



**Wpływ regulacji UE na transformację sektora
ciepłownictwa systemowego w Polsce**
ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych





Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce

ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych

© Copyright by Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej, październik 2024 r.

Autorzy raportu:

Monika Gruźlewska – koordynatorka zespołu redakcyjnego

Joanna Andrzejewicz

Krzysztof Cieślik

Paweł Jankowski

Dorota Jeziorowska

Aleksandra Kajfasz

Paweł Kaliński

Marcin Koczor

Urszula Kołdej - Nowicka

Artur Leśniak

Krzysztof Makowski

Marta Naworska

Paweł Pilarz

Mariusz Radziszewski

Tomasz Rutka

Monika Soćko

Anna Sojko – Gil

Paweł Stępień

Arkadiusz Szymański

Robert Węzik

Tomasz Wojtasiak

Paulina Zielinko

Adam Zwada

Opracowanie graficzne:

CzystyDizajn



Spis treści

1. Streszczenie zarządcze oraz wnioski i rekomendacje	4
2. Uwarunkowania funkcjonowania sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce	14
2.1. Statystyka polskiego sektora ciepłownictwa systemowego	14
2.2. Polski sektor ciepłownictwa systemowego na tle innych państw europejskich	19
2.3. Kluczowe regulacje w pakiecie „Fit for 55” z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego	27
2.3.1. Dyrektywa EED	28
2.3.2. Rewizja dyrektywy EPBD	30
2.3.3. Rewizja dyrektywy RED	32
2.3.4. Zmieniona dyrektywa EU ETS	33
2.4. Technologie wspierające dekarbonizację średnich i dużych systemów ciepłowniczych	34
3. Uwarunkowania transformacji związane ze współpracą pomiędzy uczestnikami rynku ciepła	46
4. Założenia do analizy	53
4.1. Założenia makroekonomiczne i rynkowe	54
4.2. Założenia techniczno – ekonomiczne	56
4.3. Założenia dotyczące benchmarkowych rynków ciepła	58
4.4. Warianty technologiczne	61
4.5. Dane dotyczące rynków ciepła systemowego w Polsce	66
5. Wyniki analizy	67
5.1. Kluczowe wyniki	67
5.2. Uwarunkowania związane z zapotrzebowaniem na paliwo	71
5.2.1. Dostępność biomasy	71
5.2.2. Dostępność gazu	73
5.2.3. Wpływ zmiany miksu wytwórczego na emisyjność sektora ciepłownictwa systemowego	74
5.3. Uwarunkowania związane z infrastrukturą i instalacjami odbiorczymi	78
5.3.1. Uwarunkowania dotyczące sieci ciepłowniczych	78
5.3.2. Uwarunkowania dotyczące instalacji odbiorczych	80
6. Podsumowanie analizy	81
7. Mechanizmy i narzędzia konieczne do wdrożenia, aby wesprzeć proces transformacji ciepłownictwa systemowego	83



Słowo wstępne

Szanowni Państwo,

sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce jest w procesie transformacji, który zmierza do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku. Realizacja unijnych celów klimatycznych i energetycznych (Europejski Zielony Ład i pakiet „Fit for 55”) stawia przed tym sektorem szereg wyzwań w zakresie dekarbonizacji i będzie wymagała od przedsiębiorstw energetycznych ścisłej współpracy zarówno z samorządami lokalnymi, jak i odbiorcami końcowymi ciepła. Wierzę, że tylko pełne zaangażowanie w transformację wszystkich uczestników rynku umożliwi osiągnięcie zakładanych celów dekarbonizacyjnych w perspektywie czasowej wymaganej przez unijnego ustawodawcę.

Kluczowym wyzwaniem dla przedsiębiorstw energetycznych, jakie stawiają przed sektorem ciepłowniczym unijne regulacje, jest spełnienie kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego, przy jednoczesnym zapewnieniu konkurencyjności cenowej ciepła systemowego i minimalizacji obciążenia kosztami transformacji mieszkańców Polski.

Niniejszy raport jest drogowskazem możliwych ścieżek dekarbonizacji systemów ciepłowniczych, ponieważ ich punktem wyjścia są przepisy pakietu „Fit for 55”, dostępne na rynku technologie oraz paliwa. Niniejsza lektura jest informacją na temat wysiłku finansowego, jaki czeka wytwórców, dystrybutorów i odbiorców końcowych ciepła. Zgodnie z wynikami analiz eksperckich Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej (PTEC) nakłady inwestycyjne na transformację sektora ciepłownictwa systemowego wyniosą między 299 mld zł do 466 mld zł do 2050 r. w zależności od przyjętego scenariusza.

Proces dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego jest dla wszystkich jego uczestników i beneficjentów ogromnym wyzwaniem, dlatego na chwilę obecną to przepisy prawa krajowego wydają się kluczowym elementem tegoż procesu. Ich kształt powinien wspierać dążenia sektora do



realizacji inwestycji i otwierać nowe możliwości ich finansowania. Mam nadzieję, że propozycje zawarte w niniejszym raporcie staną się punktem wyjścia do dalszej dyskusji i zmian w otoczeniu regulacyjnym wspierającym proces realizacji inwestycji w energetyce.

Przekazując na Państwa ręce raport,
życzę udanej lektury!

Dariusz Marzec
Prezes Zarządu
Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej

1. Streszczenie zarządcze oraz wnioski i rekomendacje

Sektor ciepłownictwa systemowego – dane podstawowe

- W Polsce ciepło systemowe gwarantuje komfort cieplny około 15 mln Polakom, co stanowi ponad połowę (52,2%) gospodarstw domowych.
- W 2022 r. produkcja ciepła w technologii kogeneracji stanowiła 62,1% całkowitej produkcji ciepła przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne.
- Udział OZE w produkcji ciepła osiągnął poziom 12,6% w 2022 r., który w 97% wynika z wykorzystywania biomasy do celów energetycznych. Realizacja ambicji polityczno-klimatycznych Unii Europejskiej będzie wymagała dalszego zwiększenia udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie. Cele krajowe nie zostały zdefiniowane w sposób ostateczny – udział ten należy jednak szacować na poziomie 32,1% do 35,4%, w zależności od ambicji państwa. Oznacza to, że w perspektywie do 2030 r. należy zwiększyć udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o przynajmniej 19,5 punktu procentowego.

Wpływ regulacji na kierunek i tempo dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego

- W niniejszym raporcie przeprowadzono wariantową analizę ekonomiczną, techniczną i regulacyjną dostosowania się przedsiębiorstw energetycznych z sektora ciepłownictwa systemowego do regulacji zawartych w pakiecie „Fit for 55”. Głównym jej założeniem było

osiągnięcie lub utrzymanie przez system ciepłowniczy statusu efektywnego systemu ciepłowniczego w odniesieniu do poszczególnych rynków ciepła, różniących się wielkością i strukturą zapotrzebowania. Jest to kluczowa dla sektora regulacja wynikająca z Dyrektywy (UE) w sprawie efektywności energetycznej (EED), która determinuje możliwość uzyskania finansowania na realizację procesu dekarbonizacji.

- Wpływ na długoterminowe perspektywy rozwoju systemów ciepłowniczych mają również przyjęte rozwiązania prawne zawarte w Dyrektywie (UE) w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD), które będą powodować:

1. Zwiększone tempo termomodernizacji budynków istniejących w celu ograniczenia zapotrzebowania na energię końcową i pierwotną;
2. Zaostrzenie wytycznych technicznych dla nowego budownictwa mieszkalnego w kierunku wysoko energooszczędnym i pasywnym.

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

- Proces dekarbonizacji sektora dopełniają regulacje zawarte w Dyrektywie (UE) w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED III) i Dyrektywie (UE) ustanawiającej system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych



w Unii (EU ETS). Oba akty wspierają wzrost udziału źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych w ciepłownictwie systemowym poprzez stawiane cele udziału OZE (krajowe i sektorowe) czy dodatkowe przydziały bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ za osiągnięcie znaczącej redukcji emisji przed 2030 r. oraz poniesienia kosztów inwestycji równych co najmniej wartości dodatkowych uprawnień.

Wyniki analizy – nakłady inwestycyjne na transformację sektora ciepłownictwa systemowego na poziomie od 299 mld zł do 466 mld zł do 2050 r.

- Analiza, szczegółowo opisana w rozdziale 7, została przeprowadzona dla charakterystycznych dla Polski rynków ciepła, sklasyfikowanych według mocy zamó-

wionej. Model oparty jest o szczegółowe założenia makroekonomiczne, rynkowe i technologiczne dla referencyjnych rynków ciepła na okres 2024-2050. Dla każdego z rynków zaproponowano cztery warianty technologiczne, pozwalające na spełnienie definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego. Opracowany model w każdym roku przelicza najbardziej efektywne kosztowo źródła ciepła, biorąc pod uwagę nie tylko spełnienie wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego, ale również koszty zmienne produkcji i - dla każdego roku - układa stos jednostek wytwórczych wpisując je w zapotrzebowanie wynikające z profilu ciepła dla danego wariantu systemu ciepłowniczego. Oznacza to, że produkcja ciepła w każdej jednostce wynika z zapotrzebowania danego rynku oraz sytuacji marżowej w danym roku. Jednostki wytwórcze o najniższym koszcie zmiennym pracują w podstawie systemu ciepłowniczego.



Enea Ciepło Sp. z o.o.



MEC Piła (Grupa Enea)

- Warianty technologiczne transformacji zostały dobrane w taki sposób, aby w ramach jednorazowego procesu inwestycyjnego istniała możliwość spełnienia wymogów regulacyjnych w zakresie efektywnego systemu ciepłowniczego w perspektywie do roku 2050. Rynki ciepła podzielono według mocy zamówionej ciepłej:
 - do 20 MW_t;
 - od 20 do 50 MW_t;
 - od 50 do 100 MW_t;
 - od 100 do 300 MW_t;
 - od 300 do 500 MW_t;
 - powyżej 500 MW_t.
- W raporcie przeanalizowano najważniejsze technologie i paliwa, które mogą być wykorzystane w celu dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego. Rozdział 5 niniejszego raportu szczegółowo opisuje zakres możliwych do zastosowania w sektorze technologii, ich specyfikę pracy, możliwość partycypacji w procesie dekarbonizacji czy przepaliwowania. Mając na uwadze założenia makroekonomiczne i rynkowe oraz założenia techniczne przyjęte do wielowariantowego modelu ekonomicznego, który wyznacza najbardziej optymalne kosztowo warianty realizacji pakietu „Fit for 55”, kluczowymi technologiami w procesie dekarbonizacji są:



- źródła gazowe,
- źródła biomasowe,
- źródła geotermalne,
- wielkoskalowe pompy ciepła,
- kotły elektrodowe zasilane energią elektryczną z OZE.

Autorzy raportu przyjęli założenie, że w przyszłości jednostki kogeneracji będą mogły być zasilane również gazami zdekarbonizowanymi (zielonym wodorem lub biometanem), jednak wymaga to jeszcze rozwinięcia rynku tych paliw w celu zapewnienia ich faktycznej podaży oraz odpowiedniej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Wykorzystanie ciepła odpadowego podobnie może stanowić jedno ze środków na transformację sektora, jednak jego dostępność jest silnie zróżnicowana w zależności od lokalizacji. Istotną technologią w procesie transformacji, którą warto będzie dalej rozwijać, jest technologia magazynów ciepła, która przynosi wymierne korzyści, w tym wpływa na poprawę elastyczności pracy jednostek wytwórczych.

- W ramach niniejszej analizy oszacowano skalę koniecznych do poniesienia nakładów inwestycyjnych na segment infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, by dostosować sieci wysokotemperaturowe (funkcjonujące w przeważającym stopniu w Polsce) do wymogów wynikających z pakietu „Fit for 55” dotyczących ilości i jakości ciepła, czyli modernizacji na niskotemperaturowe sieci preizolowane. W celu oszacowania skali nakładów inwestycyjnych wykorzystano szacowane nakłady jednostkowe w zakresie wymiany szacowane nakłady jednostkowe w zakresie wymiany sieci ciepłowniczych z roku 2024 r. oraz przyjęte zostały założenia dot. średnicy poszczególnych sieci ciepłowniczych.
- W przypadku Polski sprostanie wymaganiom unijnego pakietu „Fit for 55” będzie w zależności od scenariusza wymagało poniesienia nakładów na poziomie:
 - od 102 mld zł do 211 mld zł – nakłady na infrastrukturę wytwórczą,
 - od 82 mld zł do 106 mld zł – nakłady na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną,

- od 115 mld zł do 149 mld zł – nakłady na modernizację instalacji odbiorczych, czyli łącznie – od 299 mld zł do 466 mld zł na dekarbonizację sektora ciepłownictwa systemowego w perspektywie do 2050 r.

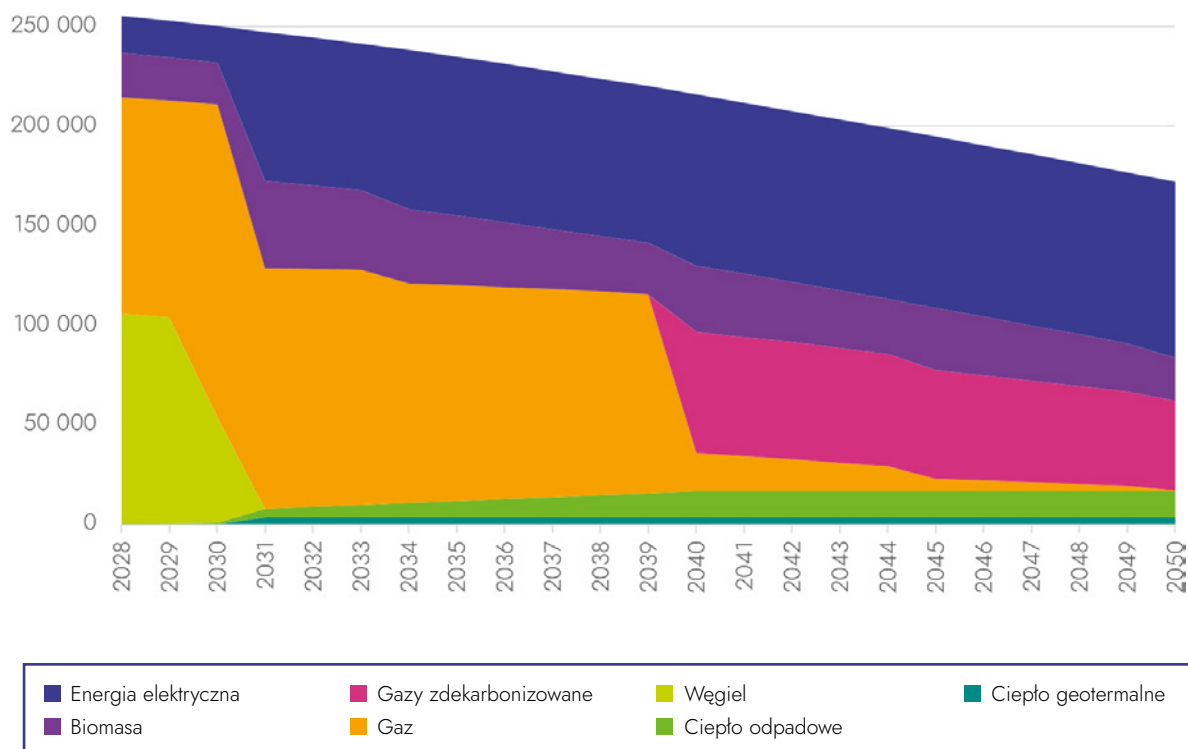
Należy wskazać na prawdopodobieństwo pozainflacyjnego wzrostu nakładów inwestycyjnych spowodowanych koniecznością modernizacji całego segmentu w tym samym czasie (otwarcie dużego frontu robót), wysyceniem rynku wykonawców lub przerwaniem łańcucha dostaw w związku z sytuacją geopolityczną. Aspekty te są istotne z uwagi na zakładany harmonogram i konieczność wypełnienia kolejnych kamieni milowych dla definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego.

Wyniki analizy - „scenariusz wyzwań”: miks paliwowy dla sektora ciepłownictwa systemowego

- Tworząc „scenariusz wyzwań”: miks paliwowy dla sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce założono, że stopniowo wygaszane będą aktywa węglowe – planowo do końca 2030 roku.
- Kwestia udziału i długości pracy w systemie instalacji definiowanej jako wysokosprawna kogeneracja wpisuje się w przepisy Dyrektywy EED. Zgodnie z Załącznikiem III do dyrektywy EED, nowy limit jednostkowego wskaźnika emisji CO₂ dla wysokosprawnej kogeneracji (opartej na paliwach kopalnych) wynoszący 270 g CO₂/kWh będzie mieć zastosowanie do jednostek nowych oraz znacząco zmodernizowanych po dacie transpozycji ww. Załącznika. Jednostki kogeneracji istniejące mogą odstąpić od tego wymogu do dnia 1 stycznia 2034 roku pod warunkiem, że posiadają plan redukcji emisji w celu osiągnięcia progu 270 g CO₂/kWh do dnia 1 stycznia 2034 roku, co oznacza, że okres ten może być jeszcze wydłużony do końca 2033 roku.

- Analiza pokazała, że paliwem pośrednim w osiągnięciu poszczególnych kamieni milowych z art. 26 EED będzie nadal gaz ziemny, a szczególnie wysokosprawna kogeneracja gazowa, której zastosowanie wpisuje się regulacyjnie do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego do końca 2039 roku. Po tym okresie, o ile będzie dostępny wystarczający wolumen gazów zdekarbonizowanych, jest możliwe wykorzystanie części tych aktywów jako instalacji OZE.
- Udział źródeł Power to Heat będzie stopniowo wzrastał w miksie paliwowym, szczególne znaczenie będzie miało zastosowanie pomp ciepła i kotłów elektrodowych wraz z magazynami ciepła, które zapewnią właściwą optymalizację ich pracy.
- Udział biomasy będzie wzrastał ze względu na stopniowe zwiększanie udziału OZE w wymaganiach pakietu „Fit for 55”. Alternatywnym rozwiązaniem dla obniżenia wolumenu spalanej biomasy na cele ciepłownictwa jest zastosowanie w przyszłości w istniejących gazowych (dotychczas) jednostkach wytwórczych gazów zdekarbonizowanych, co pozwoli na wypełnienie wymogów regulacyjnych z wykorzystaniem już posiadanych aktywów. Istotny jest zatem dostępny wolumen tego paliwa – jeżeli nie zostanie on zapewniony, to główną rolę w wypełnianiu wymagań pakietu „Fit for 55” nadal będą stanowiły źródła spalające biomasę.

Prognoza produkcji ciepła według struktury paliw [TJ]

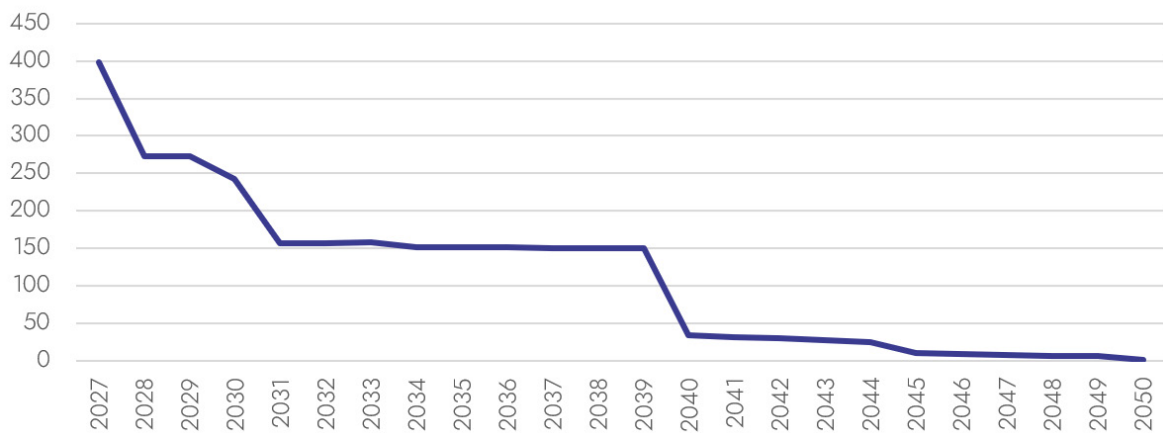




- Miks paliwowy dla sektora ciepłownictwa systemowego wynikający ze „scenariusza wyzwań” stopniowo obniża poziom współczynnika emisyjności, co wpisuje się w oczekiwania dekarbonizacyjne Komisji Europejskiej.
- Należy podkreślić, że biorąc pod uwagę konieczność zwiększania wolumenu ciepła z OZE i ciepła odpadowego, które będą stopniowo wypierały ciepło z kogeneracji z podstawy pracy systemu ciepłowniczego, może pojawić się problem związany z bilansowaniem krajowego systemu elektroenergetycznego (w którym ok. 15% mocy wytwórczych to jednostki kogeneracji), zwłaszcza biorąc pod uwagę planowany przyrost mocy w instalacjach Power to Heat. Powyższa tendencja może zwiększać ryzyko wystąpienia niedoborów mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym.

Aby zapewnić stabilizację systemu elektroenergetycznego i poprawić bezpieczeństwo dostaw energii na rynku lokalnym w celu ograniczenia strat na przesyłce, konieczne jest dostrzeżenie wiodącej roli kogeneracji gazowej w zapewnieniu elastyczności, dyspozycyjności i wsparcie krajowego systemu elektroenergetycznego w bezpieczeństwie energetycznym kraju. Im więcej OZE w systemie, tym większe potrzeby stabilnych elastycznych jednostek, a tę rolę pełni właśnie kogeneracja gazowa. Zasadnym jest, biorąc pod uwagę ww. aspekty ekonomiczne oraz zmianę roli systemów ciepłowniczych względem krajowego systemu elektroenergetycznego (z dostawcy na odbiorcę energii elektrycznej), wprowadzenie odpowiedniego mechanizmu, który wynagradzałby elastyczność/dyspozycyjność jednostek kogeneracji.

Prognoza współczynnika emisyjności dla rynku referencyjnego [kgCO₂/MWh]



Uwarunkowania związane ze współpracą pomiędzy uczestnikami rynku ciepła

- Kluczowym warunkiem skutecznego przeprowadzenia procesu dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce jest to, że w proces ten powinny być zaangażowane wszystkie strony będące uczestnikami rynku ciepła, ponieważ poszczególne realizowane działania są od siebie uzależnione. Ciężar transformacji nie powinien spoczywać wyłącznie na wytwórcach ciepła, co mogłoby wynikać z podstawowego wymogu związanego z koniecznością zmiany miks energetyczny w systemach ciepłowniczych, ale i na operatorach sieci ciepłowniczej (dostosowanie do zmiany parametrów nośnika ciepła) czy odbiorcach końcowych (działania w zakresie termomodernizacji budynków i modernizacji instalacji odbiorczych), które łącznie wpłyną na optymalizację kosztów dekarbonizacji.
- Obok coraz większej presji czasowej, kluczowymi wyzwaniami związanymi z transformacją są kwestie związane z optymalnym doбором mocy, lokalizacji i technologii dla nowych źródeł. Istotnym jest zatem zapewnienie odpowiednio prowadzonego procesu planowania, w ścisłej współpracy pomiędzy administracją samorządową, która pełni zasadniczą rolę w procesie planowania zaopatrzenia w ciepło, przedsiębiorstwem/przedsiębiorstwami ciepłowniczymi działającymi w danej lokalizacji (operatorem sieci ciepłowniczej, wytwórcą ciepła – jeśli są to osobne podmioty) oraz odbiorcami końcowymi. Samorząd, pełniący rolę koordynacyjną, powinien współpracować ze wszystkimi uczestnikami rynku, których komplementarna wiedza dotycząca segmentu sieciowego, jak i wytwórczego, pozwoli na przygotowanie założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, przy uwzględnieniu spełnienia wymagań dla efektywnego systemu ciepłowniczego i z dokumentów strategicznych (Krajowy



ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.



Plan na rzecz Energii i Klimatu, Polityka Energetyczna Polski 2040). Koordynacyjna rola samorządu jest kluczowa zwłaszcza na rynkach, gdzie system ciepłowniczy jest zasilany z wielu źródeł ciepła, a dystrybutor jest odrębnym podmiotem.

- Skuteczna dekarbonizacja systemu ciepłowniczego w danej lokalizacji powinna obejmować również klienta końcowego, do którego często bezpośredni dostęp ma dostawca ciepła (operator sieci ciepłowniczej). Jednostki wytwórcze produkują energię na określone potrzeby klientów, stąd odpowiednie zarządzanie stroną popytową jest istotne z punktu widzenia poziomu mocy, do jakiej należy odtworzyć jednostki wytwórcze. Odnosi się to do działań mających na celu optymalizację zużycia ciepła przez odbiorców. Obejmuje ono wdrażanie strategii i technologii, które pomagają kontrolować i zmniejszać zapotrzebowanie na ciepło, co może przynieść wymierne korzyści w postaci oszczędności energetycznych i finansowych.
- Projektanci w Polsce polegają na danych obliczeniowych dotyczących klimatu z normy PN-EN 12831:2006 z 2006 r., która wprost przywołuje podział na 5 stref klimatycznych z temperaturami obliczeniowymi od -24 do -16°C z 1982 r. Temperatry obliczeniowe w tej ostatniej to uśrednione wartości ze stacji meteorologicznych z 20 lat, to oznacza, że obowiązujący podział na strefy klimatyczne pochodzi z danych dla lat 1962-1981. Obecnie obserwowany jest trend zmian klimatycznych oraz wynikowo podniesienie poziomu minimalnej temperatury otoczenia. Odnoszenie się projektantów do nieaktualnych danych prowadzi do doboru przewymiarowanych urządzeń grzewczych. Takie działanie naraża klientów końcowych oraz inwestorów (po stronie budynków, sieci dystrybucyjnej, jak i urządzeń wytwórczych) na niepotrzebne nakłady inwestycyjne oraz utrudnia optymalizowanie pracy urządzeń i dążenie do zwiększenia efektywności systemów ciepłowniczych.

- Warunkiem koniecznym do wdrażania sieci ciepłowniczych kolejnych generacji jest zmiana regulacji węzłów cieplnych i dostosowanie instalacji wewnętrznych do pracy w niskim reżimie temperaturowym. Skala i zakres prac niezbędnych do dostosowania instalacji wewnętrznych powinna zostać w każdym przypadku indywidualnie oceniona, z uwzględnieniem faktu, że instalacje odbiorcze są z reguły przewymiarowane.
- Mając na uwadze kierunkowy wzrost wykorzystania energii elektrycznej z OZE w ciepłownictwie systemowym, należy podkreślić rosnący wpływ sektora elektroenergetycznego na proces dekarbonizacji tego sektora. Mowa tu nie tylko o konieczności wzrostu produkcji odnawialnej energii elektrycznej na potrzeby ciepłownicze, ale również wysiłkach Polskich Sieci Elektroenergetycznych w rozbudowę infrastruktury przesyłowej.

