



Transformacja ciepłownictwa 2030

Małe systemy ciepłownicze

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy i publikacja Forum Energii są nieodpłatnie udostępniane i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

AUTOR:

Jan Rączka, Regulatory Assistance Project

OPIEKA MERYTORYCZNA:

Andrzej Rubczyński, Forum Energii

REDAKCJA:

Paweł Mikusek, Forum Energii

LISTOPAD 2017



04	Wstęp
06	Kluczowe wnioski
08	Rekomendacje
08	Zakres i przedmiot analizy
13	Technologie
17	Zapotrzebowanie na ciepło i moc w 2030 roku
19	Przejście do systemów efektywnych – struktura, nakłady, produkcja, emisje
23	Finansowanie
26	Koszty ponoszone przez gospodarstwa domowe
28	Podsumowanie

Wstęp

Ciepłownictwo zyskuje na znaczeniu. Z jednej strony, ciepło to dobro podstawowe, na które powinno być stać każdego obywatela. Z drugiej strony, zderzamy się z problemem jego ceny i wpływu na środowisko. Musimy zrównoważyć te dwa bieguny. Potrzebujemy kompleksowej strategii zaopatrzenia w ciepło. Jej brak może prowadzić do dalszego pogorszenia jakości powietrza i wysokich kosztów społecznych. Strategia powinna objąć również systemy ciepłownicze, z których większość wymaga modernizacji dostosowującej do przyszłych wyzwań środowiskowych oraz konkurencji rynkowej. Dodatkowo, przy mądrym planowaniu, systemy ciepłownicze mogą wzmocnić bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) poprzez rozwój kogeneracji.

Niedawno przedstawiliśmy diagnozę sektora ciepłowniczego, w której wskazujemy na ryzyko odłączenia odbiorców i szybkiego wzrostu cen ciepła. Naszym zdaniem, największe wyzwania stoją przed małymi i średnimi systemami ciepłowniczymi. Ich przyszłość zależy od tego, czy - poprzez modernizację - zmienią status prawny z nieefektywnych systemów ciepłowniczych na efektywne. Jest to warunek konieczny uzyskania pomocy publicznej na inwestycje lub działalność operacyjną.² Ponadto, niskie emisje CO₂ w przeliczeniu na jednostkę ciepła są istotnym kryterium konkurencyjności ciepła systemowego (sieciowego) względem innych nośników ciepła. Im niższe emisje CO₂, tym łatwiej przedsiębiorstwu ciepłowniczemu przyłączyć nowobudowane obiekty do sieci. Innym ważnym problemem z zakresu ciepłownictwa jest ogrzewanie w budynkach indywidualnych, któremu poświęcimy kolejne opracowania.

Polska zobowiązała się do ograniczenia emisji CO₂ o 40% do 2030 r. Jak przebudować strukturę wytwórczą, żeby obniżyć emisje CO₂? Jakie wiążą się z tym nakłady? Skąd wziąć pieniądze? Jakie będą skutki transformacji ciepłownictwa dla gospodarstw domowych?

Przedstawiamy koncepcję transformacji ciepłownictwa do roku 2030. Uważamy, że przygotowanie krajowej strategii zaopatrzenia w ciepło jest kluczowe dla poprawy czystości powietrza. Będzie to bardzo ważne, gdy w przyszłym roku rozpoczną się negocjacje nowej perspektywy finansowej UE. Istotne więc, aby plan modernizacji ciepłownictwa, będący elementem szerszej strategii zaopatrzenia w ciepło, wspierał realizację przez Polskę wspólnych unijnych celów. Biznes ciepłowniczy również potrzebuje długoterminowej wizji, aby przygotować się i pozyskać finansowanie dla przyszłych inwestycji. Najważniejszym celem jest zapewnienie Polakom czystej energii po przystępnej cenie w dłuższej perspektywie. Odwlekanie decyzji i zabieganie o kolejne derogacje może być niebezpieczne. Tą analizą chcemy Państwa przekonać, że modernizacja polskiego ciepłownictwa jest realna i wykonalna. Życzymy dobrej lektury i zachęcamy do dyskusji o przyszłości ciepłownictwa.

Z wyrazami szacunku
dr Joanna Maćkowiak Pandera,
Prezes Forum Energii

¹ FE (2017), Ostatni dzwonek dla ciepłownictwa w Polsce, Forum Energii, http://forum-energii.eu/files/file_add/file_add-97.pdf, data wejścia na stronę 28.10.2017.

² Dyrektywa 2012/27/UE o efektywności energetycznej wprowadza definicję „efektywnych systemów ciepłowniczych (chłodniczych)”. „Efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy” oznacza system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych, lub w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75 % ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50% wykorzystuje połączenie takiej energii i ciepła.

2. Kluczowe wnioski

Duzi mają lepiej

Polskie ciepłownictwo³ ma dwa oblicza. Pierwsze to duże, efektywne systemy w największych miastach oparte na kogeneracji. Drugie to średnie i małe systemy, które często są nieefektywne i w większości funkcjonują w miejscowościach poniżej 100 tys. mieszkańców.

62% strumienia ciepła jest wprowadzane do systemów efektywnych, co należy uznać za dobry wynik. Niestety, tylko 12,5% ze wszystkich systemów ciepłowniczych posiada status systemów efektywnych. To niepokoi. Duża liczba drobnych systemów, które wymagają głębokiej przebudowy, utrudnia proces modernizacji zaopatrzenia kraju w ciepło, ponieważ każdy z tych systemów wymaga indywidualnego podejścia.

Dwa wyzwania stoją przed źródłami ciepła o mocy 1-50 MW, które są częścią systemów nieefektywnych. Muszą także spełnić standardy emisyjne dyrektywy o średnich obiektach spalania (tzw. MCP⁴), a w przypadku jednostek powyżej 20 MW – ponieść koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂.

Ciepłownictwo może wesprzeć bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej

W procesie przekształcenia systemów nieefektywnych w efektywne jest możliwe uzyskanie co najmniej 2 GWe dodatkowej mocy elektrycznej w kogeneracji. Warunkiem jest wykorzystanie tej technologii w każdym systemie, w którym dostarcza się ciepło na potrzeby podgrzania ciepłej wody użytkowej. W przypadku uruchomienia systemu wsparcia zorientowanego na niewielkie jednostki kogeneracyjne wartość ta może być jeszcze wyższa, sięgająca 3-4 GWe.

Upowszechnienie biomasy

Kotły na biomasę są jedyną technologią, która może być stosowana powszechnie i która w prosty sposób zastępuje moc kotłów węglowych. Reforma ciepłownictwa powinna być skorelowana z polityką wykorzystania biomasy w kraju. Dla niektórych systemów kotły na biomasę będą jedyną dostępną opcją. To oznacza, że koszty usług dla odbiorców będą silnie uzależnione od ceny biomasy na rynku. Należy mieć na uwadze jednak, że krajowy potencjał biomasy jest ograniczony.

Spadek emisji CO₂ i poprawa jakości powietrza

Emisje CO₂ zmniejszą się o ponad 40% do 2030 r. (z 9,3 do 5,6 mln ton CO₂ na rok). Głęboka przebudowa i modernizacja źródeł w systemach nieefektywnych zmieni strukturę paliwową i przyniesie znaczące korzyści dla klimatu i czystości powietrza. W wyniku przebudowy struktury wytwórczej 58% ciepła będzie dostarczane ze źródeł niskoemisyjnych (biomasa – 23%, kogeneracja na gazie – 34%, energia solarna – 1%).

Potrzebne 13-14 miliardów złotych

Uzyskanie tego efektu wymaga nakładów rządu 13-14 mld zł do roku 2030. Te pieniądze powinny być dostępne w formie długoterminowych, niskooprocentowanych i gwarantowanych pożyczek. Kluczowy jest dostęp do finansowania dla wszystkich podmiotów. Program pożyczkowo-gwarancyjny może być sfinansowany z Funduszu Modernizacyjnego, funduszy unijnych, NFOŚiGW oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego.

Nie odczujemy podwyżek

Inwestycje podnoszące jakość ciepła i stan środowiska są zgodne z oczekiwaniami coraz bardziej zamożnego polskiego społeczeństwa. Dodatkowo należy zauważyć, że pomimo wzrostu jednostkowej ceny ciepła, udział kosztów ogrzewania pomieszczeń i podgrzewania ciepłej wody użytkowej w dochodach gospodarstw domowych nie wzrośnie. Wpłyną na to trzy czynniki:

- realny wzrost dochodów gospodarstw domowych,
- termomodernizacja budynków, która zmniejsza zapotrzebowanie na ciepło,
- spadek przeciętnej liczby osób zamieszkujących w jednym gospodarstwie domowym, co przełoży się na niższe zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową.

Ważna jest poprawa efektywności energetycznej budynków

Kluczowe, aby strategii modernizacji ciepłownictwa towarzyszył program termomodernizacji budynków – mieszkalnych i publicznych. Jest to jedyny czynnik pozwalający ograniczyć koszty, ograniczyć spalanie paliw, a co za tym idzie poprawić jednocześnie niezależność energetyczną, bilans emisji CO₂ i czystość powietrza.

³W rozumieniu niniejszego raportu przez ciepłownictwo należy rozumieć systemy ciepłownicze.

