu) w każdym źródle wzrasta z 5,2 bar do maksymalnej dopuszczalnej różnicy ciśnień w systemie wynoszącej 10 bar. Ponieważ nie jest możliwe dalsze zwiększanie ciśnienia dyspozycyjnego w źródle ciepła, występuje deficyt różnicy ciśnień w węzłach ciepłych.

W ramach symulacji zbadano, gdzie w sieci pojawia się deficyt ciśnienia. Praca systemu z temperaturami na zasilaniu 120°C i więcej, czyli w scenariuszach 1–4, nie wymaga żadnych inwestycji w poprawę hydrauliki sieci ciepłowniczych. Deficyt pojawia się w systemie od scenariusza 5 (110°C), a następnie systematycznie wzrasta dla scenariuszy od 6 do 9.

Grafika 32. Zmiany dostępnego ciśnienia i przepływu w zależności od scenariuszy



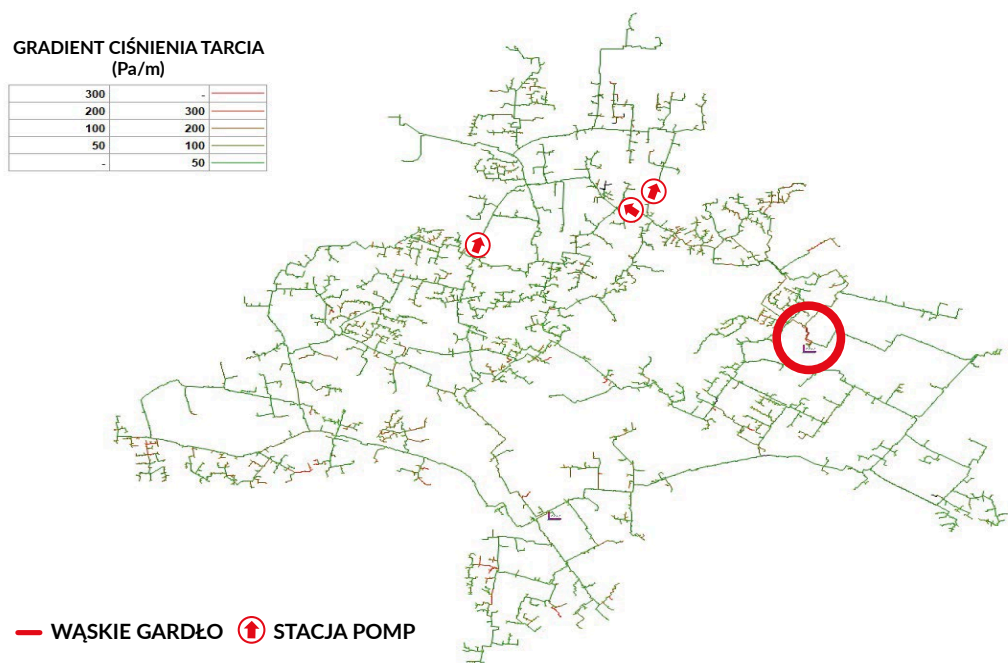
Źródło: opracowanie własne autorów.

W ramach analizy zbadano także, w których punktach sieci występują problemy hydrauliczne i zaproponowano metody ich rozwiązania.

Dostępny deficyt ciśnienia jest wynikiem spadku ciśnienia w przepływie nośnika ciepła. Zakładając, że dopuszczalny gradient spadku ciśnienia może wynosić 150 Pa/m, w systemie pojawiają się tzw. wąskie gardła.

Wyniki obliczeń przedstawiono na grafice 33. Jak widać, problemy związane z nadmiernym spadkiem ciśnienia (czerwony kolor linii) dotyczą głównie sieci dystrybucyjnej i przyłączeniowej. W tym przypadku główna sieć nie wymagałaby przebudowy – z wyjątkiem odcinka znajdującego się bezpośrednio przy EC2 (zaznaczono okręgiem).

Grafika 33. Gradient ciśnienia tarcia (scenariusz obliczeniowy 5)



48

Źródło: opracowanie własne autorów.

Deficyt mocy i energii

Wracając do wyników analizy przedstawionych w wariantcie 1, czyli przy nieprzekroczonym dopuszczalnym poziomie przepływu wody, warto przyjrzeć się wyliczonym deficytom mocy. Bowiern do pewnego poziomu redukcji temperatury sieci nie przekładają się one na duże ubytki energii. Problemem tym można relatywnie łatwo zarządzić, o czym pisaliśmy wcześniej (rozdział 6).

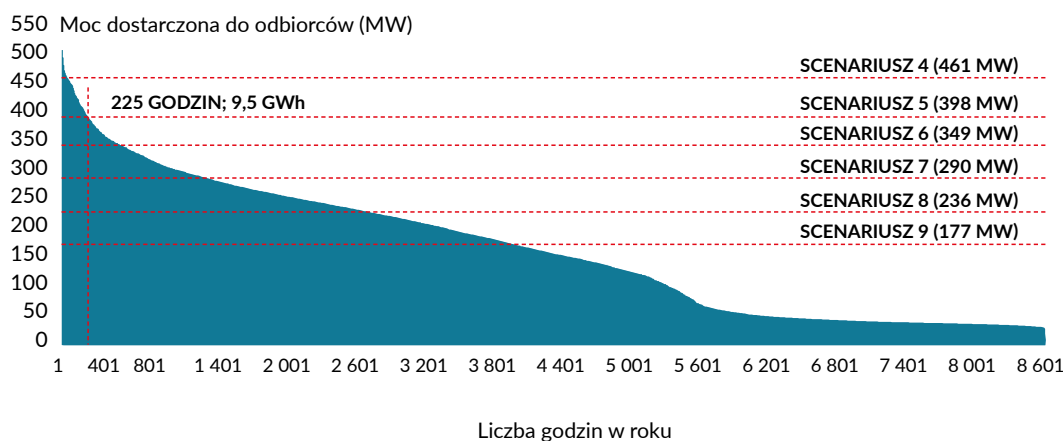
Obecne parametry projektowe w systemie ciepłowniczym wynoszą 130–65°C, co odpowiada scenariuszowi 3. Nominalna moc cieplna może być jeszcze dostarczana do odbiorców po obniżeniu parametrów do 120–61°C (scenariusz 4). Nie wymaga to znaczących modyfikacji systemu i jest uważane za bezkosztowy, natychmiastowy wariant obniżenia temperatury.

Przy relatywnie niskich nakładach inwestycyjnych możliwy do realizacji jest również scenariusz 5. Obniżenie parametrów skutkuje tu deficytem 93 MWt (19% mocy szczytowej). Patrząc jednak na wykres uporządkowany zapotrzebowania na moc zamówioną (grafika 34), widać jednak, że deficyt ten występuje bardzo krótko, bo tylko przez 225 godzin rocznie i odpowiada za brak zaledwie 0,7% całkowitego rocznego zużycia ciepła w systemie (9,5 GWh).

Warto zwrócić uwagę na deficyt mocy w scenariuszu 7. Wynosi on 201 MWt, to relatywnie dużo, bo aż 41%. Jednak z perspektywy braku dostaw ciepła to tylko 73 GWh, czyli 5% całkowitego rocznego zużycia. Zatem scenariusz 7 jest korzystny, gdyż obniżono temperaturę na zasilaniu do 90°C, czerpiąc korzyści z tego typu działania, a potencjalne działania dla zapewnienia brakujących dostaw energii nie muszą być zbyt kapitałochłonne.

Na skutek silnego wyfłaszczania krzywej mocy dalsze zmniejszanie temperatury sieci (aż do scenariusza obliczeniowego 9) powoduje, że brakuje pokrycia dla 25% rocznego zużycia ciepła (373 GWh) ze względu na ubytek mocy wynoszący 314 MWt (64%). Deficyty mocy będą zatem musiały zostać pokryte różnymi działaniami kompensacyjnymi – inwestycyjnymi i operacyjnymi.

Grafika 34. Uporządkowany wykres mocy dostarczonej do odbiorców



Źródło: opracowanie własne autorów.

W dalszej części analizy przyjęto, że możliwe jest docelowe usunięcie barier technicznych w funkcjonowaniu sieci, co pozwoli na jej pracę przy obniżonych parametrach. Nakłady inwestycyjne na projekty i zakres prac zależą od stopnia redukcji parametrów.

49

Zakres działań inwestycyjnych planowanych do wykonania w poszczególnych scenariuszach obliczeniowych:

- Transformacja istniejących źródeł ciepła**
 Zakres prac obejmuje budowę i modernizację źródeł ciepła w istniejących lokalizacjach. Ma to prowadzić do osiągnięcia pełnej neutralności klimatycznej tych źródeł w 2050 r. Założono, że oddany do użytku w 2022 r. blok biomasowy będzie funkcjonował w tym okresie. Pozostałe źródła, czyli blok gazowo-parowy oraz kotły węglowe zostaną zastąpione źródłami OZE. Zakres inwestycji w istniejących elektrociepłowniach będzie inny w każdym scenariuszu, w zależności od budowy alternatywnych, rozproszonych źródeł ciepła.
- Budowa i podłączenie źródeł rozproszonych**
 Zakres prac obejmuje budowę i przyłączenie do sieci odnawialnych źródeł ciepła i instalacji oraz przemysłowego ciepła odzyskanego. Planowane są zarówno instalacje spalania paliw (biogaz, biometan) oraz wymienniki ciepła, jak i pompy ciepła wspomagane fotowoltaiką. Zakłada się, że moc poszczególnych źródeł rozproszonych będzie zawierać się w przedziale 1–20 MW.
- Budowa indywidualnych źródeł ciepła w budynkach**
 Zakres prac obejmuje źródła dostarczające ciepło bezpośrednio do instalacji odbiorczych budynku. Będą to zarówno powietrzne, jak i gruntowe pompy ciepła wspomagane instalacjami fotowoltaicznymi, a także systemy odzysku ciepła z wentylacji i ścieków szarych.
- Przebudowa i modernizacja sieci**
 Zakres prac obejmuje likwidację wąskich gardeł i budowę przepompowni sieciowych. Głównym obszarem przebudowy jest wymiana przyłączy do budynków. W ramach transformacji systemu przewiduje się również poprawę izolacji rurociągów. Inwestycje odtworzeniowe i nowe przyłącza nie są brane pod uwagę.

- **Dostosowanie i modernizacja węzłów ciepłych**

W ramach tego zadania przewiduje się nakłady na dostosowanie węzłów ciepłych do nowych warunków pracy, w tym zmiany parametrów oraz modernizację automatyki do zarządzania instalacjami hybrydowymi. Oceniono również budowę krótkoterminowych magazynów ciepła.

- **Termomodernizacja i odzysk ciepła**

Wydatki obejmują termomodernizację budynków, w tym tych wcześniej ocieplonych. Prace obejmują instalacje do odzysku ciepła z wentylacji oraz wdrożenie systemów zarządzania ciepłem (HMS) w budynkach.

- **Cyfryzacja systemu grzewczego**

Cyfryzacja systemu ciepłowniczego obejmuje rozbudowę i modernizację systemów telemetrii i telemechaniki, a także zdalną regulację i sterowanie. System obejmuje również wdrożenie DSR (ang. *Demand Side Response*) i umożliwi wykorzystanie sieci do akumulacji ciepła.

Moce źródeł ciepła, które muszą zostać wybudowane, aby zapewnić wymagane dostawy ciepła do odbiorców przedstawia tabela 7.