Rekomendowane zmiany regulacyjne - klucz do przyspieszenia procesu dekarbonizacji

- Zmieniające się otoczenie regulacyjne na poziomie unijnym wymusza na przedsiębiorstwach energetycznych z sektora ciepłownictwa systemowego nieustanną transformację, która ma na celu sprostanie wymaganiom pakietu „Fit for 55”, co będzie wiązało się z poniesieniem znaczących nakładów inwestycyjnych. Mając na uwadze powyższy fakt oraz uwzględniając konieczność przeprowadzenia procesu dekarbonizacji w sposób zapewniający ochronę odbiorców końcowych przed drastycznym wzrostem cen ciepła, należy wprowadzić mechanizmy łagodzące koszty procesu „zazieleniania systemów ciepłowniczych”. W tym celu członkowie PTEC proponują wprowadzenie nowych mechanizmów bądź zmian do obecnie funkcjonujących rozwiązań, w tym:

- mechanizm wynagradzający dostępność (dyspozycyjność) w odniesieniu do jednostek kluczowych z perspektywy bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego;
 - mechanizm wsparcia operacyjnego do technologii Power to Heat;
 - obrót gwarancjami pochodzenia ciepła z OZE na rynku szerszym niż obejmujący dany system ciepłowniczy i rozszerzenie gwarancji pochodzenia ciepła o ciepło odpadowe
 - zwiększenie i ułatwienie możliwości uzyskania białych certyfikatów;
 - możliwość współspalania RDF i biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju;
 - usprawnienie działania mechanizmu wsparcia dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji.
- Mając na uwadze unijne ambicje obniżenia emisji CO₂ w najbliższych dekadach oraz znaczące potrzeby inwestycyjne związane z procesem dekarbonizacji, przedsiębiorstwa energetyczne działające w sektorze ciepłowniczym powinny mieć możliwie szeroki i na preferencyjnych warunkach dostęp do funduszy pomocowych będących źródłem wsparcia inwestycyjnego.
- Wraz z intensyfikacją procesu dekarbonizacji sektora, powinny iść zmiany w zakresie taryfowania ciepła, w tym:
- elastyczności w kształtowaniu taryfy dla jednostek kogeneracji;
 - umożliwienia taryfowania dla akumulatorów ciepła;
 - dodatkowego komponentu wzoru na koszt kapitału;
 - dodatkowego komponentu wzoru na koszt kapitału własnego;
 - zwiększonego WACC na potrzeby pokrywania kosztów uzasadnionych dla technologii OZE, ciepła odpadowego oraz pozwalających uzyskać status efektywnego systemu ciepłowniczego.
- Techniczne aspekty funkcjonowania rynku ciepła przełożą się na szybsze osiągnięcie celu w zakresie zwiększania udziału ciepła OZE i ciepła odpadowego, dlatego należy wprowadzić m.in.:
- zwolnienie z obowiązku przyłączania instalacji OZE zgodnie z pełnym katalogiem rodzaju energii uwzględnionej w definicji systemu efektywnego;
 - aktualizację parametrów obliczeniowych wykorzystywanych przy projektowaniu obciążenia grzewczego w budynkach;
 - zmianę w definicji ciepła odpadowego.
- Sektor ciepłownictwa systemowego jest ważnym elementem stabilizacji pracy krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez produkcję ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu. Jednocześnie ciepłownictwo ma ogromny potencjał w wykorzystywaniu nadwyżek produkcji energii elektrycznej odnawialnej oraz jej magazynowania i konwersji na ciepło odnawialne. W celu jeszcze większej współpracy między sektorami należy:
- umożliwić szerokie stosowanie technologii Power to Heat w ciepłownictwie;
 - wprowadzić możliwość zakwalifikowania całego strumienia ciepła wytworzonego w pompach ciepła (zaklasyfikowanych jako źródło OZE) jako ciepło z OZE na potrzeby spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego;
 - wprowadzić możliwości zakwalifikowania ciepła wytworzonego w kotłach elektrodowych jako ciepło z OZE na potrzeby spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.
- Regulacje środowiskowe są jednym z kluczowych obszarów wspierających proces transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. Mowa tu o przepisach, które wpływają na koszty prowadzenia działalności koncesjonowanej związane z korzystaniem ze środowiska, w związku czym mają też wpływ na



ceny dla odbiorców końcowych ciepła, jak również o mechanizmach umożliwiających finansowanie inwestycji. Wśród kluczowych postulatów z obszaru środowiskowego są działania polskiego rządu na poziomie unijnym w obszarze Planów Neutralności Klimatycznej, a co za tym idzie, dostęp do dodatkowych funduszy na inwestycje.

- Chcąc przyspieszyć proces transformacji sektora ciepłowniczego należy usprawnić i uprościć wybrane procedury administracyjne, w tym:
 - przyjąć szybką ścieżkę w zakresie postępowań administracyjnych dla inwestycji związanych z dekarbonizacją ciepłownictwa, w tym istotne przyspieszenie i uproszczenie wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji;
 - ułatwić proces inwestycyjny dotyczący budowy/przebudowy sieci ciepłowniczej.

- W rozdziale „Uwarunkowania transformacji związane ze współpracą pomiędzy uczestnikami rynku ciepła” wskazano na szczególną rolę współpracy między przedsiębiorstwami, samorządem i odbiorcami końcowymi w procesie dekarbonizacji sektora. Drogowskazem dla wspomnianych uczestników rynku ciepła są dokumenty strategiczne planowanie na poziomie krajowym i samorządowym. W tym zakresie kluczowe jest zsynchronizowanie działań gminy i strategii przedsiębiorstw energetycznych w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

Pełna lista mechanizmów i narzędzi koniecznych do wdrożenia, aby wesprzeć proces transformacji ciepłownictwa systemowego, znajduje się w rozdziale 7 raportu.



ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.

2. Uwarunkowania funkcjonowania sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce

2.1. Statystyka polskiego sektora ciepłownictwa systemowego

Sektory ciepłownictwa można podzielić na dwa obszary: systemowe (sieciowe) oraz pozasystemowe. Pierwsze obejmuje systemy ciepłownicze, w skład których wchodzi z sieci ciepłownicze oraz jednostki wytwórcze, natomiast drugie odnosi się do indywidualnych źródeł ciepła w domach i budynkach, a także do ciepła wytwarzanego i konsumowanego w zakładach przemysłowych. W Polsce ciepło systemowe odgrywa kluczową rolę, obejmując swoim zasięgiem ponad połowę (52,2%) gospodarstw domowych¹, co plasuje nasz kraj w czołówce europejskich liderów w tej dziedzinie.

Według danych Głównego Urzędu Statystycznego (dalej: GUS), w 2022 roku zużycie ciepła w Polsce nieznacznie spadło w porównaniu do roku poprzedniego, osiągając poziom 439,8 tys. Tj. Oznacza to spadek o 4,5% w po-

równaniu z rokiem poprzednim. W ramach ww. ilości, 35,7% ciepła zostało wykorzystane na potrzeby gospodarstw domowych².

Produkcja ciepła na dużą skalę (powyżej 5 MW) wymaga uzyskania koncesji i podlega regulacjom cenowym Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: URE). Na koniec 2022 roku 392 przedsiębiorstw posiadało koncesje na różne aspekty działalności ciepłowniczej, takie jak wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja i obrót ciepłem (łącznie 810 poszczególnych koncesji na dany rodzaj działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło).

Szczegółowe dane obrazujące charakterystykę koncesjonowanego ciepłownictwa w Polsce w ostatnich dwóch dekadach zostały przedstawione w Tabeli 1.

Tabela 1. Charakterystyka koncesjonowanego ciepłownictwa w latach 2002-2022³

Wyszczególnienie	2022 r.	2012 r.	2002 r.
Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych	392	466	894
Moc zainstalowana w MW	53 188	58 147,9	70 952,8
Moc zamówiona w MW	34 924	34 142,5	38 937
Długość sieci w km	22 578	19 794,1	17 312,5
Zatrudnienie w etatach	27 772	36 084	60 239
Sprzedaż ciepła ogółem w Tj	357 703	389 364,5	469 355,5
Ciepło oddane do sieci Tj	265 658	283 920,9	336 043
Ciepło dostarczone do odbiorców przyłączonych do sieci Tj	233 134	248 040,1	298 938

1. Główny Urząd Statystyczny, Zużycie nośników energii w gospodarstwach domowy w 2021 r.

2. Zużycie paliw i nośników energii w 2022 roku, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, Rzeszów, grudzień 2023 r.

3. Opracowanie własne na podstawie „Energetyka ciepła w liczbach – 2022”, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, październik 2023 r. oraz „Energetyka ciepła w liczbach – 2012”, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, lipiec 2013



Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje w zakresie działalności związanej z ciepłownictwem operują na zróżnicowanej i rozdrobnionej infrastrukturze technicznej. Jej skalę określają dwa główne parametry: moc cieplna zainstalowanych urządzeń oraz długość sieci ciepłowniczej. W oparciu o przedmiotowe parametry można dokonać także charakterystyki danego systemu ciepłowniczego (pod względem jego wielkości).

W roku 2022 łączna moc cieplna zainstalowana w tych przedsiębiorstwach wynosiła 53 188,4 MW, co stanowiło niewielki spadek w porównaniu do 54 109,6 MW w roku poprzednim. Jednocześnie długość sieci ciepłowniczych wzrosła do 22 578,4 km w 2022 roku z 22 223 km w 2021 roku⁴.

Warto zaznaczyć, że podana długość sieci obejmuje zarówno główne sieci łączące źródła ciepła z węzłami, jak i sieci niskoparametrowe, czyli zewnętrzne instalacje odbiorcze. Analiza struktury przedsiębiorstw pod kątem posiadanej infrastruktury sieciowej wykazała, że:

- 46 spółek nie posiadało własnych sieci ciepłowniczych;

- 268 przedsiębiorstw dysponowało sieciami o długości przekraczającej 10 km;

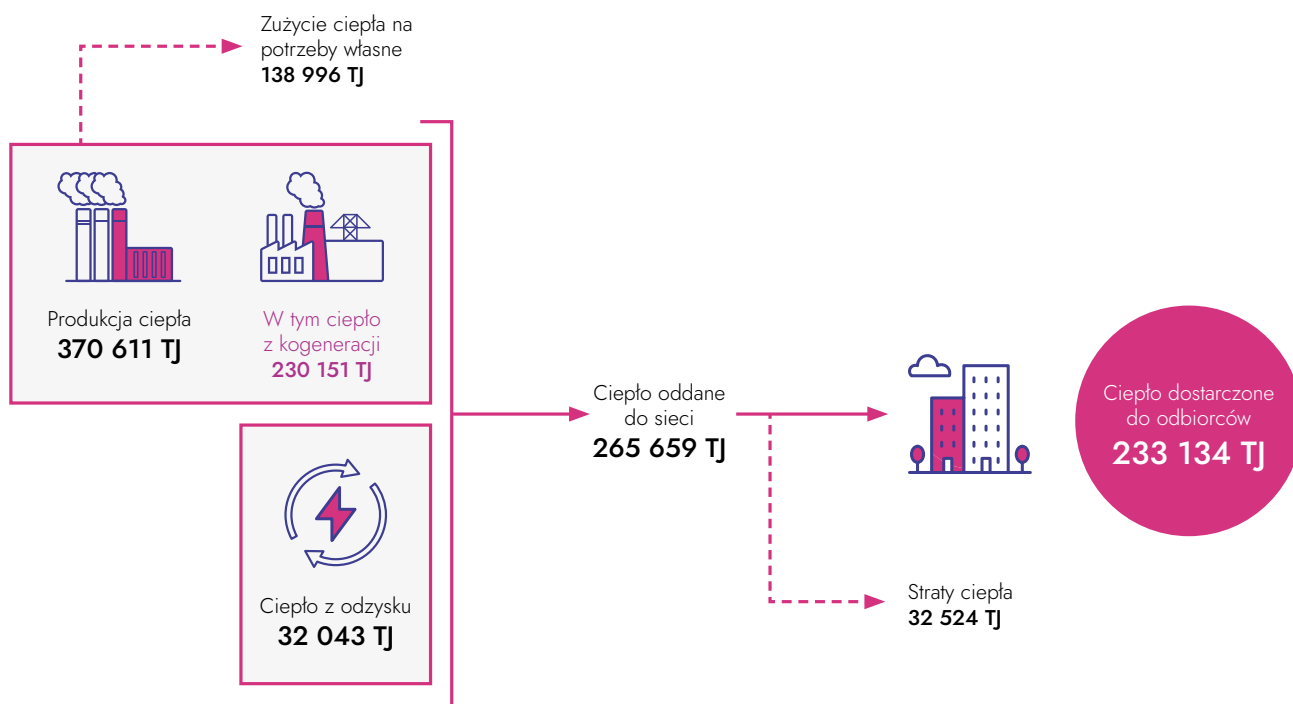
- 88 spółek z tej grupy zarządzało sieciami o długości ponad 50 km;

W sektorze ciepłownictwa koncesjonowanego dominują liczebnie małe jednostki wytwórcze o mocy do 50 MW, których jest 220. Jednakże, to osiem największych przedsiębiorstw, każde z mocą przekraczającą 1000 MW, odpowiada za około jedną trzecią całkowitej mocy wytwórczej w branży. Te duże podmioty są również aktywne w produkcji energii elektrycznej.

W 2022 roku łączna produkcja ciepła przez koncesjonowane przedsiębiorstwa, uwzględniając ciepło odzyskane z procesów technologicznych, wyniosła 404,7 tys. TJ. Oznacza to spadek o 4,8% w porównaniu do roku 2021, kiedy to wyprodukowano 425,1 tys. TJ ciepła.

Dokładne dane dotyczące produkcji ciepła przez koncesjonowane firmy, a także ilości ciepła dostarczonego do sieci i odbiorców końcowych, zostały zobrazowane na Rysunku 1.

Rysunek 1 Produkcja ciepła w Polsce w 2022 r.⁵



4. „Energetyka cieplna w liczbach – 2022”, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, październik 2023 r.

5. Opracowanie własne na podstawie „Energetyka cieplna w liczbach – 2022”, Warszawa, październik 2023 r.

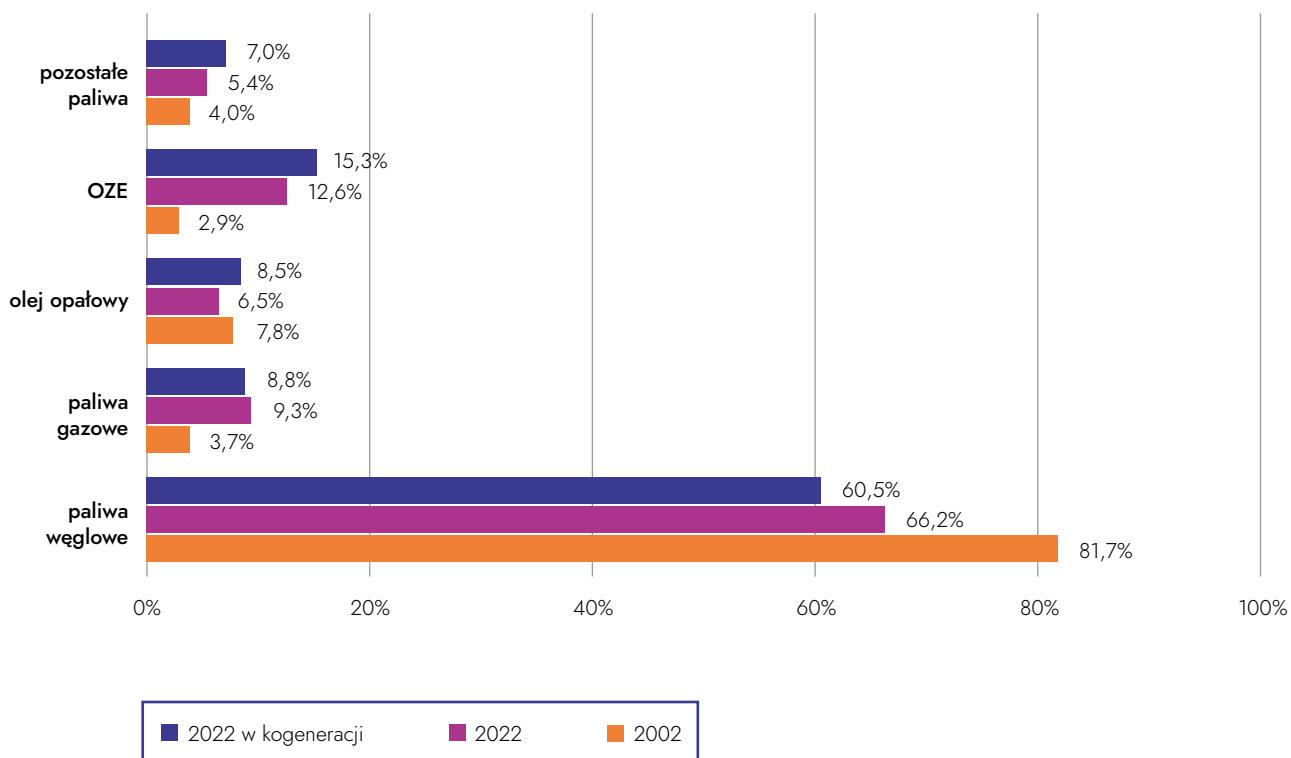
W roku 2022 produkcja ciepła w technologii kogeneracji stanowiła 62,1% całkowitej produkcji ciepła przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne. Jest to nieznaczny spadek o 1,1 punktu procentowego w porównaniu do roku 2021. Spośród 355 przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w 2022 r. 133 z nich (tj. 36,9%) wytwarzało ciepło również w kogeneracji.

Analizując strukturę paliw używanych do produkcji ciepła, można zauważyć powolną, ale systematyczną dywersyfikację źródeł energii. Mimo to, paliwa węglowe nadal dominują w koncesjonowanym ciepłownictwie. W 2022 roku ich

udział wynosił 66,2% wszystkich paliw wykorzystywanych w źródłach ciepła. Jest to kontynuacja trendu spadkowego obserwowanego w ostatnich latach: 69,5% w 2021 r., 68,9% w 2020 r., 71% w 2019 r., 72,5% w 2018 r. i 74,0% w 2017 r. Od 2002 roku udział paliw węglowych zmniejszył się o 15,5 punktu procentowego.

Warto podkreślić, że w miksie energetycznym odnotowano znaczący wzrost udziału paliw z odnawialnych źródeł energii (OZE), co świadczy o postępujących zmianach w strukturze paliwowej sektora ciepłowniczego. Strukturę paliw w 2002 oraz 2022 r. prezentuje Wykres 1.

Wykres 1. Struktura paliw według energii w nich zawartej używanych do produkcji ciepła 2002 r. i w 2022 r. oraz do produkcji ciepła w kogeneracji w 2022 r.⁶



6. Ibidem



W przedsiębiorstwach produkujących ciepło w kogeneracji widoczna jest nieco większa różnorodność wykorzystywanych paliw. Choć nadal przeważają paliwa węglowe, to około jedna trzecia zużywanych paliw pochodzi z innych źródeł. W tej grupie znajdują się odnawialne źródła energii (OZE) stanowiące 15,3%, paliwa gazowe z udziałem 8,8% oraz olej opałowy, którego udział wynosi 8,5%.

Podkreślenia wymaga udział OZE w produkcji ciepła na poziomie 12,6% w 2022 roku, który w 97% wynika z wykorzystywania biomasy do celów energetycznych, co zostało zaprezentowane na Wykresie 2. Realizacja ambicji polityczno-klimatycznych Unii Europejskiej będzie wymagała dalszego zwiększenia udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie. Cele krajowe nie zostały zdefiniowane w sposób ostateczny – udział ten należy jednak szacować na poziomie 32,1% do 35,4%, w zależności od ambicji Państwa. Oznacza to, że w perspektywie do 2030 roku należy zwiększyć udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o przynajmniej 19,5 punktu procentowego.

Analizując ceny ciepła w 2022 roku, zaobserwowano znaczący wzrost. Średnia jednoskładnikowa cena ciepła ze wszystkich koncesjonowanych źródeł osiągnęła poziom 64,03 zł/GJ, co oznacza wzrost o 34,38% w porównaniu do roku 2021. Warto zauważyć różnice w cenach w zależności od technologii produkcji:

- Średnia cena ciepła z źródeł bez kogeneracji: 76,39 zł/GJ
- Średnia cena ciepła z źródeł z kogeneracją: 55,15 zł/GJ

Ten znaczący wzrost cen był spowodowany głównie wyższymi kosztami produkcji ciepła, w szczególności: wzrostem cen paliw, co wiąże się z wysoką inflacją oraz zwiększonymi kosztami uprawnień do emisji CO₂.

Należy podkreślić, że koszty wytworzenia ciepła, a w związku z tym - poziom cen, są ściśle powiązane z rodzajem paliwa zużywanego do produkcji. Szczegółowe zestawienie tej zależności przedstawiono w Tabeli 2.

Tabela 2. Ceny ciepła wytworzonego z różnych rodzajów paliw⁷

Wyszczególnienie	2019 [zł/GJ]	2020 [zł/GJ]	2021 [zł/GJ]	2022 [zł/GJ]
Średnia cena wytwarzania ciepła	40,97	44,33	47,65	64,03
Węgiel kamienny	40,34	43,88	47,27	63,88
Węgiel brunatny	25,09	28,03	31,58	37,09
Olej opałowy lekki	73,75	58,4	56,57	78,22
Olej opałowy ciężki	34,95	37,16	39,58	44,60
Gaz ziemny wysokometanowy	52,17	53,64	57,53	79,39
Gaz ziemny zaazotowany	43,34	46,06	53,79	75,13
Biomasa	42,65	45,77	47,44	58,31
Inne odnawialne źródła energii	36,53	37,71	33,49	39,51
Pozostałe paliwa	37,84	44,08	47,42	57,75

7. Ibidem

Przychody przedsiębiorstw ciepłowniczych zależą głównie od wielkości sprzedaży ciepła, która jest determinowana przez potrzeby cieplne odbiorców oraz rodzaj paliwa zużywanego do produkcji. Te czynniki wpływają na średnie ceny ciepła i zakres świadczonych usług. Jednakże, obserwuje się tendencję do zmniejszania zapotrzebowania na ciepło, co wpływa na przychody firm. Przyczyny tego zjawiska to w szczególności:

- Działania termomodernizacyjne podejmowane przez odbiorców;
- Wyższe średnie temperatury w miesiącach zimowych;
- Rosnąca świadomość i oszczędność energii wśród konsumentów.

Warto podkreślić, że mimo wzrostu cen ciepła, sytuacja ekonomiczna sektora ciepłowniczego nie ulega poprawie. Od 2019 roku rentowność źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji utrzymuje się na ujemnym poziomie.

W 2022 roku zanotowano znaczący wzrost kosztów w sektorze ciepłowniczym: koszty ogółem z działalności ciepłowniczej wzrosły o 36,94%, natomiast koszty prowadzenia działalności ciepłowniczej zwiększyły się o 36,99%.

Główne czynniki przyczyniające się do wzrostu kosztów to:

- Wyższe koszty uprawnień do emisji gazów cieplarnianych;
- Niestabilność na rynku paliw, szczególnie gazu ziemnego;
- Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej.

Te czynniki znacząco wpływają na ekonomikę działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych, stawiając przed nimi nowe

wyzwania finansowe i operacyjne.

Można wskazać, że w 2022 r. wzrosły zarówno koszty stałe (o 8,84%), jak i koszty zmienne (o 56,8%). Wśród kosztów stałych największy wzrost dotyczył pozycji „Materiały i energia” (o 13,11%). Wśród kosztów zmiennych, największy wzrost dotyczył również pozycji „Materiały i energia” zależnej od wielkości produkcji (o 58,22%), w tym kosztów paliw technologicznych wraz z kosztami ich transportu (o 98,93%).

Należy zaznaczyć, że od 2019 r. rentowność brutto ogółem (rok po roku) utrzymuje się na poziomie wartości ujemnych, a przyczyną jest niska rentowność brutto źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji. Natomiast rentowność brutto źródeł wytwarzania ciepła bez kogeneracji od 13 lat przyjmuje wartości dodatnie.

W 2022 r. rentowność brutto ogółem (dla wszystkich przedsiębiorstw koncesjonowanych uczestniczących w badaniu) wyniosła minus 22%, przy rentowności brutto dla źródeł wytwarzających ciepło bez kogeneracji na poziomie plus 0,25%. oraz rentowności brutto dla źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji na poziomie minus 38,11%.

Wynik finansowy brutto ukształtował się w 2022 r. na poziomie minus 6,24 mld zł (w 2021 r. – minus 1,5 mld zł, w 2020 r. – minus 473,8 mln zł, w 2019 r. – minus 543 mln zł). Rok 2022 jest jednocześnie pierwszym rokiem, w którym nawet „nadwyżka finansowa” przybrała poziom ujemny wynoszący minus 2,68 mld zł. Wynik finansowy na sprzedaży ukształtował się na poziomie minus 5,9 mld zł, zaś rentowność sprzedaży wyniosła minus 21,48%.





Tabela 3. Łączny wynik na działalności energetycznej (energia elektryczna i ciepło) w elektrowniach i elektrociepłowniach (2022)⁸

Wyszczególnienie	[tys. zł]
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	94 545 048,00
Koszty działalności własnej	46 934 979,20
Koszty zakupu energii do odsprzedaży, koszty umorzonych praw majątkowych, opłaty zastępczej	15 773 087,00
Koszty sprzedaży	1 488 589,70
Koszty zarządu	1 207 824,00
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	65 445 842,30
Wynik na sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	29 099 205,70
Pozostałe przychody	4 567 876,90
<i>w tym przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂</i>	1 070 875,00
Pozostałe koszty	36 844 003,50
<i>w tym koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂</i>	35 566 188,50
Wynik z uwzględnieniem pozostałych przychodów i kosztów	-3 176 920,90
Przychody finansowe	280 065,70
Koszty finansowe	1 457 822,80
Wynik z uwzględnieniem przychodów i kosztów finansowych	-4 354 678,00

2.2. Polski sektor ciepłownictwa systemowego na tle innych państw europejskich

Ciepłownictwo systemowe stanowi mniejszą część rynku ciepła w Unii Europejskiej (UE). Około 10 000 europejskich systemów ciepłowniczych zaspokaja około 12% całkowitego zapotrzebowanie na ciepło w UE (dane na 2021)⁹. Jest to jednak wynik powyżej średniej światowej, która według danych opublikowanych przez Międzynarodową Agencję Energii w 2021 r. wyniosła 8,5%. To wyraźnie pokazuje, o ile bardziej rozwinięte jest europejskie ciepłownictwo systemowe.¹⁰

Udział ciepłownictwa sieciowego nie rozkłada się równomiernie w całej Europie. Znaczenie sieci ciepłowniczych różni się istotnie w zależności od regionu. Systemy ciepłownicze są zdecydowanie najpowszechniejszym rozwiązaniem grzewczym w krajach Europy Północnej i Wschodniej (kraje nordyckie, bałtyckie, Polska itp.), podczas gdy na południu i części krajów Europy Zachodniej ten sposób zaopatrzenia w ciepło odgrywa niewielką rolę (np. Holandia, Wielka Brytania, Francja).

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

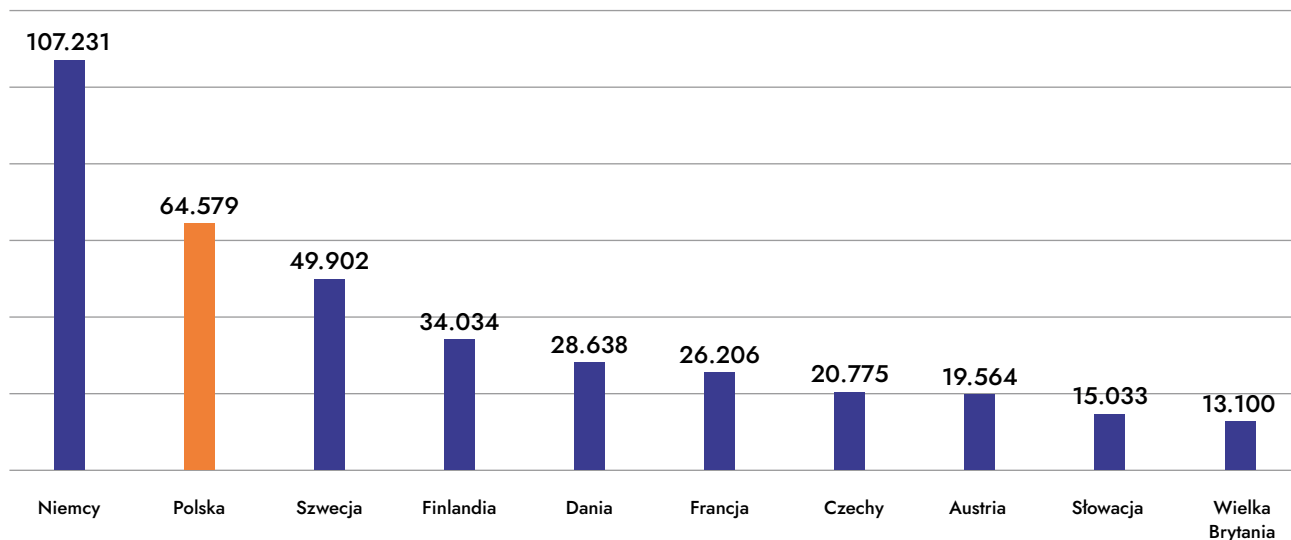
9. DHC Market Outlook 2024, EuroHeat&Power

10. Ibidem

Okolo 77,3 milionów mieszkańców UE korzysta z ciepła dostarczanego przez sieci ciepłownicze, a badania wskazują, że w Europie istnieje ponad 19 tysięcy systemów ciepłowniczych. Według danych od krajowych stowarzyszeń ciepłowniczych i władz, dostawy ciepła sieciowego w Europie wynoszą 608 TWh, co odzwierciedla bardziej kompleksowe ujęcie europejskiego rynku.

Jednym z kluczowych wskaźników określających wielkość i potencjał systemów ciepłowniczych jest ilość sprzedawanego ciepła. Polska w tym zestawieniu zajmuje jedno z czołowych miejsc, co ilustruje Wykres 2. Sprzedaż ciepła sieciowego, czyli ilość ciepła faktycznie dostarczona do odbiorców końcowych, jest istotnym wskaźnikiem biznesowym określającym wielkość sektora.

Wykres 2. Sprzedaż ciepła w systemach ciepłowniczych w Europie 2022¹¹



Całkowita zainstalowana moc w europejskim sektorze ciepłownictwa sieciowego osiąga około 333,4 GWt w 2022 roku. Jak zobrazowano na Wykresie 3, Polska (53,1 GWt) i Niemcy (44 GWt) są krajami o największej zainstalowanej mocy, a następnie Czechy (38,1 GWt), Szwecja (27,9 GWt), Francja (26,8 GWt), Dania (25,3 GWt), Finlandia (24,7 GWt) i Austria (11,2 GWt).