⁴Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania

3. Rekomendacje

- Biorąc pod uwagę korzyści wynikające z rozwoju systemów ciepłowniczych oraz przeszkody, które mogą ograniczyć ten rozwój, należy przygotować **krajową strategię zaopatrzenia w ciepło do 2030 roku**, której jednym z istotnych elementów będzie **program przekształcenia wszystkich systemów ciepłowniczych w systemy efektywne**.
- Strategia zaopatrzenia w ciepło powinna obejmować **zaawansowany Krajowy program termomodernizacji budynków**, któremu powinien towarzyszyć program finansowania efektywności energetycznej.
- Rozwój systemów ciepłowniczych będzie stanowił bazę do budowy nowych mocy kogeneracyjnych, niezbędnych dla poprawy bilansu mocy w KSE. Jednym z elementów krajowej strategii zaopatrzenia w ciepło powinien być **plan rozwoju kogeneracji**, pozwalający w pełni wykorzystać potencjał tego sektora.
- Ze względu na ograniczone zasoby, należy wdrożyć **mechanizmy zachęcające do wykorzystania krajowej biomasy jako paliwa energetycznego w jednostkach o najwyższej efektywności produkcji**, to jest w pierwszej kolejności w jednostkach kogeneracyjnych i kotłach ciepłowniczych. Ponieważ potencjał krajowej biomasy jest ograniczony, należy przesunąć jej wykorzystanie z elektroenergetyki (współspalanie) do ciepłownictwa.
- Należy opracować kompleksowy program finansowy wspierający transformację ciepłownictwa. W ramach tego programu należy przewidzieć:
 - pomoc publiczną dla wytwórców ciepła w postaci preferencyjnych pożyczek na przebudowę źródeł i przekształcenie systemów ciepłowniczych w efektywne,
 - program gwarancyjno-pożyczkowy na sfinansowanie nowych źródeł w ciepłownictwie,
 - zasilenie programu pieniędzmi z różnych źródeł – Funduszu Modernizacyjnego, funduszy unijnych, NFOŚiGW i EBI.

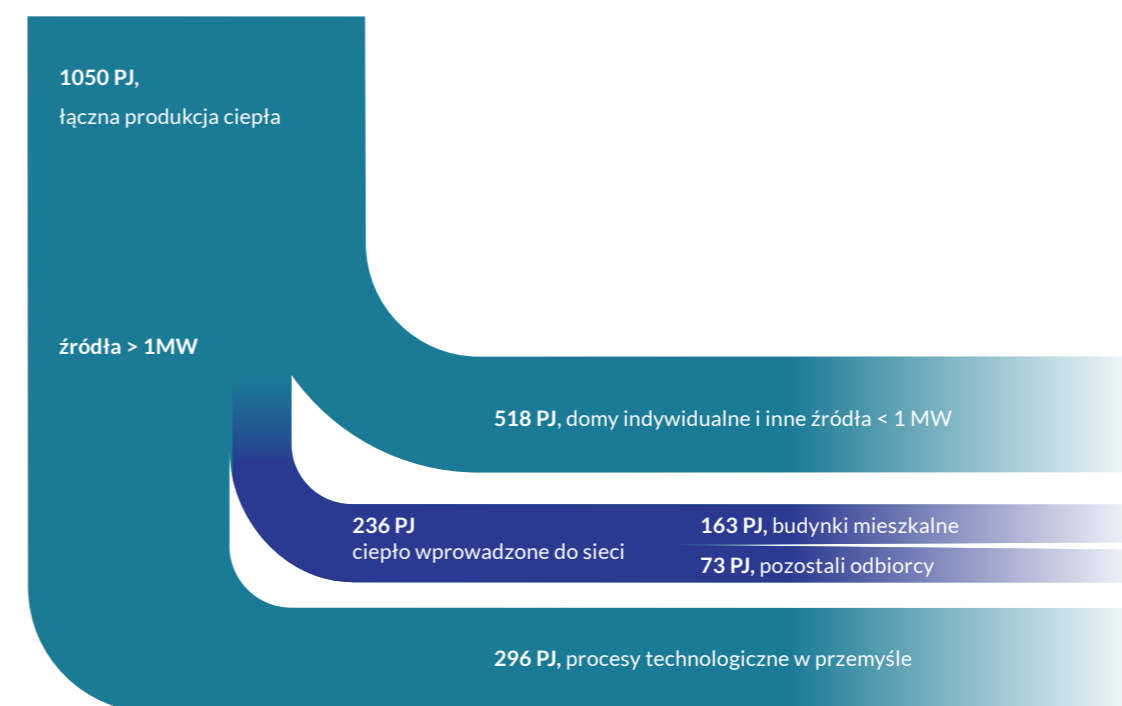
4. Zakres i przedmiot analizy

Energia ciepła to szeroka kategoria. Obejmuje zarówno ciepło wytwarzane w niewielkich instalacjach domowych, jak również w instalacjach komunalnych i przemysłowych, a także w rolnictwie. Obszar analizy został wyznaczony według dwóch kryteriów.

1. Rozpatrujemy ciepło wytwarzane w instalacjach powyżej 1 MW. Te instalacje będą musiały do roku 2030 roku dostosować się do dyrektywy o średnich obiektach spalania (MCP).

2. Interesuje nas ciepło wprowadzane do sieci. Przedmiot analizy został zaznaczony kolorem zielonym na rys. 1.

Rys. 1. Łączna ilość ciepła wytworzonego we wszystkich formach i sektorach w Polsce, oszacowanie dla 2016 roku



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z ARE dla roku 2016 oraz GUS dla roku 2015.

Obszar krytyczny

Na potrzeby tej publikacji wprowadzamy pojęcie obszaru krytycznego. Definiujemy go jako część sektora ciepłowniczego, składającą się z instalacji o mocy nie mniejszej niż 1 MW, które wprowadzają ciepło do nieefektywnych systemów ciepłowniczych.⁵

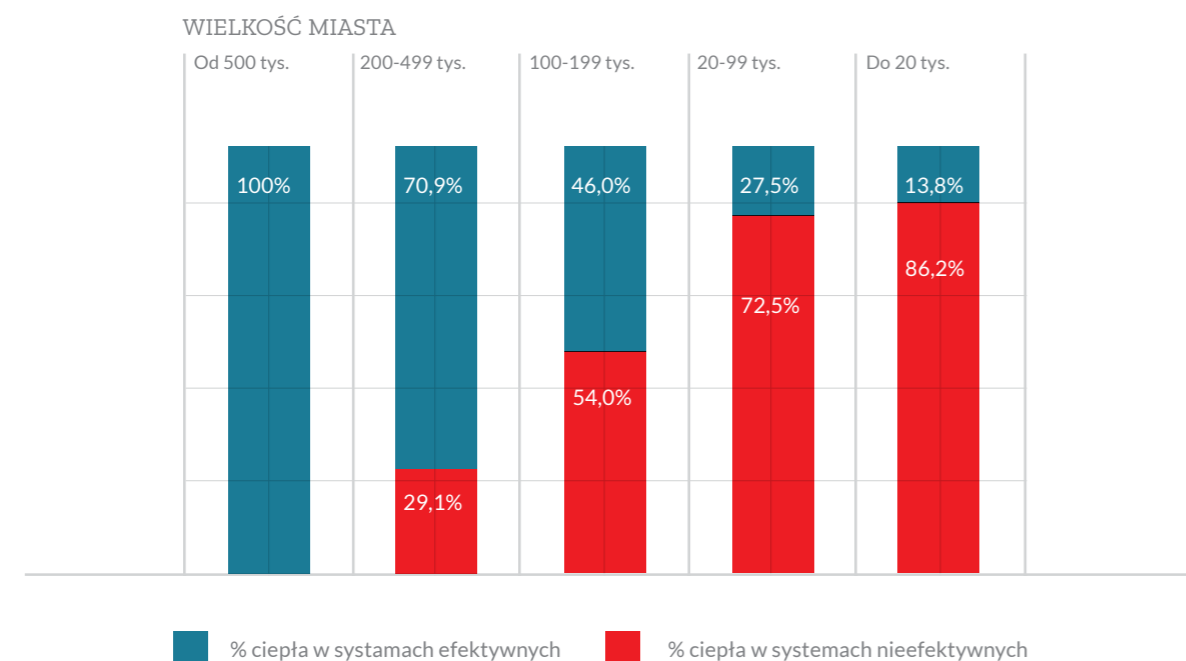
Udział ciepła sieciowego wytwarzanego w systemach efektywnych w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej⁶

Uzyskanie statusu systemu efektywnego jest kluczowe dla rozwoju danego systemu. W Polsce 68% ciepła dostarczanego na potrzeby budynków jest dostarczane z systemów efektywnych. W dużych miastach, powyżej 500 tys. mieszkańców, 100% ciepła jest objęte systemami efektywnymi. Na przeciwnym biegunie znajdują się małe miejscowości do 20 tys. mieszkańców, w których zaledwie 14% ciepła zalicza się do tej kategorii.

⁵Dane z Agencji Rynku Energii S.A. (ARE) pozwalają na scharakteryzowanie tego obszaru.

⁶Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE

Rys. 2. Udział ciepła dostarczanego z systemów efektywnych, (%)



10

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z ARE.

Liczba systemów efektywnych i nieefektywnych. Systemów efektywnych w Polsce jest 12,5%. Duża liczba systemów nieefektywnych i ich rozdrobnienie jest dodatkowym wyzwaniem w procesie modernizacji ciepłownictwa.