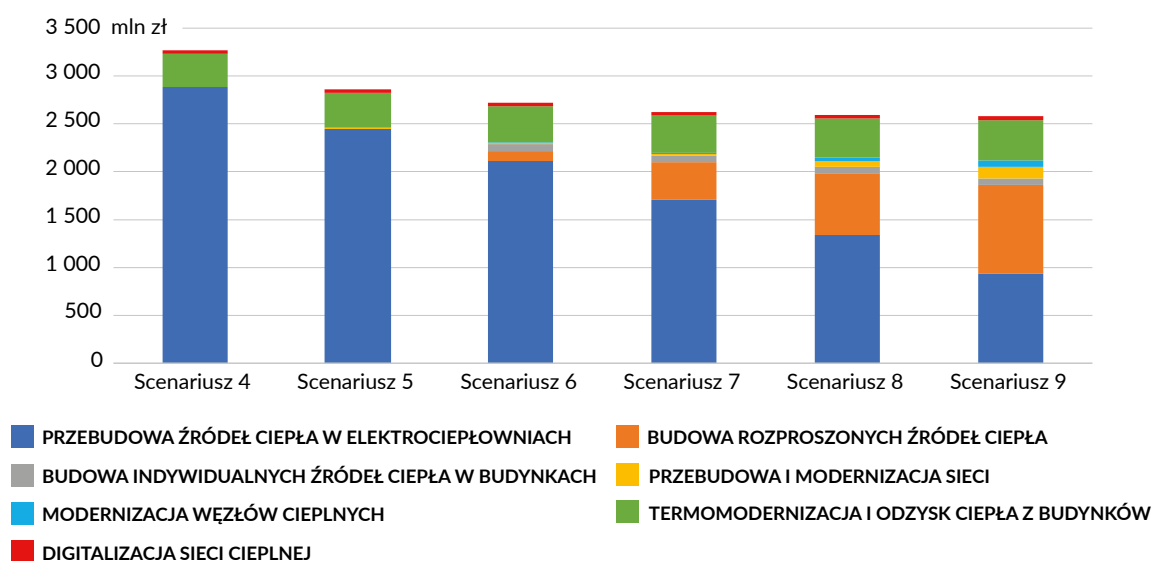
Tabela 7. Moce nowych źródeł ciepła w zależności od scenariusza obliczeniowego

	S4	S5	S6	S7	S8	S9
Modernizacja istniejących elektrociepłowni w kierunku zerowej emisji CO ₂	422	358	309	250	196	137
Budowa i podłączenie źródeł rozproszonych	0	0	20	76	126	181
Budowa indywidualnych źródeł ciepła w budynkach	0	0	19,4	19,2	19,0	18,8

Źródło: opracowanie własne autorów.

Nakłady inwestycyjne związane z poszczególnymi scenariuszami przedstawia kolejna grafika (35).

Grafika 35. Łączne nakłady inwestycyjne w rozbiciu na grupy działań w scenariuszach obliczeniowych 4–9

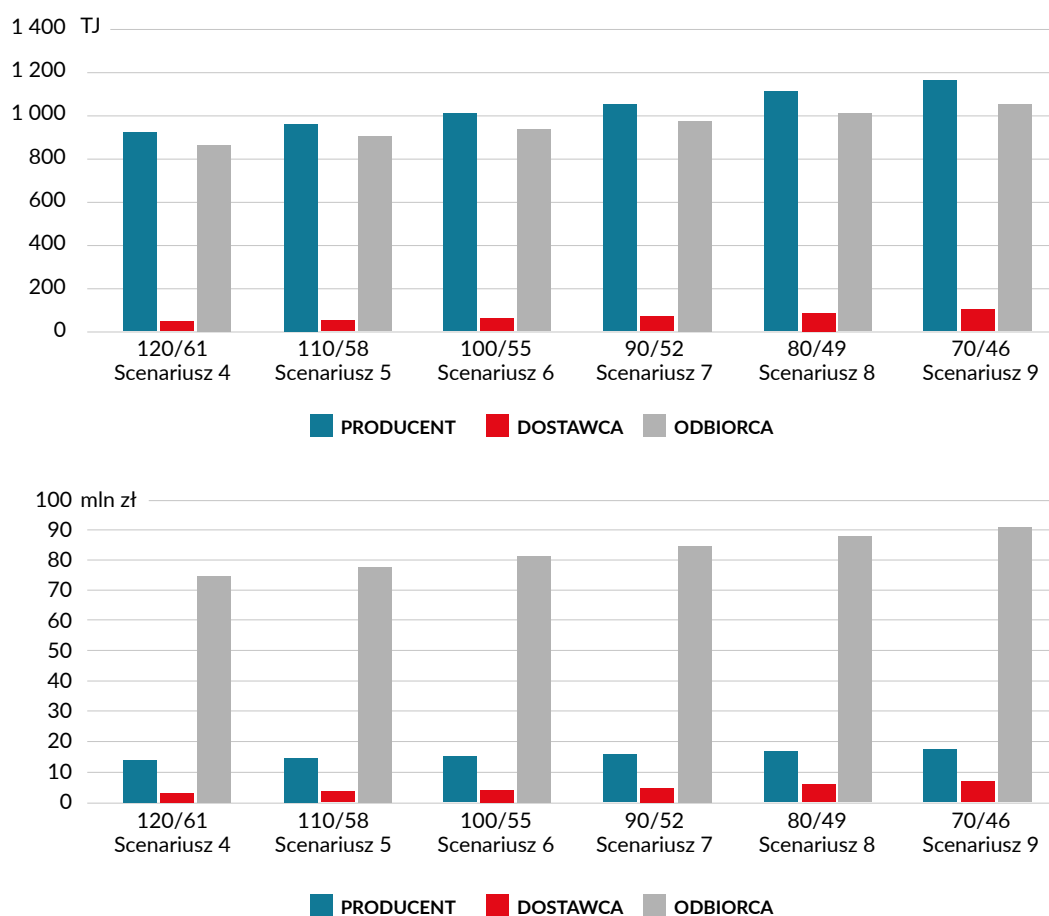


Źródło: opracowanie własne autorów.

Jak widać, najwyższe koszty wiążą się z budową nowych, zeroemisyjnych źródeł ciepła w istniejących elektrociepłowniach. Im wyższa temperatura sieci, tym większe muszą być moce wytwórcze źródeł ciepła, a więc i nakłady inwestycyjne. Wraz ze zmniejszaniem temperatury sieci i wzrostem efektów energetycznych, maleją sumaryczne nakłady na nowe źródła ciepła – w elektrociepłowniach oraz w rozproszonych lokalizacjach. Kolejnym działaniem związanym z wysokimi kosztami jest termomodernizacja budynków.

Grafika 36 przedstawia wyliczone roczne korzyści finansowe w poszczególnych scenariuszach (4–9) po stronie wytwórców (mniejsze koszty produkcji), dostawców (mniejsze straty przesyłu i dystrybucji) i odbiorców ciepła (mniejsze zużycie energii). Nie uwzględniono niemierzalnych korzyści związanych z osiągnięciem neutralności klimatycznej w obszarze zaopatrzenia w ciepło.

Grafika 36. Roczne oszczędności energetyczne i finansowe w zależności od scenariusza redukcji temperatury sieci



Źródło: opracowanie własne autorów.

Pomimo wysokich nakładów inwestycyjnych, realizacja projektu jest uzasadniona ekonomicznie. Nakłady są rozłożone na wiele lat, a korzyści trwałe. Uwzględniono także wymierne korzyści dla producentów, dystrybutorów i użytkowników końcowych ciepła. Prosty okres zwrotu¹¹ jest najdłuższy dla scenariusza 4 i wynosi 35 lat. W kolejnych scenariuszach maleją nakłady inwestycyjne, przy jednoczesnym wzroście oszczędności kosztów, co prowadzi do 22-letniego okresu zwrotu w scenariuszu 9. Najbardziej opłacalne scenariusze to głęboka transformacja związana z obniżeniem temperatury w sieci ciepłowniczej.

¹¹ Okres zwrotu zależy od założeń dotyczących bieżących kosztów wytworzenia ciepła oraz poniesionych nakładów inwestycyjnych na modernizację. Przedstawione wyniki należy traktować jako poglądowe. Celem niniejszego studium przypadku jest wskazanie korelacji pomiędzy poszczególnymi scenariuszami, co będzie pomocne przy planowaniu dalszych działań modernizacyjnych.

W wycenie zadań uwzględniono inwestycje transformacyjne po stronie wytwórców ciepła oraz związane z restrukturyzacją źródeł podstawowych. Nakłady te znacząco maleją wraz z możliwością wykorzystania niskotemperaturowych źródeł lokalnych i rozproszonych.

Pod uwagę należy brać nie tylko wyniki finansowe, ale też możliwości realizacji projektu. Istotne są czynniki organizacyjne, formalno-prawne i społeczne. W szczególności dużą trudność może stanowić odpowiednia lokalizacja dużej liczby źródeł rozproszonych. Pod uwagę należy wziąć zarówno miejsce, jak i możliwość pozyskania paliw i energii.

W związku z tymi wszystkimi aspektami wydaje się, że realizacja projektu w scenariuszu 7 jest rozwiązaniem optymalnym. Pozwala on na obniżenie parametrów pracy w sieci poniżej 100°C przy relatywnie niższych nakładach inwestycyjnych (niż w scenariuszach 4–6). Pozwala to na wykorzystanie niskotemperaturowych źródeł ciepła w całym okresie eksploatacji.

Wnioski

Możliwość obsługi systemu przy obniżonych parametrach temperatury (scenariusze 5–9) wymaga kilku działań dostosowawczych, takich jak:

- poprawa hydrauliki sieci poprzez przebudowę tzw. wąskich gardieł,
- budowa przepompowni wody sieciowej,
- budowa rozproszonych źródeł ciepła,
- obniżenie zapotrzebowania na ciepło u użytkowników końcowych,
- lokalne dostarczanie ograniczonej ilości ciepła,
- dostosowanie węzłów cieplnych,
- cyfryzacja systemu grzewczego.

52

Działania inwestycyjne wymagają zbadania szeregu warunków. W szczególności należy wziąć pod uwagę prognozowane potrzeby cieplne systemu i kierunki strategiczne. Bieżące inwestycje nie mogą blokować osiągnięcia celu długoterminowego. Zdarza się często, że przebudowywane są odcinki sieci o przewymiarowanych średnicach w odniesieniu do aktualnych potrzeb (co przyczynia się do obniżenia strat przesyłowych), które później okazują się wąskimi gardłami przy obniżeniu parametrów pracy sieci. Jeżeli przebudowana sieć jest w dobrym stanie technicznym, to decyzja o kolejnych zmianach i przebudowach powinna być podejmowana rozważnie.

Omawiany przykład pokazuje, że dostosowanie istniejącej sieci do wymagań systemu niskotemperaturowego musi uwzględniać stan techniczny istniejącej infrastruktury. Środki adaptacyjne muszą być starannie dobrane, aby osiągnięcie celu było technicznie i ekonomicznie wykonalne.

Jeśli sieć ciepłownicza jest nowa i energooszczędna, należy przede wszystkim rozważyć działania związane z ograniczeniem popytu na ciepło u odbiorcy końcowego. Dopiero w kolejnym kroku można brać pod uwagę zmianę geometrii sieci i jej istotną przebudowę. Należy wziąć pod uwagę, że restrukturyzacja źródeł centralnych – przy założeniu całkowitej neutralności klimatycznej – jest droższa niż ich częściowa wymiana na źródła rozproszone i lokalne OZE. Należy się także spodziewać, że cena ciepła odpadowego i ciepła pozyskiwanego lokalnie będzie niższa od ceny ciepła ze źródeł centralnych po ich przetworzeniu.