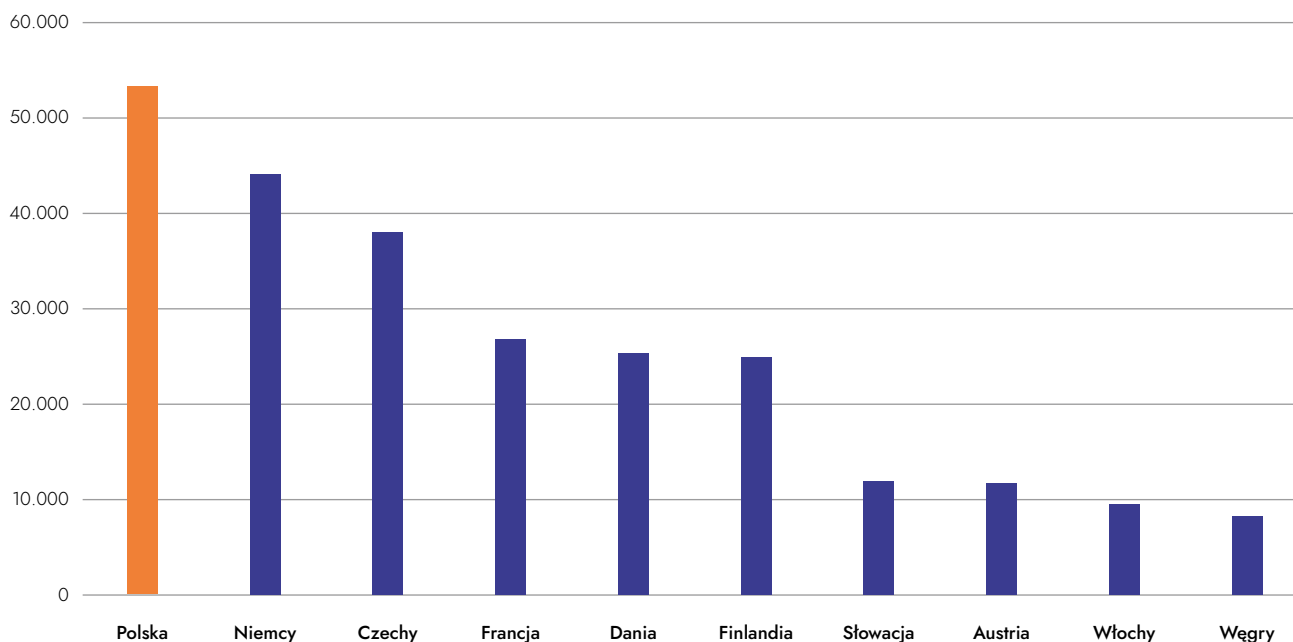
Porównanie na podstawie tych samych krajów pokazuje, że moc nieznacznie spada (o 0,6%) w stosunku do 2021 roku.

Podczas gdy zainstalowana moc wzrosła na niektórych rynkach (Austria, Belgia, Dania, Finlandia, Francja, Węgry, Portugalia, Hiszpania i Wielka Brytania), niewielki spadek odnotowano na niektórych rynkach w Europie Środkowej i Wschodniej, takich jak Chorwacja, Czechy, Łotwa, Litwa, Polska i Rumunia. Tendencja ta wynika bardziej z efektywności i udanych strategii optymalizacji wykorzystania aktywów produkcyjnych, aniżeli z rezygnacji z eksploatacji źródeł wytwórczych.

11. Opracowanie własne na podstawie danych URE (dla Polski) oraz DHC Market Outlook, Euroheat & Power, 2024 (dla pozostałych krajów)



Wykres 3. Moc zainstalowana w poszczególnych krajach Europy, 2022¹²



Dodatkowym wskaźnikiem wskazującym na rozmiar oraz potencjał sektora jest łączna długość sieci ciepłowniczych (Wykres 4). Sieci ciepłownicze w analizowanych państwach europejskich mają łączną długość 194 845 kilometrów i dane pokazują, że z roku na rok ta liczba systematycznie rośnie (2021 - 186 590 km¹³, 2014 – 149 820 km¹⁴). Nowe przyłączenia odbiorców do sieci ciepłowniczych w dużych miastach powyżej 500 tys. mieszkańców wynoszą ok. 20 - 40 MW/rok, wyjątkiem jest system ciepłowniczy w Warszawie, w którym w ostatnich latach przyłącza się ponad 100 MW nowych odbiorców rocznie.¹⁵

Miks energetyczny systemów ciepłowniczych jest bardzo

zróżnicowany w zależności od kraju. Wynika to z krajowej specyfiki, w tym w odniesieniu do dostępności paliw na poziomie lokalnym, jak i warunków regulacyjnych. Warto w tym miejscu zwrócić uwagę na aspekt lokalny, który jest szczególnie istotny w ciepłownictwie systemowym. Wykres 5 obrazuje miks energetyczny w ciepłownictwie systemowym w Polsce oraz krajach sąsiednich w porównaniu do miksu w UE. Ciepło sieciowe w Polsce, Czechach, Słowacji i Niemczech jest produkowane głównie w instalacjach opartych na paliwach kopalnych, podczas gdy ciepłownictwo systemowe na Litwie, Łotwie i w Estonii bazuje na gazie ziemnym, biomasie oraz biopaliwach.

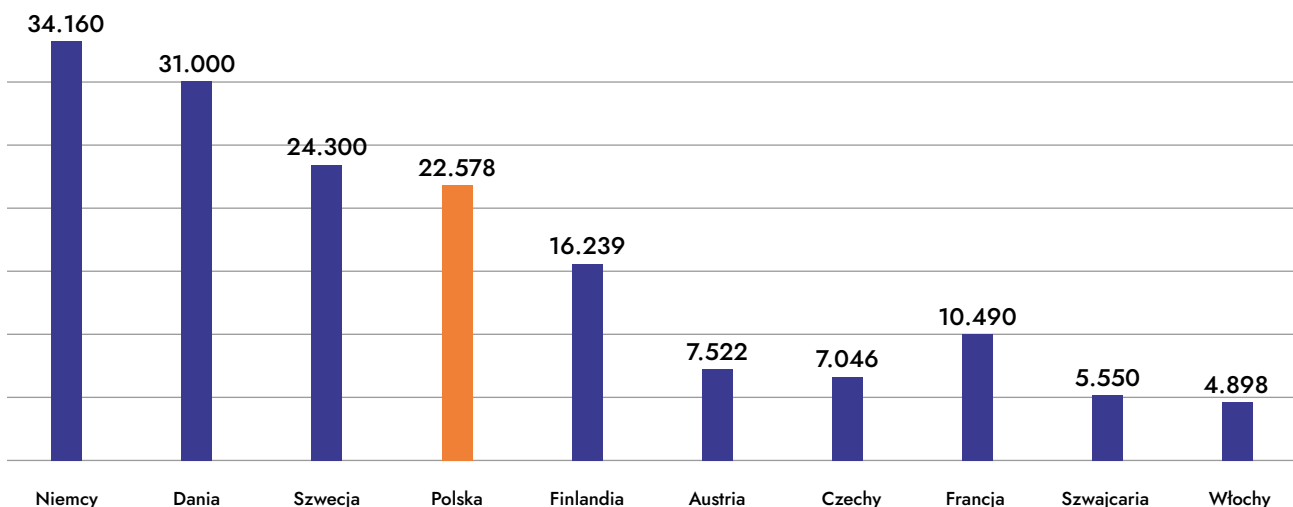
12. Ibidem

13. DHC Market Outlook 2023, EuroHeat&Power

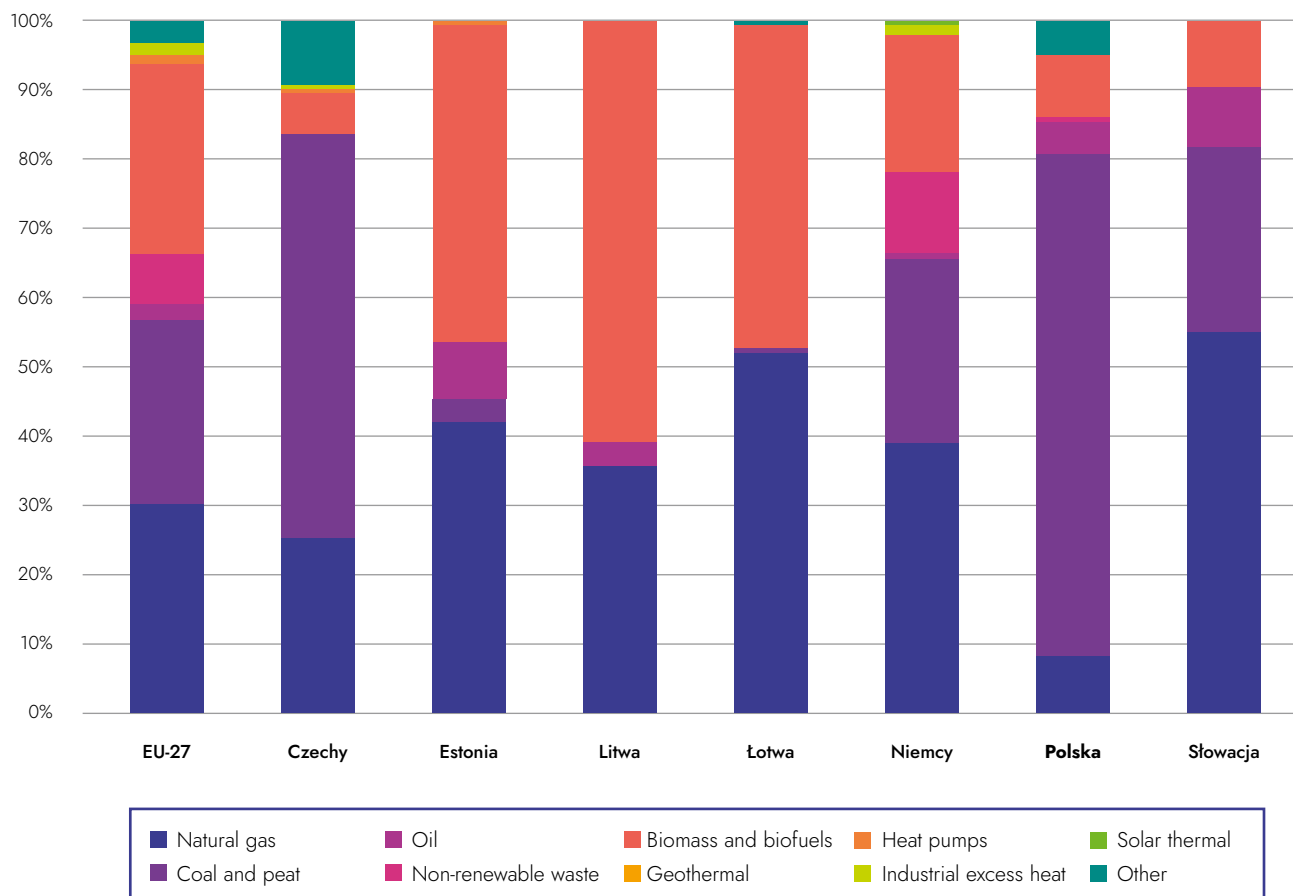
14. D1.1 Report on classification of DHC networks and control strategies August 2015

15. Surma T., Leśniak A.: Perspektywy rozwoju wysokosprawnej kogeneracji w Polsce w świetle pakietu regulacji Fit for 55. Rynek Energii 2023, nr 3 (166).

Wykres 4. Długość sieci ciepłowniczych, 2022¹⁶



Wykres 5. Miks energetyczny w ciepłownictwie systemowym w Polsce oraz krajach sąsiadujących w porównaniu do miksu w UE¹⁷



16. Ibidem

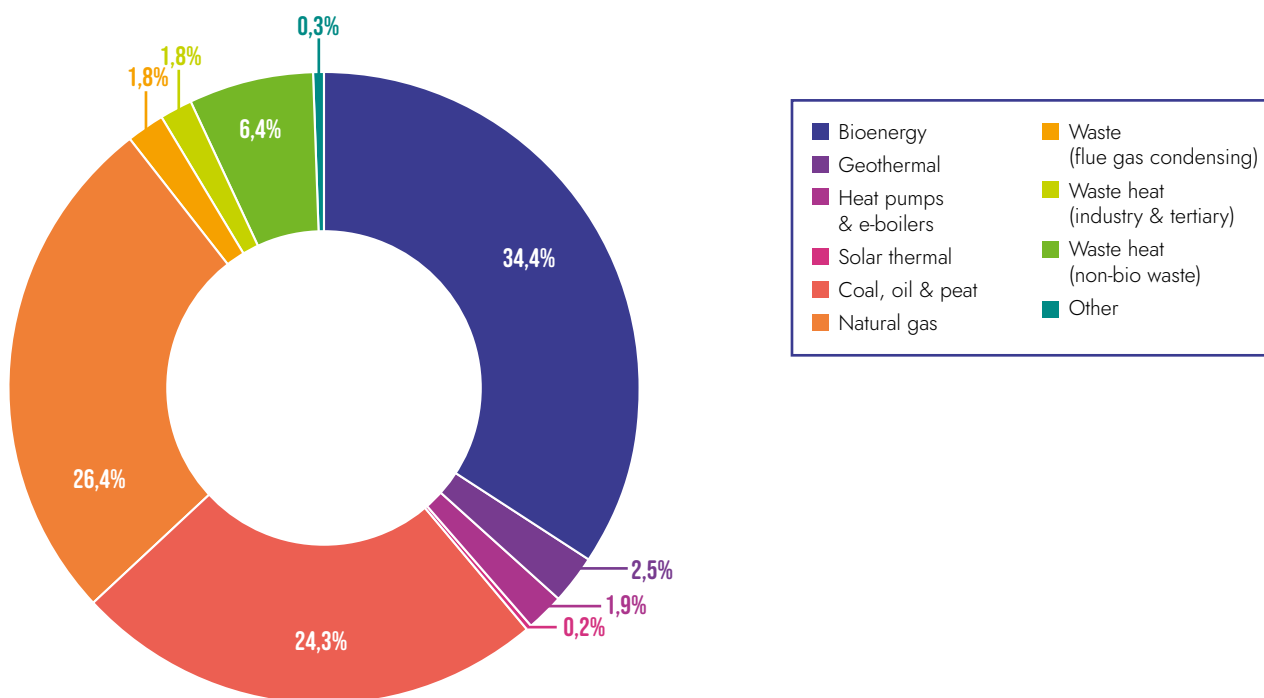
17. „Comparative analysis of district heating markets: examining recent prices, regulatory frameworks, and pricing control mechanisms in Poland and selected neighbouring countries”, A. Komorowska, T. Surma, POLITYKA ENERGETYCZNA – ENERGY POLICY JOURNAL, 2024



Jednocześnie w Europie można zaobserwować tendencję wzrostową w kierunku dalszej integracji odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego. Wykres 6 pokazuje podział paliw wykorzystywanych w sektorze ciepłownictwa systemowego w Europie¹⁸. Kryzys klimatyczny oraz niestabilność na rynku surowców energetycznych, stanowiąca efekt pełnoskalowej agresji Rosji na Ukrainę, uwydatniły pilną potrzebę przyspieszenia dekarbonizacji sektora ciepłowniczego, przy jednoczesnej konieczności uwzględnienia lokalnych uwarunkowań i charakterystyki poszczególnych systemów ciepłowniczych. Dążenie do ambitniejszych celów klimatycznych – tj. osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. – wymaga szybszej transformacji w obszarze produkcji i dystrybucji energii cieplnej. Wdrażanie lokalnych, zrównoważonych rozwiązań grzewczych jest kluczem do zapewnienia większej ilości odnawialnego ciepła. Udziały odnawialnych źródeł energii znacznie się różnią w poszczególnych krajach. W Islandii źródła odnawialne (geotermalne) stanowią ponad 90% dostaw ciepła sieciowego,

podczas gdy Szwecja opiera się głównie (68%) na dostawach zrównoważonych źródeł bioenergii. Łącznie udział źródeł bioenergii, energii geotermalnej, ciepła słonecznego i pomp ciepła (w tym kotłów elektrycznych) stanowił 39% miksu energetycznego w 2022 roku, co oznacza wzrost o 0,2 punktu procentowego w skali rocznej. Kogeneracja zawsze odgrywała kluczową rolę w portfolio aktywów wytwórczych w sektorze ciepłownictwa sieciowego w Europie. Chociaż ekonomika jednostek kogeneracji ucierpiała z powodu niskich hurtowych cen energii w ciągu ostatniej dekady, rozwiązanie to nadal odgrywa ważną rolę w produkcji ciepła, pokrywając od 17% (Francja) do 86% (Niemcy) produkcji ciepła sieciowego na największych rynkach. Jednostki kogeneracji będą w stanie utrzymać wiodącą rolę w spełnieniu definicji systemu efektywnego zgodnie z wymogami dyrektywy EED w przypadku dekarbonizacji wykorzystywanego paliwa i zastąpieniu gazu ziemnego przez gazy zdekarbonizowane – biometan oraz wodór odnawialny.

Wykres 6. Źródła ciepła w europejskim sektorze ciepłownictwa systemowego w 2022 r.¹⁹



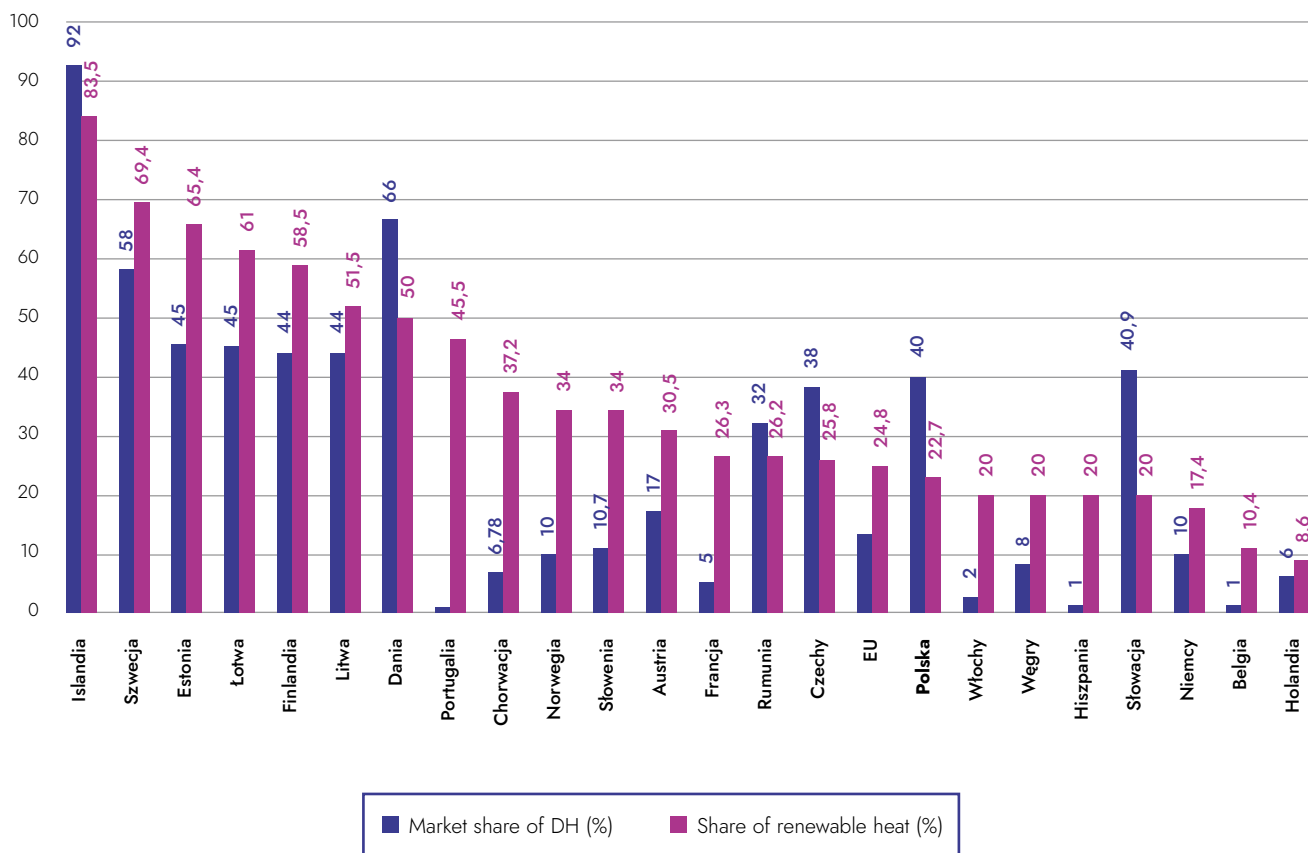
18. DHC Market Outlook 2024, EuroHeat&Power

19. Ibidem

Warto podkreślić, że w Polsce jednostki kogeneracji powstały lub są w trakcie budowy dzięki wsparciu w ramach różnych systemów wsparcia. Duże jednostki o mocy rzędu kilkuset MW powstają głównie dzięki możliwości wsparcia w ramach rynku mocy. W aukcjach głównych rynku mocy w latach 2018 – 2022 zakontraktowano ok. 1,5 GW mocy w 12 jednostkach kogeneracji, z czego prawie 900 MW (4 jednostki) zostało uruchomionych przed rokiem 2021. System wsparcia wynikający z dedykowanej ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji od 2019 roku zapewnił budowę ok. 500 MW mocy zainstalowanej elektrycznej w 68 nowych jednostek wy-

sokosprawnej kogeneracji. Wyniki te pokazują, że moce w kogeneracji nie zwiększają się w tempie, jakie zostało założone przy okazji wprowadzania systemu wsparcia. System wsparcia dla odnawialnych źródeł energii zapewnił budowę maksymalnie 85 MW mocy zainstalowanej w 124 nowych jednostkach kogeneracji, wykorzystujących odnawialne zasoby energii. Warto zauważyć, że wsparcie otrzymują głównie jednostki biogazowe w ramach systemu FIT oraz FiP, a zatem instalacje o mocy do 1 MW. System elektroenergetyczny oraz sektor ciepłowniczy w Polsce potrzebują nowych mocy zainstalowanych w kogeneracji, zwłaszcza w odnawialnych źródłach energii.²⁰

Wykres 7. Udziały ciepłownictwa sieciowego (w źródłach energii do zaspokojenia potrzeb grzewczych sektora mieszkaniowego/usługowego) i energii odnawialnej w zużyciu brutto końcowej energii na cele ogrzewania i chłodzenia (rok 2022)²¹



20. Leśniak A., Surma T., Zamasz K.: Ocena systemów wsparcia nowych jednostek wysokosprawnej kogeneracji w Polsce. Rynek Energii 2023, nr 5 (168), s. 22-30.

21. Ibidem



Ewolucja technologii, szczególnie rozwój wydajnych dużych pomp ciepła, rozszerzyła również zakres dostępnych źródeł, w tym nowych miejskich źródeł ciepła odpadowego. Projekt ReUseHeat zidentyfikował potencjał wykorzystania ciepła odpadowego o niskiej temperaturze za pomocą pomp ciepła. Skupił się szczególnie na oczyszczalniach ścieków, centrach danych oraz budynkach mieszkalnych i usługowych. W ramach projektu oszacowano, że „dostępne” źródła ciepła odpadowego o niskiej temperaturze, zlokalizowane „wewnątrz lub w odległości 10 kilometrów” od istniejących obszarów systemów ciepłowniczych, mogą stanowić ponad 300 TWh/rok, czyli około 12% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w budynkach w Europie. Duże pompy ciepła mogą pozyskiwać energię z różnych źródeł, w tym: geotermalnych, energii otoczenia (takiej jak jeziora, rzeki, woda morska i ścieki), ciepła odpadowego z procesów przemysłowych, miejskiego nadmiaru ciepła (np. z sektora usług/mieszkalnictwa – supermarkety, metro, centra danych itp.).

Ciepło odpadowe stanowi 3,6% całkowitych dostaw ciepła sieciowego w 2022 roku w Europie, w tym udział ciepła odzyskanego z sektorów przemysłowego i usługowego oraz kondensacji spalin. Podana wartość została określona w sposób wysoce zachowawczy, ponieważ niektóre kraje nie zgłaszają wykorzystania ciepła odpadowego w ciepłownictwie.²² Największe udziały ciepła odpadowego występują na rynkach, gdzie ciepłownictwo jest dobrze rozwinięte, a planowanie ciepła i/lub systemy opodatkowania zapewniają korzystne warunki dla tych projektów.

W Europie istnieje ogromny niewykorzystany potencjał ciepła odpadowego. Szacuje się²³, że ciepło odpadowe z wytwarzania energii, instalacji przemysłowych i przekształcania odpadów w energię wynosi 2,860 TWh/rok w UE, co jest prawie równoważne z całkowitym zapotrzebowaniem regionu na energię do ogrzewania pomieszczeń i wody w budynkach mieszkalnych i usługowych.

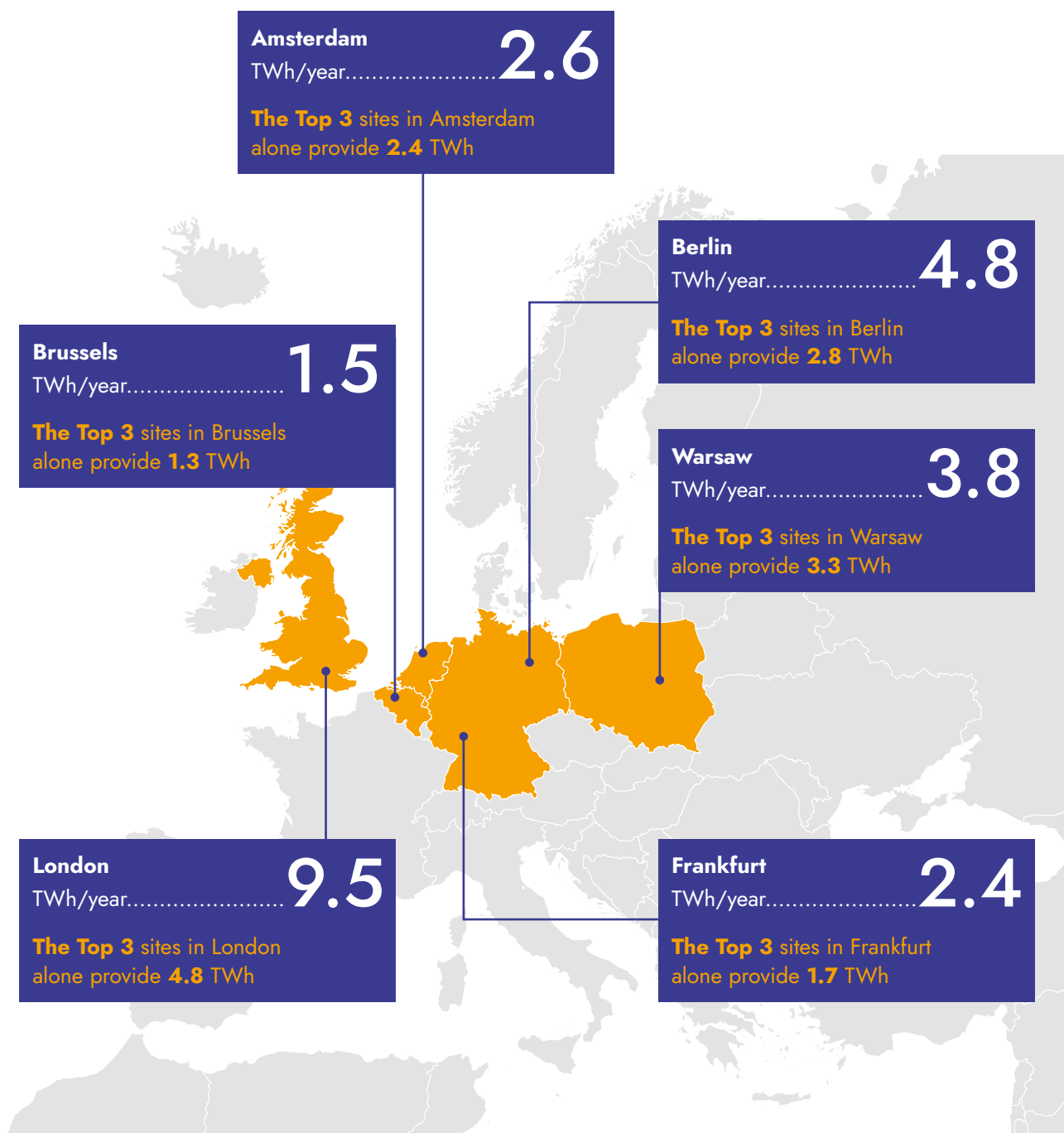


ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.