Tab. 1 Liczba systemów efektywnych i nieefektywnych w 2016

Wielkość miasta:	Od 500 tys.	200-499 tys.	100-199 tys.	20-99 tys.	Do 20 tys.	Razem
Liczba systemów efektywnych	6	8	8	28	16	66
Liczba systemów nieefektywnych	7	25	35	187	209	463
Łączna liczba systemów ciepłowniczych	13	33	43	215	225	529

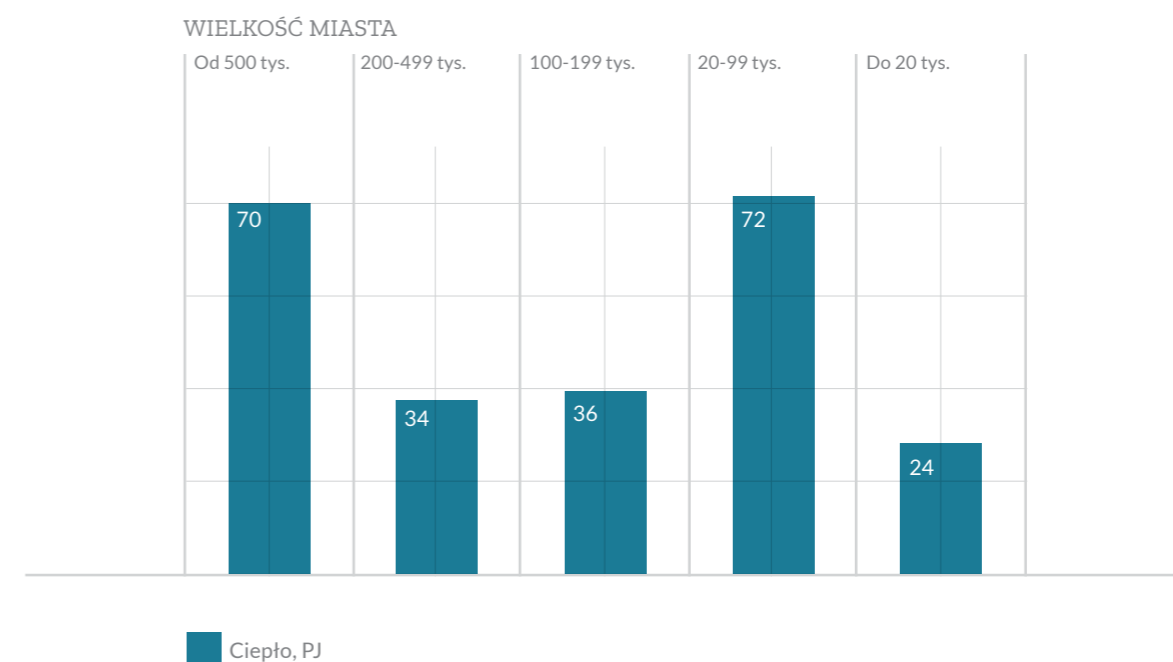
Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane z ARE.

Komentarz: Tabela opisuje systemy ciepłownicze, korzystające ze źródeł minimum 1 MW, które wprowadzają ciepło do sieci.

Ciepło sieciowe (systemowe) z instalacji o mocy ≥ 1 MW

Łączne zużycie ciepła w budynkach w Polsce w roku 2016 roku wyniosło 236 PJ, w tym 163 PJ w budynkach mieszkalnych. Najwięcej ciepła jest zużywane w grupie miast powyżej 500 tys. mieszkańców oraz w grupie 20-99 tys. mieszkańców. Przedmiotem analizy jest ciepło wytwarzane w systemach nieefektywnych, ok. 90 PJ (32%).⁷

Rys. 3. Ciepło systemowe z instalacji ≥ 1 MW, (PJ)



11

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z ARE za rok 2016.

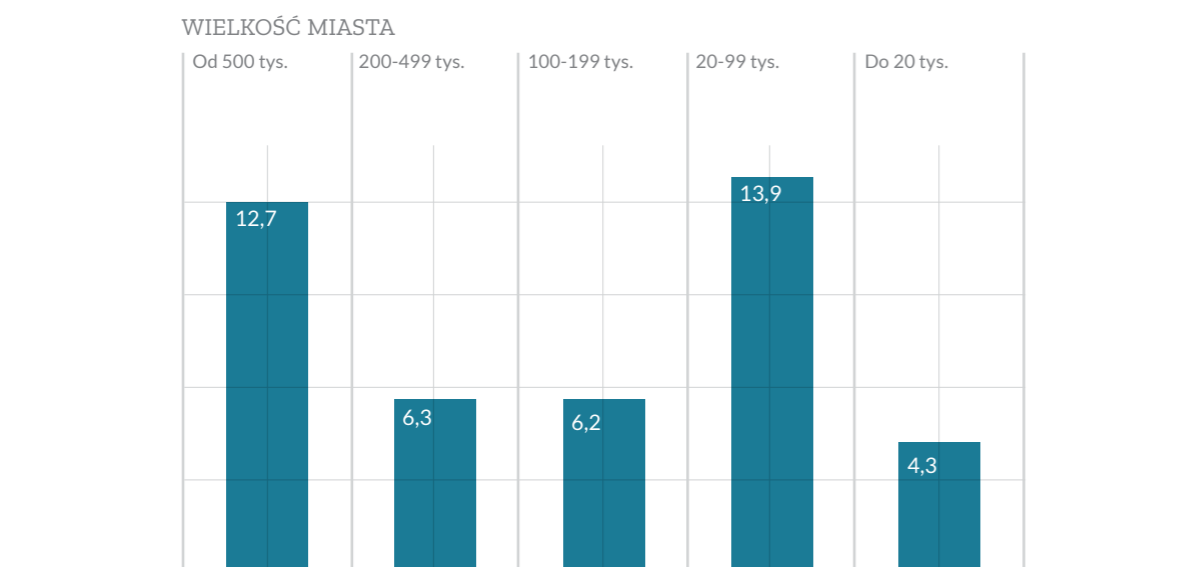
Moc cieplna zamówiona⁸ pracująca na potrzeby budynków z instalacji o mocy ≥ 1 MW

Łączne moce zamówione, które pracują na potrzeby budynków, wynoszą 43,5 GW. Rozkład mocy jest zgodny z rozkładem zużycia ciepła w poszczególnych grupach miast. Przedmiotem analizy jest moc wytwórcza w systemach nieefektywnych, ok. 17-18 GW (ok. 40%). Moc typowych źródeł z obszaru krytycznego mieści się w przedziale 1-50 MW.

⁷ W opracowaniu celem strategicznym jest przekształcenie wszystkich systemów ciepłowniczych w systemy efektywne, dlatego zawężono obszar analizy do strumienia ciepła w istniejących sieciach ciepłowniczych. Pominięto obszar indywidualnych gospodarstw domowych, które powinny być celem odrębnej polityki zaopatrzenia w ciepło, nie będącej przedmiotem niniejszej analizy.

⁸ W tej publikacji posługujemy się terminem „moc zamówiona” w rozumieniu mocy zamówionej przez odbiorcę u dostawcy lub mocy osiągniętej w źródle w przypadku, kiedy odbiorca i dostawca są tym samym podmiotem, np. spółdzielnią mieszkaniową eksploatującą własną ciepłownię.

Rys. 4. Moc zamówiona w instalacjach ≥ 1 MW



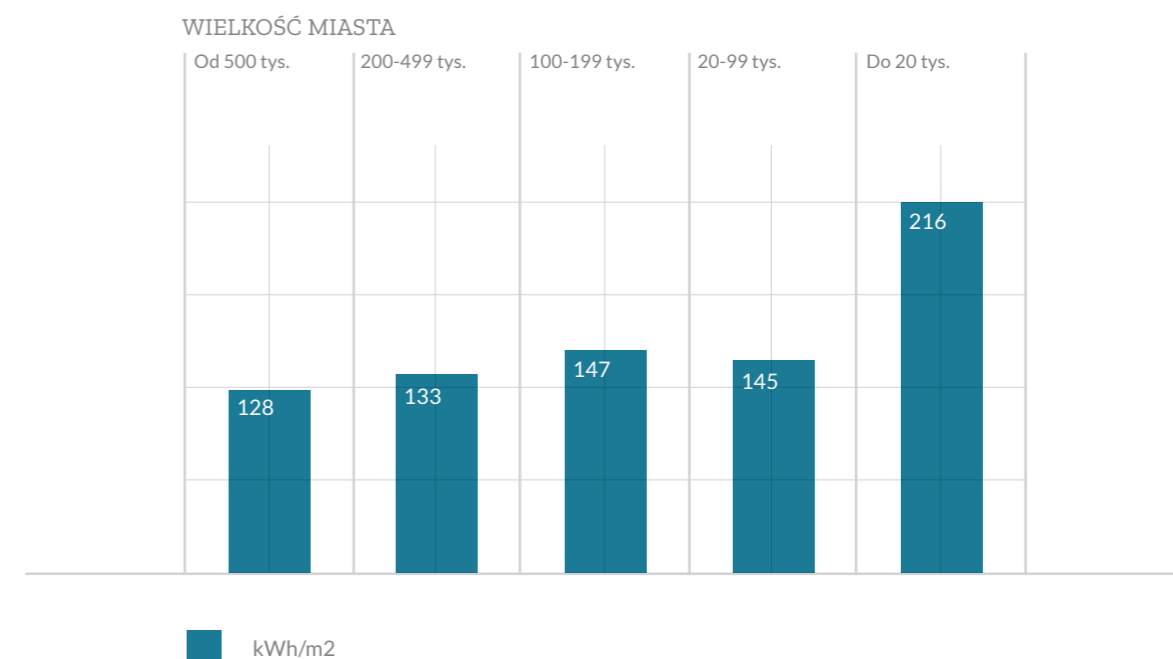
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z ARE za rok 2016.