Zasadne jest obniżenie parametrów temperaturowych nośnika ciepła ze względu na poprawę efektywności energetycznej dostaw oraz możliwość bezpośredniego włączenia do systemu źródeł ciepła odpadowego. W dużych aglomeracjach miejskich szczególnie istotne wydaje się ponowne wykorzystanie ciepła używanego do wentylacji. Należy wprowadzić obowiązek odzysku ciepła z instalacji wentylacyjnych dla nowych budynków. Dla istniejących budynków należy natomiast wdrożyć silne systemy zachęty do tego typu rozwiązań.

Z analizy przypadku wynika, że systemy grzewcze posiadają rezerwy mocy umożliwiające praktycznie bezkosztowe obniżenie parametrów temperaturowych. Poziom redukcji parametrów zależy od specyfiki systemu. Doświadczenia autorów z analiz różnych systemów grzewczych pokazują, że w mniejszych systemach potencjał do niskokosztowych działań jest większy.

Dobór środków mających na celu obniżenie parametrów temperaturowych w sieci oraz ustalenie priorytetów są również specyficzne dla warunków lokalnych. Istotne są dostępność ciepła odpadowego, aktualna geometria sieci, lokalizacja istniejących źródeł oraz stan techniczny poszczególnych elementów systemu.

Analizując skutki obniżenia temperatury nośnika ciepła w systemie, należy wziąć pod uwagę zarówno deficyt mocy w źródłach centralnych w warunkach projektowych, jak i okres roku, w którym ten deficyt występuje, a także ilość potencjalnie niedostarczonego ciepła.

Bardzo ważne jest, aby przedsiębiorstwa ciepłownicze w swoich planach rozwoju czy planach dążenia do neutralności klimatycznej uwzględniały zarówno cele, jak i priorytety długoterminowe.

Załącznik – metoda analizy scenariuszowej

Wykorzystany w analizie model obliczeniowy minimalizował całkowite koszty działania systemów ciepłowniczych, tj. pokrywania zapotrzebowania na ciepło i budowy nowych mocy wytwórczych w okresie 2020–2050, zgodnie z przyjętymi uwarunkowaniami wejściowymi.

Istniejące systemy ciepłownicze zostały zagregowane w modelu w cztery grupy o różnych przedziałach szczytowej mocy cieplnej. Dla każdej grupy zaproponowano, a następnie przeanalizowano typowy system ciepłowniczy charakteryzujący się określoną mocą cieplną i temperaturą zasilania. Model został skalibrowany dla roku bazowego 2020 poprzez ustalenie dla każdej grupy mocowej:

- mocy cieplnych ciepłowni i elektrociepłowni,
- typu mieszanki paliwowo-technologicznej,
- wielkości produkcji ciepła,
- strat przesyłu i dystrybucji zgodnie z wartościami historycznymi.

53

Uruchomiono go z pięcioletnim krokiem czasowym z rokiem centralnym, dla którego przedstawiono wyniki. Każdy rok centralny został podzielony na cztery sezony. Ponadto każdy sezon miał powtarzający się cykliczny tydzień z dniami podzielonymi na osiem trzygodzinnych części.

Łącznie w każdym roku centralnym były 224 przedziały czasowe modelowania. W każdym przedziale czasowym temperatura zewnętrzna i odpowiadająca jej ilość wymaganego ciepła wraz z temperaturą zasilania były określane zgodnie z typem systemu ciepłowniczego (tj. najwyższy system wysokotemperaturowy, średniotemperaturowy i niskotemperaturowy). Takie podejście pozwoliło na bardziej realistyczne przedstawienie działania technologii, takich jak pompy ciepła (wartość COP i koszt energii elektrycznej zmieniały się w każdym przedziale czasowym), elektrownie słoneczne (profil produkcji i temperatury zasilania), kotły elektryczne (dynamiczne ceny) lub magazynowanie ciepła.

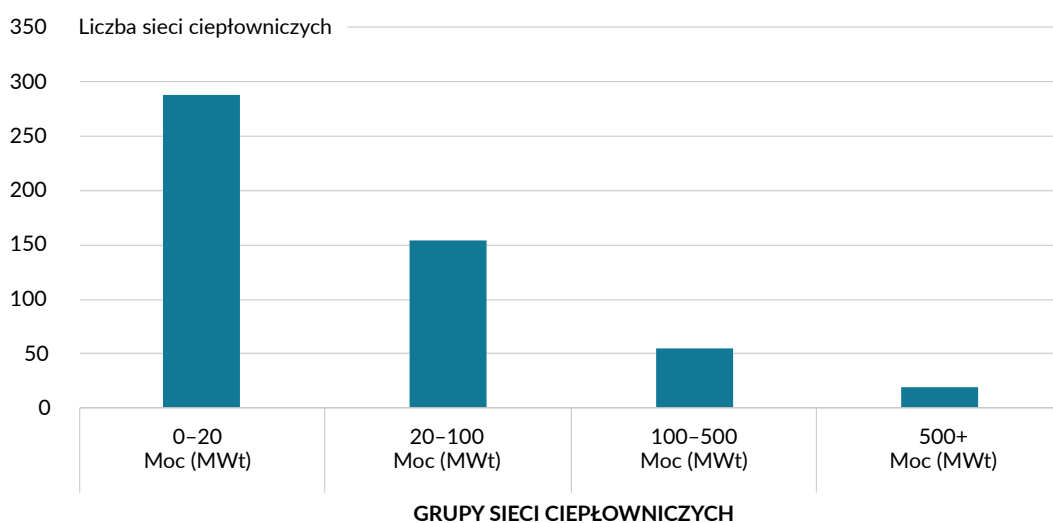
Dla każdej grupy zdefiniowano zestaw technologii ciepłowniczych, które następnie mogły zostać wybrane przez model w zaproponowanych planach inwestycyjnych i operacyjnych. Technologie ciepłownicze zostały scharakteryzowane za pomocą takich parametrów, jak koszty CAPEX i OPEX, sprawność, współczynnik kogeneracji, maksymalna dostępność (roczna i w poszczególnych przedziałach czasowych), wskaźniki emisji itp. Wspólne założenia obejmowały prognozę cen paliw, energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂.

Celem modelowania było wyliczenie całkowitych zdyskontowanych kosztów rozbudowy i eksploatacji systemu w analizowanym okresie. Główne zmienne decyzyjne obejmowały uruchomienie nowych mocy w zakresie dostaw i magazynowania ciepła, produkcji ciepła i energii elektrycznej, zużycia paliwa i emisji zanieczyszczeń. Ponadto model dostarczył informacje na temat kosztów realizacji scenariusza, podzielonych na główne składniki kosztów.

Grupy przedsiębiorstw

Zgodnie z danymi URE polskie ciepłownictwo systemowe składa się z 704 indywidualnych sieci ciepłowniczych, w tym z sieci parowych. W naszej analizie odstąpiono od analizowania tych ostatnich, jako że ich celem nie jest dostarczanie niskotemperaturowego ciepła do ogrzewania pomieszczeń. Ponadto ich całkowity udział w krajowej sprzedaży ciepła z sieci ciepłowniczych wynosi poniżej 10%, wobec czego nie ma to wielkiego znaczenia dla wyników analizy. W konsekwencji podczas dalszych prac uwzględniono 516 indywidualnych sieci, jako podstawę do analizy symulacyjnej. Sieci zostały podzielone na cztery grupy o określonych przedziałach mocy.

Grafika 37. Liczba sieci ciepłowniczych w podziale na grupy mocy



54

Źródło: analiza autorów na podstawie danych ARE i URE.

Dla każdej z grup sieci przyjęto indywidualne rozwiązania techniczne i strategie, adekwatne do uśrednionych warunków pracy przedsiębiorstw operujących tymi sieciami.

1. Małe sieci ciepłownicze

Większość z tych sieci ma jednego centralnego dostawcę ciepła. W nielicznych przypadkach więcej. Źródłem ciepła może być elektrociepłownia wspierana przez kocioł szczytowy lub wyłącznie kotły wodne. W bardzo wielu przypadkach sieci te są przewymiarowane i mają duże rezerwy mocy, czyli potencjał do (niemal) bezinwestycyjnej redukcji temperatury. Ponieważ małe sieci ciepłownicze zazwyczaj występują na obszarach o niskiej intensywności zabudowy, stosunkowo łatwo jest znaleźć wystarczające dostępne zasoby gruntów do budowy farm kolektorów słonecznych. Łatwiej też o lokalną biomasę. Wykorzystanie ciepła odpadowego z oczyszczalni ścieków także jest opcją do wykorzystania, o ile odległość i konieczność budowy długich magistral ciepłowniczych nie niweczy efektów ekonomicznych.

2. Średnie sieci ciepłownicze

Zazwyczaj średnie sieci zasilają miasta liczące ok. 50 tys. mieszkańców lub znajdują się w pobliżu średniej wielkości zakładów przemysłowych. Typowym źródłem ciepła jest elektrociepłownia węglowa uzupełniona kilkoma różnymi kotłami rezerwowymi, które zapewniają dostępność ciepła w przypadku awarii elektrociepłowni i w okresach szczytowego zapotrzebowania. Potencjał wykorzystania ciepła ze ścieków przez średnie sieci ciepłownicze jest większy, choć i tu mogą występować problemy odległościowe, wynikające z lokalizacji centralnego źródła ciepła i oczyszczalni ścieków. Potencjał do bezkosztowego obniżenia temperatury jest mniejszy niż w przypadku małych systemów, ale nadal istnieje.

Ze względu na charakter sieci w miastach średniej wielkości często utrzymuje się jednorodne (temperaturowo) zapotrzebowanie na ciepło, więc potencjał rozdzielania sieci na różne strefy temperaturowe wydaje się raczej ograniczony. Z drugiej strony, odległość do obszarów wiejskich jest niewielka, więc grunty pod produkcję energii słonecznej mogą być dostępne w stosunkowo przystępnych cenach.

3. Duże sieci ciepłownicze

Duże sieci zazwyczaj zaopatrują w ciepło większe miasta liczące zazwyczaj ok. 100 tys. mieszkańców, często ze znacznie rozwiniętym przemysłem. W przypadku tych sieci regułą jest kilka lokalizacji wytwarzania źródeł ciepła i różne technologie. Ze względu na rozproszenie źródeł ciepła istnieje większe prawdopodobieństwo sąsiedztwa oczyszczalni ścieków i wykorzystania ich ciepła odpadowego. Znalezienie odpowiedniego terenu dla znacznej produkcji ciepła słonecznego w okolicy większych miast może jednak okazać się wyzwaniem. W niektórych miastach pojawia się też ciepło ze spalania odpadów komunalnych. Natomiast dostęp do dużych ilości biomasy zaczyna być utrudniony ze względów logistycznych. Ze względu na znaczny rozmiar sieci te można podzielić na wyraźne obszary zaopatrzenia w ciepło mieszkalne i przemysłowe, dzięki czemu podział hydrauliczny na różne poziomy temperatury może okazać się wykonalny z ekonomicznego i technicznego punktu widzenia.