22. DHC Market Outlook 2024, EuroHeat&Power

23. The world largest untapped energy source - Excess heat, Danfoss, February 2023

Rysunek 2. Potencjał ciepła odpadowego w wybranych miastach Europy²⁴



24. „Danfoss Waste heat white paper”, EuroHeat&Power



Ciepłownictwo systemowe w coraz większym stopniu zainteresowane jest wychwytem ciepła odpadowego będącego ubocznym produktem procesów przemysłowych. Sektor, w którym identyfikuje się duży potencjał odzysku ciepła odpadowego, to sektor przemysłowy - produkcja stali, cementu, papieru, szkła i chemikaliów. Znaczny potencjał wychwytu ciepła odpadowego tkwi również w centrach danych i produkcji wodoru. Warto wskazać, że źródła ciepła odpadowego są nadal niedostatecznie wykorzystywane ze względu na niepewność regulacyjną, a także fragmentaryczne praktyki na rynkach UE.²⁵

Warto również zwrócić uwagę na istotność wpływu regulacji na sektor ciepłowniczy oraz zróżnicowanie podejście krajów do kształtowania otoczenia regulacyjnego. Regulowany charakter sektora ciepłowniczego wynika z występowania tzw. monopolu naturalnych w obszarze dystrybucji i przesyłania ciepła. Ze względu na ryzyko zaburzenia konkurencji w sektorze ciepłowniczym istnieje szereg aktów prawnych mających na celu ochronę konsumentów – odbiorców ciepła – przed nieuzasadnionym wzrostem cen. Polska, obok Bułgarii, Danii, Litwy, Słowacji i Holandii, należy do państw, w których ceny ciepła systemowego są regulowane przez prawo, zarówno w formule ex-ante - tj. poprzez zatwierdzanie taryf, jak również ex-post - czyli, kontrolę ich stosowania. Należy także mieć na uwadze, że co prawda w dużej mierze sektorowe prawo krajowe kształtowane jest w oparciu o unijne akty, jednak sposób implementacji może uwidocznić różnice w krajowym podejściu do rozwoju ciepłownictwa.

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

Polityka klimatyczna i energetyczna Unii Europejskiej będzie kształtować dalszy rozwój i transformację ciepłownictwa systemowego w Polsce. Kluczowym narzędziem legislacyjnym UE jest pakiet regulacyjny „Fit for 55”, uzupełniony pakietem „RePowerEU”, którego nadrzędnym celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. względem poziomów emisji z 1990 r. oraz docelowe osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. przez całą gospodarkę UE. Na kierunki i tempo zmian otoczenia regulacyjnego dla ciepłownictwa systemowego najistotniejsze są rozwiązania przyjęte w poniższych znowelizowanych dyrektywach pakietu, jak również ich docelowa implementacja do prawa krajowego:

- dyrektywa (UE) w sprawie efektywności energetycznej²⁶ (EED);
- dyrektywa (UE) w sprawie charakterystyki energetycznej budynków²⁷ (EPBD);
- dyrektywa (UE) w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych²⁸ (RED);
- dyrektywa (UE) ustanawiająca system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w Unii²⁹ (EU ETS).

25. DHC Market Outlook 2024, EuroHeat&Power

26. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona) (Dz. U. UE. L. z 2023 r. Nr 231, str. 1).

27. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1275 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja przekształcona) (Dz. U. UE. L. z 2024 r. poz. 1275).

28. W wersji uwzględniającej zmiany wynikające z Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. U. UE. L. z 2023 r. poz. 2413 z późn. zm.).

29. W wersji uwzględniającej zmiany wynikające z Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. UE. L. z 2023 r. Nr 130, str. 134 z późn. zm.).

2.3.1. Dyrektywa EED

Zakres regulacji	Przyjęte rozwiązania
Unijny cel redukcji zużycia energii do 2030 r. w stosunku do prognoz zawartych w Scenariuszu Referencyjnym 2020.	11,7% - w stosunku do prognoz zawartych w Scenariuszu Referencyjnym 2020
Współczynnik nowych rocznych oszczędności energii finalnej od 2024 r.	1,3% na 2024-2025, 1,5% na 2026-2027 i 1,9% na 2028-2030 oraz 1,9% po 2030 r.
Kryterium emisyjne dla wysokosprawnej kogeneracji (EPS 270)	270 g CO ₂ /kWh emisji bezpośredniej z paliw kopalnych na produkcję dla nowych i znacznie zmodernizowanych po transpozycji przepisu (11.10.2025). Możliwość odstępstwa od stosowania kryterium emisyjnego do dnia 1 stycznia 2034 r., pod warunkiem opracowania planu redukcji emisji w celu osiągnięcia prognozy 270 g CO ₂ /kWh do dnia 1 stycznia 2034 r.
Kwalifikowalność oszczędności energii powstałych przy bezpośrednim spalaniu paliw kopalnych	Brak możliwości zaliczania od 2024 r. Odstępstwo do końca 2030 r. dla energochłonnych przedsiębiorstw po spełnieniu określonych warunków.
Wykorzystywanie paliw kopalnych innych niż gaz ziemny	Państwa członkowskie zapewnią, że w przypadku budowy nowych systemów ciepłowniczych lub znacznej modernizacji jednostek wytwórczych zasilających dany system, nie występuje wzrost wykorzystania paliw kopalnych innych niż gaz ziemny w istniejących źródłach w porównaniu do średniego zużycia z poprzednich 3 lat oraz, że żadne nowe źródło w systemie nie wykorzystuje paliw kopalnych, z wyłączeniem jednostek wykorzystujących gaz ziemny, które mogłyby być budowane lub poddane znaczącej modernizacji do roku 2030.
Zakres podstawowych praw umownych dot. ciepła, chłodu i ciepłej wody	<p>Nowe wymogi w zakresie podstawowych praw umownych dotyczących ogrzewania, chłodzenia i ciepłej wody użytkowej – treść takiej umowy powinna zawierać zapisy dotyczące m.in.:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. świadczonych usług i przewidzianych w umowie poziomów jakości usług; 2. rodzajów oferowanych usług w zakresie utrzymania objętych umową bez dodatkowych opłat; 3. sposobów uzyskiwania aktualnych informacji na temat wszystkich mających zastosowanie taryf, opłat za utrzymanie oraz wiązanych produktów lub usług; 4. okresu obowiązywania umowy, warunków przedłużania oraz rozwiązania umowy i zakończenia świadczenia usług; 5. ustaleń dotyczących rekompensat i zwrotu opłat, które mają zastosowanie w przypadku niespełnienia standardów jakości usług zagwarantowanych w umowie; 6. metod wszczynania pozasądowego rozstrzygnięcia sporów. <p>W myśl postanowień dyrektywy, odbiorcy końcowi i użytkownicy końcowi otrzymać także muszą streszczenie kluczowych warunków umowy, w tym cen i taryf, w przejrzystej i zwięzłej formie, zredagowanych prostym językiem. Odbiorcy muszą także otrzymać stosowne zawiadomienia o każdym zamiarze wprowadzenia zmian do umowy.</p>
Kwalifikowanie całego strumienia ciepła wytworzonego w pompach ciepła jako ciepło z OZE (na potrzeby spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego) ³⁰	<p>Biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia równych warunków działania w systemach ciepłowniczych dla wszystkich wariantów dostaw energii ze źródeł odnawialnych Komisja Europejska wydała zalecenia, według których, przy ocenie zgodności z kryteriami efektywnego systemu ciepłowniczego należy uwzględnić wszystkie dostawy ciepła z pomp ciepła:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ciepło w całości pochodzące z pompy ciepła powinno być rozliczane jako energia ze źródeł odnawialnych, pod warunkiem, że dana pompa ciepła spełnia w momencie instalacji minimalne warunki efektywności określone w załączniku VII do dyrektywy w sprawie energii odnawialnej.

30. Zalecenie Komisji (UE) 2024/2395 z dnia 2 września 2024 r. ustanawiające wytyczne dotyczące interpretacji art. 26 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 w odniesieniu do zaopatrzenia w energię ciepłą i chłodniczą (europa.eu)



Zakres regulacji	Przyjęte rozwiązania
Plan poprawy efektywności wykorzystania energii pierwotnej	Obowiązek nałożony na operatorów istniejących systemów ciepłowniczych (o mocy zamówionej powyżej 5 MW), niespełniających kryteriów efektywnego systemu, przygotowywania co pięć lat (począwszy od 1.01.2025) planu mającego na celu poprawę efektywności wykorzystania energii pierwotnej, zmniejszenia strat na przesyłce oraz zwiększenia udziału dostaw ciepła ze źródeł odnawialnych, a także obejmującego działania na rzecz osiągnięcia przez te systemy statusu efektywnego.
Ramy planowania w zakresie ogrzewania i chłodzenia	<p>Państwa członkowskie przedłożą Komisji Europejskiej kompleksową ocenę w zakresie ogrzewania i chłodzenia, która ma powstać we współpracy z kluczowymi interesariuszami. W ramach przedmiotowej oceny promowane mają być rozwiązania bazujące na efektywnych systemach ciepłowniczych i chłodniczych, przeprowadzona ma zostać analiza kosztów i korzyści (szczegóły w tym zakresie zostały przedstawione w załączniku XI do przedmiotowej dyrektywy).</p> <p>Władze gmin o liczbie mieszkańców powyżej 45 tys. będą opracowywać, we współpracy z kluczowymi uczestnikami rynku, lokalne plany w zakresie ogrzewania i chłodzenia, które będą się skupiać m.in. na: ocenie stanu infrastruktury, analizie urządzeń i systemów grzewczych w budynkach, ścieżce osiągnięcia wyznaczonych celów określonych w ww. planach, zgodnie z zasadą neutralności klimatycznej, a także ocenie sposobu i możliwości finansowania polityk i środków dot. przedmiotowej tematyki. Lokalne plany w zakresie ogrzewania i chłodzenia mogą być realizowane wspólnie przez grupę kilku sąsiadujących ze sobą władz lokalnych, pod warunkiem, że kontekst geograficzny i administracyjny oraz infrastruktura ciepłownicza umożliwiają takie podejście.</p>
Ułatwienia w zakresie przyłączenia jednostek wysokosprawnej kogeneracji	Możliwość wprowadzenia przez państwo członkowskie ułatwień w zakresie przyłączenia jednostek wysokosprawnej kogeneracji do sieci poprzez wskazanie, że organy krajowe mogą zobowiązać operatorów systemów przesyłowych/dystrybucyjnych do stosowania obniżonych poziomów opłat za przyłączenie. Proces przyłączenia do sieci jednostki wysokosprawnej kogeneracji nie powinien trwać dłużej niż 24 miesiące.



Z punktu widzenia przyszłości ciepłownictwa systemowego, w szczególności określenia kierunków i tempa transformacji sektora, kluczowe znaczenie mają nowe uregulowania dotyczące uznawania systemów ciepłowniczych i chłodniczych za systemy efektywne (art. 26 EED). Kryteria te zostały przedstawione na Rysunku 3.

Dyrektywa przewiduje również wybór alternatywnej definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju opartej na maksymalnej wielkości emisji gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego i chłodniczego na jednostkę ciepła

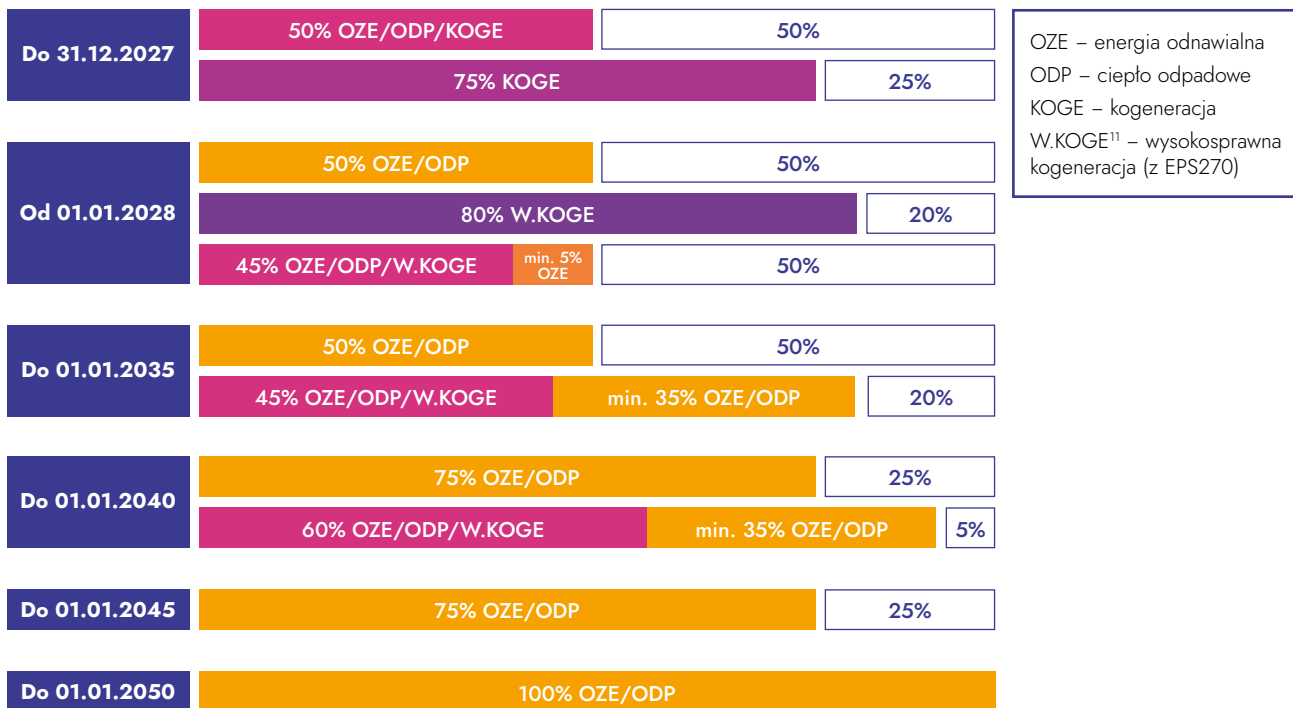
lub chłodu dostarczoną odbiorcom.

- do 31 grudnia 2025 r.: 200 gramów/kWh;
- od 1 stycznia 2026 r.: 150 gramów/kWh;
- od 1 stycznia 2035 r.: 100 gramów/kWh;
- od 1 stycznia 2045 r.: 50 gramów/kWh;
- od 1 stycznia 2050 r.: 0 gramów/kWh.

Stosowanie alternatywnej definicji ma być realizowane na wniosek państwa członkowskiego, które w stosownym terminie powiadamia o tym Komisję Europejską.

Termin transpozycji dyrektywy EED do prawa krajowego państw członkowskich przypada na dzień 11.10.2025 r.

Rysunek 3. Zmiana kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego



2.3.2. Rewizja dyrektywy EPBD

Rewizja EPBD wprowadza przepisy, które w perspektywie roku 2050 mają umożliwić osiągnięcie zeroemisyjności w odniesieniu do, co do zasady, całego zasobu budow-

lanego w UE, który obecnie odpowiedzialny jest za 36% unijnych emisji gazów cieplarnianych³¹.

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



Zakres regulacji	Przyjęte rozwiązania
Krajowe plany renowacji budynków	<p>Państwa członkowskie będą opracowywać krajowe plany renowacji budynków (podlegające konsultacjom społecznym), w których wyznaczone będą kamienie milowe prowadzące do zeroemisyjności budynków. Projekty krajowych planów renowacji budynków będą składane Komisji Europejskiej co 5 lat i zastąpią obecne długoterminowe strategie renowacji. Pierwszy projekt państwa członkowskie zobowiązane są przedstawić KE w terminie do dnia 31.12.2025 r., a pierwszy krajowy plan renowacji budynków do dnia 31.12.2026 r.</p> <p>W odniesieniu do budynków mieszkalnych, państwa członkowskie zobowiązane są opracować trajektorie progresywnej renowacji krajowych zasobów budowlanych w perspektywie osiągnięcia zeroemisyjnego zasobu budowlanego do roku 2050.</p>
Zmniejszenie zużycia energii pierwotnej	<p>Państwa członkowskie mają zapewnić, aby średnie zużycie energii pierwotnej (liczone w kWh/(m²/rok) całego zasobu budynków mieszkalnych zmniejszyło się w porównaniu z 2020 r.: o co najmniej 16% do 2030 r. oraz o co najmniej 20-22% do 2035 r., a do roku 2040 i następnie do 5 lat, było co najmniej równe lub niższe od wartości ustalonej na szczeblu krajowym, będącej wynikiem stopniowego zmniejszania średniego zużycia energii pierwotnej w latach 2030-50, zgodnie z celami krajowymi dla bezemisyjnych zasobów budowlanych.</p>
Indywidualne źródła ciepła	<p>Od 1 stycznia 2025 r. państwa członkowskie nie mogą udzielać zachęt finansowych do instalacji indywidualnych kotłów zasilanych paliwami kopalnymi, w tym gazem ziemnym (z wyłączeniem tych już uzgodnionych w ramach Wieloletnich Ram Finansowych na lata 2021-2027 oraz tzw. systemów hybrydowych).</p> <p>Wycofanie indywidualnych kotłów zasilanych paliwami kopalnymi najpóźniej do 2040 r.</p>
Budynek o zerowej emisji	<p>Dyrektywa zakłada, że nowe budynki mieszkalne będą spełniały kryteria zeroemisyjności od 2030 r. (a nowe budynki będące własnością instytucji publicznych – od 2028 r.). Zapotrzebowanie na energię budynków bezemisyjnych zarówno nowych, jak i poddawanych renowacji, może być pokrywane energią ze źródeł odnawialnych:</p> <ul style="list-style-type: none">■ wytwarzaną na miejscu lub w pobliżu■ dostarczaną przez społeczności energetyczne■ energią z efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego w rozumieniu art. 26 przekształconej dyrektywy EED■ energią ze źródeł bezemisyjnych. <p>Jeżeli spełnienie ww. wymogów w zakresie sposobu zasilania budynków nie jest wykonalne pod względem technicznym lub ekonomicznym, całkowite roczne zużycie energii pierwotnej może być pokryte również za pomocą innej energii pochodzącej z sieci, która spełni kryteria ustanowione na poziomie krajowym.</p>
Świadectwa charakterystyki energetycznej budynków	<p>Do 29.05.2026 r. świadectwa charakterystyki energetycznej budynków muszą być zgodne ze wzorem określonym w załączniku V EPBD. Świadectwo ma określać klasę energetyczną budynku w skali zamkniętej od A do G. Klasa A odpowiada budynkom bezemisyjnym, a klasa G – budynkom o najgorszej charakterystyce energetycznej w momencie wprowadzenia skali. Świadectwo charakterystyki energetycznej ma zawierać zalecenia dot. optymalnej ekonomicznie poprawy charakterystyki energetycznej budynku lub modułu budynku, zmniejszenia pochodzących z nich operacyjnych emisji gazów cieplarnianych oraz poprawy ich jakości środowiska wewnętrznego, chyba że budynek lub moduł budynku już uzyskały klasę charakterystyki energetycznej A. Świadectwa charakterystyki energetycznej i przeglądy systemów grzewczych powinny oceniać wykonalność systemu grzewczego do pracy przy bardziej efektywnych ustawieniach temperatury, np. jako niskotemperaturowe.</p>
Udostępnienie powierzchni na budynkach dla instalacji fotowoltaicznych	<p>Budynki powinny być stopniowo, w zależności od powierzchni użytkowej, wyposażane w instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego (fotowoltaiczne lub kolektory słoneczne), wymóg ten obejmuje zarówno nowe budynki (publiczne, niemieszkalne i mieszkalne) oraz istniejące (publiczne i niemieszkalne), z zastrzeżeniem, że montaż tego rodzaju instalacji powinien być odpowiedni pod względem technicznym i wykonalny pod względem ekonomicznym i funkcjonalnym.</p>

Termin transpozycji dyrektywy EPBD do prawa krajowego państw członkowskich: 29.05.2026 r. w zakresie: art. 1, 2 i 3, 5–29 i 32 oraz załączników I, II i III i V–X; 1.05.2025 r. w zakresie: art. 17 ust. 15 (Art. 30, 31, 33 i 34 stosuje się od dnia 30.05.2026 r.).

2.3.3. Rewizja dyrektywy RED

Zakres regulacji	Przyjęte rozwiązania
Cel udziału OZE w zużyciu energii końcowej brutto w 2030 r. w UE	42,5% wiążący dla UE + 2,5% celu indykatywnego (jego realizacja umożliwi osiągnięcie 45% na poziomie Unii). Wyższy cel ogólny przełoży się w konsekwencji na zwiększenie celów sektorowych i ustanowienie tychże dla nowych sektorów, np. przemysłu.
Cel OZE dla ciepła i chłodu	0,8 pp. w latach 2021-2025 i 1,1 pp. 2026-2030 (wiążące dla państwa).
Cel OZE dla ciepła i chłodu systemowego	2,2 pp. rocznie w okresie 2021-2030 (cel indykatywny).
Zaliczanie energii elektrycznej z OZE do celów dla ciepłownictwa systemowego	Wprowadzono możliwość zaliczania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii na potrzeby celów dla ciepłownictwa systemowego. Zainteresowane państwa członkowskie, będą informować Komisję Europejską oraz raportować dane dotyczące wolumenów energii w ramach zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu.
Obszary Przyspieszonego Rozwoju OZE	Zgodnie z dyrektywą, przyspieszenie rozwoju instalacji OZE ma być realizowany poprzez: <ul style="list-style-type: none"> ■ wprowadzenie tzw. obszarów przyspieszonego rozwoju, które mają być wyznaczone na podstawie dokonywanego przez państwa członkowskie mapowania określającego krajowy potencjał OZE i dostępne pod budowę instalacji i powiązanej z nią infrastrukturą obszary lądowe, podpowierzchniowe, wód morskich lub śródlądowych; ■ skrócenie terminów wydawania zezwoleń na budowę, rozbudowę i eksploatację instalacji OZE, przy założeniu, że: <ul style="list-style-type: none"> • na obszarach przyspieszonego rozwoju terminy wydawania zezwoleń na budowę, rozbudowę i eksploatację instalacji OZE mają być skrócone do 12 miesięcy, • poza obszarami przyspieszonego rozwoju termin wydawania zezwoleń ma wynosić 24 miesiące. Wśród instalacji podlegających regulacji są pompy ciepła i magazyny ciepła. Jest to zagadnienie istotne dla rozwoju sector couplingu między ciepłownictwem z elektroenergetyką.
Kryteria zrównoważonego rozwoju biomasy	Obniżenie progu w zakresie całkowitej mocy cieplnej instalacji wytwórczych, od którego to progu stosowane będą kryteria – z 20 do 7,5 MW _t (w przypadku stałych paliw z biomasy)
Zasada kaskadowości	Wzmocniono kryteria zrównoważonego rozwoju w zakresie wykorzystania biomasy do celów energetycznych, w tym poprzez obowiązek stosowania zasady kaskadowości w odniesieniu do biomasy leśnej. Państwa członkowskie mogą skorzystać z derogacji w przypadku, gdy związane jest to z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego lub charakterystyką rynku lokalnego w zakresie wykorzystania biomasy leśnej, która nie spełnia wymagań umożliwiających wykorzystywanie biomasy leśnej z ilościowego lub technicznego punktu widzenia w celu uzyskania gospodarczej i środowiskowej wartości dodanej wyższej niż produkcja energii.
Wsparcie dla energii elektrycznej z biomasy	Zakaz udzielania nowego bezpośredniego wsparcia lub odnawiania istniejących systemów wsparcia na wytwarzanie wyłącznie energii elektrycznej z paliw z biomasy. Dyrektywa przewiduje warunkowe odstępstwo. Zakaz udzielania bezpośredniego wsparcia finansowego dla energetycznego wykorzystywania drewna pełnowartościowego oraz odpadów zbieranych nieselektywnie.

Termin transpozycji dyrektywy do prawa krajowego państw członkowskich ustalono na dzień 21.05.2025 r. (z wyjątkami wskazanymi w przepisach dyrektywy).



2.3.4. Zmieniona dyrektywa EU ETS

Zakres regulacji	Przyjęte rozwiązania
Zwiększenie celu redukcji GHG w ETS do 62% względem 2005 (z uwzględnieniem transportu morskiego)	Liniowy współczynnik redukcji (LRF) wpływający rokrocznie na zmniejszenie wolumenu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych trafiających na rynek wzrośnie z obecnych 2,2% do 4,3% od 2024 r., a następnie do 4,4% od 2028 r. Wolumen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych zostanie jednorazowo pomniejszony o 90 mln w 2024 i 27 mln w 2026 r. W rezerwie stabilności rynkowej, która odpowiada za zapobieganie nadwyżce uprawnień na rynku, współczynnik wynosić będzie 24% do 2030 r., a zgromadzone w rezerwie uprawnienia powyżej 400 mln będą automatycznie kasowane.
Środki ze sprzedaży uprawnień na cele transformacji gospodarki w kierunku zeroemisyjnym	Państwa członkowskie muszą przeznaczyć w całości dochodów ze sprzedaży uprawnień na finansowanie działań chroniących klimat (dotychczas 50%), m.in. OZE, efektywność energetyczną, modernizację i rozwój systemów energetycznych, w tym sieci ciepłowniczych i elektromobilność.
Fundusz Modernizacyjny	W przypadku Polski do 20% środków może być przeznaczonych na finansowanie działań niepriorytetowych, w tym związanych z budową jednostek wykorzystujących gaz ziemny, o ile będą spełniać zasadę „nie czyni znaczącej szkody”, zgodnie z rozporządzeniem (UE) 2020/852 w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniającym rozporządzenie (UE) 2019/2088. Dodatkowo, środki z Funduszu Modernizacyjnego na budowę źródeł wykorzystujących gaz ziemny muszą być podyktowane względami zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Decyzje o sfinansowaniu tych inwestycji mogą najpóźniej zapadać do końca roku 2027.
Przydział bezpłatnych uprawnień dla ciepłownictwa	<ul style="list-style-type: none">■ pula bezpłatnych uprawnień w latach 2026-2030 będzie zmniejszona w oparciu o odpowiednią wielkość redukcji benchmarku;■ ponadto otrzymanie pełnej puli uprawnień będzie uzależnione od wdrożenia zaleceń audytu energetycznego przez instalację (redukcja uprawnień o 20% w przypadku braku wdrożenia zaleceń);■ Zmieniona dyrektywa przewiduje również, że wartości wskaźników na potrzeby przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na okres 2026-2030 określa się w odniesieniu do lat 2021-2022 i rocznej stopy redukcji, przy czym wielkości wskaźników będą zmniejszać się w zakresie 0,3% do 2,5% rocznie. Oznacza to redukcję aktualnych wielkości w zakresie od 6% do 50% dla BM stosowanych w latach 2026-2030;■ dla instalacji posiadających jednostki kogeneracji do wyliczenia przydziału uprawnień nie będzie stosowany współczynnik liniowej redukcji (LRF) wskutek czego instalacje te otrzymają więcej bezpłatnych uprawnień możliwość uzyskania dodatkowego przydziału uprawnień (30% z liczby określonej zgodnie z art. 10a pod warunkiem opracowania planu neutralności klimatycznej do 1.05.2024 r., który zakłada osiągnięcie znaczącej redukcji emisji przed 2030 r. oraz poniesienia kosztów inwestycji równych co najmniej wartości dodatkowych uprawnień■ wprowadzono przydział bezpłatnych uprawnień na wytwarzanie ciepła z energii elektrycznej (np. z kotłów elektrodowych), czy produkcję wodoru przy zdolności produkcyjnej przekraczającej 5 ton dziennie, w tym z metod bezemisyjnych.
Rozszerzenie systemu EU ETS na instalacje ITPOK	Od 1 stycznia 2024 r. weryfikacji i raportowania emisji gazów cieplarnianych z instalacji, pełne włączenie do EU ETS od 2028 r. z możliwą derogacją do 31 grudnia 2030 r. (decyzja o pełnym włączeniu ITPOK do EU ETS po przedstawieniu raportu przez KE).
Mechanizm przeciwdziałający nadmiernemu wzrostowi cen uprawnień do emisji EU ETS II	Jeśli średnia cena uprawnień będzie utrzymywać się powyżej 45 euro/tonę przez okres 2 miesięcy, na rynek trafi 20 mln dodatkowych uprawnień uwolnionych z rezerwy stabilności rynkowej. Mechanizm będzie mógł być stosowany raz w roku i będzie obowiązywał do końca 2029 r., kiedy zaplanowano rewizję poziomu średniej ceny umożliwiającej zastosowanie tego środka.
Wprowadzenie systemu EU ETS II	Systemem EU ETS II będzie objęte wykorzystywanie paliw do celów ogrzewania budynków (dotychczas poza EU ETS) i transportu. Uruchomienie systemu od 2027 r., z możliwością odroczenia do 2028 r. w przypadku wyjątkowo wysokich cen energii (ropy i gazu). Objęcie systemem budynków będzie się wiązało z koniecznością umarzenia uprawnień w stosunku do zweryfikowanych emisji przez podmioty dopuszczające do obrotu paliwa wykorzystywane do spalania w sektorze budowlanym, tzn. również elektrociepłownie i ciepłownie o mocy w paliwie poniżej 20 MW _t (nieobjęte obecnym zakresem systemu EU ETS).