Energochłonność budynków zaopatrywanych w ciepło systemowe

Energochłonność budynków wzrasta wraz z przechodzeniem do coraz mniejszej kategorii miast. W miejscowościach poniżej 20 tys. mieszkańców budynki są o 70% bardziej energochłonne niż w aglomeracjach powyżej 500 tys. mieszkańców. Ta cecha podkreśla wcześniejszą obserwację, że wyzwania dotyczą mniejszych miejscowości:

1. W dużych miejscowościach głównym odbiorcą ciepła są spółdzielnie mieszkaniowe, których zasoby zostały poddane termomodernizacji w latach 90-tych, co nie jest tak powszechne w małych miejscowościach.
2. Wartość nieruchomości jest mniejsza (w przeliczeniu na m²) w małych miejscowościach. Oznacza to, że nakłady na termomodernizację są relatywnie wyższe w małych miejscowościach w porównaniu z dużymi, tzn. stanowią większy procent wartości budynku.
3. Zamożność gospodarstw domowych w małych miejscowościach jest mniejsza niż w dużych, odpowiednio 3,6 i 4,2 tys. zł/miesiąc, co przekłada się na ograniczone możliwości sfinansowania termomodernizacji.

Rys. 5. Średnia energochłonność budynków zaopatrywanych w ciepło sieciowe, (kWh/m²/rok)



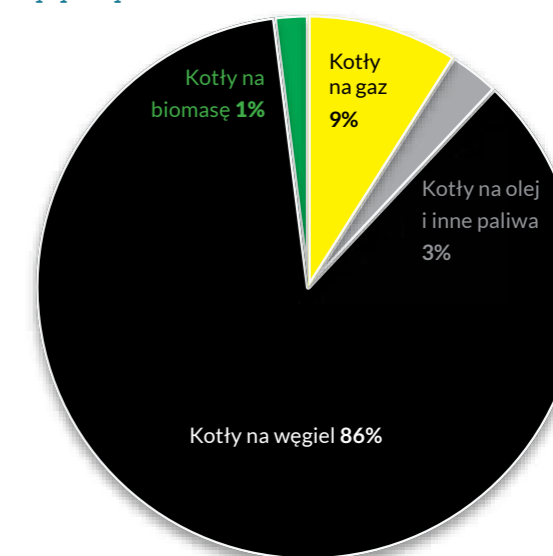
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z ARE.

5. Technologie

Wykorzystywane technologie

Szacując strukturę wytwórczą w obszarze krytycznym, przyjęliśmy założenie, że kogeneracja jest ulokowana w systemach efektywnych.⁹ Oszacowaliśmy, że w obszarze krytycznym kotły na węgiel dostarczają 86% ciepła. Główną różnicą względem struktury wytwórczej dla całego sektora ciepłownictwa jest wyższy udział węgla (zwykle podaje się 75% udział węgla w ciepłownictwie, które obejmuje zarówno ciepłownie jak i elektrociepłownie).

Rys. 6. Szacunkowa struktura paliw w ciepłowniach o mocy ≥ 1 MW w obszarze krytycznym



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z ARE.

⁹ OZE w strukturze paliwowej ciepłowni stanowi tylko 5,6%, a część tych ciepłowni wprowadza ciepło do systemów efektywnych, np. Geotermia Podhalańska. Margines błędów dla założenia, że OZE nie występuje w systemach nieefektywnych, jest na poziomie 2-3%.

Technologie, które przekształcą systemy ciepłownicze w efektywne

Można rozważać trzy grupy technologiczne:

1. Źródła OZE,
2. Kogeneracja na gaz (w tym biogaz),
3. Ciepło odpadowe.

Kryteria przyjęte do analizy odnoszą się zarówno do aspektów technicznych, operacyjnych i kosztowych.

OZE

Źródła odnawialne do wykorzystania w kraju obejmują przede wszystkim kotły na biomasę, panele słoneczne z magazynami ciepła oraz geotermię. Kotły na biomasę są prostym substytutem stosowanych obecnie kotłów węglowych. Jedynym ograniczeniem operacyjnym jest możliwość składowania biomasy, która zajmuje znacznie więcej miejsca niż węgiel.

Panele słoneczne mogą być stosowane tylko w połączeniu z magazynami ciepła (w innym razie ciepło musiałoby być wykorzystywane na bieżąco). Ze względu na charakter źródła (niskie parametry), panele słoneczne mają zastosowanie do lokalnych systemów ciepłowniczych. Przykładem są osiedla mieszkaniowe, gdzie jest eksploatowany system niskotemperaturowy, a obiekty charakteryzują się wysoką efektywnością energetyczną. Dodatkowym ograniczeniem technicznym i operacyjnym jest możliwość umieszczenia na ograniczonej przestrzeni dużej liczby paneli słonecznych i magazynu ciepła.

Geotermia jest wartościowym źródłem ciepła, które lokalnie może przyczynić się do poprawy jakości powietrza. Możliwość zastosowania geotermii do transformacji systemów ciepłowniczych jest jednak ograniczona ze względów geologicznych, termicznych i ekonomicznych. Jak wskazują krajowe analizy ciepła geotermalnego, w obrębie istniejących systemów ciepłowniczych nie jest łatwo znaleźć źródła geotermalne o wysokiej temperaturze i niskim zasoleniu. Wykorzystanie geotermii może być opłacalne w pojedynczych przypadkach, ale - biorąc pod uwagę potencjał termiczny ekonomicznie dostępnych źródeł - można stwierdzić, że technologia nie będzie miała znaczącego udziału w początkowym etapie transformacji ciepłownictwa. Geotermia może dobrze współpracować z budynkami po głębokiej termomodernizacji, wyposażonymi w nowe, niskotemperaturowe instalacje wewnętrzne. Spodziewamy się, że geotermia może odegrać istotną rolę dopiero po 2030 roku.

Kogeneracja

Kogeneracja jest technologią obejmującą szeroką gamę rozwiązań konstrukcyjnych. W małych systemach ciepłowniczych można rozważać instalację jednostek o mocy od 1 MW do 20 MW w technologii silników tłokowych i turbin na gaz. Bariery techniczne wykorzystania tych jednostek jest dostępność sieci gazowej o odpowiedniej przepustowości. Natomiast, barierą operacyjną jest odpowiednio duża liczba godzin pracy jednostki w roku.

Kogeneracja węglowa, ze względu na złożoność konstrukcyjną, nie jest rozwiązaniem rekomendowanym w przypadku mocy do 20 - 30 MW. Dostępną technicznie, ale drogą technologią, są źródła ORC (z ang. Organic Rankine Cycle), które mogą być zasilane różnymi paliwami, np. biomasą. Eksploatacja źródeł ORC wiąże się jednak z ryzykiem eksploatacyjnym - jest to stosunkowo młoda technologia.

Ciepło odpadowe

Ciepło odpadowe jest bardzo szeroką kategorią, trudną do syntetycznego scharakteryzowania. Można przyjąć jako pewnik, że jeżeli jest możliwość wykorzystania ciepła odpadowego do transformacji istniejącego systemu ciepłowniczego w system efektywny, to ta opcja powinna być rozważana w pierwszej kolejności. Jest to rozwiązanie bardzo przyjazne dla środowiska naturalnego. A też może być tanie.

Podstawową barierą lokalizacja źródła ciepła odpadowego. Na przykład przedsiębiorstwa produkcyjne, zwykle są ulokowane poza granicami miast, wobec czego nakłady na ciepłociąg mogą być bardzo wysokie. Zagospodarowanie ciepła odpadowego jest możliwe w pojedynczych przypadkach, ale nie jest to opcja ogólnodostępna.

Ciepło z odpadów

Ciepło z odpadów nie jest tożsame z ciepłem odpadowym. Ciepło z odpadów jest klasyfikowane jako OZE w proporcji do frakcji organicznej zawartej w paliwie. Odnosi się to zarówno do klasycznych spalarni odpadów komunalnych, jak też instalacji na RDF (z ang. Refuse Derived Fuel), czyli na paliwo alternatywne otrzymane z przetworzonych odpadów. Jest to rozwiązanie bardzo przyjazne dla środowiska naturalnego. A też może być tanie.