4. Sieci metropolitalne

Obecnie w Polsce istnieje łącznie 19 sieci ciepłowniczych o mocy zainstalowanej wynoszącej ponad 500 MW. Odpowiadają one łącznie za ok. 58% produkcji krajowego ciepła systemowego. Sieci te zazwyczaj działają na granicy swoich możliwości mocowych, a zatem potencjał do bezinwestycyjnego obniżenia temperatury wydaje się być niewielki. Problem ten występuje głównie w okresach szczytowego zapotrzebowania na ciepło. Wykorzystanie znacznego potencjału ciepła odpadowego w dużych miastach może wymagać wsparcia kotłami elektrycznymi, najlepiej w połączeniu z dziennym magazynowaniem ciepła w celu złagodzenia ryzyka związanego z wysoką ceną energii elektrycznej. Termomodernizacja budynków i spadek popytu na ciepło wśród dotychczasowych odbiorców postępują, jednak ze względu na spodziewany dalszy rozwój miast, całkowite zapotrzebowanie na ciepło prawdopodobnie nie zmniejszy się w okresie analizy. Pracę kotłów elektrycznych można zoptymalizować dzięki aktywnemu wykorzystaniu zmiennych cen energii na rynku hurtowym. Energia cieplna z farm solarnych na większą skalę wydaje się mało prawdopodobnym scenariuszem na gęsto zaludnionych obszarach miejskich. Udział biomasy w produkcji ciepła też jest ograniczony ze względów logistycznych.

55

Podział obszarów sieci, np. w czysto mieszkalnych obszarach miejskich, ewentualnie z nowo zagospodarowanymi obszarami lub wysokim udziałem termomodernizowanych budynków, sprawia, że sieci niskotemperaturowe, np. z pompami ciepła typu booster (woda-woda), są opcją wartą rozważenia.

Modelowanie poziomów temperatury

Im niższy jest ogólny poziom temperatury, przy którym działają sieci, tym łatwiejsze jest pozyskanie większych udziałów nowych, niskotemperaturowych źródeł zeroemisyjnych. W każdej z czterech grup sieci istnieje określony potencjał redukcji temperatury, który częściowo ewoluuje w czasie dzięki konkretnym działaniom związanym z przebudową sieci lub poprzez ogólnie postępujące zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło poprzez ciągłą termomodernizację zasobów budowlanych.

Ta analiza ma na celu przedstawienie ewolucji warunków polskiego systemu ciepłowniczego. Zakładamy, że proces obniżania temperatury ma charakter ciągły, a nie skokowy. Przewidujemy, że systemy 5G pojawią się tylko jako nowo wybudowane, np. w nowych dzielnicach miast, ale nie pojawią się w wyniku transformacji istniejących sieci wysokotemperaturowych. Dlatego w tej analizie nie bierzemy pod uwagę sieci działających w temperaturze otoczenia lub zbliżonej do niej.

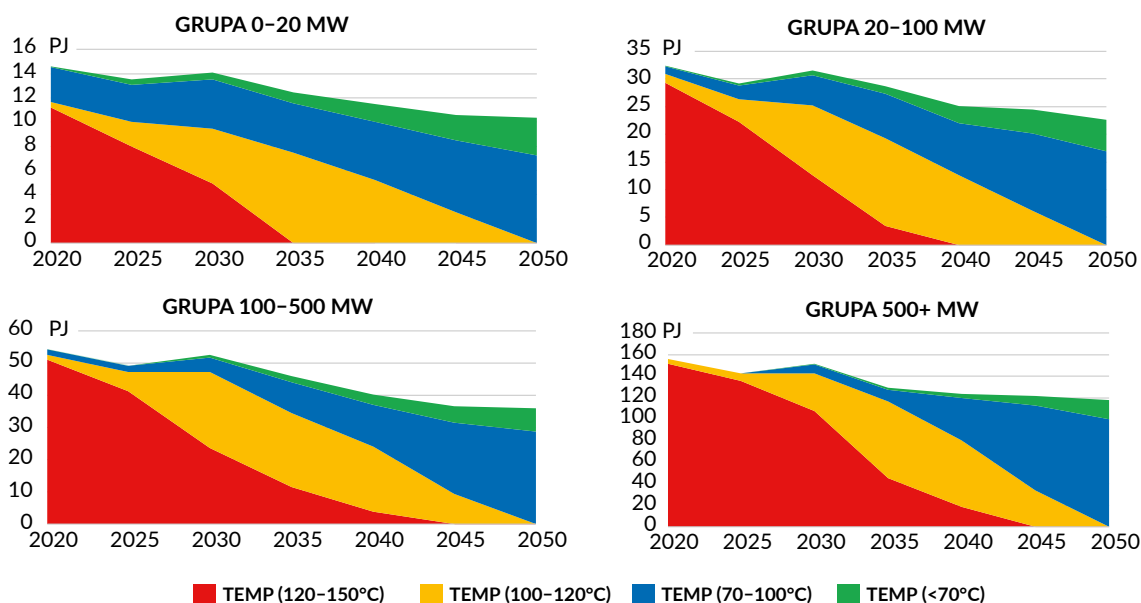
Dla uproszczenia model rozróżnia cztery różne poziomy temperatury, przy których działają sieci: najwyższy, wysoki, średni i niski. Należy podkreślić, że temperatury te reprezentują pewien poziom temperatury i nie powinny być traktowane jako wartości bezwzględne.

Z praktycznego punktu widzenia wydaje się mało prawdopodobne, aby temperatury w sieciach metropolitalnych spadły w przyszłości tak bardzo, jak w mniejszych sieciach. Jednakże, poprzez podział na podsieci o niższych temperaturach, pewna ilość ciepła będzie dostarczana w średnich temperaturach. Ponadto uważamy, że w średnim i długim okresie pompy ciepła będą pracować w wysokich temperaturach, wykazując akceptowalne współczynniki wydajności.

Wykresy na grafice 38 przedstawiają autorskie scenariusze zmian temperatur zasilania sieci w poszczególnych grupach do 2050 r. oraz wielkość produkcji ciepła w czterech poziomach temperaturowych.

Z wykresu wynika, że w mniejszych systemach transformacja w kierunku niższych temperatur jest szybsza i głębsza niż w większych. Zgodnie z ogólną zasadą, w każdej grupie założono całkowitą likwidację sieci wysokotemperaturowych (powyżej 100°C) do roku 2050.

Grafika 38. Produkcja ciepła według poziomu temperatury i wielkości grupy sieci (PJ)



56

Źródło: opracowanie własne autorów.

Założenia cenowe

Przedstawione tabele (tabele 8 i 9) zawierają założenia cenowe przyjęte do analiz optymalizacyjnych.

Tabela 8. Ceny paliw i energii elektrycznej (zł/GJ, koszty emisji CO₂, zł/t CO₂)

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel	18,55	9,08	9,36	9,65	9,93	10,21
Olej opałowy	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33	18,33
Gaz ziemny	42,91	40,27	41,1	41,93	42,76	43,59
RDF	0	0	0	0	0	0
Elektryczność	198,27	158,31	160,51	160,51	160,51	160,51
Biomasa	16,46	15,45	15,77	16,09	16,41	16,73
Biogaz	42,91	40,27	41,1	41,93	42,76	43,59
CO ₂	432,58	540,40	665,85	791,30	878,15	965,00

Źródło: opracowanie własne autorów.

Tabela 9. CAPEX technologii

Technologia	2025-2050 (zł/kW)
Elektrociepłownia – węgiel kamienny	2 360
Elektrociepłownia – olej opałowy	2 440
Elektrociepłownia – gaz ziemny	2 800
Elektrociepłownia – biometan	2 800
Elektrociepłownia – biomasa	6 000
Elektrociepłownia RDF (spalanie odpadów)	4 000
Kocioł – węgiel kamienny	1 645
Kocioł – gaz ziemny	1 500
Kocioł – biometan	1 500
Farma kolektorów słonecznych	2 350
Kocioł elektryczny	765
Przyłącze – wysokotemperaturowe ciepło odpadowe z przemysłu	500
Przyłącze – ciepło odpadowe z elektrolizy	500
Pompa ciepła – oczyszczalnia ścieków	5 000
Pompa ciepła – geotermia płytka	5 000
Pompa ciepła – niskotemperaturowe ciepło odpadowe z przemysłu	4 000
Pompa ciepła we współpracy z magazynami ciepła i kolektorami słonecznymi	4 000
Pompa ciepła na końcówkach sieci	4 900
Pompa ciepła – zwiększenie nakładu inwestycyjnego w sieciach wysokotemperaturowych wynikające z konieczności pracy w kaskadzie	50%
Sezonowe magazyny ciepła (zł/GJ)	750
Krótkoterminowe magazyny ciepła (zł/GJ)	24 000
Nowa sieć	1 810
Węzeł ciepłowniczy (redukcja temperatury)	36,5

57

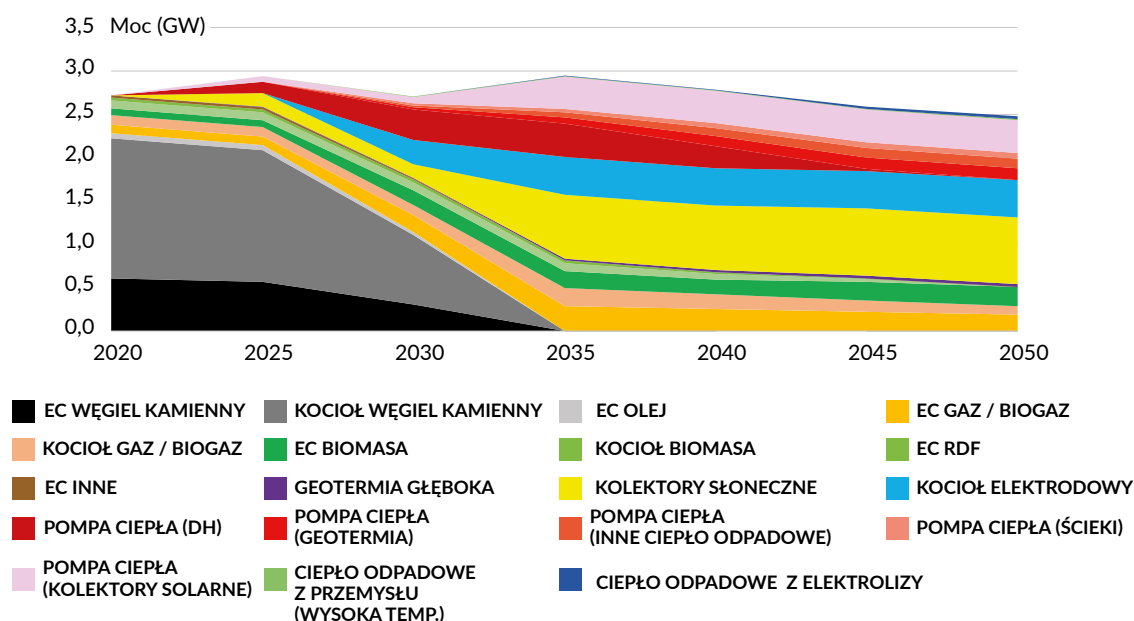
Źródło: : opracowanie własne autorów.