Termin transpozycji dyrektywy EU ETS do prawa krajowego państw członkowskich został określony na dzień 31.12.2023 r. Rozwiązania w zakresie EU ETS II miały zostać wdrożone do 30.06.2024 r.

2.4. Technologie wspierające dekarbonizację średnich i dużych systemów ciepłowniczych

	ZAKRES MOCOWY TYPOWEJ JEDNOSTKI	TYPOWE SPRAWNOŚCI
Blok OCGT	kilkaset kWe do kilkuset MW _e (średnio 60-70 MW _e dla pojedynczej jednostki)	całkowita 82% - 90%; sprawność elektryczna do 41%
Blok CCGT	od kilku do kilkuset MW _e (dla zastosowań w ciepłownictwie typowa jednostka z turbiną upustowo-przeciwprężną od 50 do 200 MW _e , z turbiną kondensacyjną moc nawet powyżej 200 MW _e)	całkowita 82% - 90%; sprawność elektryczna 50-60%
Kotły wodne gazowe	typowy od kilku do 38 MW _t w pojedynczej jednostce dla technologii płomienicowo-płomieniówkowej, w przypadku kotłów wodnorurowych nawet powyżej 100 MW _t dla pojedynczej jednostki	całkowita powyżej 95%
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	typowy od kilku do 38 MW _t w pojedynczej jednostce dla technologii płomienicowo-płomieniówkowej	całkowita powyżej 95%
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	od kilku kW _t do 20 MW _t dla pojedynczego agregatu (typowo między 1-10 MW _t dla pojedynczego silnika)	całkowita 82-90%; Sprawność elektryczna od 42%-46%)
Kotły wodne biomasowe	od kilkuset kW _t do jednostek powyżej 100 MW _t dla kotłów wodnorurowych nierusztowych (20-40 MW _t typowo dla pojedynczej jednostki)	dla kotłów rusztowych 70-85% dla kotłów fluidalnych 80-92%
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	od kilku MW _e do kilkuset MW _e (typowo 20-50 MW _e)	dla łącznej produkcji energii elektrycznej oraz ciepła sprawność jednostek kogeneracyjnych może przekraczać 90%, w przypadku przykładowej jednostki zakłada się, że będzie wynosiła 90,5%
Pompy ciepła	od kilku kW do kilkunastu MW _t (typowo wielkoskalowe pompy od 0.5 MW _t do 25 MW _t)	dla pomp ciepła definiujemy współczynnik efektywności COP, zwykle oscyluje 2,5 – 4 w przypadku typowych aplikacji pod ciepłownictwo
Geotermia	średnio 3-10 MW _t (sama geotermia) oraz 8-20 MW _t ze wspomaganiami. Aktualnie najwyższa moc w Polsce to ok. 80 MW _t (Podhale)	w zależności od parametrów wód geotermalnych oraz technologii urządzeń wspomagających <ul style="list-style-type: none"> ■ w przypadku zastosowania pomp ciepła powyżej 500% ■ w przypadku kotła: 100-220% (T w.geot.=60°C); 150-600% (T w. geot.=75°C)
Kotły elektrodowe	typowo od 1 MW _t do 60 MW _t	sprawność na poziomie około 99%.
ITPOK	typowe jednostki od 5 MW _t do 80 MW _t	do 25% sprawność elektryczna sprawność całkowita w trybie skojarzonym 74%-87%
Magazyny ciepła TTES	pojemność cieplna średnio ok. 50 kWh/m ³ . Typowe jednostki mają od kilku do kilkudziesięciu tys. m ³ pojemności (~6 000 - 60 000 m ³)	>90%
Magazyny ciepła PTES	potencjał zmagazynowania energii od 0,5 GWh dla małych obiektów do nawet 500 GWh dla bardzo dużych (potrzebna jest dostępność dużej powierzchni wolnego terenu), typowo 5 - 25 GWh	od 70% do 95% w zależności od czasu akumulacji ciepła dla pojedynczego cyklu
Kolektory słoneczne	zależnie od powierzchni i kształtu terenu pod farmę solarną ok. 2,5-3,0 MW _t /ha	50%-70%, ale silnie zależna od nasłonecznienia i temperatury otoczenia
Układy odzysku ciepła ze spalin	uzależniona od dostępnego strumienia spalin, ich składu i parametrów medium odbiorczego, jak i technologii samej instalacji. Typowo od kilku do nawet powyżej 20% mocy cieplnej urządzenia wytwórczego za którym jest zainstalowana	podwyższa sprawność całkowitą układu



	ŹRÓDŁO ENERGII/PALIWO	DOSTĘPNOŚĆ ENERGII NAPĘDOWEJ/PALIWA
Blok OCGT	gaz ziemny	zależna od sieci gazowej
Blok CCGT	gaz ziemny	zależna od sieci gazowej
Kotły wodne gazowe	gaz ziemny	zależna od sieci gazowej
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	olej opałowy lekki	podstawowego duża, przy konwersji na bioolej w zależności od rozwoju rynku biopaliw
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	gaz ziemny	zależna od sieci gazowej
Kotły wodne biomasowe	biomasa: leśna, rolnicza, odpadowa (przemysłowa i komunalna)	na chwilę obecną biomasa jako paliwo jest dostępna. Wejście w życie przepisów opracowanych na podstawie Dyrektywy RED III obowiązuje dla jednostek powyżej 7,5 MW w paliwie, co powoduje zaostrzenie wymagań certyfikacji paliwa
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	biomasa z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji leśnej oraz z przemysłu przetwarzającego jej produkty, w tym: zrębka drzewna, pelet drzewny, drewno energetyczne	na chwilę obecną biomasa jako paliwo jest dostępna. Wejście w życie przepisów opracowanych na podstawie Dyrektywy RED III obowiązuje dla jednostek powyżej 7,5 MW w paliwie, co powoduje zaostrzenie wymagań certyfikacji paliwa
Pompy ciepła	źródła ciepła: powietrze, woda (powierzchniowa, morska), ścieki (zarówno oczyszczone jak i nieoczyszczone), grunt, energia geotermalna, ciepło odpadowe (przemysł, centra danych) paliwo: energia elektryczna	bardzo szeroki zakres dostępności dolnego źródła ciepła, ograniczeniem może być jednak znalezienie dogodnego miejsca w pobliżu systemu ciepłowniczego. Paliwo – energia elektryczna – dostępne, w zależności od możliwości przyłączeniowych sieci elektroenergetycznej
Geotermia	podstawowo energia geotermalna + podgrzew innym paliwem (zwykle gazowym lub energią elektryczną)	zależna od obszaru wstępowania złóż oraz ich parametrów (głównie zachodnia i środkowa część kraju)
Kotły elektrodowe	energia elektryczna	zależna od dostępnej mocy przyłączeniowej z sieci elektroenergetycznej lub możliwości wykorzystania zainstalowanych źródeł wytórczych w pobliżu. Duży potencjał zagospodarowania energii nadmiarowej z KSE, możliwość lokalnego bilansowania obszarów zasilania sieci elektroenergetycznej
ITPOK	odpady (w tym zmieszane substancje i przedmioty) z mechanicznej obróbki odpadów - zwyczajowo pre-RDF	w związku z wprowadzeniem GOZ i wymagań regulacyjnych dla udziału odpadów poddawanych recyklingowi będzie spadała podaż paliw
Magazyny ciepła TTES	magazyn TTES zasilany jest ciepłem wyprodukowanym przez dowolne urządzenie wytórcze lub ciepłem bezpośrednio z sieci ciepłowniczej. Jego typowe zastosowanie polega na wyłuszczeniu krzywej produkcji ciepła, optymalizacji wykorzystania jednostek produkcyjnych oraz magazynowaniu nadwyżek ciepła z instalacji OZE w okresie krótkoterminowym	nadmiarowe ciepło
Magazyny ciepła PTES	podobnie jak dla TTES z założeniem długoterminowego wykorzystania	nadmiarowe ciepło
Kolektory słoneczne	energia promieniowania słonecznego	zależna od warunków nasłonecznienia dla danej lokalizacji
Układy odzysku ciepła ze spalin	energia zawarta w spalinach	zależy od dostępności źródła energii/ generatora spalin

	EMISYJNOŚĆ CO ₂	MOżliwość PRZEPLIWOWANIA LUB WSPÓLSPALANIA ZIELONEGO PALIWA	Źródło OZE (TAK/NIE)
Blok OCGT	w warunkach wysokosprawnej kogeneracji źródło niskoemisyjne	tak, w przypadku biometanu, częściowo w przypadku wodoru	tak, w zależności od możliwości spalania/współspalania zielonego paliwa - obecnie brak szczegółowych regulacji prawnych
Blok CCGT	w warunkach wysokosprawnej kogeneracji źródło niskoemisyjne	tak, w przypadku biometanu, częściowo w przypadku wodoru	tak, w zależności od możliwości spalania/współspalania zielonego paliwa - obecnie brak szczegółowych regulacji prawnych
Kotły wodne gazowe	źródło niskoemisyjne, poniżej 270 kg/MWh CO ₂	tak, w przypadku biometanu, tak, w przypadku wodoru	tak, w zależności od możliwości spalania/współspalania zielonego paliwa - obecnie brak szczegółowych regulacji prawnych
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	źródło o emisji powyżej 270 kg/kWh	tak, bardzo szeroka na inne paliwo płynne czy gazowe	tak, w zależności od możliwości spalania/współspalania zielonego paliwa - obecnie brak szczegółowych regulacji prawnych
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	w warunkach wysokosprawnej kogeneracji źródło niskoemisyjne	możliwość stosowania biogazów, bioolejów jak również wodoru	tak, w zależności od możliwości spalania/współspalania zielonego paliwa - obecnie brak szczegółowych regulacji prawnych
Kotły wodne biomasowe	źródło zeroemisyjne ze względu na przepisy Dyrektywy RED II	nie dotyczy, sama biomasa jest wykorzystywana do konwersji aktywów węglowych na instalacje zero- i niskoemisyjne	tak, pod warunkiem spełnienia wymagań KZR
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	źródło zeroemisyjne ze względu na przepisy Dyrektywy RED II	nie dotyczy, sama biomasa jest wykorzystywana do konwersji bloków węglowych na instalacje zero- i niskoemisyjne	tak, pod warunkiem spełnienia wymagań KZR
Pompy ciepła	brak bezpośrednich emisji CO ₂	zależy od podchodzenia energii elektrycznej (zapewnienie pochodzenia energii)	tak - w przypadku, gdy dolne źródło wykorzystują np. energię otoczenia czy energię aerotermalną. W przypadku wykorzystania przez dolne źródło np. powietrza wylotowego ciepło traktowane, jako ciepło odpadowe
Geotermia	technologia zeroemisyjna w przypadku stosowania źródła podgrzewu zeroemisyjnego	tak dla urządzeń wspomagających	tak, częściowo, w zależności od użytej energii dodatkowej
Kotły elektrodowe	brak bezpośrednich emisji CO ₂	zależy od podchodzenia energii elektrycznej (zapewnienie pochodzenia energii)	nie (wymagane zmiany regulacyjne)
ITPOK	źródło zeroemisyjne na podstawie czego i do kiedy	tak, poprzez udział paliwa biodegradowalnego	tak (w zależności od udziału frakcji biodegradowalnej)
Magazyny ciepła TTES	brak bezpośrednich emisji CO ₂	bezpośrednio nie dotyczy, pośrednio zależne od źródeł pochodzenia ciepła	tak, pod warunkiem magazynowania ciepła z OZE
Magazyny ciepła PTES	brak bezpośrednich emisji CO ₂	bezpośrednio nie dotyczy, pośrednio zależne od źródeł pochodzenia ciepła	tak, pod warunkiem magazynowania ciepła z OZE oraz zasilania pomp ciepła źródłami OZE
Kolektory słoneczne	zeroemisyjna	nie dotyczy - źródło OZE	tak
Układy odzysku ciepła ze spalin	zależna od jednostki podstawowej, technologia nie generuje dodatkowej emisji, poprzez poprawę sprawności całego układu obniża wskaźnik emisji	bezpośrednio nie dotyczy, pośrednio zależne od źródeł pochodzenia ciepła	tak (wykorzystanie ciepła odpadowego)



	MINIMUM TECHNICZNE	ZALEŻNOŚĆ OSIĄGALNYCH PARAMETRÓW OD CZYNNIKÓW NIESTEROWALNYCH (M.IN. POGODOWOZALEŻNOŚĆ)
Blok OCGT	około 75% mocy cieplnej przy minimum środowiskowym dla pojedynczej turbiny bez zastosowania gorącego kominu	silna zależność mocy osiągalnej elektrycznej od wartości temperatury powietrza wlotowego do turbiny gazowej
Blok CCGT	w przypadku zastosowania turbiny upustowo-kondensacyjnej możliwość pracy bez odbioru ciepła	silna zależność mocy osiągalnej elektrycznej od wartości temperatury powietrza wlotowego do turbiny gazowej
Kotły wodne gazowe	10-20% mocy znamionowej	praktycznie brak zależności
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	10-20% mocy znamionowej	praktycznie brak zależności
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	około 50% mocy elektrycznej - w przypadku zastosowania zwykle układ chłodzenia oraz by-pass spalin umożliwia całkowite rozproszenie ciepła	w przypadku skrajnych temperatur powyżej 35 st C
Kotły wodne biomasowe	20-25% wydajności znamionowej	niezależne
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	30-50% maksymalnego obciążenia	stosunkowo niezależna od czynników niesterowalnych
Pompy ciepła	możliwa praca przy różnych obciążeniach. Minimum techniczne może schodzić nawet poniżej 20 mocy nominalnej (zależne od rodzaju i mocy pompy)	duży wpływ ma rodzaj dolnego źródła ciepła: w przypadku pomp ciepła zasilanych powietrzem atmosferycznym czy wodami powierzchniowymi - duża zależność od warunków atmosferycznych, w przypadku pomp ciepła na ściekach - praca bardziej stabilna, mniej zależne od warunków pogodowych - pompy zasilane wodami podziemnymi czy geotermalnymi oraz których praca oparta jest na ciepłe odpadowym
Geotermia	80% dla pojedynczego odwiertu, praktykowane okresowe wyłączenie odwiertów	niska zależność
Kotły elektrodowe	0÷100%	niezależne
ITPOK	60% obciążenia kotła	niska zależność w przypadku pre- RDF (191212), większa w przypadku zmienności jakości paliwa stosowania bezpośrednio odpadów nieprzetworzonych ze względu na ich wilgotność pochłoniętą z otoczenia (kod odpadu 200301)
Magazyny ciepła TTES	w zależności od rozwiązań konstrukcyjnych posiada minimalny poziom ładowania lub rozładunku magazynu np. w ECB minimalne ładowanie 100m ³ /h, minimalny rozładunek 250m ³ /h	niezależne
Magazyny ciepła PTES	minimum techniczne rozładunku zależy od minimum technicznego zainstalowanych pomp ciepła	instalacja PTES nie powinna powstawać w miejscach, gdzie na niewielkich głębokościach znajdują się wody gruntowe. Istnienie wadliwych wód gruntowych powodowałaby dodatkową znaczną stratę ciepła do gruntu, a więc i pogorszenie sprawności. Dlatego w przypadku tego typu inwestycji konieczne jest najpierw wykonanie odwiertów i dokładne przebadanie jakości gruntu na obszarze pod planowaną inwestycję
Kolektory słoneczne	nie dotyczy	silna zależność od warunków pogodowych
Układy odzysku ciepła ze spalin	zależne od minimum technicznego jednostki podstawowej	w takim stopniu, w jakim jednostka podstawowa

	PRODUKCJA SKOJARZONA (KOGENERACJA)	ZGODNOŚĆ Z DEFINICJĄ EFEKTYWNEGO SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO (MOŻLIWOŚĆ STOSOWANIA W DANYM CZASIE)	CZAS OSIĄGNIĘCIA PARAMETRÓW NOMINALNYCH OD ROZRUCHU/PIERWSZE PODANIE CIEPŁA DO SIECI
Blok OCGT	tak	tak, do momentu istotności wysokosprawnej kogeneracji, w przypadku przepaliwania możliwość traktowania jako źródło OZE	30 - 60 minut/ 5-30 minut pierwsze podanie ciepła
Blok CCGT	tak	tak, do momentu istotności wysokosprawnej kogeneracji, w przypadku przepaliwania możliwość traktowania jako źródło OZE	1 - 5 godzin w zależności od stanu termicznego/15-60 minut pierwsze podanie ciepła
Kotły wodne gazowe	nie	tak, w przypadku przepaliwania możliwość traktowania jako źródło OZE	30-60 minut/15 - 30 minut pierwsze podanie ciepła
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	nie	tak, w przypadku przepaliwania możliwość traktowania jako źródło OZE	do 30-60 minut/ pierwsze podanie ciepła możliwe do 15 - 30 minut
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	tak	tak, do momentu istotności wysokosprawnej kogeneracji, w przypadku przepaliwania możliwość traktowania jako źródło OZE	do 30 minut/pierwsze podanie ciepła możliwe od 5-10 minut
Kotły wodne biomasowe	tak	tak	4- 6 godzin/ pierwsze podanie ciepła do sieci 2 - 4h
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	tak	tak	czas rozruchu do minimum turbiny parowej wynosi około 8 godzin/ do stanu pełnego + 10 - 12 godzin/ pierwsze podanie ciepła do sieci 2 - 4h
Pompy ciepła	nie	tak	15 - 60 minut/pierwsze podanie ciepła możliwe od 5-10 minut
Geotermia	potencjał marginalny	tak - źródło OZE	praca ciągła - w przypadku konieczności uruchomienia odwiertu przynajmniej 4 godziny
Kotły elektrodowe	nie	nie (wymagane zmiany regulacyjne)	czas rozruchu 20-45 minut/pierwsze podanie ciepła do sieci po 5-10 minutach
ITPOK	tak	nie - ciepło nie jest traktowane jako OZE	od 2 do 6 h
Magazyny ciepła TTES	optymalizacja procesu produkcji ciepła w systemach o dużej zmienności odbioru	w zależności od pochodzenia ciepła	nie więcej niż kilka minut- czas na uruchomienie układów wyprowadzenia ciepła
Magazyny ciepła PTES	może optymalizować pracę instalacji kogeneracyjnej krótkoterminowo, lub magazynować nadwyżki energii cieplnej z kogeneracji w okresie letnim	w zależności od pochodzenia ciepła	nie więcej niż kilka minut- czas na uruchomienie układów wyprowadzenia ciepła
Kolektory słoneczne	możliwa w przypadku hybrydowych paneli PV	tak - źródło OZE	praca zależna od warunków pogodowych
Układy odzysku ciepła ze spalin	tak	bezpośrednio nie dotyczy, rozpatrywane wspólnie z jednostką podstawową	ok. 15 minut



	ŚREDNI CYKL REMONTOWY	TYPOWA PROJEKTOWANA ŻYWOTNOŚĆ	ŚREDNI CZAS TRWANIA PROCESU INWESTYCYJNEGO - FAZA REALIZACJI NA BUDOWIE (OD FID DO TOC)
Blok OCGT	przeгляд co 3-12 tys h; remont średni co 25-35 tys h ; co 45 - 60 tys h pracy remont kapitalny turbozespołu gazowgo	20 - 25 lat	3 lata
Blok CCGT	turbozespół gazowy: przeгляд co 3-12 tys h; remont średni co 25-35 tys h; co 45- 60 tys h remont kapitalny; turbozespół parowy: remont średni co 20-30 tys h; remont kapitalny co 50- 60 tys h	20 - 25 lat	4-5 lat
Kotły wodne gazowe	nie zakłada się remontu kapitalnego jedynie przeгляdy, rewizje i inne czynności zgodne z wymaganiami UDT	20 - 25 lat	2-2,5 roku
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	nie zakłada się remontu kapitalnego jedynie przeгляdy, rewizje i inne czynności zgodne z wymaganiami UDT	20 - 25 lat	2-2,5 roku
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	przeгляд średnio co 2 tys mth, remont średni co 18 -22 tys mth, remont kapitalny 55 - 80 tys mth	20-25 lat	2-3 lata
Kotły wodne biomasowe	przeгляд raz w roku/remont średni co 3 lata/ kapitalny co 6 lat (zakres uzależniony od potrzeb)	20-25 lat	2 lata
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	resurs remontowy bloku narzuca cykl remontowy turbozespołu parowego: remont średni co 20-30 tys h; remont kapitalny co 50- 60 tys h	20-25 lat	3-5 lat
Pompy ciepła	raz w roku przeгляд; co 40-50 tys h remont kapitalny	20-25 lat	2 - 3 lata
Geotermia	2 tygodnie w roku dla urządzeń wspomagających, okresowo konserwacja między 1-3 lata (2 tygodnie postoju na konserwację otworu)	duża - średnio 30 lat	2-3 lat (odwiert plus ciepłownia)
Kotły elektrodowe	3 dni postoju na rok	>20 lat	1 rok
ITPOK	wymagany przeгляд kotła raz w roku, remont średni turbozespołu parowego co 20-30 tys h, remont kapitalny turbozespołu parowego co 50- 60 tys h	15-20 lat	3 lata
Magazyny ciepła TTES	nie zakłada się typowych remontów samych magazynów, jedynie inspekcje, pozostałe układy standarowo według potrzeb	>25 lat	2-3 lata
Magazyny ciepła PTES	nie zakłada się typowych remontów samych magazynów, jedynie inspekcje, pozostałe układy standarowo według potrzeb	>25 lat	2-3 lata
Kolektory słoneczne	przeгляdy konserwacyjne 1-2 razy w roku	15-25 lat	1,5-2 lata
Układy odzysku ciepła ze spalin	dostosowane do planów remontowych jednostki podstawowej	nie krótsza niż jednostki podstawowej	2 lata

	DOSTĘPNOŚĆ W ROKU	KONIECZNOŚĆ WSPÓŁPRACY Z SIECIAMI NISKOTEMPERATUROWYMI
Blok OCGT	około 8000 h	nie
Blok CCGT	około 8000 h	nie
Kotły wodne gazowe	około 8500 h	nie
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	około 8500 h	nie
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	około 8200 h	nie
Kotły wodne biomasowe	dostępny cały rok	nie dotyczy
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	około 8000 h	nie
Pompy ciepła	wysoka niezawodność (brak konieczności długotrwałych postojów remontowych) i dyspozycyjność (zwykle mogą pracować przez cały rok), w przypadku niektórych rodzajów dolnego źródła (np. powietrze atmosferyczne czy woda powierzchniowa) występuje ograniczenie możliwości produkcji ciepła, ze względu na temperaturę dolnego źródła i ryzyko zamarzania; remont kapitalny wymaga postoju na okres około 1 miesiąca	nie, choć znacznie zwiększałoby to wydajność pomp ciepła
Geotermia	praktycznie dostępna cały rok	tak (w przypadku braku możliwości zastosowania podgrzewu)
Kotły elektrodowe	praktycznie cały rok	nie
ITPOK	nacisk na wysoką dyspozycyjność, ograniczone możliwości retencji powyżej 8200 h	nie
Magazyny ciepła TTES	dostępny cały rok, w zależności od stopnia naładowania	może współpracować zarówno z sieciami nisko- jak i wysokotemperaturowymi
Magazyny ciepła PTES	dostępny większość roku	może współpracować zarówno z sieciami nisko- jak i wysokotemperaturowymi
Kolektory słoneczne	wysoce zależna od warunków pogodowych, pory dnia i pory roku	tak (w przypadku braku możliwości zastosowania podgrzewu)
Układy odzysku ciepła ze spalin	zgodnie z dostępnością jednostki podstawowej	może współpracować



	BARIERY TECHNICZNE/TECHNOLOGICZNE (DOSTĘPNOŚĆ DOLNEGO ŹRÓDŁA, DOSTĘPNOŚĆ MOCY Z KSE, DOSTĘPNOŚĆ POWIERZCHNI)	MOŻLIWOŚĆ WSPÓLPRACY BEZPOŚREDNIEJ Z SIECIĄ CIEPŁOWNICZĄ (SIECI WYSOKOTEMPERATUROWE)
Blok OCGT	konieczność zapewnienia dostawy paliwa (dostępność gazu) i możliwość wyprowadzenia energii elektrycznej	tak
Blok CCGT	konieczność zapewnienia dostawy paliwa (dostępność gazu) i możliwość wyprowadzenia energii elektrycznej	tak
Kotły wodne gazowe	dostępność paliwa	tak
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	dostępność paliwa	tak
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	dostępność paliwa i możliwość wyprowadzenia energii elektrycznej	tak, wymagany dogrzew powyżej 105-110 st C
Kotły wodne biomasowe	<ul style="list-style-type: none"> ■ wymagany odpowiedni dobór mocy kotła do zapotrzebowania na ciepło ■ w zależności od przewidzianej do spalania biomasy może zaistnieć potrzeba zastosowania materiałów o wyższej odporności na korozję ■ potrzebne miejsce i magazyny do tymczasowego składania biomasy 	tak
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	ograniczone możliwości magazynowania biomasy, w przypadku dużych jednostek - trudności logistyczne z dostarczeniem odpowiedniej ilości biomasy	tak
Pompy ciepła	ograniczona dostępność elektrycznej mocy przyłączeniowej. Możliwe problemy z właściwym umiejscowieniem dolnego źródła względem sieci ciepłowniczej. Maksymalna temperatura podgrzewu na poziomie 80-90°C, dodatkowo w okresie niskich temperatur występuje ryzyko ograniczenia produkcji ciepła	tak, choć osiągnięte temperatury w okresie zimowym mogą być niewystarczające
Geotermia	lokalne uwarunkowania geologiczne i prawne, dostępność terenu	nie
Kotły elektrodowe	mogą wystąpić lokalne ograniczenia w dostępnej mocy przyłączeniowej, relatywnie małe zapotrzebowanie na dostępność terenu	tak
ITPOK	brak znaczących, lokalizacja poza centrami miast	tak
Magazyny ciepła TTES	zakres temperaturowy pracy do 98°C - dla zbiorników bezciśnieniowych	nie
Magazyny ciepła PTES	<ul style="list-style-type: none"> a. potrzebna dostępność dużej powierzchni niezagospodarowanego terenu b. brak występujących wód podziemnych na niewielkich głębokościach c. maksymalny temperaturowy zakres pracy w zakresie 10-95°C d. w przypadku współpracy ze sprężarkowymi pompami ciepła - konieczna dostępna moc z KSE do ich zasilania 	nie, zwykle stosowany jako wstępny podgrzew wody sieciowej powrotnej
Kolektory słoneczne	dostępność terenu, brak obiektów dających cień na instalację, brak obiektów zacieniających kolektory	1,5-2 lata
Układy odzysku ciepła ze spalin	w przypadku instalacji zabudowywanych na istniejących urządzeniach wymagane miejsce pod zabudowę może być problematyczne	2 lata

	ZGODNOŚĆ Z TAKSONOMIĄ	MOŻLIWOŚĆ POZYSKANIA FINANSOWANIA ZEWNĘTRZNEGO (DOTACJE I POŻYCZKI, NP. „OZE DLA CIEPŁOWNICTWA”, „KOGENERACJA DLA CIEPŁOWNICTWA/ „KOGENERACJA POWIATOWA”)
Blok OCGT	tak, technicznie możliwa (konieczność m.in. udowodnienia redukcji emisji o min 55% w stosunku do jednostki zastępowanej i inne). Spełnienie wskaźnika EPS 270 oraz możliwość przepalowania jednostki na „gazy zielone lub niskoemisyjne” do końca 2035 r.	tak
Blok CCGT	tak, technicznie możliwa (konieczność m.in. udowodnienia redukcji emisji o min 55% w stosunku do jednostki zastępowanej i inne). Spełnienie wskaźnika EPS 270 oraz możliwość przepalowania jednostki na „gazy zielone lub niskoemisyjne” do końca 2035 r.	tak
Kotły wodne gazowe	tak, technicznie możliwa (konieczność m.in. udowodnienia redukcji emisji o min 55% w stosunku do jednostki zastępowanej i inne). Spełnienie wskaźnika EPS 270 oraz możliwość przepalowania jednostki na „gazy zielone lub niskoemisyjne” do końca 2035 r.	nie
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	tak, technicznie możliwa (konieczność m.in. udowodnienia redukcji emisji o min 55% w stosunku do jednostki zastępowanej i inne). Spełnienie wskaźnika EPS 270 oraz możliwość przepalowania jednostki na „gazy zielone lub niskoemisyjne” do końca 2035 r.	nie
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	tak, technicznie możliwa (konieczność m.in. udowodnienia redukcji emisji o min 55% w stosunku do jednostki zastępowanej i inne). Spełnienie wskaźnika EPS 270 oraz możliwość przepalowania jednostki na „gazy zielone lub niskoemisyjne” do końca 2035 r.	tak
Kotły wodne biomasowe	tak, pod warunkiem spełnienia wymagań KZR	tak
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	tak	tak
Pompy ciepła	tak	tak
Geotermia	tak	tak - wyłącznie samorządy
Kotły elektrodowe	nie	nie (fundusze pomocowe)
ITPOK	nie	tak, Fundusz Modernizacyjny (dla jednostek kogeneracji) w ramach programu „Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne” - część 3
Magazyny ciepła TTES	tak	tak tylko w połączeniu ze źródłem OZE
Magazyny ciepła PTES	tak	tak, głównie w połączeniu ze źródłem OZE. W ramach programów dla kogeneracji z Funduszu Modernizacyjnego, istnieje możliwość ujęcia magazynu ciepła
Kolektory słoneczne	tak	tak
Układy odzysku ciepła ze spalin	tak	tak