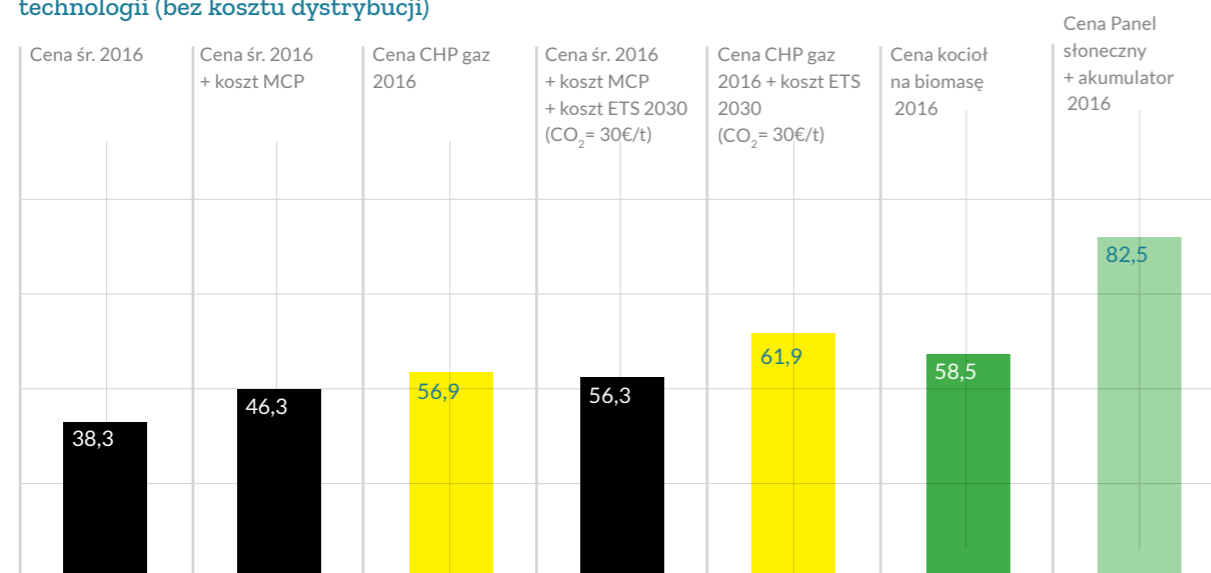
Przegląd technologii pokazuje, że dysponujemy ograniczoną gamą opcji technologicznych przekształcenia systemu w efektywny. Dla typowego systemu ciepłowniczego w miejscowości poniżej 100 tys. mieszkańców można rozważać kocioł na biomasę, panele słoneczne z magazynem ciepła i kogenerację gazową. Jako źródło szczytowe można wykorzystać zmodernizowane kotły węglowe.

Układy technologiczne do wykorzystania w procesie transformacji ciepłownictwa:

- **Kocioł na biomase** pracujący w podstawie oraz **zmodernizowany kocioł na węgiel** lub nie wymagający modernizacji kocioł na gaz lub olej pracujący w szczycie. **Zastosowanie uniwersalne.**
- **Kocioł na biomase i panele słoneczne z magazynem ciepła** pracujące w podstawie oraz pracujący w szczycie **zmodernizowany kocioł na węgiel** lub nie wymagający modernizacji kocioł na gaz lub olej. **Zastosowanie ograniczone do lokalnych i spółdzielczych systemów ciepłowniczych pracujących na niskich parametrach.**
- **Jednostka kogeneracyjna na gaz** pracująca w podstawie (CWU i częściowo CO) oraz **kocioł na biomase** pracujący przez większą część sezonu grzewczego. Dodatkowo pracujący w szczycie **zmodernizowany kocioł na węgiel** lub nie wymagający modernizacji kocioł na gaz lub olej.¹⁰ **Zastosowanie ograniczone do miejskich systemów ciepłowniczych, w których jednostka CHP może być podłączona do sieci gazowej.** Dodatkowym wymogiem jest świadczenie usługi całorocznej, tzn. podgrzewanie ciepłej wody użytkowej (CWU).

Wykorzystanie źródeł OZE jest konieczne w każdej konfiguracji technologicznej. Jest to szczególnie ważne w przypadku kogeneracji. W przypadku zastosowania samej kogeneracji, która wykorzystuje paliwa kopalne, próg udziału w ogólnej produkcji wynosi 75%. W przypadku systemu opartego na kogeneracji i źródle OZE, próg wynosi 50%. Daje to możliwość ustalenia optymalnego udziału kogeneracji w danym systemie, dopasowanego do jego specyfiki.¹¹

Rys. 7. Porównanie obecnych cen ciepła (słupki 1-szy) z kosztem całkowitym dla wybranych technologii (bez kosztu dystrybucji)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych o nakładach i kosztach z IEO i URE.

¹⁰ Jest możliwe uzupełnienie tego ciągu technologicznego magazynem ciepła. W tej analizie nie rozpatrujemy tej możliwości, ale jest ona do rozważenia w innych scenariuszach.

¹¹ MPEC Tarnów realizuje projekt, mający na celu przekształcenie systemu w efektywny, w którym CHP zasilane gazem (38,5 MW) zostało zestawione z panelami słonecznymi (340 kW). Zobacz: <http://nfosigw.gov.pl/o-nfosigw/aktualnosci/art,1112,miliony-ze-srodkow-nfosigw-na-budowe-efektywnego-systemu-cieplowniczego-w-tarnowie.html>, Wejście na stronę www w dniu 3.11.2017.

Uśrednione koszty technologii

Każda z rozważanych technologii charakteryzuje się kosztem wyższym od kosztu ciepła z obecnie eksploatowanych kotłów węglowych (rys.7. poz.1), również po uwzględnieniu dodatkowych 8zł/GJ z tytułu dostosowania do dyrektywy o emisjach ze średnich obiektów spalania (MCP) (rys. 7 poz. 2).

W przypadku źródeł powyżej 20 MW dojdą koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ w wysokości ok. 10 zł/GJ. W przypadku kogeneracji wykorzystującej gaz również należy uwzględnić ten koszt, ale jest on niższy ze względu na mniejsze emisje (5 zł/ GJ) (przy założeniu ceny CO₂ = 30€/t).

Kotły na biomase i kogeneracja na gazie charakteryzują się zbliżonymi kosztami w przedziale 56-62 zł/GJ. Droższe są panele słoneczne z magazynami, dla których koszt jednostkowy wynosi ponad 80 zł/GJ. Ze względu na wysoki koszt tej technologii, w dalszej analizie jest ona ujęta jako rozwiązanie możliwe do wdrożenia jedynie w szczególnej sytuacji (na przykład przy dotacji na taką inwestycję).

Technologie, które można szeroko stosować w pierwszym etapie transformacji istniejących systemów ciepłych, to kotły na biomase (lub RDF) i kogeneracja na gazie. Geotermia i ciepło odpadowe zostanie wykorzystane, ale jedynie w szczególnych przypadkach, jeżeli pozwolą na to lokalne warunki techniczno-ekonomiczne. Natomiast panele słoneczne z magazynami energii będą stosowane po przeprowadzeniu procesów termo-renowacyjnych budynków i po przejściu na instalacje niskotemperaturowe.

6. Zapotrzebowanie na ciepło i moc w 2030 roku

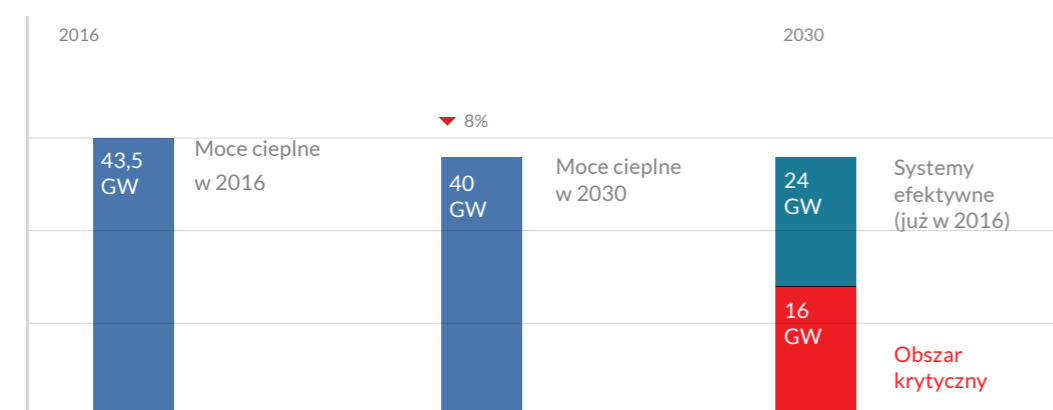
Ciepło potrzebne w 2030 roku

W 2016 roku instalacje ≥ 1 MW dostarczyły 236 PJ ciepła na potrzeby budynków. „Strategia modernizacji budynków: mapa drogowa do 2030 roku”¹² w scenariuszu „skromnym” prognozuje redukcję zapotrzebowania na energię cieplną o 8%. Zakładając, że spadek mocy będzie proporcjonalny do spadku zużycia energii, to w roku 2030 będzie wykorzystywane ok. 225 PJ. Z tego 62% będzie wytworzone w systemach, które już obecnie są efektywne. W obszarze krytycznym pozostanie 38%, czyli 83 PJ.

Moce potrzebne w 2030 roku

Analogiczne rozumowanie można przeprowadzić dla mocy. Przy czym bierzemy pod uwagę fakt, że moce w mniejszych miejscowościach są mniej dociążone ze względu na to, że trudniej zoptymalizować ich pracę.¹³ W obszarze krytycznym, który wymaga wymiany lub modernizacji znacznej części mocy wytwórczych, znajduje się ok. 16 GW (40% mocy, które będą potrzebne w roku 2030). Te moce należy przebudować w taki sposób, żeby produkcja ciepła w 50% pochodziła ze źródeł OZE lub z typoszeregu składającego się ze źródeł OZE i kogeneracji.

Rys. 8. Moce w instalacjach ≥ 1 MW dostarczające ciepło systemowe w 2016 i 2030



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z ARE oraz „Strategii modernizacji budynków: mapa drogowa 2050”.

¹² Praca zbiorowa z 2014 roku: KAPE, NAPE, BPIE, IEŚ, PWC.