Wyniki modelowania

1. Małe sieci ciepłownicze

W małych systemach (do 20 MWt) struktura mocy zainstalowanej jest zdominowana przez źródła oparte na energii słonecznej wykorzystującej kolektory słoneczne we współpracy z magazynami i pompami ciepła. Szczyt wzrostu mocy zainstalowanej dla pomp ciepła w połączeniu ze źródłami słonecznymi przypada na rok 2035, kiedy źródła węglowe zostają wycofane z eksploatacji. Kotły elektryczne zapewniają wsparcie podczas szczytowego zapotrzebowania. Stosunkowo duża moc źródeł opartych na energii elektrycznej (~45%) zwraca uwagę na potrzebę odpowiedniego dostępu do przyłączy elektrycznych.

Grafika 39. Moc cieplna w grupie małych sieci ciepłowniczych (0–20 MWt)



Źródło: opracowanie własne autorów.

58

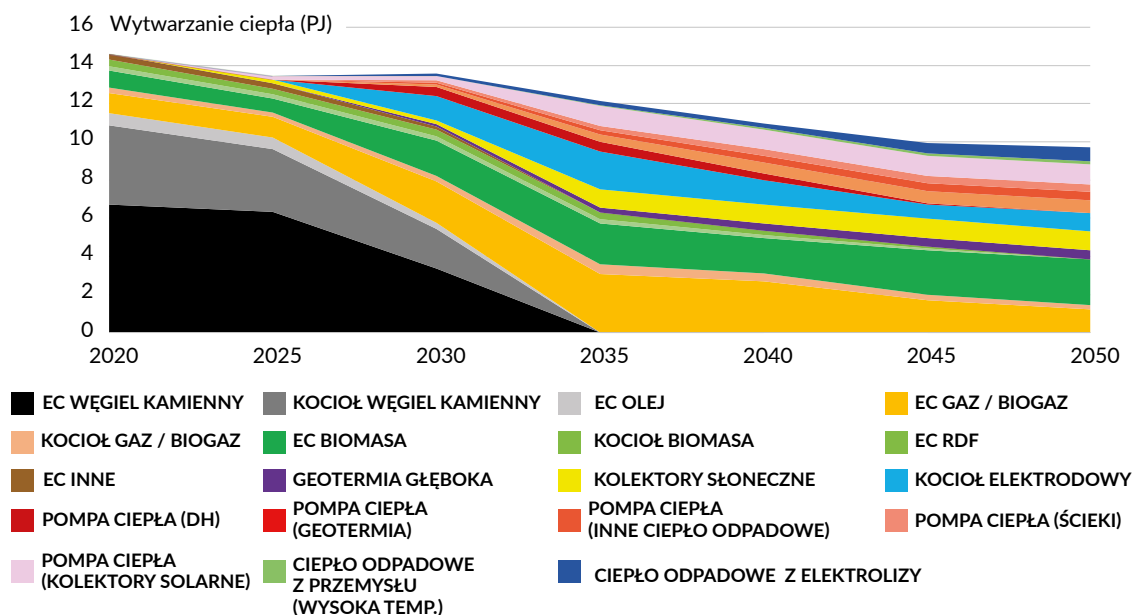
Tabela 10. Moc cieplna w grupie małych sieci ciepłowniczych (0–20MWt) (GW)

Technologia	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EC węgiel kamienny	0,61	0,57	0,30	-	-	-	-
Kocioł węgiel kamienny	1,61	1,52	0,81	-	-	-	-
EC olej	0,06	0,06	0,03	-	-	-	-
EC gaz / biogaz	0,10	0,10	0,20	0,28	0,25	0,22	0,19
Kocioł gaz / biogaz	0,11	0,11	0,11	0,21	0,17	0,13	0,10
EC biomasa	0,08	0,08	0,17	0,20	0,17	0,21	0,22
Kocioł biomasa	0,09	0,09	0,09	0,09	0,06	0,03	-
EC RDF	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01	-
EC inne	0,03	0,03	0,01	-	-	-	-
Geotermia głęboka	-	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03
Kolektory słoneczne	-	0,15	0,15	0,74	0,74	0,77	0,77
Kocioł elektrodowy	-	-	0,28	0,43	0,43	0,43	0,43
Pompa ciepła (DH)	-	0,13	0,35	0,38	0,25	0,03	-
Pompa ciepła (geotermia)	-	-	0,03	0,08	0,12	0,13	0,13
Pompa ciepła (inne ciepło odpadowe)	-	-	0,02	0,05	0,09	0,11	0,11
Pompa ciepła (ścieki)	-	-	0,02	0,04	0,06	0,07	0,07
Pompa ciepła (kolektory solarne)	-	0,07	0,08	0,38	0,38	0,38	0,38
Ciepło odpadowe z przemysłu (wysoka temp.)	-	-	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
Ciepło odpadowe z elektrolizy	-	-	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03
Razem	2,72	2,94	2,71	2,95	2,79	2,59	2,47

Źródło: opracowanie własne autorów.

W małych systemach ciepłowniczych o mocy do 20 MWt energia słoneczna (dostarczana do sieci bezpośrednio lub za pomocą pomp ciepła) stanowi 17% całkowitej produkcji ciepła w 2035 r., a udział ten wzrośnie do 21% do 2050 r. Biometan i biomasa są odpowiedzialne za produkcję ok. 40% ciepła w tym samym okresie. To odwrócenie udziałów w stosunku do zainstalowanej mocy wynika z niższego wskaźnika wykorzystania paneli słonecznych. Udział produkcji ciepła ze wszystkich rodzajów pomp ciepła rośnie z czasem, osiągając 26% w 2050 r.

Grafika 40. Wytwarzanie ciepła w grupie małych sieci ciepłowniczych (0–20 MWt)



Źródło: opracowanie własne autorów.

Tabela 11. Wytwarzanie ciepła w grupie małych sieci ciepłowniczych (0–20 MWt) (PJ)

Technologia	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EC węgiel kamienny	6,72	6,32	3,36	-	-	-	-
Kocioł węgiel kamienny	4,13	3,30	2,06	-	-	-	-
EC olej	0,66	0,62	0,33	-	-	-	-
EC gaz / biogaz	1,06	1,06	2,16	3,08	2,71	1,70	1,23
Kocioł gaz / biogaz	0,29	0,24	0,29	0,50	0,40	0,30	0,21
EC biomasa	0,86	0,73	1,86	2,15	1,86	2,32	2,40
Kocioł biomasa	0,24	0,20	0,24	0,24	0,16	0,08	-
EC RDF	0,34	0,29	0,34	0,34	0,23	0,11	-
EC inne	0,31	0,29	0,15	-	-	-	-
Geotermia głęboka	-	0,00	0,13	0,24	0,38	0,45	0,47
Kolektory słoneczne	-	0,20	0,20	0,97	0,97	1,01	1,01
Kocioł elektrodowy	-	-	1,27	1,97	1,28	0,75	0,96
Pompa ciepła (DH)	-	0,01	0,48	0,52	0,34	0,04	-
Pompa ciepła (geotermia)	-	-	0,13	0,38	0,59	0,65	0,66
Pompa ciepła (inne ciepło odpadowe)	-	-	0,08	0,21	0,36	0,41	0,44
Pompa ciepła (ścieki)	-	-	0,12	0,24	0,34	0,40	0,40
Pompa ciepła (kolektory solarne)	-	0,19	0,21	1,03	1,03	1,05	1,05
Ciepło odpadowe z przemysłu (wysoka temp.)	-	-	0,02	0,04	0,07	0,11	0,15
Ciepło odpadowe z elektrolizy	-	-	0,11	0,22	0,22	0,55	0,73
Razem	14,60	13,45	13,56	12,14	10,94	9,93	9,71

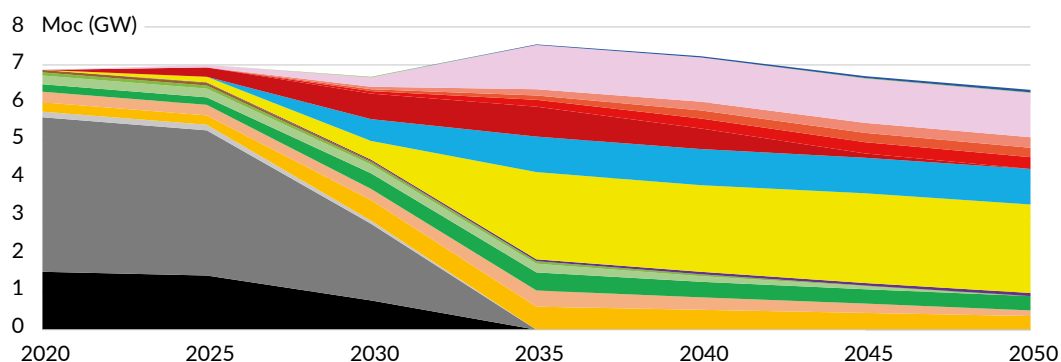
Źródło: opracowanie własne autorów.

2. Średnie sieci ciepłownicze

W systemach o mocy od 20 do 100 MWt źródła oparte na energii słonecznej nadal stanowią podstawę struktury mocy. Zauważalny jest również wzrost mocy zainstalowanej pomp ciepła w połączeniu ze źródłami solarnymi w 2035 r., gdy źródła węglowe zostają wycofane z eksploatacji.

Wysoki udział mocy kolektorów słonecznych wynika z założonej w modelowaniu dostępności tej technologii. Udział mocy zainstalowanej w źródłach wykorzystujących energię elektryczną pozostaje na podobnym poziomie jak w małych systemach – ok. 45%.

Grafika 41. Moc ciepła w grupie średnich sieci ciepłowniczych (20–100 MWt) (GW)



60

Źródło: opracowanie własne autorów.

Tabela 12. Moc ciepła w grupie średnich sieci ciepłowniczych (20–100 MWt) (GW)