	MOŻLIWE SYSTEMY WSPARCIA (NP. PREMIA CHP, RYNEK MOCY)	DOSTĘPNOŚĆ TECHNOLOGII NA RYNKU (ZAPEWNIENIE KONKURENCYJNOŚCI DOSTAWCÓW)	ROLA TECHNOLOGII (SZCZYT/ PODSZCZYT/PODSTAWA)
Blok OCGT	tak	średnia	podstawa/podszczyt
Blok CCGT	tak	średnia	podstawa
Kotły wodne gazowe	nie	duża	szczyt
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	nie	duża	szczyt
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	tak	duża dla jednostek poniżej 5 MW _e , średnia dla jednostek powyżej 5 MW _e	podstawa/szczyt/podszczyt
Kotły wodne biomasowe	tak	duża	podstawa
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	tak	duża	podstawa
Pompy ciepła	nie, częściowo jako DSR w rynku mocy	średnia w zakresie pomp ciepła dużej mocy	podstawa
Geotermia	brak dedykowanego, wspomagająca pompa ciepła może być zgłoszona do DSR	ograniczona dostępność firm dysponujących wiertniami	podstawa, szczytowa praca niemożliwa z racji specyfiki eksploatacji odwiertów
Kotły elektrodowe	nie	duża	szczyt/ podszczyt/podstawa
ITPOK	tak	duża	podstawa - wymagana dyspozycyjność odbioru ciepła
Magazyny ciepła TTES	nie dotyczy	duża	rozładowanie magazynu w szczytach zapotrzebowania na ciepło, ładowanie poza szczytem zapotrzebowania na ciepło
Magazyny ciepła PTES	nie dotyczy	średnia z racji małego doświadczenia na rynku polskim	rozładowanie w szczytach zapotrzebowania na ciepło, ładowanie poza szczytem zapotrzebowania na ciepło
Kolektory słoneczne	brak - nie	średnia	podstawa (wymagany akumulator) + inne źródło zapasowe
Układy odzysku ciepła ze spalin	brak	średnia	podstawa / szczyt/ podszczyt w zależności od zapotrzebowania na moc cieplną

BARIERY ADMINISTRACYJNE	
Blok OCGT	Potencjalnie długotrwały proces pozyskiwania wymaganych zgód i pozwoleń administracyjnych
Blok CCGT	Potencjalnie długotrwały proces pozyskiwania wymaganych zgód i pozwoleń administracyjnych
Kotły wodne gazowe	Konieczność uzyskania zgód i pozwoleń administracyjnych
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	Konieczność uzyskania zgód i pozwoleń administracyjnych
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	Konieczność uzyskania zgód i pozwoleń administracyjnych
Kotły wodne biomasowe	Konieczność uzyskania pozwoleń budowlanych i środowiskowych oraz dodatkowych badań i certyfikacji.
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	czas trwania procesu inwestycyjnego i administracyjnego, konieczność uzyskiwania kolejnych pozwoleń - znaczne wydłużenie czasu trwania inwestycji. Zaostrzające się kryteria dotyczące możliwości wykorzystania biomasy - KZR. W przypadku konwersji jednostek węglowych na biomasowe (lub wielopaliwowe – biomasa i odpady), nie ma możliwości dokonania zmiany koncesji WEE/WCC i ujęcie tych jednostek jako instalacje OZE, z uwagi na fakt, że nie zawsze zostaną zainstalowane w obecnym brzmieniu definicji dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz instalacji spalania wielopaliwowego (ustawa OZE) nie ma możliwości współspalania RDF i biomasy oraz traktowania całego strumienia z biodegradowalnej części RDF i biomasy jako bezemisyjnej w EU ETS
Pompy ciepła	<ul style="list-style-type: none"> ■ brak systemu wsparcia operacyjnego dla pomp ciepła ■ skomplikowany proces uwzględniania ciepła z pomp ciepła w taryfie ■ problemy związane z klasyfikacją ciepła z pomp ciepła jako ciepło z OZE oraz ciepło odpadowe
Geotermia	ciepłownia geotermalna zgodnie z przepisami jest zakładem górniczym i z tego wynika obowiązek zatrudnienia dodatkowo, poza podstawową obsługą: kierownika zakładu górniczego (z odpowiednimi uprawnieniami), geologa i mierniczego górniczego. Mogą to być osoby na część etatu lub zlecenie
Kotły elektrodowe	brak
ITPOK	konieczność uzyskania pozwoleń budowlanych i środowiskowych
Magazyny ciepła TTES	ze względu na wymiary konieczność uzyskania pozwoleń na budowę oraz środowiskowych
Magazyny ciepła PTES	wymagane pozwolenie na budowę i pozwolenie środowiskowe – wszelkie nietypowe rozwiązania, takie jak ochrona wód gruntowych, zwiększają koszty budowy
Kolektory słoneczne	konieczność uzyskania decyzji środowiskowej w przypadku, gdy powierzchnia zabudowy jest nie mniejsza niż: <ul style="list-style-type: none"> ■ 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody ■ 1 ha na obszarach innych niż wymienione powyżej
Układy odzysku ciepła ze spalin	konieczność uzyskania pozwoleń budowlanych i środowiskowych



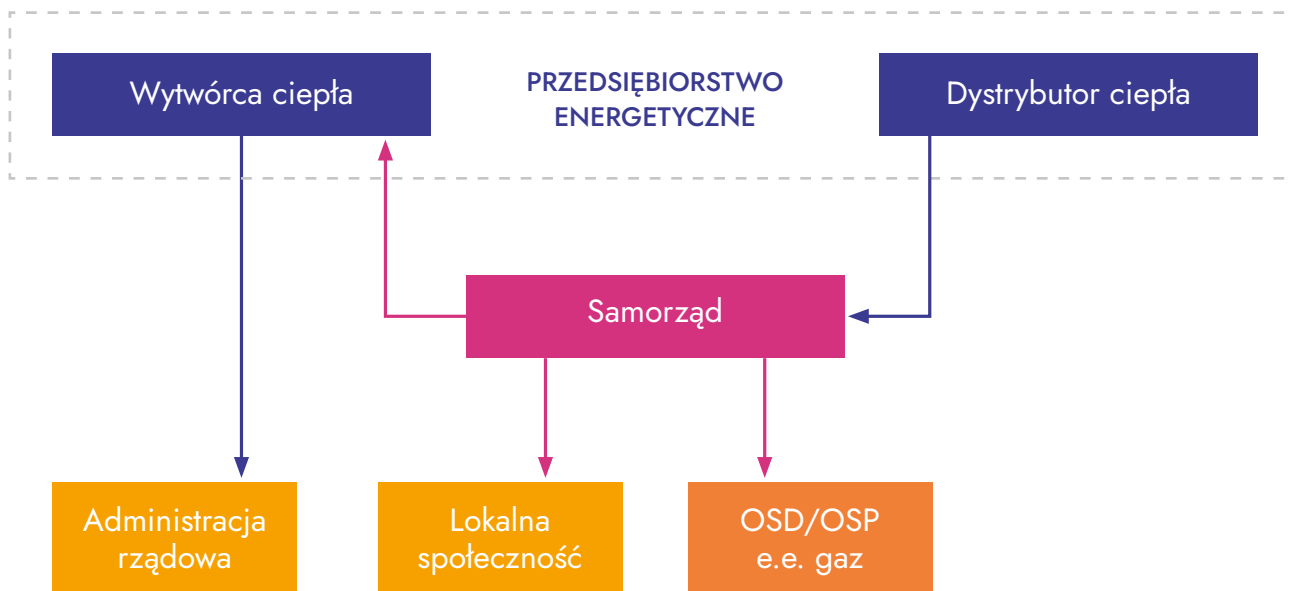
UNIKALNE CECHY	
Blok OCGT	możliwość znacznego ograniczenia ilości personelu eksploatacyjnego
Blok CCGT	
Kotły wodne gazowe	możliwość znacznego ograniczenia ilości personelu eksploatacyjnego
Kocioł wodny olejowy (konwersja na bioolej)	możliwość znacznego ograniczenia ilości personelu eksploatacyjnego
Agregaty kogeneracyjne (Silniki gazowe)	elastyczność paliwowa, możliwość samodzielnego szybkiego rozruchu w warunkach blackout'u
Kotły wodne biomasowe	<ul style="list-style-type: none"> ■ wykorzystanie odnawialnych źródeł energii ■ redukcja emisji CO₂ ■ możliwość pracy na różnorodnych rodzajach biomasy, co daje dużą elastyczność w doborze paliwa ■ możliwość magazynowania paliwa ■ posiadają potencjał do odzysku ciepła
Kogeneracja biomasowa (współspalanie)	niezależna od warunków atmosferycznych i może pracować w podstawie przez cały rok, elastyczne podejście i wybór paliwa (w przypadku współspalania) pod kątem ekonomicznego wpływu na pracę jednostki lub pod kątem jego dostępności
Pompy ciepła	brak emisji zanieczyszczeń oraz emisji CO ₂ , bardzo wysoka efektywność energetyczna, wysoka niezawodność, możliwe jest wykorzystanie pomp ciepła zarówno do ogrzewania, jak i chłodzenia
Geotermia	stabilne źródło energii
Kotły elektrodowe	niskonakładowe, bardzo elastyczne źródło ciepła, mogące wykorzystać nadwyżki produkcji z OZE
ITPOK	przetwarzanie na energię odpadów nierecyklingowalnych
Magazyny ciepła TTES	kluczowe rozwiązanie przy współpracy z pompami ciepła i kotłami elektrodowymi <ul style="list-style-type: none"> ■ zmniejszenie nierównomierności obciążenia bloku energetycznego ■ zwiększenie stopnia skojarzenia ■ zwiększenie stopnia elastyczności i sprawności całkowitej ■ wzrost produkcji energii elektrycznej w porach przy wyższej cenie energii elektrycznej ■ możliwość wyeliminowania pracy w pseudokondensacji w okresie letnim ■ możliwość wyeliminowania pracy kotłów szczytowych w okresach przejściowych ■ zapewnienie dostawy ciepła w przypadku awarii bloku ■ zapewnienie dłuższej żywotności pracujących urządzeń i zmniejszenie ich awaryjności poprzez zapewnienie stałego (niezmiennego) obciążenia urządzeń
Magazyny ciepła PTES	<p>a. Przy trybie pracy bufora krótkoterminowego - te same zalety, które zostały wymienione dla magazynu TTES</p> <p>b. Przy trybie pracy, jako sezonowy akumulator ciepła</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ możliwość eliminacji najdroższych kotłów szczytowych (albo maksymalne ograniczenie z nich produkcji) w okresach zimowych, największego zapotrzebowania na ciepło ■ ograniczenie pracy urządzeń kogeneracyjnych w pseudokondensacji ■ podobno istnieje już taka technologia górnej pokrywy zbiornika PTES, na której mogłyby powstać pływające farmy PV
Kolektory słoneczne	źródło zautomatyzowane, produkujące zielone ciepło w sposób nieliniowy - dobrze widziana akumulacja ciepła
Układy odzysku ciepła ze spalin	<ul style="list-style-type: none"> ■ wykorzystanie ciepła odpadowego ■ redukcja emisji CO₂ ■ możliwość pracy w zależności od zapotrzebowania na ciepło

3. Uwarunkowania transformacji związane ze współpracą pomiędzy uczestnikami rynku ciepła

Transformacja systemów ciepłowniczych (sieć ciepłownicza, jednostki wytwórcze i instalacje odbiorcze) jest niezbędna do osiągnięcia celów polityki klimatyczno - energetycznej UE, ale jednocześnie wymaga zaangażowania w ten proces wielu interesariuszy. W związku z powyższym, na znaczeniu, jak nigdy dotychczas, zyskuje zacieśnienie współpra-

cy pomiędzy wszystkimi uczestnikami rynku ciepła. Tylko wzajemne zrozumienie potrzeb i perspektyw wszystkich interesariuszy pozwoli na znalezienie synergii i skuteczne przeprowadzenie transformacji energetycznej systemów ciepłowniczych. Wzajemne relacje pomiędzy uczestnikami rynku ciepła zobrazowano na Rysunku 4.

Rysunek 4. Uczestnicy rynku ciepła



Tempo i kierunki koniecznej transformacji definiują przyjęte przez Parlament Europejski i Radę w 2023 roku dyrektywy stanowiące część pakietu „Fit for 55” (kluczowe akty prawne, w ramach przedmiotowego pakietu, zostały przedstawione w rozdziale 4 niniejszego raportu). Dokumenty te,

wraz z Krajowym planem na rzecz energii i klimatu, Polityką energetyczną Polski oraz Strategią dla ciepłownictwa, stanowiąc będą mapę drogową dla gmin, przedsiębiorstw ciepłowniczych, odbiorców ciepła oraz innych podmiotów do realizacji swoich zamierzeń inwestycyjnych. W tym



kontekście kluczowe jest zaangażowanie w tworzenie długoterminowych strategii wszystkich uczestników rynku ciepła (administracji rządowej i samorządowej, regulatora, przedsiębiorstw energetycznych), ponieważ będą one w istotny sposób oddziaływać na kierunki transformacji i decyzje inwestycyjne podejmowane w poszczególnych systemach ciepłowniczych, co z kolei będzie miało decydujący wpływ na ceny ciepła dla odbiorców końcowych.

Zapewnienie finansowania dla projektów inwestycyjnych będzie niezbędne dla realizacji celów określonych w przywołanych dokumentach. Z uwagi na swoją sytuację finansową i ciężar postawionych wyzwań, przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny być jednymi z głównych beneficjentów środków unijnych przewidzianych na transformację energetyczną i będących w dyspozycji instytucji państwowych lub pozostających pod kontrolą administracji rządowej.

Szczególnie istotne pozostaje tworzenie przejrzystych ram regulacyjnych wspierających realizację postawionych celów oraz upraszczanie procesów administracyjnych. Niepewność otoczenia regulacyjnego jest dziś jednym z kluczowych ograniczeń dla podejmowania przez przedsiębiorstwa decyzji inwestycyjnych i sprawnej realizacji projektów. Istotna przy tym jest zarówno terminowa i właściwa

implementacja przepisów unijnych do prawa krajowego, co jest właściwością administracji rządowej, a następnie ich stosowanie przez organy regulacyjne. W zakresie obecnie obowiązujących przepisów, szczególnie w zakresie taryfowania, konieczne jest ich uelastycznienie oraz dostosowanie do nowych trendów rynkowych (np. rozproszone źródła wytwórcze) i technologicznych (np. magazyny ciepła). Modyfikacji wymaga również 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 – bez zmian w tym zakresie trudno będzie realizować kolejne kroki na drodze do neutralności klimatycznej (konkretne propozycje zmian legislacyjnych zostały przedstawione w części rekomendacyjnej raportu) Obok coraz większej presji czasowej, kluczowymi wyzwaniami związanymi z transformacją są kwestie związane z optymalnym doбором mocy, lokalizacji i technologii dla nowych źródeł. Istotnym jest zatem zapewnienie odpowiednio prowadzonego procesu planowania, w ścisłej współpracy pomiędzy administracją samorządową, która

pełni zasadniczą rolę w procesie planowania zaopatrzenia w ciepło, przedsiębiorstwem/przedsiębiorstwami ciepłowniczymi działającymi w danej lokalizacji (operatorem sieci ciepłowniczej, wytwórcą ciepła – jeśli są to osobne podmioty) oraz odbiorcami końcowymi. Samorząd, pełniący rolę koordynacyjną, powinien współpracować ze wszystkimi uczestnikami rynku, których komplementarna wiedza dotycząca segmentu sieciowego, jak i wytwórczego, pozwoli na przygotowanie założeń do planu zaopatrzenia

w ciepło, przy uwzględnieniu spełnienia wymagań dla efektywnego systemu ciepłowniczego i realizacji postanowień wynikających z planu ochrony powietrza. Koordynacyjna rola samorządu jest kluczowa zwłaszcza na rynkach, gdzie system ciepłowniczy jest zasilany z wielu źródeł ciepła, a dystrybutor jest odrębnym podmiotem. Możliwe warianty procesu planowania zaopatrzenia w ciepło zobrazowano na rysunku 5.

Rysunek 5. Proces planowania zaopatrzenia w ciepło



W przypadku części systemów ciepłowniczych w Polsce (w tym funkcjonujących w największych miastach), struktura własności ich głównych elementów jest zróżnicowana, co oznacza, że właścicielem źródła wytwórczego oraz sieci ciepłowniczych są osobne podmioty. W ramach przedmiotowych systemów działają zatem przedsiębiorstwa o rozdzielonych od lat rolach w zakresie odpowiedzialności za wytwarzanie oraz przesyłanie i dystrybucję ciepła, co, biorąc pod uwagę często rozbieżne plany biznesowe pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, utrudnić może proces planowania i realizacji inwestycji. Powyższe uwarunkowania powodować mogą również ryzyko realizacji

inwestycji w moce wytwórcze na skalę nieodpowiadającą faktycznemu zapotrzebowaniu po stronie odbiorców końcowych w danym systemie ciepłowniczym.

Biorąc pod uwagę skalę wyzwań inwestycyjnych oraz proces kształtowania taryf dla tych przedsiębiorstw, wręcz pożądanym dla ograniczenia skutków transformacji i zabezpieczenia interesów wszystkich zainteresowanych podmiotów, w tym odbiorców końcowych, staje się podział zakresu obowiązków uczestników rynku oraz optymalne zaplanowanie poziomu mocy w nowych, zdekarbonizowanych jednostkach wytwórczych. Istotne jest również optymalne zwymiarowanie poziomu mocy szczytowych.



Nieskoordynowane przewymiarowanie mocy wytwórczych nie przyczyni się do powstania konkurencji na rynku ciepła i będzie miało negatywny wpływ na sytuację odbiorców końcowych. Współpraca między interesariuszami jest również niezbędna w celu określenia lokalizacji inwestycji, które to lokalizacje będą optymalne z punktu widzenia hydrauliki sieci, dostępu do infrastruktury elektroenergetycznej lub gazowej. Podmiotami mającymi najlepszą wiedzę o przeznaczeniu nieruchomości znajdujących się na terenie danej gminy są samorządy. Wieloletnie gwarancje w zakresie odbioru mocy i wolumenu ciepła (w szczególności dla źródeł podszczytowych i szczytowych), regulacji w zakresie ubytków wody sieciowej, ekonomicznego rozkładu obciążeń, modernizacja i przebudowa sieci, pozwalająca na nowe przyłączenia, to niektóre z elementów w zakresie możliwego partnerstwa pomiędzy wytwórcą a dystrybutorem, które zapewnić mogą szeroko rozumiany rozwój systemu ciepłowniczego.

Skuteczna dekarbonizacja systemu ciepłowniczego w danej lokalizacji powinna rozpoczynać się od transformacji u klienta końcowego, do którego często bezpośredni dostęp/kontakt ma dostawca ciepła (operator sieci ciepłowniczey). Jednostki wytwórcze produkują energię na określone potrzeby klientów, stąd odpowiednie zarządzanie stroną popytową jest istotne z punktu widzenia poziomu mocy, do jakiej należy odtworzyć jednostki wytwórcze. Odnosi się to do działań mających na celu optymalizację zużycia ciepła przez odbiorców. Obejmuje ono wdrażanie strategii i technologii, które pomagają kontrolować i zmniejszać zapotrzebowanie na ciepło, co może przynieść wymierne korzyści w postaci oszczędności energetycznych i finansowych. Wypracowanie długoterminowej prognozy zapotrzebowania na ciepło sieciowe na bazie m.in. analiz hydraulicznych infrastruktury przesyłowej, strategii i planów rozwoju miast (w szczególności w odniesieniu do obszarów zamieszkania), czy implikacji wdrożenia dyrektywy EPBD powinno być zasadniczym elementem rozpoczynającym proces transformacji systemów ciepłownicznych.

Efektom powyższego jest szansa zoptymalizowania poziomu nakładów inwestycyjnych koniecznych do poniesienia w związku z pokryciem poziomu mocy zamówionej przez odbiorców końcowych. Moc zamówiona cieplna to największa moc, jaka w danym obiekcie wystąpi w warunkach



PGE Energia Ciepła S.A.
Oddział Elektrociepłownia
w Gorzowie Wielkopolskim



obliczeniowych, która jest niezbędna do zapewnienia pokrycia strat ciepła, utrzymania komfortu cieplnego i wymiany powietrza w pomieszczeniach, utrzymania normatywnej temperatury ciepłej wody użytkowej, prawidłowej pracy innych urządzeń lub instalacji. Innymi słowy, moc zamówiona to rezerwa mocy cieplnej, którą odbiorca musi otrzymać, aby ogrzać pomieszczenia do temperatury normatywnej (pomieszczenia mieszkalne to 21°C) przy temperaturze zewnętrznej powietrza od -24 do -16°C, w zależności od strefy klimatycznej. W projektowaniu nowoczesnych systemów ogrzewania dla budynków istotną rolę odgrywają dane wsadowe i założenia. Projektanci w Polsce polegają na danych obliczeniowych dotyczących klimatu z normy PN-EN 12831:2006 z 2006 r., która wprost przywołuje podział na 5 stref klimatycznych z temperaturami obliczeniowymi od -24 do -16°C z 1982 r. Temperatury obliczeniowe w tej ostatniej to uśrednione wartości ze stacji meteorologicznych z 20 lat, to oznacza, że obowiązujący podział na strefy klimatyczne pochodzi z danych dla lat 1962-1981. Projektując instalację odbiorczą projektanci posługują się założeniem konieczności dogrzania w skrajnych warunkach

budynków od temperatury obliczeniowej do temperatury komfortu cieplnego (21°C). Obecnie obserwowany jest trend zmian klimatycznych oraz wynikowo podniesienie poziomu minimalnej temperatury otoczenia. Odnoszenie się projektantów do nieaktualnych danych prowadzi do doboru przewymiarowanych urządzeń grzewczych. Takie działanie naraża klientów końcowych oraz inwestorów (po stronie budynków, sieci dystrybucyjnej, jak i urządzeń wytwórczych) na niepotrzebne nakłady inwestycyjne oraz utrudnia optymalizowanie pracy urządzeń i dążenie do zwiększenia efektywności systemów ciepłowniczych. Większość systemów ciepłowniczych w Polsce projektowana była przy założeniu temperatury w rurociągu zasilającym na poziomie 150°C w warunkach obliczeniowych. Każdy system ciepłowniczy charakteryzuje się parametrami projektowymi, na które składają się tabele regulacyjne po stronie źródeł oraz po stronie węzłów odbiorczych, ciśnienia zasilania i powrotu, przepływu wody sieciowej. Wprowadzenie technologii rur preizolowanych kilkanaście lat temu spowodowało możliwość obniżenia temperatury zasilania czynnika grzewczego do poziomu 120-135°C.



Wg danych zawartych w raporcie Forum Energii pt. „Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze”, obniżenie temperatury o 10°C pozwoli zaoszczędzić 10% traconego ciepła. Wspomniane już zmiany klimatyczne i rozwój technologii niskotemperaturowych, wspieranych działaniami termomodernizacyjnymi, wymiana węzłów cieplnych, sprawiają, że uzasadnione stają się rozważania dotyczące dalszego obniżania temperatury zasilania. Dalsze obniżanie parametrów wody sieciowej nie w każdym przypadku będzie się wiązało z proporcjonalnym, do obniżania temperatury sieci, zwiększeniem natężenia przepływu w sieciach ciepłowniczych. Proces ten nie musi być kapitałochłonny i w wielu przypadkach może ograniczyć się do przebudowy kluczowych odcinków magistral w celu poprawy warunków hydraulicznych. Warunkiem koniecznym do wdrażania sieci ciepłowniczych kolejnych generacji jest zmiana regulacji węzłów cieplnych i dostosowanie instalacji wewnętrznych do pracy w niskim reżymie temperaturowym. Skala i zakres prac niezbędnych do dostosowania instalacji wewnętrznych powinna zostać w każdym przypadku indywidualnie oceniona, z uwzględnieniem faktu, że instalacje odbiorcze są z reguły przewymiarowane. Koordynowanie przez samorząd planowanych działań inwestycyjnych pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi

a działaniami termomodernizacyjnymi oraz inwestycjami w nowe budownictwo pozwoli lepiej dopasować miks technologii do zmian następujących na rynkach ciepła.

Jednym z instrumentów, które mogą pomóc w wypracowaniu spójnej wizji rynku ciepła, pozwalającej zapewnić bezpieczeństwo dostaw mieszkańcom w długim horyzoncie czasowym jest opracowanie „Projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe”, wynikającego z obowiązku nałożonego na samorządy w art. 19 ustawy - Prawo energetyczne. Samorząd pełniący rolę koordynacyjną powinien współpracować ze wszystkimi uczestnikami rynku, których komplementarna wiedza dotycząca segmentu sieciowego, jak i wytwórczego pozwoli na przygotowanie założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, przy uwzględnieniu kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego i realizacji postanowień wynikających z dokumentów strategicznych, w tym planów ochrony powietrza. Koordynacyjna rola samorządu jest kluczowa zwłaszcza na rynkach, gdzie system jest zasilany z wielu źródeł, a dystry-

butor jest odrębnym podmiotem od wytwórcy/wytwórców. W gestii administracji rządowej i samorządu jest określenie roli ciepła systemowego w długim horyzoncie, w kontekście mechanizmów wspierających rozwój ciepłownictwa rozproszonego i indywidualnego.

Szczegółowo do roli samorządu w procesie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło z uwzględnieniem rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych, a także skuteczności działań zmierzających do transformacji systemów ciepłowniczych, odnosi się Najwyższa Izba Kontroli (dalej: NIK) w informacji o wynikach kontroli „Rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych” z 2022 roku. Zgodnie z raportem NIK, gminy nie wywiązują się w sposób dostateczny ze swoich obowiązków wynikających z ustawy Prawo energetyczne. Doświadczenia przedsiębiorstw ciepłowniczych ze współpracy z samorządami, na etapie tworzenia oraz realizacji postanowień założeń do planu zaopatrzenia, wskazują na obszary wymagające poprawy; są nimi:

- faktyczna realizacja obowiązku aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło,
- rzetelne szacowanie poziomu zapotrzebowania na ciepło,
- uwzględnianie i skoordynowanie planów inwestycyjnych uczestników rynku,
- właściwe oszacowanie skali i rzeczowego zakresu możliwego do zastosowania potencjału wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji oraz zwiększenia efektywności energetycznej.

Niewywiązanie się z podstawowych obowiązków własnych gminy uniemożliwia często poprawną identyfikację potrzeb oraz wdrożenie optymalnych rozwiązań w procesie transformacji energetycznej. NIK wskazał również na niski stan realizacji zadań związanych z transformacją systemów ciepłowniczych w kierunku efektywności energetycznej, w przypadku systemów, w ramach których funkcjonują przedsiębiorstwa niepowiązane ze sobą. Podkreślić należy, że nawet poprawne zaplanowanie i realizacja działań modernizacyjnych w źródle, z uwagi na brak równoległych prac w zakresie modernizacji sieci ciepłowniczej, termomodernizacji oraz wymiany indywidualnych źródeł ciepła obniżyły efektywność całego systemu.

Istotnym z punktu widzenia powodzenia procesu transformacji energetycznej jest też respektowanie obowiązków gmin w zakresie monitorowania zgodności prac realizowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne z założeniami do planu zaopatrzenia. Brak takiego monitoringu uniemożliwia rzetelną ocenę, czy występują przesłanki zobowiązujące do uchwalenia planów zaopatrzenia w ciepło. Jeśli dystrybutor nie zgadza się na realizację planów wytwórcy, w rolę taką powinna wejść gmina podpisując odpowiednie umowy z wytwórcą. Gmina jest do tego uprawniona na mocy przepisów art. 20 ustawy Prawo energetyczne, natomiast przepisy te nigdy nie były stosowane w Polsce.

Planowanie transformacji systemów ciepłowniczych, zgodnie z ideą sector coupling, powinno być zintegrowane z planami inwestycyjnymi oraz strategiami pozostałych gałęzi sektora energetycznego, w szczególności produkcji i dystrybucji gazu ziemnego i energii elektrycznej. Struktura wytwarzania ciepła będzie w kolejnych latach zmieniać się w związku z wymaganiami określonymi w art. 26 dyrektywy EED.