¹³ Wykonane przez nas oszacowania na podstawie danych z ARE wskazują, że moc w miejscowościach powyżej 100 tys. mieszkańców pracuje w przeliczeniu na pełne obciążenie średnio 1856h w roku, a w miejscowościach poniżej 100 tys. mieszkańców – 1742h, czyli o ok. 6% mniej.

7. Przejście do systemów efektywnych – struktura, nakłady, produkcja, emisje

Celem transformacji ciepłownictwa jest dostarczenie ciepła dla obywateli po umiarkowanej cenie. Będzie to możliwe w dłuższej perspektywie jedynie poprzez uzyskanie przez wszystkie systemy ciepłownicze statusu systemów efektywnych (w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej). Obszar krytyczny, który musi zostać zmodernizowany, to 16 GW mocy. Po przekształceniu ten zasób ma dostarczać ok. 83 PJ ciepła. Z tego, ok. 42 PJ powinno stanowić ciepło pochodzące ze źródeł OZE i kogeneracji.

Struktura

Cel ten może być osiągnięty na wiele sposobów. W niniejszej analizie chcemy wykazać, że istnieje taka struktura wytwórcza, która pozwala na osiągnięcie tego celu w roku 2030, oraz że dojście do tej struktury jest wykonalne. Nie wykluczamy, że istnieją lepsze rozwiązania.

Nasza propozycja nie jest wynikiem procesu modelowania i procedury optymalizacyjnej. Nasza propozycja jest wynikiem analizy eksperckiej, gdzie zostały wzięte pod uwagę istotne uwarunkowania polskiego ciepłownictwa w obszarze krytycznym.

Uwarunkowania:

1. W obszarze krytycznym funkcjonują głównie źródła wytwórcze o mocy zainstalowanej od **1 MW do 50 MW**, które są objęte dyrektywą o średnich obiektach spalania energetycznego (dyrektywa MCP). Kotły węglowe muszą spełnić nowe, ostrzejsze standardy emisyjne do roku 2030. Jest to istotny czynnik motywujący przedsiębiorstwa do działania i rozważania alternatyw.
2. Źródła na paliwa kopalne powyżej 20 MW będą ponosić znaczne koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ od roku 2020.
3. Szacujemy, że w obszarze krytycznym jest zużywane ok. **15 PJ** na podgrzewanie ciepłej wody użytkowej.¹⁴
4. Zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową jest warunkiem koniecznym dla zastosowania technologii kogeneracyjnych i solarnych.
5. Rozbudowa kogeneracji jest ważna, ponieważ w Krajowym Systemie Energetycznym narasta deficyt mocy.¹⁵ Istotne jest przygotowanie strategii kogeneracji, aby jej rozwój dostosować do warunków i potrzeb lokalnych.

¹⁴ Na podstawie informacji z IGCP przyjęliśmy, że udział ciepła systemowego na potrzeby podgrzania ciepłej wody użytkowej wynosi ok. 18,5%.

¹⁵ Wdrożenie mechanizmów pobudzających budowę nowych jednostek kogeneracyjnych może w praktyce zaowocować powstaniem w rozpatrywanym obszarze mocy rzędu 3 – 4 GWe. W naszej analizie założyliśmy budowę nowych jednostek pokrywających głównie zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową.

Tab. 2. Sposób dojścia do docelowej struktury wytwórczej

Kroki	Opis	Wynik
1.	Jaką część ciepła na podgrzanie ciepłej wody użytkowej można dostarczyć z kogeneracji o mocy cieplnej 2 GW _{th} (pozwala to uzyskać dla Krajowego Systemu Energetycznego 2 GW _e)?	Produkcja ciepła z 2 GW _{th} przez średnio 4 tys. godzin w roku daje 8 TWh ciepła, czyli ok. 28,8 PJ, z czego połowa jest przeznaczana na podgrzewanie ciepłej wody użytkowej. ¹⁶ Czyli 14,4 z 15,5 PJ ciepła potrzebnego do podgrzania ciepłej wody użytkowej pochodzi z nowej kogeneracji.
2.	Jaka powinna być moc paneli słonecznych z magazynami ciepła, żeby dostarczyć ciepło do podgrzania ciepłej wody użytkowej ponad to, co zostało dostarczone z nowej kogeneracji?	Aby dostarczyć 1,1 PJ ciepła w tej technologii trzeba zainstalować ok. 500 MW paneli słonecznych wraz z magazynami ciepła. Panele pracują 600 h w roku w przeliczeniu na pełną moc, natomiast magazynowanie ciepła implikuje straty w wysokości ok. 25%.
3.	Jaka powinna być moc kotłów na biomasę, żeby dostarczyć taką ilość ciepła, żeby wszystkie systemy z obszaru krytycznego uzyskały status systemów efektywnych?	Przy średnim czasie 1,8 tys. godzin potrzebne jest 3,0 GW _{th} mocy w nowych kotłach na biomasę. Dostarczą one blisko 19,4 PJ ciepła w obszarze krytycznym.
4.	W jaki sposób zostanie domknięta struktura wytwórcza?	Zakładamy, że kotły na gaz, olej i inne paliwa będą mogły dalej być eksploatowane i nie muszą być modernizowane. Zakładamy także, w grupie kotłów węglowych odstawienie 7 GW mocy i modernizację 8 GW.
5.	Jaka jest łączna ilość ciepła dostarczona z kogeneracji i OZE w obszarze krytycznym w 2030 roku?	49,3 PJ
6.	Jakie jest łączne zapotrzebowanie na ciepło w obszarze krytycznym w 2030 roku?	84,3 PJ
7.	Czy zostało spełnione kryterium dla systemów efektywnych, tzn. udział produkcji z kogeneracji i OZE w całkowitym zapotrzebowaniu na ciepło przekracza 50%?	Wskaźnik wynosi 58%. Kryterium zostało spełnione z nawiązką, przy założeniu, że wszystkie systemy przeszły przez modernizację.

Źródło: opracowanie własne w oparciu o dane z ARE, IEO, IGCP, URE.

Koszty

Łączne nakłady na przebudowę źródeł w obszarze krytycznym wyniosą blisko 13,6 mld zł. Z tego największa kwota zostanie przeznaczona na kotły na biomasę (4,5 mld zł) i na kogenerację (6 mld zł). Pierwsza faza transformacji ciepłownictwa w dużej mierze opiera się na zastąpieniu kotłów węglowych kotłami na biomasę. Wynika to z bardzo zbliżonej charakterystyki pracy obu rodzajów źródeł. Prawie zawsze istniejący kocioł węglowy można zastąpić kotłem na biomasę, co czyni tę technologię najbardziej uniwersalną w procesie przekształceń.

¹⁶ Zwykle są wykorzystywane dwie jednostki kogeneracyjne. Jedna z nich pracuje podszczytowo tylko w sezonie grzewczym, druga pracuje przez cały rok. 4000h odnosi się do uśrednionego czasu pracy obu jednostek.

Tab. 3. Moce i nakłady – transformacja obszaru krytycznego

	Moce (GWt)	Nakład jednostkowy (mln zł / MWth)	Nakłady łączne (mld zł)
Kotły na gaz (brak potrzeby modernizacji)	1,6	0,0	0
Kotły na olej i inne paliwa płynne (brak potrzeby modernizacji)	0,5	0,0	0
Kotły na węgiel (modernizacja)	8,0	0,3	2,4
Kotły na biomasę (nowa instalacja)	3,0	1,5	4,5
Panele słoneczne z magazynami (nowa instalacja)	0,5	1,3	0,7
CHP na gaz (nowa instalacja)	2,0	3,0	6,0
Razem	15,6		13,6

Źródło: obliczenia własne na podstawie danych z ARE, IEO, IGCP.

Kogeneracja gazowa jest rozwiązaniem preferowanym:

1. Dostarcza nowe moce do Krajowego Systemu Energetycznego,
2. Pozwala wykorzystywać paliwo z bardzo wysoką sprawnością,
3. Przy dłuższym przeciętnym czasie pracy jest rentowna.

Otwartym pytaniem jest to, czy można wykorzystać więcej kogeneracji w procesie transformacji. Prezentujemy ostrożne podejście, bazujące na powiązaniu kogeneracji ze świadczeniem usługi podgrzewania ciepłej wody użytkowej. Szersze i powszechniejsze wykorzystanie kogeneracji jest możliwe, ale wymaga dedykowanej długoterminowej strategii rozwoju.

Panele słoneczne z magazynami ciepła zostały wprowadzone do struktury wytwórczej ze względu na swój przyszły potencjał. Natomiast nowe źródła geotermalne wejdą do struktury paliwowej dopiero po 2030 roku i nie zostały tutaj uwzględnione.