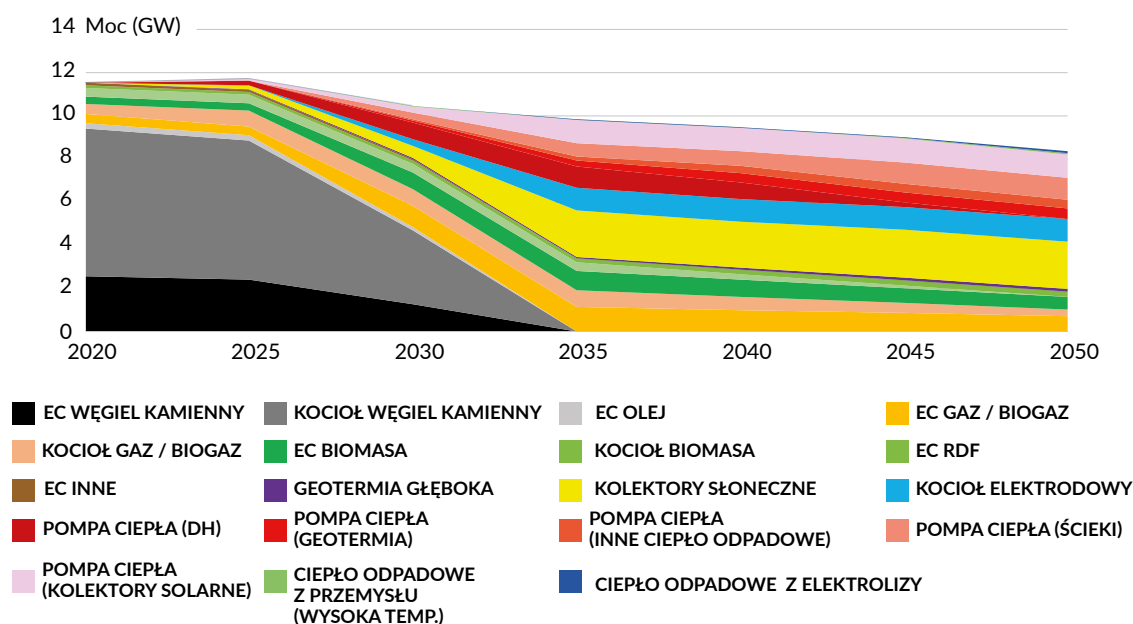
Technologia	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EC węgiel kamienny	1,53	1,44	0,77	-	-	-	-
Kocioł węgiel kamienny	4,08	3,83	2,04	-	-	-	-
EC olej	0,15	0,14	0,08	-	-	-	-
EC gaz / biogaz	0,25	0,25	0,55	0,61	0,53	0,45	0,37
Kocioł gaz / biogaz	0,29	0,29	0,29	0,43	0,33	0,24	0,14
EC biomasa	0,20	0,20	0,41	0,47	0,40	0,38	0,38
Kocioł biomasa	0,23	0,23	0,23	0,23	0,15	0,08	-
EC RDF	0,08	0,08	0,08	0,08	0,05	0,03	-
EC inne	0,07	0,07	0,03	-	-	-	-
Geotermia głęboka	-	0,01	0,03	0,04	0,05	0,06	0,08
Kolektory słoneczne	-	0,15	0,49	2,30	2,30	2,36	2,35
Kocioł elektrodowy	-	-	0,58	0,94	0,94	0,94	0,94
Pompa ciepła (DH)	-	0,24	0,68	0,80	0,55	0,12	-
Pompa ciepła (geotermia)	-	-	0,06	0,17	0,27	0,30	0,30
Pompa ciepła (inne ciepło odpadowe)	-	-	0,05	0,12	0,21	0,24	0,26
Pompa ciepła (ścieki)	-	-	0,08	0,16	0,23	0,27	0,27
Pompa ciepła (kolektory solarne)	-	0,07	0,25	1,16	1,16	1,18	1,17
Ciepło odpadowe z przemysłu (wysoka temp.)	-	-	0,00	0,01	0,01	0,02	0,02
Ciepło odpadowe z elektrolizy	-	-	0,01	0,02	0,02	0,05	0,07
Razem	6,87	6,99	6,69	7,54	7,22	6,70	6,34

Źródło: opracowanie własne autorów.

3. Duże sieci ciepłownicze

W systemach o wielkości od 100 do 500 MWt źródła oparte na energii słonecznej (i układy współpracujące) zaczynają tracić swoją dominację w strukturze mocy zainstalowanej. Widoczny jest wzrost znaczenia pomp ciepła innego typu niż te współpracujące z magazynami energii słonecznej. W szczególności są to pompy ciepła wykorzystujące energię ścieków, serwerowni i innych procesów technicznych jako dolne źródło.

Grafika 43. Moc cieplna w grupie dużych sieci ciepłowniczych (100–500 MWt)



62

Źródło: opracowanie własne autorów.

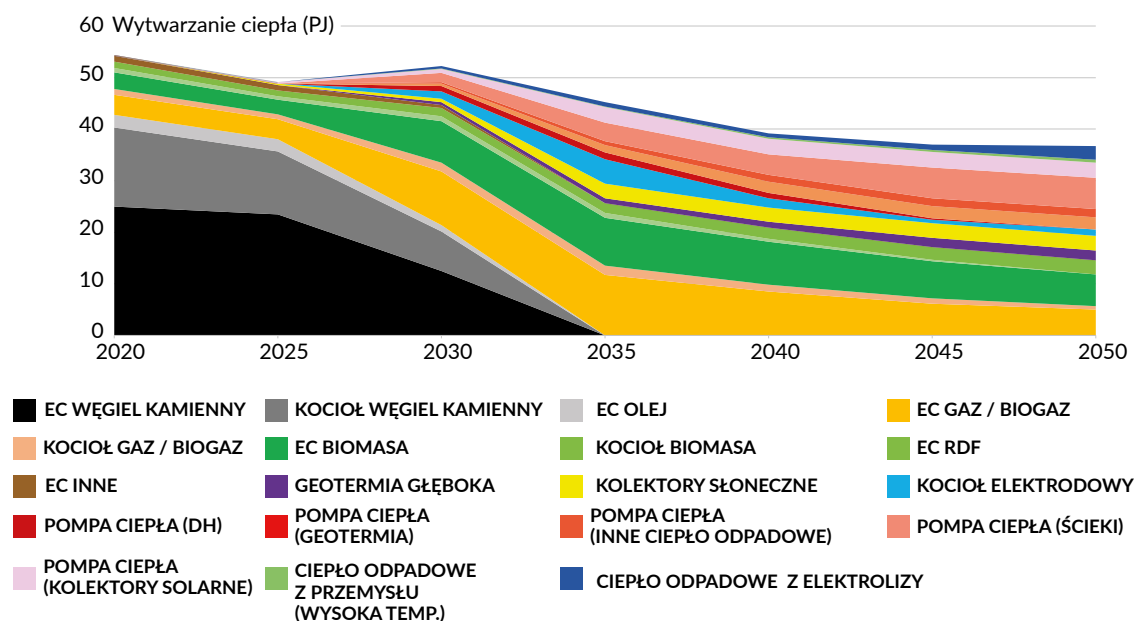
Tabela 14. Moc cieplna w grupie dużych sieci ciepłowniczych (100–500 MWt) (GW)

Technologia	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EC węgiel kamienny	2,57	2,41	1,28	-	-	-	-
Kocioł węgiel kamienny	6,84	6,43	3,42	-	-	-	-
EC olej	0,25	0,24	0,13	-	-	-	-
EC gaz / biogaz	0,41	0,41	1,01	1,14	1,00	0,86	0,73
Kocioł gaz / biogaz	0,48	0,75	0,75	0,79	0,63	0,47	0,31
EC biomasa	0,33	0,33	0,78	0,90	0,79	0,68	0,57
Kocioł biomasa	0,39	0,39	0,39	0,39	0,26	0,13	-
EC RDF	0,13	0,13	0,16	0,19	0,21	0,23	0,25
EC inne	0,12	0,11	0,06	-	-	-	-
Geotermia głęboka	-	0,01	0,05	0,08	0,08	0,12	0,13
Kolektory słoneczne	-	0,20	0,57	2,13	2,13	2,22	2,20
Kocioł elektrodowy	-	-	0,30	1,05	1,05	1,05	1,05
Pompa ciepła (DH)	-	0,23	0,77	0,99	0,76	0,22	-
Pompa ciepła (geotermia)	-	-	0,10	0,28	0,43	0,47	0,48
Pompa ciepła (inne ciepło odpadowe)	-	-	0,08	0,20	0,34	0,39	0,41
Pompa ciepła (ścieki)	-	-	0,30	0,60	0,67	1,00	1,00
Pompa ciepła (kolektory solarne)	-	0,10	0,29	1,08	1,08	1,09	1,09
Ciepło odpadowe z przemysłu (wysoka temp.)	-	-	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04
Ciepło odpadowe z elektrolizy	-	-	0,02	0,03	0,03	0,04	0,11
Razem	11,52	11,73	10,46	9,84	9,47	9,00	8,36

Źródło: opracowanie własne autorów.

Podobnie jak w przypadku mocy zainstalowanej, źródła oparte na energii słonecznej przestają odgrywać tak ważną rolę jak w przypadku mniejszych systemów. Bezpośrednie wykorzystanie ciepła z kolektorów słonecznych spada poniżej 10% całkowitej produkcji ciepła, a całkowita produkcja ciepła ze współpracującymi pompami ciepła osiąga 16% w 2050 r. Źródła biomasy i biometanu zaczynają odgrywać większą rolę z 40% udziałem w produkcji ciepła w 2050 r., a produkcja ciepła ze wszystkich rodzajów pomp ciepła osiąga 35%.

Grafika 44. Wytwarzanie ciepła w grupie dużych sieci ciepłowniczych (100–500 MWt)



63

Źródło: opracowanie własne autorów.

Tabela 15. Wytwarzanie ciepła w grupie dużych sieci ciepłowniczych (100–500 MWt) (PJ)

Technologia	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EC węgiel kamienny	24,97	23,47	12,48	-	-	-	-
Kocioł węgiel kamienny	15,34	12,25	7,67	-	-	-	-
EC olej	2,45	2,31	1,23	-	-	-	-
EC gaz / biogaz	3,93	3,93	10,45	11,78	8,51	6,15	5,06
Kocioł gaz / biogaz	1,07	0,91	1,65	1,72	1,37	1,01	0,65
EC biomasa	3,21	2,81	8,11	9,34	8,27	7,19	6,12
Kocioł biomasa	0,88	0,75	0,88	0,88	0,59	0,29	-
EC RDF	1,26	1,07	1,65	1,92	2,19	2,47	2,74
EC inne	1,15	1,08	0,58	-	-	-	-
Geotermia głęboka	-	0,00	0,51	0,97	1,11	1,79	1,90
Kolektory słoneczne	-	0,26	0,74	2,79	2,79	2,91	2,88
Kocioł elektrodowy	-	-	1,34	4,75	1,77	0,60	1,17
Pompa ciepła (DH)	-	0,02	1,06	1,35	1,05	0,30	-
Pompa ciepła (geotermia)	-	-	0,48	1,39	2,14	2,36	2,40
Pompa ciepła (inne ciepło odpadowe)	-	-	0,31	0,77	1,32	1,51	1,61
Pompa ciepła (ścieki)	-	-	1,80	3,60	4,04	6,00	6,00
Pompa ciepła (kolektory solarne)	-	0,27	0,79	2,97	2,97	3,01	3,00
Ciepło odpadowe z przemysłu (wysoka temp.)	-	-	0,08	0,16	0,27	0,40	0,54
Ciepło odpadowe z elektrolizy	-	-	0,40	0,80	0,80	1,03	2,68
Razem	54,25	49,11	52,20	45,21	39,18	37,02	36,75

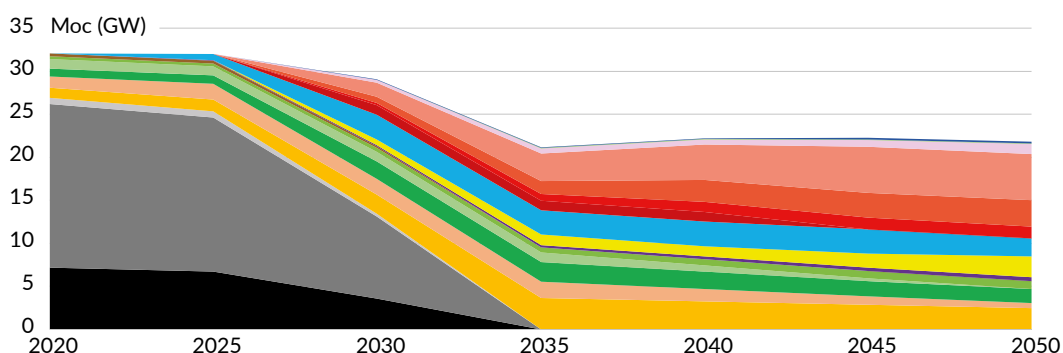
Źródło: opracowanie własne autorów.

4. Sieci metropolitalne

W największych systemach ciepłowniczych (powyżej 500 MWt) w latach 2020–2035 występuje duży spadek mocy zainstalowanej. Nie wynika to ze spadku zapotrzebowania na ciepło, lecz z likwidacji nadmiaru mocy zainstalowanych i wycofywania kogeneracyjnych źródeł węglowych do roku 2035.