Status efektywnego systemu ciepłowniczego od 2035 roku, co do zasady, będzie mógł zostać osiągnięty poprzez:

1. Maksymalizację wykorzystania energii odnawialnej do zasilenia instalacji Power to Heat;
2. Zwiększenie wykorzystania ciepła odpadowego;
3. Zasilenie jednostek wytwórczych opalanych gazem poprzez gazy zdekarbonizowane.

Jednostki kogeneracji opalane węglem będą sukcesywnie zastępowane wysokosprawnymi jednostkami kogeneracji opartymi o gaz ziemny, instalacjami Power to Heat oraz w zależności od dostępności zasobów - instalacjami odnawialnych źródeł energii. Reżim pracy jednostek kogeneracji będzie się zmieniał z pracy w podstawie systemów ciepłowniczych do pracy podszczytowej i szczytowej, uzależnionej od interwencyjnych potrzeb w zakresie bilansowania niedoborów energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Współpraca pomiędzy sektorem ciepłowniczym a elektroenergetycznym w tym zakresie powinna skupić się zatem na stworzeniu warun-

ków umożliwiających przyłączenia nowych jednostek do sieci elektroenergetycznej i umożliwieniu wykorzystywania systemów ciepłowniczych jako narzędzia przeciwdziałającego niestabilności sieci wywołanej przez przyrost udziałów energii elektrycznej z OZE. Ponadto, jedną z możliwości zapewnienia efektywności systemów, jest działanie w celu hybrydyzacji węzłów cieplnych we współpracy z jednostkami OZE, takimi jak pompy ciepła i instalacje PV. Jednocześnie, celem wypełnienia zobowiązań regulacyjnych w zakresie zapewnienia wolumenu ciepła o odpowiedniej jakości, będzie rozwój technologii pozwalających na „zazielenienie” infrastruktury gazowej. Również ze strony sektora ciepłownictwa systemowego, szczególnie po roku 2035 może pojawić się dużo większe zainteresowanie tego typu paliwami. Skoordynowanie planów oraz potrzeb obu sektorów w tym zakresie pozwoli optymalnie zaplanować harmonogram niezbędnych inwestycji. Istotną rolę w zapewnieniu efektywności energetycznej mogą w przyszłości odegrać przedsiębiorstwa będące producentem ciepła odpadowego możliwego do wykorzystania w systemie ciepłowniczym (np. zakłady przemysłowe, centra danych, sklepy wielkopowierzchniowe, hotele).

Efektywne wykorzystanie nowoczesnych technologii oraz proces ich integracji z majątkiem dystrybucyjnym będzie możliwe z równoległymi inwestycjami w zakresie ich unowocześnienia oraz digitalizacji. Zdolność do dynamicznego reagowania na zmiany poziomu zapotrzebowania na ciepło przy dynamicznych zmianach nośników energii pierwotnej, a w tym również energii elektrycznej dla instalacji Power to Heat stanie się kluczowym czynnikiem w zakresie zarządzania bilansem sieci ciepłowniczej.

Elementem, o którym nie można zapominać, jest współpraca uczestników rynku ciepła w zakresie działań edukacyjnych i promocyjnych. W ostatnich latach obserwuje się stopniowy wzrost zainteresowania ograniczeniem emisyjności gospodarstw domowych i klientów instytucjonalnych. Strategia w zakresie budowania świadomości klimatycznej i ekologicznej odbiorców końcowych pozwoli determinować gotowość do ponoszenia przez klienta końcowego kosztów transformacji.



4. Założenia do analizy



MEC Piła (Grupa Enea)

W niniejszym rozdziale zostały zaprezentowane założenia makroekonomiczne i rynkowe oraz założenia techniczne przyjęte do wielowariantowego modelu ekonomicznego, który wyznacza najbardziej optymalne kosztowo warianty realizacji pakietu „Fit for 55” (w zakresie osiągnięcia lub utrzymania przez dany system ciepłowniczy statusu efektywnego systemu ciepłowniczego) w odniesieniu do poszczególnych rynków ciepła (systemów ciepłownicznych) różniących się wielkością i strukturą zapotrzebowania. Warianty technologiczne zostały dobrane w taki sposób, aby w ramach jednorazowego procesu inwestycyjnego istniała możliwość spełnienia wymogów regulacyjnych - zwłaszcza w zakresie spełnienia kolejnych kamieni milowych kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego w perspektywie do roku 2050. Poszczególne technologie w stosie są wybierane priorytetyzując zarówno najniższe koszty wytworzenia ciepła, jak i uzyskanie co najmniej minimalnych wolumenów ciepła z wysokosprawnej koge-

neracji, OZE i ciepła odpadowego, określonych w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego. Rynki ciepła podzielono według mocy zamówionej ciepłej:

- do 20 MW_t;
- od 20 do 50 MW_t;
- od 50 do 100 MW_t;
- od 100 do 300 MW_t;
- od 300 do 500 MW_t;
- powyżej 500 MW_t.

Dla każdego rynku ciepła zaproponowano po cztery warianty kombinacji technologicznych, które pozwalają na spełnienie przez dany system ciepłowniczy kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego w kolejnych przedziałach czasowych, zgodnie z definicją zawartą w art. 26 ust. 1 dyrektywy EED.

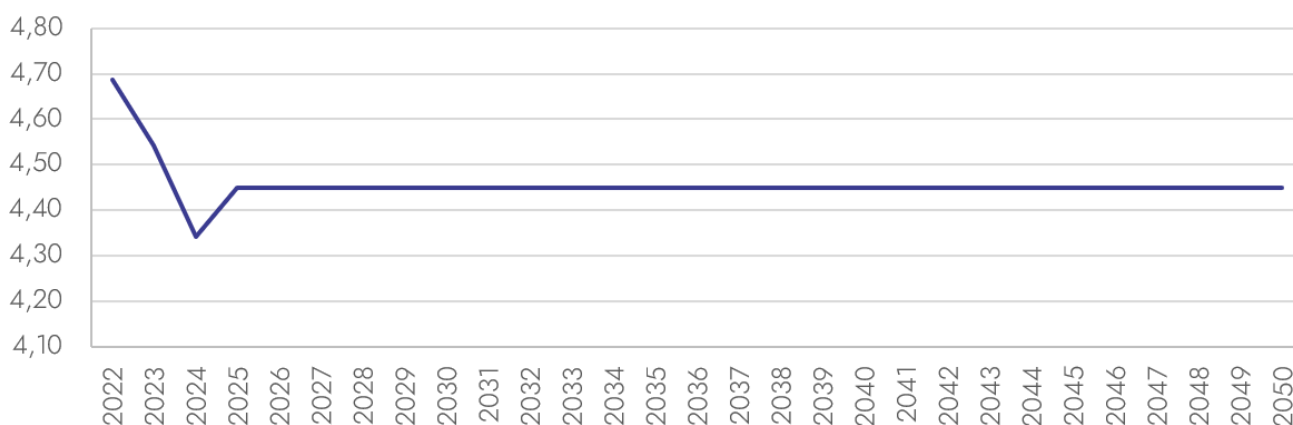
Analiza została wykonana dla okresu 2024 – 2050. Model w każdym roku przelicza najbardziej efektywne kosztowo źródła ciepła, biorąc pod uwagę nie tylko spełnienie wy-

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

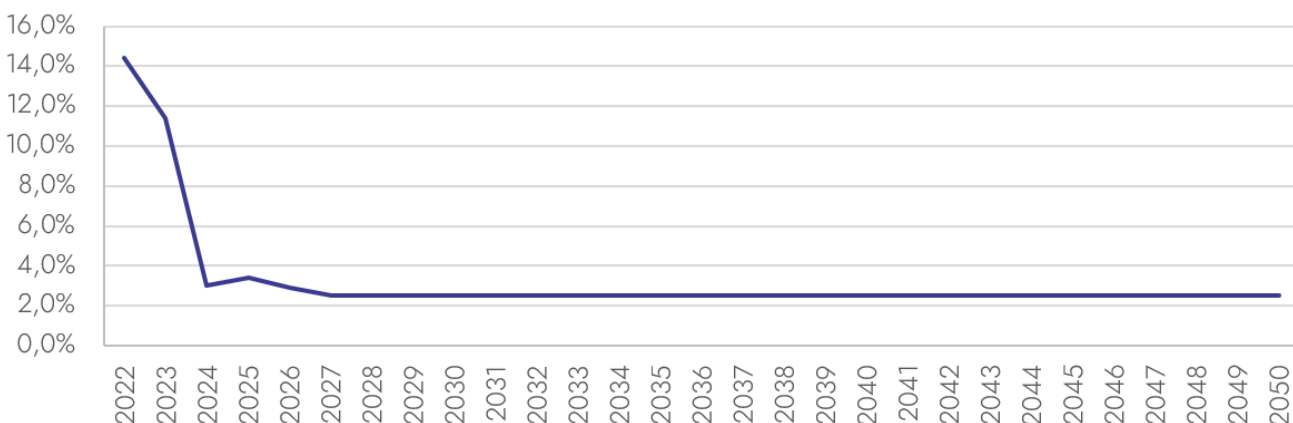
4.1. Założenia makroekonomiczne i rynkowe

Kluczowymi czynnikami mającymi wpływ na wybór optymalnych technologii produkcji ciepła są założenia makroekonomiczne i rynkowe. W niniejszej analizie przyjęto najbardziej aktualny zestaw założeń, który został opracowany przez Członków PTEC w maju 2024 r., które przedstawiono na Wykresach 8 -14.

Wykres 8. Kurs EUR/PLN, źródło: opracowanie własne PTEC w oparciu o Wytyczne Ministerstwa Finansów dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych, październik 2023 r oraz średnie notowania NBP.

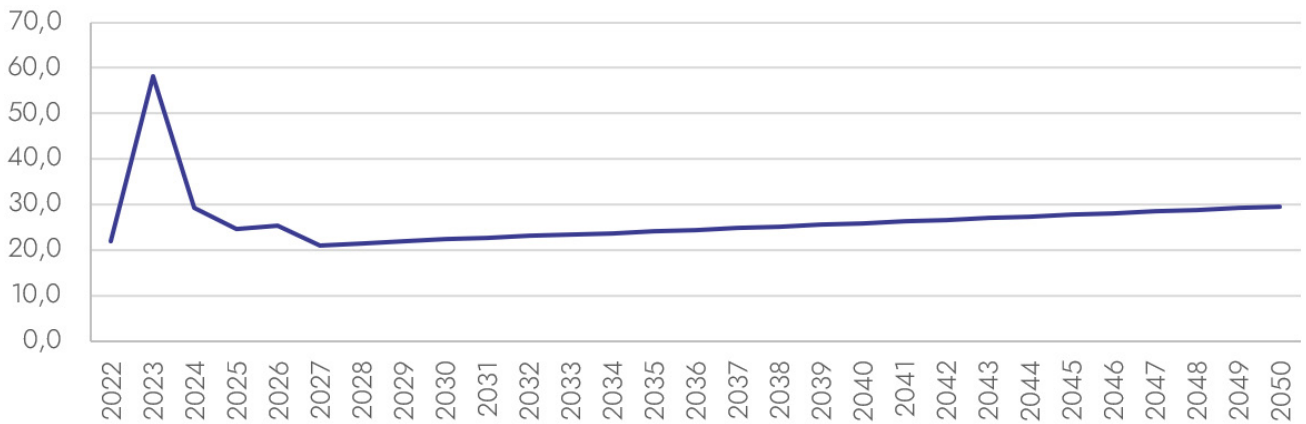


Wykres 9. Prognoza inflacji CPI Polska, źródło: opracowanie własne PTEC na bazie danych Narodowego Banku Polskiego - Bieżąca projekcja inflacji i PKB (opublikowana 11 marca 2024 r.) oraz wytyczne Ministerstwa Finansów dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych, październik 2023 r.

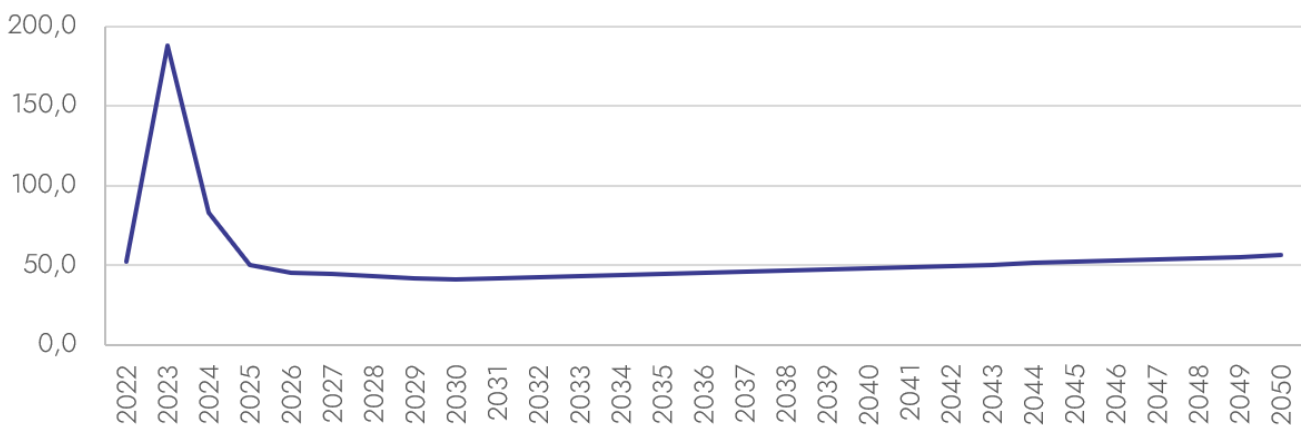




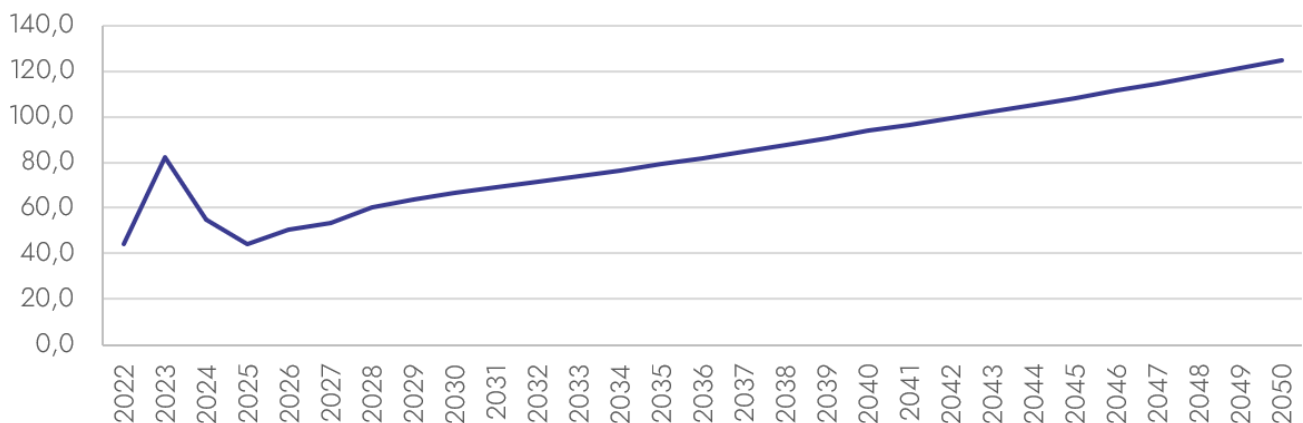
Wykres 10. Prognoza cen węgla kamiennego [PLN/GJ], źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz raportu World Energy Outlook October 2023 - European Union; Announced Pledges Scenario.



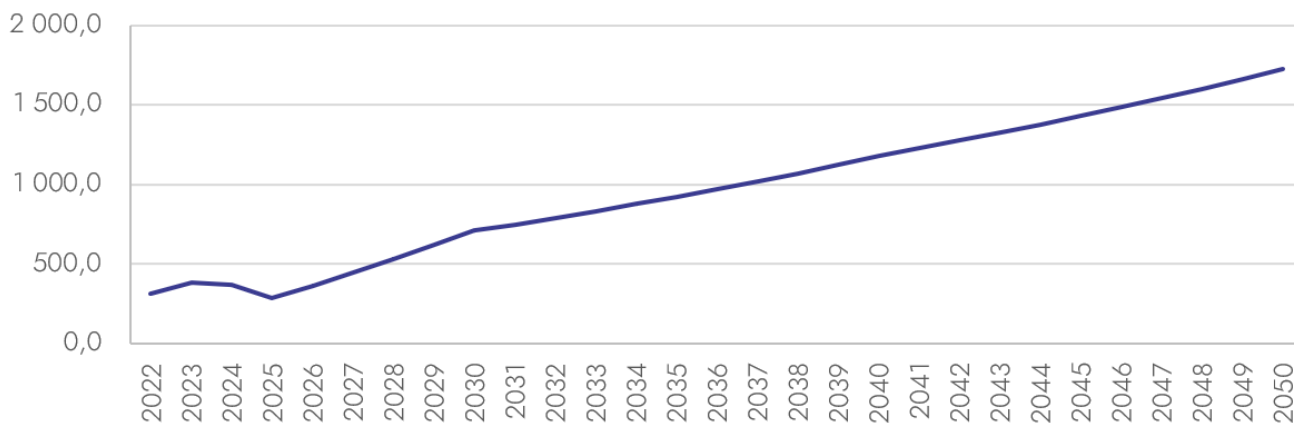
Wykres 11. Prognoza cen gazu ziemnego [PLN/GJ], źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz raportu World Energy Outlook October 2023 - European Union; Announced Pledges Scenario.



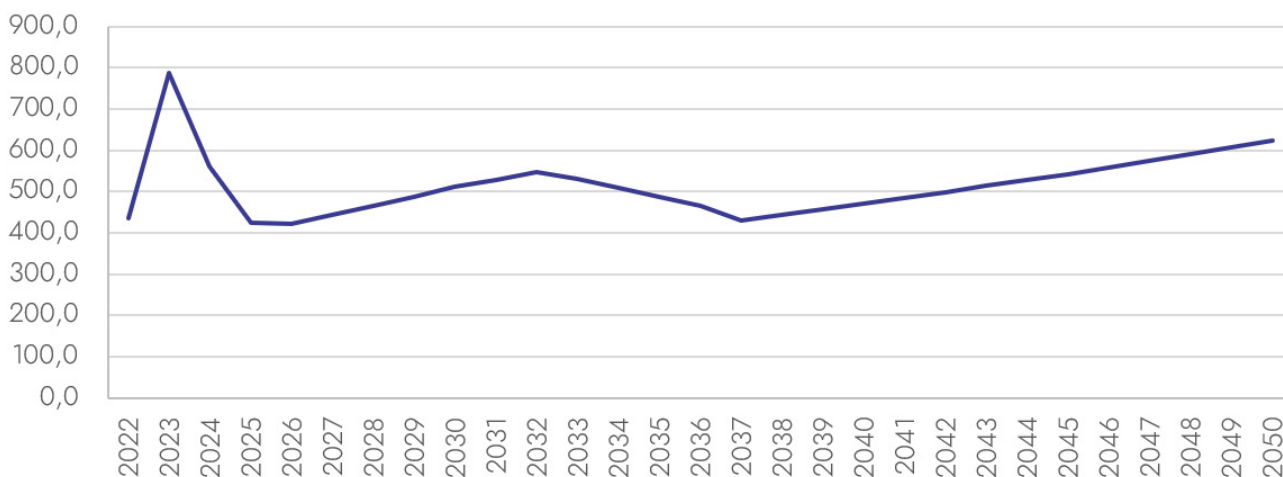
Wykres 12. Prognoza cen biomasy [PLN/GJ], źródło: opracowanie własne PTEC w oparciu o dane dotyczące zawieranych kontraktów i prognozy cen biomasy Członków PTEC.



Wykres 13. Cena uprawnień do emisji gazów cieplarnianych [PLN/t], źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz analiz WEO October 2023 - European Union; Announced Pledges Scenario CO₂ prices for electricity, industry and energy production.



Wykres 14. Prognoza cen energii elektrycznej na rynku hurtowym [PLN/MWh], źródło: opracowanie własne PTEC na bazie przyjętych założeń kosztowych i założeniu stałej marżowości rynku energii elektrycznej na dla bardziej rentownej technologii spośród jednostek węglowych kondensacyjnych oraz nowych jednostek gazowych typu CCGT. Prognoza ceny energii elektrycznej pokazana na wykresie w długim terminie uwzględnia przewidywane zmiany miks paliwowego m.in. związane z rozwojem energetyki jądrowej oraz morskiej energetyki wiatrowej, a także stopniowym ograniczaniem pracy jednostek konwencjonalnych.



4.2. Założenia techniczno – ekonomiczne

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



Tabela 5. Założenia techniczno – ekonomiczne, źródło: opracowanie własne PTEC na bazie doświadczeń z prowadzonej działalności

Technologia	Paliwo	Sprawność ogólna [%]	CAPEX [mPLN'23/MW _e]	CAPEX [mPLN'23/MW _t]	OPEX [% CAPEX]
Kogeneracja węglowa	węgiel kamienny	85%	15	nd	5%
Kotły węglowe (WR)	węgiel kamienny	85%	nd	1,8	5%
Kotły gazowe	gaz wysokometanowy	95%	nd	0,93	1%
OCGT	gaz wysokometanowy	82%	8,4	nd	3%
CCGT	gaz wysokometanowy	86%	9	nd	3%
Silniki gazowe	gaz wysokometanowy	85%	8,15	nd	5%
Kotły olejowe	gaz wysokometanowy	95%	nd	0,8	0,5%
Kotły biomasowe	biomasa	85%	nd	3,8	5%
Kogeneracja biomasowa	biomasa	85%	15	nd	5%
Pompy ciepła	energia otoczenia i elektryczna	320%	nd	5,5	0,65%
Geotermia	energia otoczenia	nd	nd	11,4	2%
Kotły elektrodowe	energia elektryczna	99%	nd	0,7	0,5%
ITPOK	odpady	85%	90	nd	5%

Do analizy przyjęto technologie sprawdzone, co do których obecnie są już doświadczenia eksploatacyjne w Europie. Ponadto, biorąc pod uwagę konieczność dostosowania systemów ciepłowniczych do kryteriów definicji efektywnego systemu ciepłowniczego, które będą stosowane od roku 2028, nie brano pod uwagę technologii, co do których producenci są na etapie uzyskiwania licencji i nierealne jest oddanie do eksploatacji tych źródeł w określonym czasie, zgodnie z wymogami pakietu „Fit for 55”, czyli np. małe reaktory jądrowe typu SMR.

W ramach pozostałych założeń przyjęto:

- Wysokość kosztów wynagrodzeń na poziomie 12,7 tys. zł'2023/miesiąc/etat; przy czym ilość etatów została zróżnicowana w zależności od miksu technologicznego w danym wariantcie;
- Średnioważony koszt kapitału WACC na poziomie 8%;
- Podatek CIT na poziomie 19%.

4.3. Założenia dotyczące benchmarkowych rynków ciepła

Regulacje pakietu „Fit for 55” wynikające z celów polityki klimatycznej – energetycznej UE (w tym: dyrektywa EPBD), będą miały wpływ na długoterminowe perspektywy rozwoju systemów ciepłowniczych. Przyjęte rozwiązania prawne (zwłaszcza w zakresie charakterystyki energetycznej budynków) będą powodować:

1. Zwiększone tempo termomodernizacji budynków istniejących w celu ograniczenia zapotrzebowania na energię końcową i pierwotną;
2. Zaostrzenie wytycznych technicznych dla nowego budownictwa mieszkalnego w kierunku wysoko energooszczędnym i pasywnym.

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

Efekt wpływu powyższych uwarunkowań na poziom zapotrzebowania na ciepło będzie zależał od wyjściowego stanu termomodernizacji budynków obecnie podłączonych do systemu ciepłowniczego. Zmiany w zapotrzebowaniu

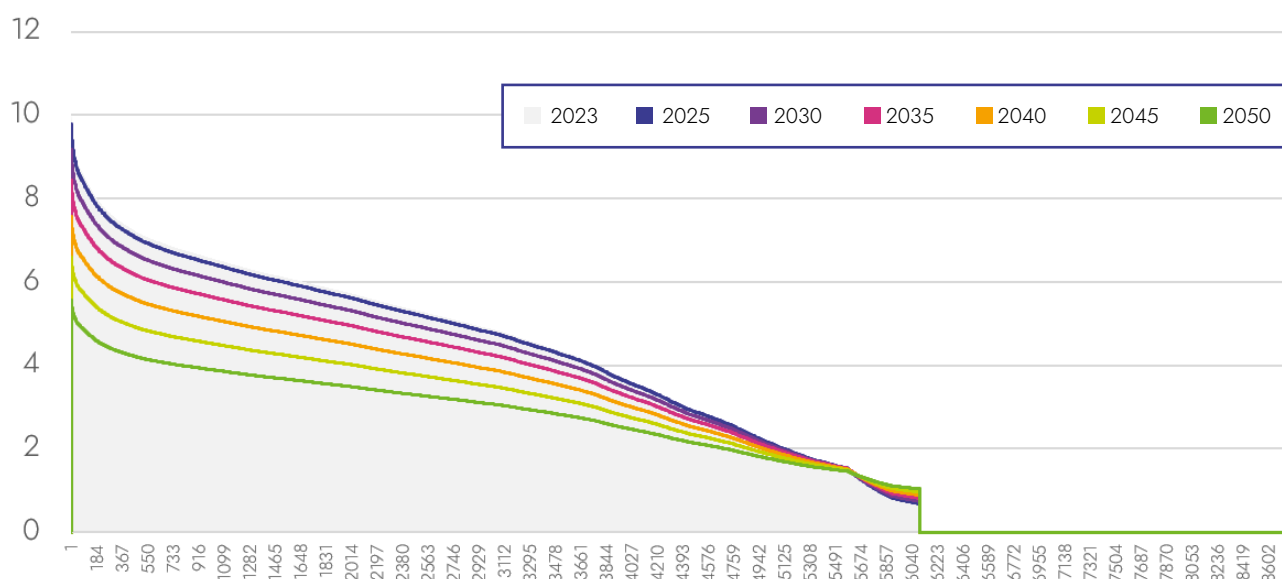
wynikające z wprowadzania oszczędności w związku ze wzrostem cen ciepła już obecnie obserwowane są w systemach ciepłowniczych. Na potrzeby analizy przyjęto, iż budynki podłączone do systemu ciepłowniczego w większości były poddawane w przeszłości przynajmniej częściowej termomodernizacji.

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

Tempo degradacji rynków ciepła będzie zależał od czasu obowiązywania nowych regulacji (w tym mechanizmów przejściowych) oraz potencjału nowych przyłączy. Obecnie spodziewane są ubytki wolumenu do 2050 roku na poziomie od 30% do 40% (na rynkach mniejszych z ograniczoną moc zamówioną na potrzeby podgrzewania ciepłej wody użytkowej).

Na Wykresie 15 zaprezentowano rynek ciepła dla mocy zamówionej ciepłej w przedziale od 0 do 20 MW_t (rynek obecnie znajdujący się poza systemem handlu uprawnieniami EU ETS). W Polsce takie rynki w ponad 90% nie obejmują ciepłej wody użytkowej i sieć ciepłownicza wykorzystywana jest na potrzeby centralnego ogrzewania. W tych przypadkach ciepła woda użytkowa zapewniana jest przez lokalne piecyki w budynkach.