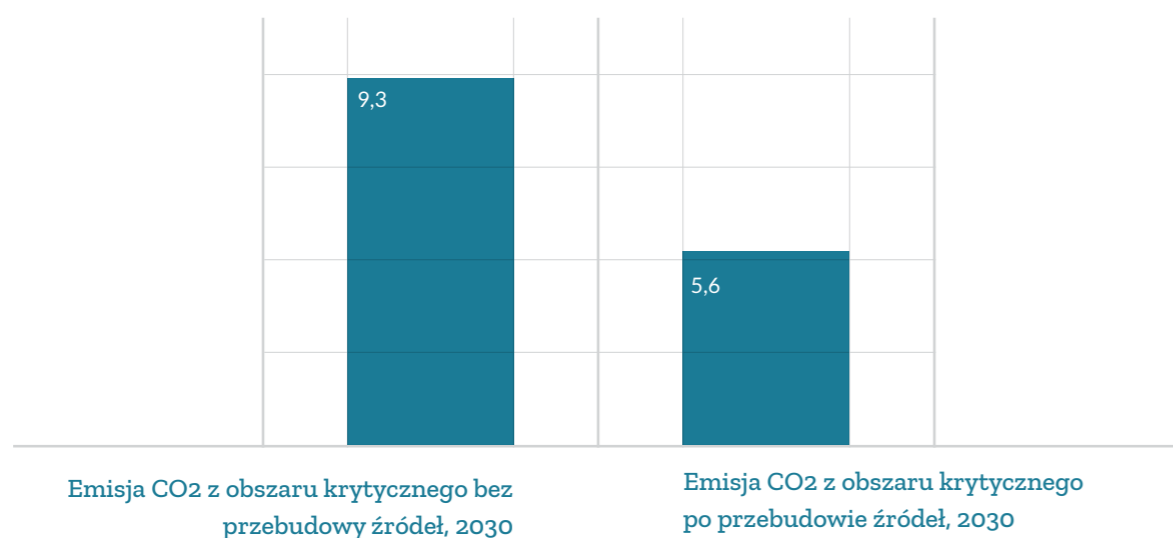
Produkcja i emisje

Tab. 4. Produkcja i emisje CO₂ po transformacji obszaru krytycznego

	Struktura	Produkcja, PJ	Emisje CO ₂ , mln ton/r
Kotły na gaz	8%	6,7	0,4
Kotły na olej i inne paliwa płynne	3%	2,5	0,2
Kotły na węgiel	31%	26,1	3,1
Kotły na biomasę	23%	19,4	0,0
Panele słoneczne z magazynami	1%	0,8	0,0
CHP na gaz	34%	28,6	1,9
Razem	100%	84,3	5,6

Struktura paliwowa bardzo się zmienia po przekształceniu źródeł wytwórczych. Kotły węglowe zmniejszyły udział z 86% do 31%. Z jednej strony spadek zapotrzebowania na ciepło przekłada się na odstawienie kotłów węglowych (a nie gazowych czy olejowych, bo im łatwiej spełnić wymagania dyrektywy MCP). Z drugiej strony zostają zastąpione kotłami na biomasę i kogeneracją.

Rys. 9. Zmiana w poziomie emisji CO₂ (mln. ton / rok) w obszarze krytycznym (bez uwzględnienia redukcji wynikającej z termomodernizacji)



Źródło: obliczenia własne.

Transformacja ciepłownictwa w obszarze krytycznym przynosi spadek emisji CO₂ o 40%, a razem z termomodernizacją o 43%.

Spadek emisji CO₂ wynika z zastąpienia kotłów na węgiel kotłami na biomasę, kogeneracją i panelami solarnymi. Emisje CO₂ ze źródeł OZE wchodzi do bilansu CO₂ z wartością zero. Innym powodem jest zmiana trybu przywoływania do pracy kotłów węglowych. Obecnie kotły węglowe często pracują w podstawie, po transformacji ich praca miałaby charakter szczytowy i podszczytowy.

8. Finansowanie

Instrumenty finansowe

Wybór instrumentów finansowych jest bardzo szeroki: dotacje, dopłaty do kredytów, pożyczki, kredyty, obligacje, gwarancje i inwestycje kapitałowe. Dobór instrumentów finansowych powinien być powiązany z ekonomią inwestycji. Poniżej przedstawiamy argumenty na rzecz instrumentów dłużnych (pożyczek i kredytów) jako narzędzi finansowania transformacji ciepłownictwa.

Dostarczanie ciepła jest działalnością przynoszącą przychód. Ceny usług są regulowane. Kalkulacja kosztów uzasadniająca ustalenie cen obejmuje amortyzację i koszty finansowe. Po zakończeniu inwestycji przedsiębiorstwo będzie mogło podnieść cenę, żeby spłacić zadłużenie wraz z odsetkami. Okres spłaty zadłużenia można dopasować do czasu życia finansowanych aktywów, na przykład 20 lat.

Cena wzrośnie, co jest ważnym bodźcem ekonomicznym – po stronie odbiorców pojawi się motywacja do oszczędzania energii. Termomodernizacja stanie się bardziej opłacalna. Jej realizacja przyniesie odbiorcom korzyści finansowe, ale przyniesie też na efekt ekologiczny poprzez zmniejszenie zużycia ciepła, a w dalszej kolejności poprzez zmniejszenie emisji do powietrza. Ceny, które odzwierciedlają rzeczywiste koszty świadczenia usług, prowadzą do racjonalnego rachunku ekonomicznego.

Dostępność finansowania

Poważną barierą wykorzystania instrumentów dłużnych przez podmioty wytwarzające ciepło (są to nie tylko przedsiębiorstwa, ale też spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe) jest ograniczona dostępność do pożyczek i kredytów ze względu na niską wiarygodność finansową lub brak zabezpieczeń. Dlatego program pożyczkowy lub kredytowy musi być powiązany z udzielaniem gwarancji przez instytucję publiczną (niekoniecznie przez Skarb Państwa, może to być to fundusz ekologiczny). Program gwarancyjny jest kluczowy dla zapewnienia szerokiej dostępności finansowania.

Źródła finansowania

Przekształcenie nieefektywnych systemów ciepłowniczych w efektywne jest procesem cywilizacyjnym. Podobnie jak w ostatnich dwóch dekadach włożono ogromny wysiłek, żeby wyposażyć wszystkie miejscowości powyżej 2 tys. mieszkańców w oczyszczalnie ścieków, tak w kolejnych dekadach czeka nas podobny wysiłek, żeby wyeliminować emisje ciepłownictwa i ogrzewnictwa. Przebudowa źródeł

wytwórczych w celu przekształcenia systemów ciepłowniczych w efektywne jest procesem wieloletnim, który będzie realizowany w kolejnej dekadzie. Jest czas na przygotowanie planu finansowania i uzyskania dostępu do źródeł finansowania.

Podstawowym źródłem powinny być fundusze unijne z kolejnej perspektywy finansowej (2021-27), środki Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska oraz wpływy z aukcji EUETS i Fundusz Modernizacyjny. Poniżej przedstawiamy argumenty wskazujące na to, że uzyskanie znacznych kwot z tych źródeł (10 mld zł) jest możliwe:

- Jakość powietrza jest najważniejszym problemem ekologicznym w Polsce. Zmniejszenie emisji z ciepłownictwa wpisuje się w szerszy plan poprawy jakości powietrza w aglomeracjach.
- Budowa oczyszczalni ścieków i systemów wodno-kanalizacyjnych dobiega końca, co pozwoli uwolnić część środków w kolejnej perspektywie finansowej UE. W obecnej perspektywie finansowej zostało przeznaczonych na ten obszar ok. 5 mld zł.
- Roczne wpływy do NFOŚiGW wynoszą 2,5-3 mld zł. Przeznaczenie na transformację ciepłownictwa 10-15% tej kwoty na przestrzeni 12 lat, szczególnie w formie pożyczek, jest możliwe i uzasadnione.
- Komisja Europejska zachęca kraje członkowskie do udzielania finansowania w postaci pożyczek, a nie dotacji. Ciepłownictwo jest sektorem, który jest zdolny do absorpcji finansowania w tej formie.
- Bardzo ważny jest aspekt pomocy publicznej. Wraz z rozwojem gospodarczym Polski oraz zmianą polityki konkurencji w UE coraz mniej sektorów i projektów kwalifikuje się do uzyskania pomocy publicznej. Mimo tego, że w przyszłości spodziewamy się zmniejszenia ogólnej kwoty funduszy unijnych, to te mniejsze fundusze będzie coraz trudniej wydać, bo będzie coraz mniej podmiotów mogących przyjąć pomoc publiczną. W przypadku projektów przekształcających systemy ciepłownicze w systemy efektywne tego ograniczenia nie ma.

Tab. 5. Potencjalne źródła finansowania transformacji ciepłownictwa

Źródło i okres w którym będą dostępne środki finansowe	Kwota mld zł	Kwestia do rozstrzygnięcia i termin podjęcia decyzji
Fundusze UE, 2021-2027	6	Wpisanie ciepłownictwa w wieloletnie ramy finansowe, zarezerwowanie części budżetu kolejnej perspektywy finansowej UE, 2018
Fundusz Modernizacyjny, 2021-2030	4	Alokacja środków dla energetyki i ciepłownictwa, zagwarantowanie części środków dla ciepłownictwa, 2018-20
NFOŚiGW, 2018-2030	4	Zapewnienie współfinansowania ze środków krajowych, koordynacja finansowania, 2018-19
EBI, 2020-2030	2	Dostęp do finansowania pomostowego, do czasu udostępnienia funduszy UE z nowej perspektywy finansowej oraz Funduszu Modernizacyjnego, 2018-19
RAZEM	16	Przygotowanie planu finansowania przebudowy źródeł wytwórczych w ciepłownictwie, 2018-19

Źródło: opracowanie własne.

Ważnym źródłem finansowania jest Fundusz Modernizacyjny w ramach dyrektywy o EUETS.

We wcześniejszej analizie oszacowaliśmy, że Polska będzie dysponować budżetem mieszczącym się pomiędzy 2 a 5 mld Euro.¹⁷

Cele Funduszu Modernizacyjnego bardzo dobrze korespondują z procesem transformacji ciepłownictwa.