Struktura mocy zainstalowanej po 2035 r. jest zdominowana przez pompy ciepła, w szczególności te oparte na ciepłe ścieków i niskotemperaturowym ciepłe odpadowym z przemysłu, serwerowni itp. Udział źródeł opartych na energii elektrycznej w 2050 r. wynosi 60% całkowitej mocy zainstalowanej. Udział źródeł opartych na energii słonecznej jest stosunkowo niski ze względu na zakładany niski potencjał w systemach metropolitalnych.

Grafika 45. Moc cieplna w grupie sieci metropolitalnych (powyżej 500 MW)



64

Źródło: opracowanie własne autorów.

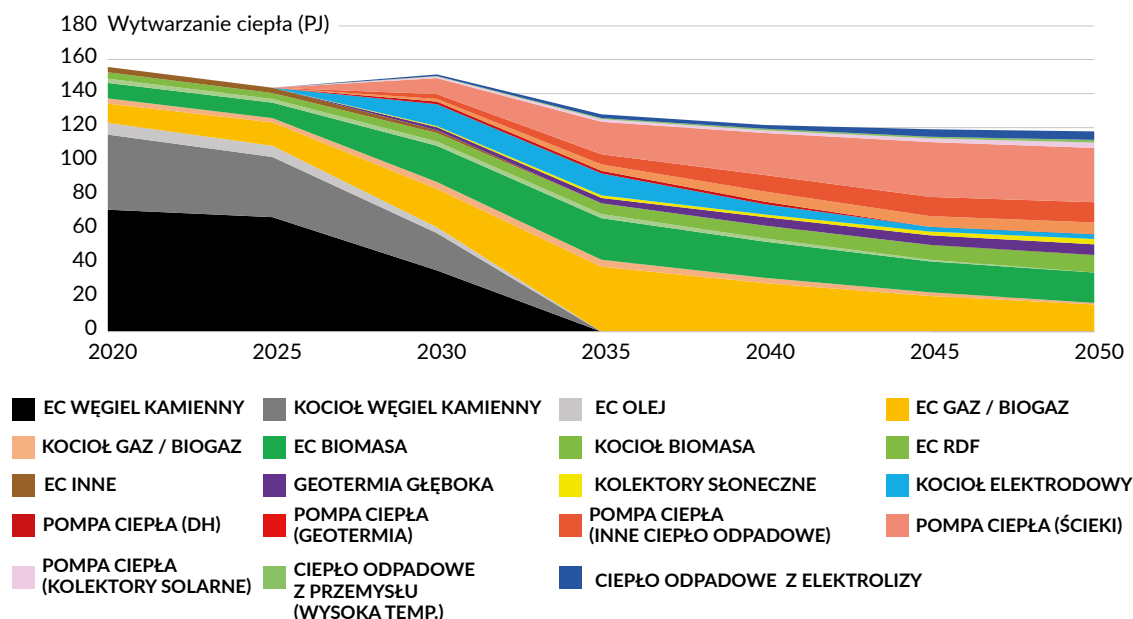
Tabela 16. Moc cieplna w grupie sieci metropolitalnych (powyżej 500 MWt) (GW)

Technologia	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EC węgiel kamienny	7,15	6,72	3,58	-	-	-	-
Kocioł węgiel kamienny	19,06	17,92	9,53	-	-	-	-
EC olej	0,70	0,66	0,35	-	-	-	-
EC gaz / biogaz	1,15	1,38	2,17	3,62	3,24	2,86	2,47
Kocioł gaz / biogaz	1,34	1,89	1,89	1,89	1,44	0,99	0,54
EC biomasa	0,92	0,92	2,03	2,33	2,02	1,72	1,66
Kocioł biomasa	1,08	1,08	1,08	1,08	0,72	0,36	-
EC RDF	0,36	0,36	0,49	0,59	0,71	0,83	0,95
EC inne	0,33	0,31	0,16	-	-	-	-
Geotermia głęboka	-	0,07	0,15	0,30	0,35	0,39	0,43
Kolektory słoneczne	-	-	0,65	1,19	1,19	1,64	2,38
Kocioł elektrodowy	-	0,71	2,84	2,84	2,84	2,84	2,14
Pompa ciepła (DH)	-	-	1,12	1,14	1,14	0,01	-
Pompa ciepła (geotermia)	-	-	0,27	0,78	1,19	1,31	1,34
Pompa ciepła (inne ciepło odpadowe)	-	-	0,73	1,48	2,53	2,90	3,09
Pompa ciepła (ścieki)	-	-	1,60	3,20	4,10	5,34	5,34
Pompa ciepła (kolektory solarne)	-	-	0,33	0,60	0,60	0,80	1,17
Ciepło odpadowe z przemysłu (wysoka temp.)	-	-	0,02	0,03	0,05	0,08	0,10
Ciepło odpadowe z elektrolizy	-	-	0,04	0,09	0,09	0,17	0,20
Razem	32,08	32,00	29,03	21,16	22,22	22,24	21,81

Źródło: opracowanie własne autorów.

W przypadku systemów powyżej 500 MWt zauważalny jest duży udział ciepła z pomp ciepła wykorzystujących ciepło odpadowe (27% całkowitej produkcji ciepła w 2050 r.). Całkowita produkcja ciepła ze wszystkich rodzajów pomp ciepła wynosi 46% w 2050 r. Jednocześnie produkcja ciepła ze źródeł słonecznych jest niska i wynosi ok. 5%, co wynika z założenia, że potencjał kolektorów słonecznych w systemach metropolitalnych jest niewielki ze względu na ograniczoną powierzchnię gruntów. Biomasa i biometan stanowią 38% produkcji ciepła w 2050 r.

Grafika 46. Wytwarzanie ciepła w grupie sieci metropolitalnych (powyżej 500 MWt)



65

Źródło: opracowanie własne autorów.

Tabela 17. Wytwarzanie ciepła w grupie sieci metropolitalnych (powyżej 500 MWt) (PJ)

Technologia	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EC węgiel kamienny	71,73	67,42	35,86	-	-	-	-
Kocioł węgiel kamienny	44,06	35,21	22,03	-	-	-	-
EC olej	7,04	6,62	3,52	-	-	-	-
EC gaz / biogaz	11,28	13,77	22,38	38,09	28,39	20,85	15,77
Kocioł gaz / biogaz	3,07	2,61	4,24	4,24	3,21	2,19	1,17
EC biomasa	9,23	9,23	21,24	24,48	21,40	18,32	17,92
Kocioł biomasa	2,52	2,15	2,52	2,52	1,68	0,84	-
EC RDF	3,62	3,30	5,06	6,09	7,48	8,87	10,26
EC inne	3,30	3,11	1,65	-	-	-	-
Geotermia głęboka	-	-	1,67	3,15	5,00	5,60	6,18
Kolektory słoneczne	-	-	0,85	1,56	1,56	2,15	3,13
Kocioł elektrodowy	-	0,10	12,89	12,89	6,16	2,70	3,01
Pompa ciepła (DH)	-	-	1,54	1,56	1,56	0,02	-
Pompa ciepła (geotermia)	-	-	1,33	3,86	5,93	6,53	6,66
Pompa ciepła (inne ciepło odpadowe)	-	-	2,85	5,77	9,86	11,30	12,02
Pompa ciepła (ścieki)	-	-	9,60	19,21	24,63	32,02	32,02
Pompa ciepła (kolektory solarne)	-	-	0,91	1,67	1,67	2,22	3,23
Ciepło odpadowe z przemysłu (wysoka temp.)	-	-	0,22	0,45	0,74	1,11	1,48
Ciepło odpadowe z elektrolizy	-	-	1,11	2,23	2,23	4,29	4,89
Razem	155,86	143,51	151,49	127,75	121,49	119,00	117,72

Źródło: opracowanie własne autorów.

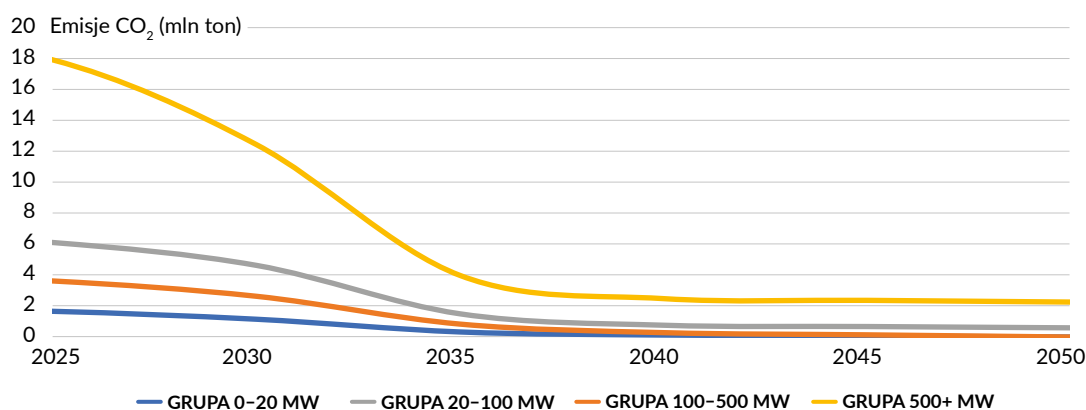
Podsumowując wyniki analizy produkcji we wszystkich grupach, należy zauważyć, że w systemach mniejszych niż 100 MWt udział produkcji ciepła z kotłów elektrycznych jest zauważalnie wyższy w stosunku do całkowitej produkcji ciepła niż w większych systemach. Sugeruje to, że w większych systemach kotły elektryczne działają jako źródła szczytowe, podczas gdy w mniejszych systemach są one bardziej podstawowym źródłem ciepła.

Udział źródeł ciepła opartych na energii elektrycznej we wszystkich grupach jest wysoki, co będzie wymuszało zapewnienie odpowiedniej mocy w systemie elektroenergetycznym.

Emisje CO₂

We wszystkich grupach sieci emisje CO₂ maleją wraz z likwidacją źródeł węgla kamiennego. W grupach o mocy zainstalowanej poniżej 100 MWt nie buduje się nowych elektrociepłowni spalających odpady (a stare są likwidowane), więc emisje spadają do 0 w 2050 r. W grupach o mocy zainstalowanej powyżej 100 MWt emisje CO₂ wynikają ze spalania odpadów w elektrociepłowniach.

Grafika 47. Emisje CO₂ w grupach sieci ciepłowniczych



66

Źródło: opracowanie własne autorów.

Koszt ciepła

W roku 2050 koszt wytworzenia 1 GJ ciepła, z uwzględnieniem nakładów inwestycyjnych, pozostaje na podobnym poziomie we wszystkich grupach i wynosi ok. 106–112 zł/GJ¹².