Ciepłownictwo rywalizuje o pieniądze z funduszu z elektroenergetyką. Z jednej strony ciepłownictwo, ze względu na rozdrobnienie sektora, ma słabszą pozycję negocjacyjną. Z drugiej strony nie jest jasne, czy pieniądze z funduszu mogą być skierowane na te inwestycje, które są istotne dla energetyki, czyli ze względu na zasady pomocy publicznej. Inwestycje węglowe nie mogą otrzymać finansowania z Funduszu Modernizacyjnego. Przedmiotem finansowania, który jest atrakcyjny zarówno dla jednego i drugiego sektora, jest kogeneracja. Uzyskanie konsensusu w tej kwestii umożliwiłoby przekazanie pewnej części środków z Funduszu Modernizacyjnego na przekształcanie systemów nieefektywnych w efektywne i budowę nowych mocy kogeneracyjnych.¹⁸ Jednocześnie istotne, żeby w Funduszu Modernizacyjnym znalazły się środki na termomodernizację budynków.

¹⁷ FAE (2015), Jak optymalnie wykorzystać Fundusz Modernizacyjny?, forum-www.energii.eu/files/file_add/file_add-27.pdf. Data wejścia na stronę 3.11.2017.

¹⁸ Negocjacje w sprawie wykorzystania środków z Funduszu Modernizacyjnego (FM) wskazują na ryzyko, że kogeneracja wykorzystująca stałe paliwa kopalne może nie uzyskać wsparcia z FM (stan na dz. 14.11.2017 r.).

Europejski Bank Inwestycyjny (EBI) może udzielić kredytów, które pozwolą na szybkie uruchomienie programu przebudowy źródeł w ciepłownictwie. Mogą pełnić rolę finansowania pomostowego do czasu, kiedy zostanie uruchomione finansowanie z funduszy unijnych w ramach kolejnej perspektywy finansowej, bądź też z Funduszu Modernizacyjnego. EBI jest naturalnym partnerem w tym programie ze względu na zbieżność celów (finansowanie infrastruktury gospodarczej oraz inwestycji zmniejszających energochłonność i emisyjność gospodarki) oraz funkcji (pełnienie instytucji zarządzającej Funduszem Modernizacyjnym, współpraca z Komisją Europejską w zakresie funduszy unijnych).

Rząd ma możliwość zgromadzenia i udostępnienia finansowania na transformację ciepłownictwa. Potrzebne są odważne i szybkie decyzje:

1. Przekształcenie systemów nieefektywnych w efektywne należy uwzględnić jako priorytetowy cel w polityce energetycznej.
2. Należy działania i zasoby skierować na obszar krytyczny. Funkcjonujące w nim podmioty są stosunkowo nieduże i rozproszone, nie mają silnej pozycji negocjacyjnej. To prowadzi do paradoksalnej sytuacji, w której to duże, efektywne i bogate systemy ciepłownicze ulokowane w największych miastach mają swobodny dostęp do pomocy publicznej. Natomiast podmioty z obszaru krytycznego są pozostawione same sobie. Rolą polityków jest przekierowanie pomocy publicznej do tych słabszych podmiotów, przed którymi stoją ogromne wyzwania modernizacyjne.

26

9. Koszty ponoszone przez gospodarstwa domowe

Odkładanie przebudowy sektora nie daje gwarancji utrzymania kosztów ogrzewania na obecnym poziomie i zapewnienia stabilnych dostaw ciepła. Wg naszych analiz udział kosztów ponoszonych na cele grzewcze w budżetach rodzinnych nie zmieni się, mimo że modernizacja źródeł oraz podniesienie jakości świadczonych usług przekłada się na wzrost jednostkowych cen ciepła (ze względu na dodatkowe koszty kapitałowe oraz droższe paliwa). Przebudowa źródeł ciepła może spowodować realny wzrost średniej ceny ciepła systemowego w Polsce o ok. 33% (z 73,7 zł/GJ w 2016 roku do 93 zł/GJ w 2030 roku (licząc w cenach z 2016)).

Jednak z analizy wynika, że pomimo wzrostu ceny usług, średni udział kosztów ciepła w wydatkach gospodarstw domowych nie zmienia się. Jest to spowodowane wzrostem zamożności oraz spadkiem zapotrzebowania na ciepło:

- Z roku na rok rośnie realny dochód gospodarstw domowych. Przyjeliśmy, że wskaźnik wzrostu dochodu jest równy prognozowanemu wskaźnikowi wzrostu PKB w perspektywie do 2030 roku (czyli 3% rocznie).

- Spadnie zapotrzebowanie na ciepło ze względu na termomodernizację budynków oraz ze względu na zmniejszenie się liczby osób w gospodarstwie domowym, co przełoży się na spadek zapotrzebowania na ciepło do podgrzewania wody użytkowej.

Poniżej przedstawiamy analizę obciążenia cenami ciepła.

Tab. 6. Analiza obciążenia gospodarstw domowych kosztami ciepła, ceny stałe z 2016 roku

Kategoria	2016	2030	Miano
Miesięczny dochód rozporządzalny na osobę	1475	2231	zł
Liczba osób w gospodarstwie domowym	2,54	2,17	zł
Miesięczny dochód rozporządzalny gospodarstwa domowego	3747	4841	zł
Roczny dochód rozporządzalny gospodarstwa domowego	44964	58092	zł
Zużycie ciepła na ogrzewanie pomieszczeń (CO)	29	26,68	GJ
Roczne zużycie ciepła na podgrzewanie ciepłej wody użytkowej (CWU)	6	5,1	GJ
Roczne zużycie ciepła przez gospodarstwo domowe (CO + CWU)	35	31,78	GJ
Cena za GJ	73,7	93	zł/GJ
Roczne wydatki na ciepło	2579,5	2955,54	zł
Udział wydatków na ciepło w dochodach gospodarstwa domowego	5,7%	5,1%	%

Źródło: obliczenia własne na podstawie danych z GUS i IGCP.

Koszty transformacji mogą być znacząco ograniczone przez wsparcie termomodernizacji budynków, efektywne wykorzystanie funduszy unijnych oraz dostosowanie modernizacji do lokalnych potrzeb. Istotny jest przegląd technologii i wybór optymalnej z perspektywy systemu, ale też perspektyw rozwoju rynku ciepła. Może okazać się, że rozwój niektórych systemów będzie pozbawiony sensu ekonomicznego i możliwe jest wprowadzenie innych, tańszych a zarazem efektywnych i przyjaznych dla środowiska rozwiązań.

Ważne jest również wprowadzenie ochrony dla najuboższych odbiorców w postaci tzw. dodatków energetycznych.

Opracowanie strategii zaopatrzenia w ciepło wymaga również by w debacie publicznej temat zagrożeń dla zdrowia, wynikających ze smogu, był ściśle powiązany z dyskusją o zakresie i metodach modernizacji ciepłownictwa.

27

10. Podsumowanie

Celem transformacji ciepłownictwa jest dostarczenie ciepła dla obywateli po umiarkowanej cenie. Niniejsza analiza pokazuje jedną z możliwych ścieżek transformacji ciepłownictwa do roku 2030. Nie obejmuje ona całego ciepłownictwa, a jedynie obszar krytyczny, czyli źródła 1-50 MW w systemach nieefektywnych.

Celem transformacji powinno być dostarczenie Polakom ciepła po przystępnej cenie poprzez przekształcenie systemów nieefektywnych w systemy efektywne, czyli o wysokiej jakości ciepła i niskiej emisji zanieczyszczeń. Zostanie to osiągnięte poprzez zastąpienie kotłów węglowych kotłami na biomasę oraz źródłami kogeneracyjnymi zasilanymi gazem. W efekcie emisje CO₂ spadną o 40% - 43% do roku 2030 oraz poprawi się jakość powietrza, dzięki możliwości dalszego przyłączania do sieci ciepłowniczych kolejnych budynków.

Bardzo ważne, aby modernizacja ciepłownictwa odbywała się w połączeniu z poprawą efektywności budynków. Potrzebny jest efektywny plan działań w tym obszarze.

Możliwość transformacji ciepłownictwa zależy od poziomu debaty i zaangażowania instytucji publicznych w komunikację – to będzie miało przełożenie na akceptację społeczną. W ostatnich latach świadomość zagrożenia zdrowia zanieczyszczonym powietrzem bardzo wzrosła. Społeczeństwo oczekuje poprawy stanu powietrza. Tworzy to presję na decydentów politycznych i pozostałych interesariuszy. Są to okoliczności sprzyjające procesowi zmian w ciepłownictwie.

Analiza została wykonana w horyzoncie czasowym do 2030 roku. W dłuższej perspektywie spodziewamy się spadku zapotrzebowania na ciepło. Będzie to efekt termomodernizacji budynków, przechodzenia na systemy niskotemperaturowe, szerokiego wykorzystania paneli słonecznych i magazynów ciepła, a w szczególnych sytuacjach źródeł geotermalnych.

Potencjał kogeneracji może być większy niż przedstawiony w niniejszej analizie. Uważamy, że rozwijanie kogeneracji jest ważne, ale przekształcenie systemów nieefektywnych w efektywne ma wyższy priorytet. Jest to działanie pierwotne, które tworzy fundament do efektywnej modernizacji ciepłownictwa i pozyskania środków na ten cel.

Notatki

Transformacja ciepłownictwa 2030

Małe systemy ciepłownicze



FORUM ENERGII, ul. Chopina 5A/559-00, 20 Warszawa
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

www.forum-energii.eu