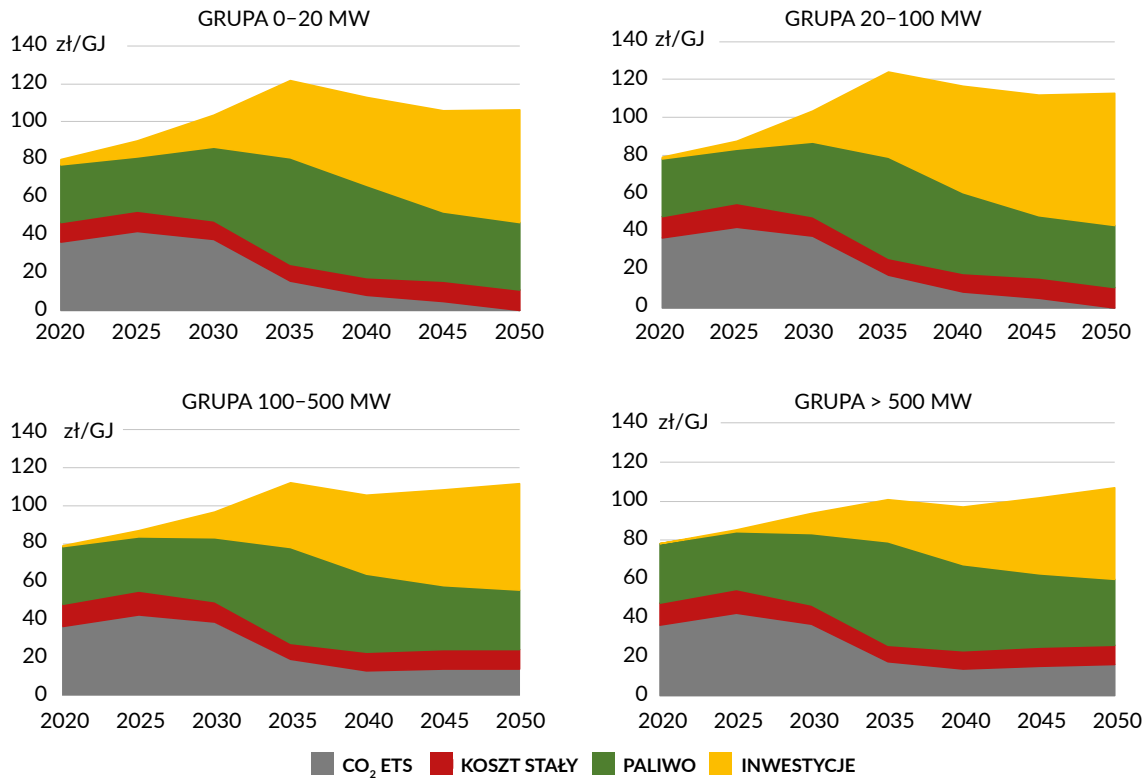
Różny jest natomiast udział nakładów inwestycyjnych w koszcie produkcji ciepła. Są one wyższe w mniejszych systemach, ponieważ w stosunku do produkcji ciepła nakłady na budowę nowej mocy są tam relatywnie wysokie (głównie ze względu na źródła o niskim współczynniku wykorzystania mocy, jak np. kolektory słoneczne). W przypadku systemów metropolitalnych istotną rolę odgrywa również duża nadwyżka mocy w stosunku do produkcji, w wyniku czego istniejące źródła opalane gazem częściowo amortyzują wycofanie mocy węglowych w 2035 r. Mniejsze systemy również odnotowują duży udział kosztów inwestycyjnych w cenach ciepła w przejściowej dekadzie 2030–2040 ze względu na potrzebę szybkiego zastąpienia źródeł węglowych.

Sytuacja jest odwrotna w przypadku kosztu zmiennego produkcji ciepła, który nie uwzględnia nakładów inwestycyjnych. W tym przypadku im mniejszy system, tym niższy koszt. Wynika to z niższych kosztów zakupu paliwa i emisji. Dla instalacji poniżej 20 MWt koszt wytwarzania ciepła spada do 46,67 zł/GJ w roku 2050, a dla największych instalacji do 60,11 zł/GJ.

12

Niski poziom przyszłych cen ciepła w stosunku do obecnych wynika z przyjętych założeń cen paliw i energii elektrycznej.

Grafika 48. Koszt wytwarzania ciepła w grupach sieci



Źródło: opracowanie własne autorów.

Literatura

Aalborg CSP, *Magazynowanie energii cieplnej w studniach (PTES)*, <https://www.aalborgcsp.com/business-areas/thermal-energy-storage-tes/pit-thermal-energy-storage-ptes/> [dostęp: 30.05.2024].

Bełdycka-Bórawska i in., *Rozwój produkcji biomasy stałej w Polsce, zwłaszcza pelletu, w kontekście światowej i Unii Europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej*, „Energie” 2021, t. 14, <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/12/3587>.

Buffaa S. i in., *Systemy ciepłownicze i chłodnicze piątej generacji: przegląd istniejących przypadków w Europie*, „Recenzje energii odnawialnej i zrównoważonej” 2019, t. 104, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118308608?via%3Dihub>.

Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Innovation und Technologie, *Ciepło miejskie*, <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/fernwaerme.html> [dostęp: 30.05.2024].

Danish Energy Agency, *Regulation and planning of district heating in Denmark*, https://ens.dk/sites/ens.dk/files/contents/material/file/regulation_and_planning_of_district_heating_in_denmark.pdf.

EnBW Unternehmen, *Wycofywanie węgla w zakładzie Stuttgart-Münster*, <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/energieerzeugung/neubau-und-projekte/kraftwerk-stuttgart-muenster/grosswaermepumpe.html> [dostęp: 6.06.2024].

Geyer R. i in., *Ocena energetyczno-ekonomiczna obniżonych temperatur systemów ciepłowniczych*, „Inteligentna energia” vol. 2, 2021, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666955221000113>.

68

Grundfos, *Jak zmniejszyć emisję dwutlenku węgla za pomocą stref niskotemperaturowych w sieciach ciepłowniczych*, <https://www.grundfos.com/pl/learn/research-and-insights/igrid-temperature-zone> [dostęp: 6.06.2024].

IEA DHC, *Poradnik wdrażania niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych: Raport końcowy IEA DHC Załącznik TS2 Wdrożenie niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych*, 2021.

ETH Zürich, *Die Energie von morgen. Anergienetz Campus Höggerberg – ein dynamisches Erdspeichersystem*, 2019, https://ethz.ch/content/dam/ethz/main/eth-zurich/nachhaltigkeit/Dokumente/Anergienetz/200129_Anergienetz_A4_6s_Einzel_RZ.pdf.

Euroheat & Power, *Flexynets – Piąta generacja, niskotemperaturowe, wysokoenergetyczne sieci ciepłownicze i chłodnicze*, 2015, <https://www.euroheat.org/dhc/other-projects/flexynets> [dostęp 30.05.2024].

Igliński B. i in., *Helioenergia w Polsce – stan obecny, badania i perspektywy*, „Przeglądy dotyczące energii odnawialnej i zrównoważonej” t. 58, 2016, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032115016275> [dostęp: 30.05.2024].

IRENA, *Integracja niskotemperaturowych odnawialnych źródeł energii w lokalnych systemach energetycznych: wytyczne dla decydentów*, 2021, <https://www.irena.org/publications/2021/March/Integrating-low-temperature-renewables-in-district-energy-systems>.

Kleinschmidt P., *Przyszłość bez gazu i węgla. Strategia dla sektora ciepła*, Forum Energii, 2023, <https://www.forum-energii.eu/cieplownictwo-bez-węgla-i-gazu>.

Komisja Europejska, *Odzyskiwanie nadmiaru ciepła miejskiego*, <https://cordis.europa.eu/project/id/767429> [dostęp 30.05.2024].

MKiŚ, *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

MKiŚ, *Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. – projekt*, 2021, <https://www.gov.pl/attachment/47841420-867b-4cec-a7d1-beeca70879d8>.

- MKiŚ, *Strategia dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.*, <https://bip.mos.gov.pl/strategie-plany-programy/strategia-dla-cieplownictwa-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r/>.
- MKiŚ, *Wieloletni Program Rozwoju Wykorzystania Zasobów Geotermalnych w Polsce*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/mapa-drogowa-rozwoju-geotermii-w-polsce>.
- MRiT, *Długoterminowa strategia renowacji budynków*, 2022, <https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologie/dlugoterminowa-strategia-renowacji-budynkow>.
- Naukaoklimacie.pl, *Zmiana klimatu w Polsce na mapkach*, 2021, <https://naukaoklimacie.pl/aktualnosci/zmiana-klimatu-w-polsce-na-mapkach-468> [dostęp: 6.06.2024].
- PORT PC, *Projekty SKP2000 i TLM2000 – zmiany klimatu w Polsce wymagają zmian w projektowaniu systemów CHWAĆ*, <https://portpc.pl/projekty-skp2000-i-tlm2000%E2%88%92zmiany-klimatu-w-polsce-wymagaja-zmian-w-projektowaniu-systemow-hvac/> [dostęp: 18.05.2024].
- Savidou G., Nykvist B., *Zapotrzebowanie na ciepło w szwedzkich zasobach budynków mieszkalnych – ścieżki potencjału redukcji zapotrzebowania na podstawie analizy społeczno-technicznej*, „Polityka energetyczna” 2020, t. 144, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520304080>.
- Schmidt D., *Cyfryzacja systemów ciepłowniczych i chłodniczych*, „Raporty Energetyczne” t. 7, 2021, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721006843>.
- Selvakkumaran S. i in., *Czynniki i bariery integracji prosumentów w szwedzkim sektorze ciepłowniczym*, „Raporty energetyczne” t. 7, 2021, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484721007599>.
- Sorknæs P. i in., *Korzyści z ciepłownictwa czwartej generacji i energooszczędnych centrów danych*, „Energie” 2022, t. 260, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544222021053?via%3Dihub>.
- Skłodowska M., *Czego potrzebuje geotermia w Polsce?*, 2022, <https://wysokienapiecie.pl/71786-czego-potrzebuje-geotermia-w-polsce/> [dostęp: 6.06.2024].
- Stadt Zürich Energiebeauftragter, *Aktuelle und zukünftige thermische Energienachfrage in der Stadt Zürich*, TEP Energy, 2016, https://www.tep-energy.ch/docs/de_en/p0114_Energieversorgungskonzept-2050-fuer-die-Stadt-Zuerich_Aktualisierung-Nachfrageszenarien.pdf.
- Talarek K. i in., *Challenges for district heating in Poland*, 2023, <https://link.springer.com/article/10.1007/s43937-023-00019-z> [dostęp 02.06.2024].
- The European Waste Heat Map, Aalborg Universitet, <https://aau.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=789b7faef30148bda20d320de9455919> [dostęp: 30.05.2024].
- Thorsen J. E., *Postęp ciepłownictwa – I do IV generacji*, Aalborg Universitet, 2018, <https://vbn.aau.dk/en/publications/progression-of-district-heating-1st-to-4th-generation-3> [dostęp 30.05.2024].
- Unia Europejska, *Handbook for increased recovery of urban excess heat*, <https://reseau-chaleur.cerema.fr/sites/reseau-chaleur-v2/files/fichiers/2022/08/ReUseHeat-Handbook-For-Increased-Recovery-of-Urban-Excess-Heat%281%29.pdf>.
- Unia Europejska, *Sieci ciepłownicze i chłodnicze w Unii Europejskiej. Przegląd rynków i ram regulacyjnych w ramach zmienionej dyrektywy w sprawie energii odnawialnej*, Urząd Publikacji Unii Europejskiej, 2022, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/4e28b0c8-eac1-11ec-a534-01aa75ed71a1/language-en>.
- URE, *Energetyka ciepła w liczbach – 2022, 2023*, <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/11407,2022.html>.
- Weiss W., AEE, *Potential of Solar Thermal in Europe*, <https://www.aee-intec.at/Uploads/dateien758.pdf>.

Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze Baza dla modernizacji sektora ciepła

FORUM ENERGII
ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

www.forum-energii.eu