Wykres 15. Rynek ciepła o mocy zamówionej ciepłej 10 MW_t, źródło: opracowanie własne PTEC

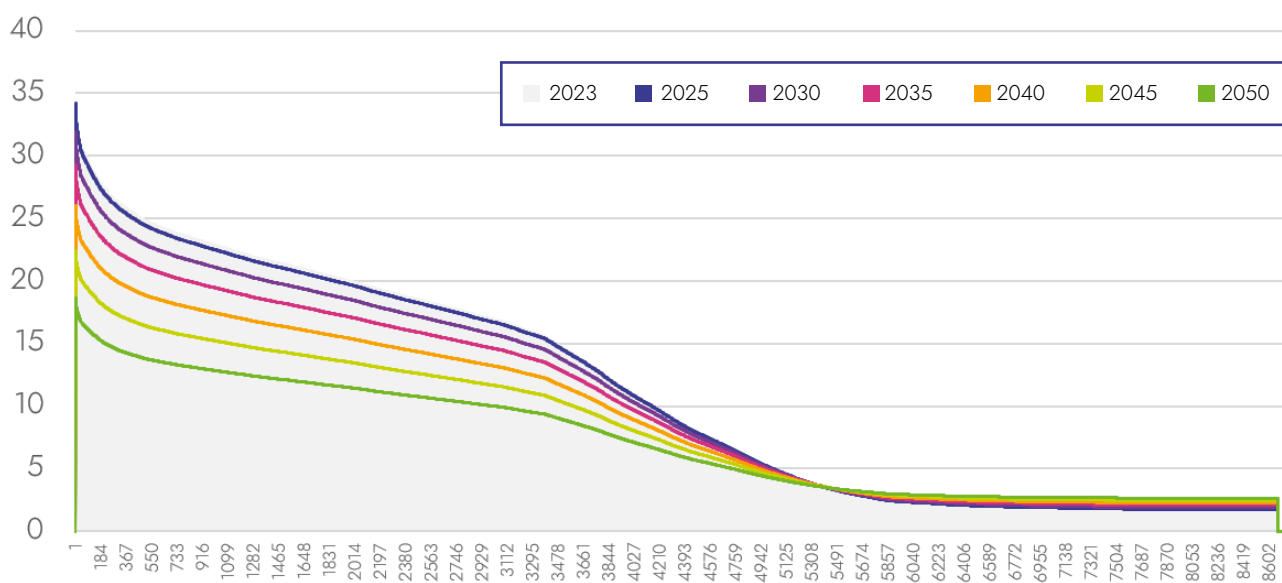




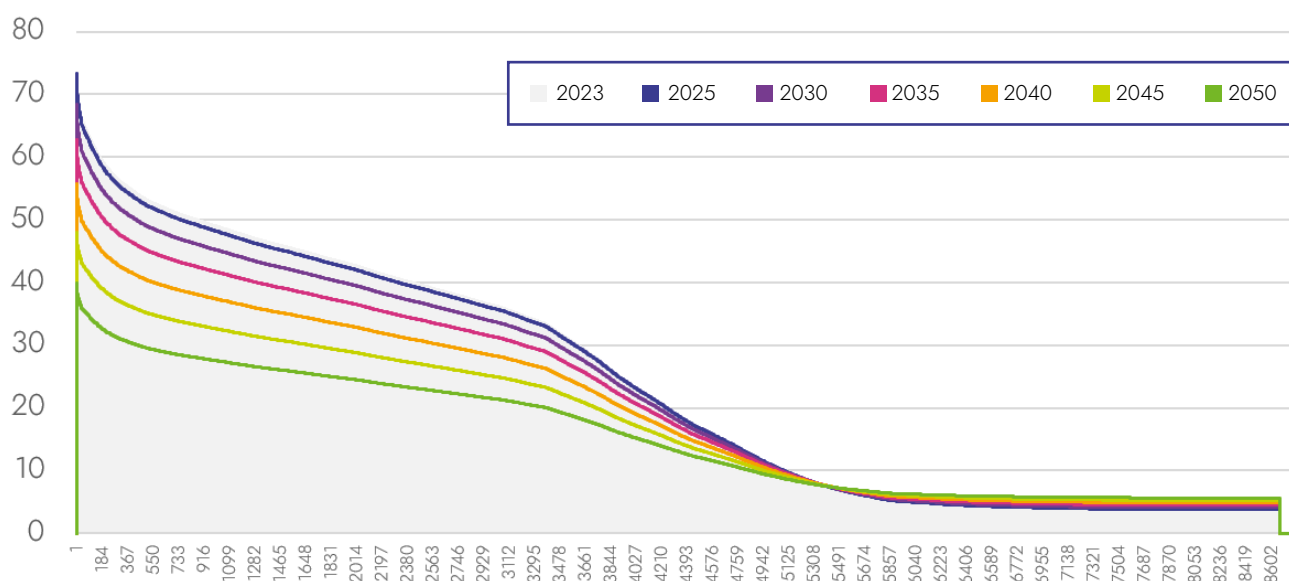
Na Wykresie 16 oraz 17 zaprezentowano przykładowe rynki ciepła w przedziałach mocowych od 20 do 50 MW_t oraz od 50 do 100 MW_t. Rynki te charakteryzują się stosunkowo

niskim udziałem zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową w stosunku do większych miast i systemów, zapotrzebowanie to widoczne jest szczególnie w okresie letnim

Wykres 16. Rynek ciepła o mocy zamówionej 35 MW_t, źródło: opracowanie własne PTEC



Wykres 17. Rynek ciepła o mocy zamówionej 75 MW_t, źródło: opracowanie własne PTEC

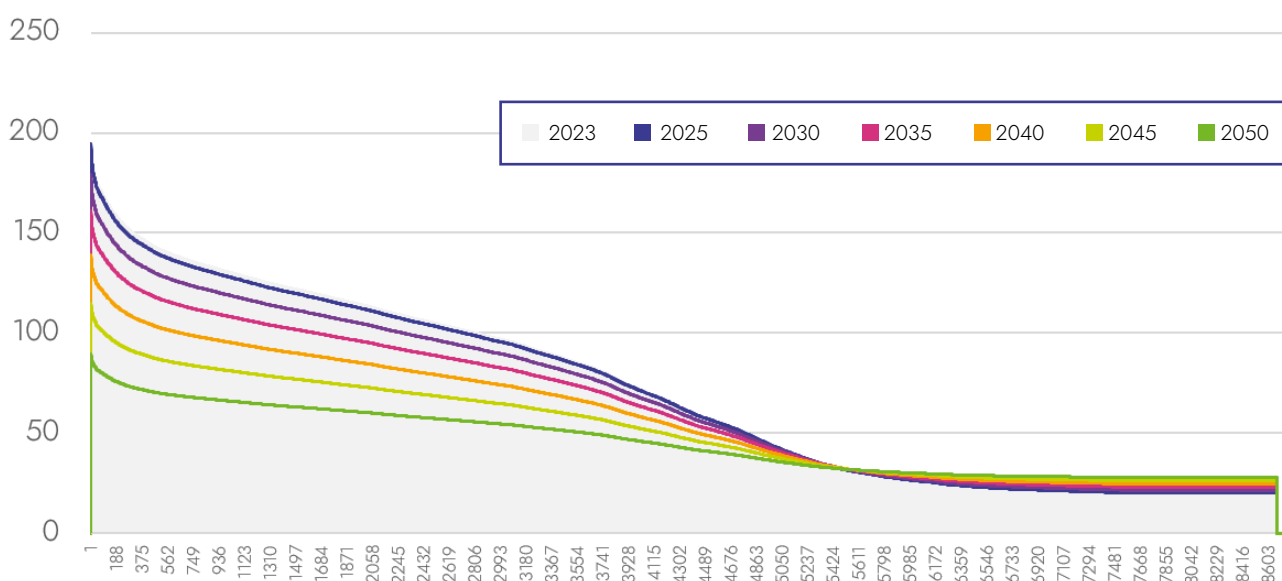


Na Wykresach od 18 do 20 zaprezentowano zapotrzebowanie na ciepło w największych polskich systemach ciepłowniczych, które znajdują się w miastach ponad 200 - tysięcznych.

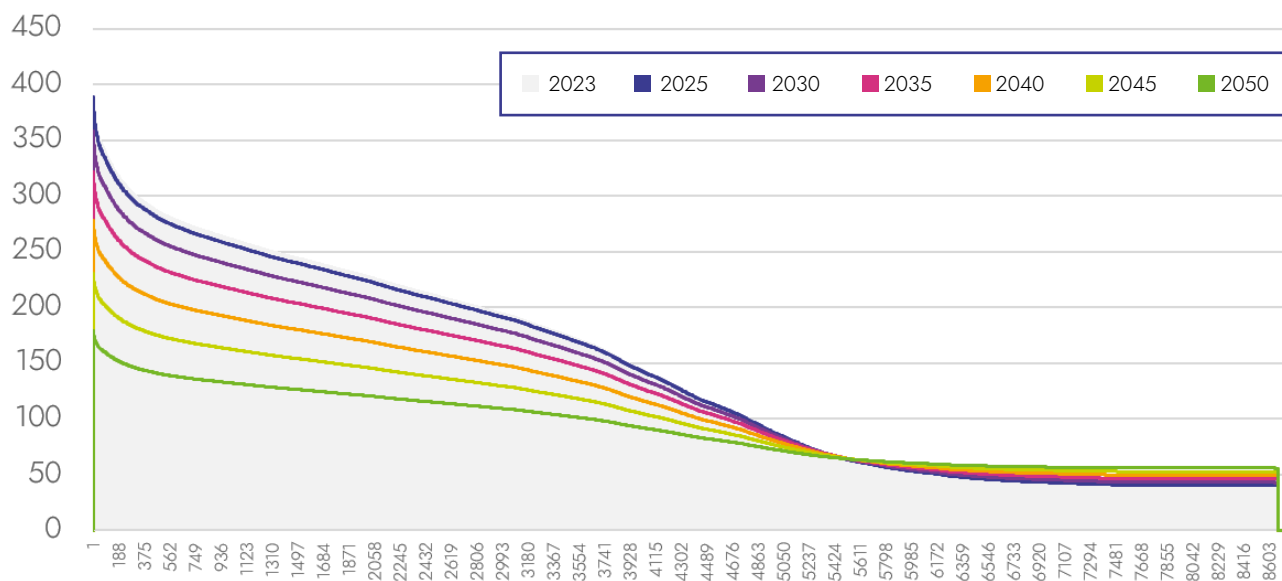
Dla każdego z rynków przeanalizowano cztery różne warianty technologiczne, które są wykonalne w sposób techniczny

i umożliwią spełnienie wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego w kolejnych przedziałach czasowych, zgodnie z definicją zawartą w dyrektywie EED. Warianty te – w celu zachowania porównywalności wyników – są analogiczne jak w przypadku analizy PTEC z 2023 r.

Wykres 18. Rynek ciepła o mocy zamówionej 200 MW_t, źródło: opracowanie własne PTEC

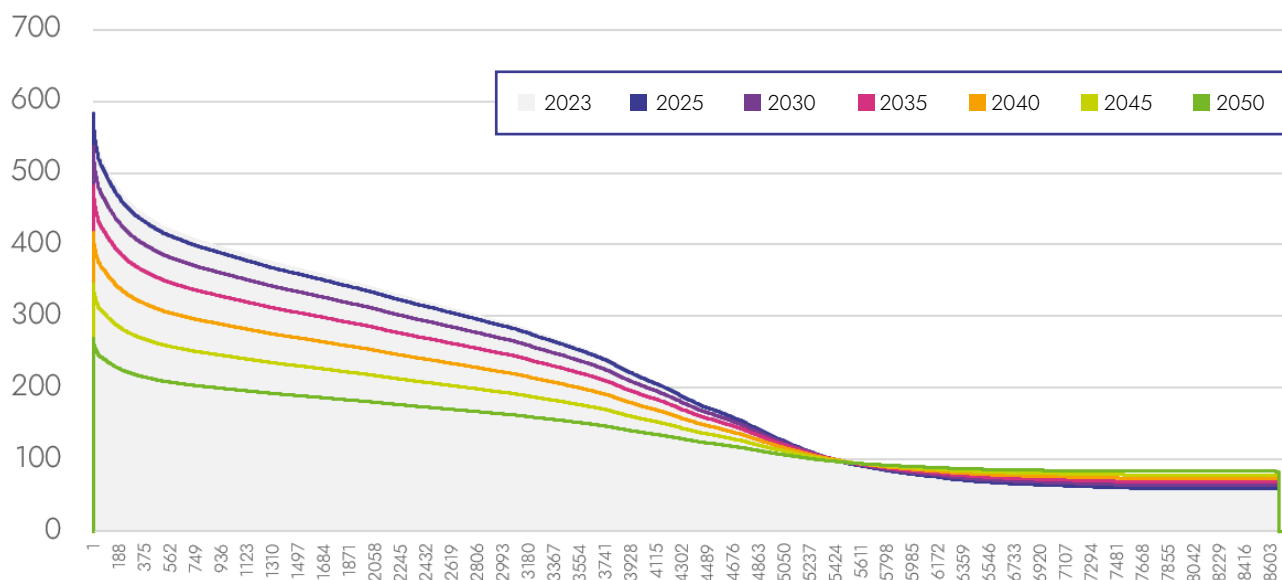


Wykres 19. Rynek ciepła o mocy zamówionej 400 MW_t, źródło: opracowanie własne PTEC





Wykres 20. Rynek ciepła o mocy zamówionej 600 MW_t, źródło: opracowanie własne PTEC



4.4. Warianty technologiczne

Analiza została przygotowana w oparciu o warianty technologiczne, które zostały opracowane dla każdego rynku ciepła z poszczególnych przedziałów mocowych, uwzględniające prognozy kształtowania się zapotrzebowania na ciepło. Szczegółowe zestawienie wariantów technologicznych zostało zaprezentowane poniżej. Należy podkreślić, że moc zainstalowana cieplna założona dla źródła to około 120% zapotrzebowania szczytowego sieci. Warianty zawierające pompy ciepła uwzględniają dodatkową moc w jednostkach szczytowych, ze względu na ograniczone możliwości tej technologii w okresach niskich temperatur, w celu zabezpieczenia mocy w okresie szczytowego zapotrzebowania na ciepło.

Istotnym jest, że w ujęciu globalnym w zaproponowanych wariantach nie uwzględniono jednostek kogeneracji biomasowej. Wynika to m.in. z następujących uwarunkowań:

- zdecydowanie wyższe nakłady inwestycyjne w stosunku do kotłów biomasowych niebędących jednostkami kogeneracji przy podobnym efekcie pozwalającym na spełnienie kryteriów odnoszących się do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego;

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



Tauron Ciepło Sp. z o.o.

W prezentowanych wariantach pominięto również instalacje spalania odpadów. W 2031 roku możliwe jest włączenie tych jednostek do systemu EU ETS, a udział odpadów dostępnych na rynku do spalania będzie stopniowo malał. Jednocześnie należy podkreślić, że powyższe bariery nie

wykluczają zastosowania powyższych technologii przy planowaniu nowych inwestycji. Decyzja o rozpoczęciu inwestycji powinna być indywidualnie rozpatrywana biorąc pod uwagę uwarunkowania lokalne (w tym dostępność paliwa), regulacyjne oraz możliwości finansowe inwestora.

Rynek ciepła od 0 do 20 MW_t

WARIANT 1

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

WARIANT 3

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

WARIANT 2

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

WARIANT 4

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



Rynek ciepła od 20 do 50 MW_t

WARIANT 5

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

WARIANT 7

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

WARIANT 6

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

WARIANT 8

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

Rynek ciepła od 50 do 100 MW_t

WARIANT 9

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

WARIANT 11

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

WARIANT 10

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

WARIANT 12

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

Rynek ciepła od 50 do 100 MW_t

WARIANT 13

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

WARIANT 15

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

WARIANT 14

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

WARIANT 16

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

Rynek ciepła od 300 do 500 MW_t

WARIANT 17

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

WARIANT 19

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

WARIANT 18

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

WARIANT 20

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



Rynek ciepła powyżej 500 MW_t

WARIANT 21

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

WARIANT 23

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

WARIANT 22

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

WARIANT 24

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



4.5. Dane dotyczące rynków ciepła systemowego w Polsce

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

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

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

Tabela 6. Podział rynków ciepła systemowego w Polsce na rynki benchmarkowe, źródło: opracowanie własne PTEC na bazie danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami

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

Tabela 7. Zestawienie analizowanych rynków ciepła systemowego - skalowanie analizy, źródło: opracowanie własne PTEC na bazie danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami

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



5. Wyniki analizy

5.1. Kluczowe wyniki

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

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

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

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



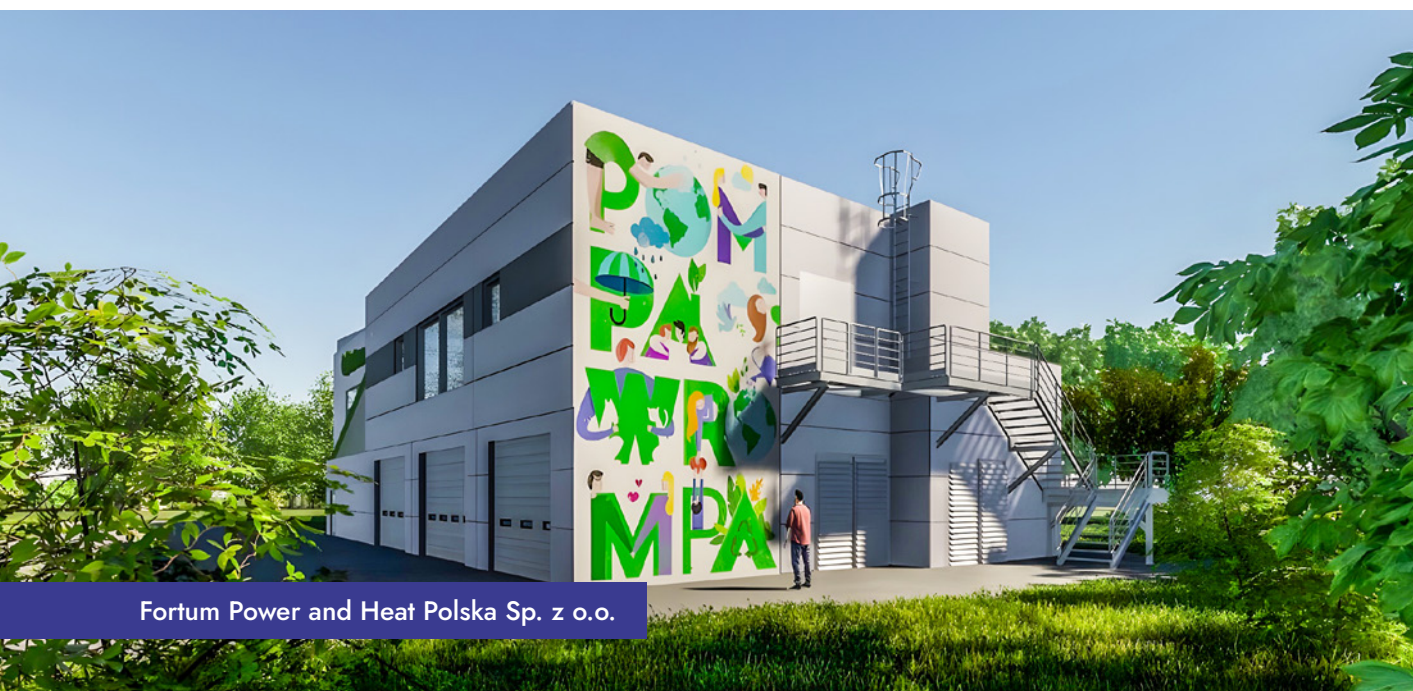
- istotnym ograniczeniem możliwości uzyskiwania wsparcia inwestycyjnego na budowę lub modernizację sieci ciepłowniczej oraz wsparcia inwestycyjnego dla jednostek wytwórczych;
 - faktycznym brakiem możliwości rozwoju rynku w zakresie przyłączania nowych odbiorców i budynków (w związku z wymogami dyrektywy EPBD);
 - destabilizacją pracy sieci ciepłowniczej wynikającą z konieczności przyłączania instalacji OZE, w szczególności przyłączania dużej liczby małych instalacji OZE (co nie będzie równoznaczne z dużym wolumenem ciepła z OZE);
 - powstawaniem kosztów osieroconych wynikających z budowy jednostek wytwórczych gwarantujących bezpieczeństwo energetyczne;
 - łatwiejszą możliwością odłączenia się odbiorców końcowych od sieci ciepłowniczej;
 - powstawaniem większej liczby indywidualnych źródeł ciepła (nie tylko wykorzystujących OZE),
- ale także wpływa na jakość powietrza, ponieważ w związku z wymienionymi powyżej skutkami zwiększy się emisja

szkodliwych substancji i gazów cieplarnianych, a także pogłębi zjawisko niskiej emisji. Ma to więc istotne znaczenie dla wszystkich stron będących uczestnikami lokalnych rynków ciepła.

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

- CAPEX – obejmujący nakłady inwestycyjne;
- OPEX – obejmujący koszty remontowe;
- Koszty – obejmujący koszt paliwa, koszt uprawnień do emisji gazów cieplarnianych oraz koszty stałe operacyjne;
- Okres analizy – lata 2024 – 2050.

Model, na podstawie typowej uporządkowanej krzywej zapotrzebowania na ciepło, oblicza wykorzystaną moc cieplną źródeł. W oparciu o sprawność cieplną źródeł, ustalony jest stos pracy w kolejności od najbardziej efektywnego (tj. najtańszego) źródła po koszcie zmiennym wytworzenia. Model bierze pod uwagę wymogi regulacyjne, tj. konieczność spełnienia kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego,



Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.



co wiąże się z uwzględnieniem wymaganych udziałów ciepła z OZE lub ciepła odpadowego lub ciepła z wysokosprawnej kogeneracji w danym systemie ciepłowniczym. Tak ułożony stos jednostek wypełnia zapotrzebowanie rynku ciepłowniczego w każdym z wariantów. W konsekwencji powyższego występują lata, gdzie ciepło z instalacji OZE nie jest najtańsze, ale musi być wytwarzane ze względów regulacyjnych lub też uzyskiwana jest nadwyżka OZE w stosunku do wymogów pozwalających na spełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego, gdy jest tańsze niż inne jednostki wytwórcze. W analizie przyjęto założenie, iż wytwarzanie ciepła w oparciu o energię elektryczną z OZE dostarczoną z krajowego systemu elektroenergetycznego i udokumentowaną np. kontraktem PPA, jest w 100% uznawane za ciepło z OZE, zgodnie ze zmienioną dyrektywą RED.

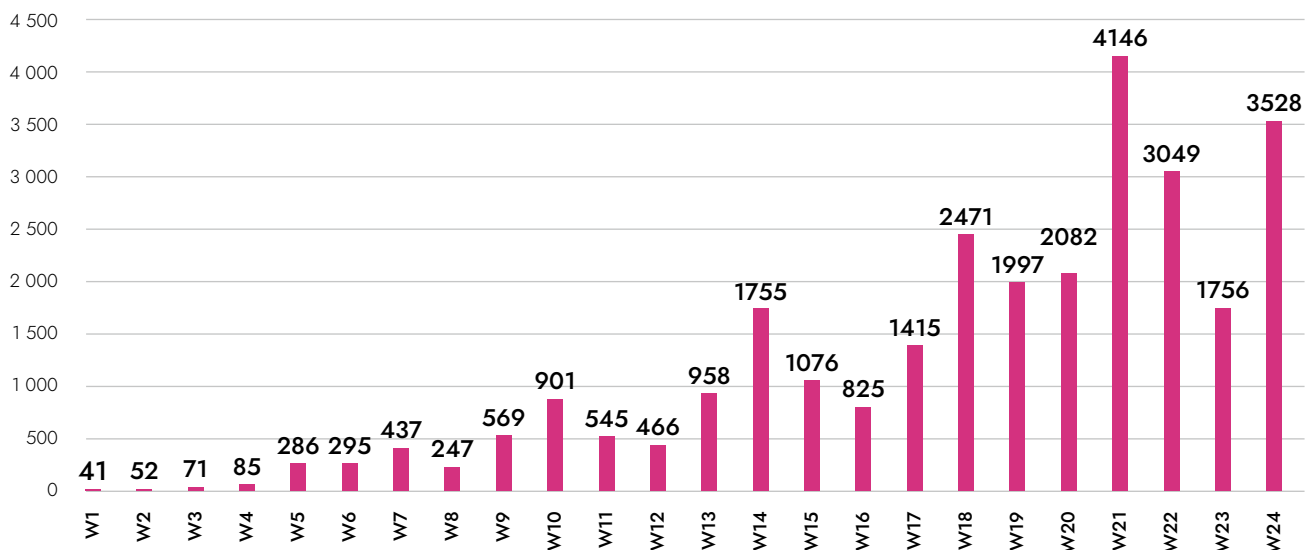
Zadaniem modelu jest obliczenie uśrednionej zdyskontowanej jednostkowej ceny ciepła na wytwarzaniu, która zapewni rentowność danego wariantu na poziomie IRR = 8% w okresie 2024 -2050.

Model dyskontuje wszystkie wydatki (CAPEX, OPEX),

uwzględnia przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz zakłada uzyskanie dla energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wsparcia w ramach mechanizmu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji na poziomie 127 zł'23/MWh dla jednostek o mocy powyżej 50 MW_e oraz 305,86 zł'23/MWh dla jednostek 1-50 MW_e, a następnie wyznacza cenę ciepła, która w całym okresie prognozy daje wynik NPV = 0. Nominalne nakłady inwestycyjne dla poszczególnych wariantów technologicznych przedstawiono na Wykresie 21.

Biorąc pod uwagę wyniki analizy należy założyć, że na poszczególnych rynkach ciepła w zależności od mocy zamówionej oraz wariantu rozwoju źródeł wytwórczych konieczne będzie zainwestowanie w pojedynczy rynek od 41 mln zł do 4 146 mln zł (dla rynku o mocy 600 MW_t, w przypadku większych rynków ciepła należy liczyć się z koniecznością poniesienia większych nakładów niż opisane w wariantach 21-24). Poziom nakładów inwestycyjnych w celu dostosowania pojedynczych systemowych rynków ciepła do wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego zestawiono w Tabeli 8.

Wykres 21. Nominalne nakłady inwestycyjne dla poszczególnych wariantów technologicznych [mPLN], źródło: opracowanie własne PTEC na podstawie modelu analitycznego





Tauron Ciepło Sp. z o.o.

Tabela 8. Poziom nakładów inwestycyjnych w celu dostosowania pojedynczych systemowych rynków ciepła do wymagań efektywnego systemu ciepłowniczego, źródło: opracowanie własne PTEC

Przedział mocy [MW]	Minimalne nakłady [mln zł]	Średnie nakłady [mln zł]	Maksymalne nakłady [mln zł]
0 – 20	41	62	85
20 – 50	247	316	437
50 – 100	466	620	901
100 – 300	825	1 154	1 755
300 – 500	1 415	1 991	2 471
500+	1 756	3 120	4 146

Uwzględniając liczbę rynków ciepła w Polsce w zaproponowanych przedziałach mocy należy stwierdzić, że sprostanie przez Polskę wymaganiom określonym w pakiecie „Fit for 55” będzie kosztowało od 102 mld zł w wariantcie minimalnych nakładów inwestycyjnych, do 211 mld zł w wariantcie maksymalnych nakładów inwestycyjnych z uwzględnieniem dodatkowo nakładów inwestycyjnych związanych z realizacją odpowiedniej infrastruktury przyłączeniowej (do sieci elektroenergetycznej, do sieci gazowej) dla wariantów

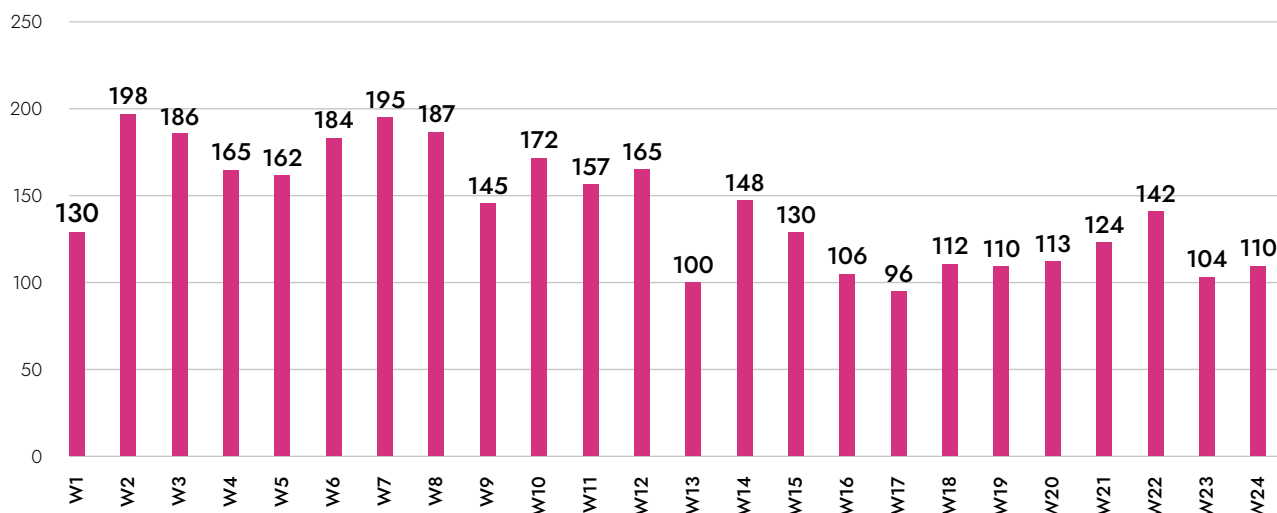
gazowych. Należy jednak wskazać na prawdopodobieństwo pozainflacyjnego wzrostu nakładów inwestycyjnych spowodowanych: koniecznością modernizacji całego segmentu w tym samym czasie (otwarcie dużego frontu robót), wysyceniem rynku wykonawców, przerwaniem łańcucha dostaw w związku z sytuacją geopolityczną. Te aspekty są istotne z uwagi na zakładany harmonogram i ewolucyjny kształt definicji systemu efektywnego. Przedstawione powyżej nakłady inwestycyjne dotyczą źródeł wytwórczych i nie



uwzględniają wydatków związanych z modernizacją sieci ciepłowniczych oraz instalacji odbiorczych. Nakłady inwestycyjne na ten segment, o których mowa w podrozdziale 5.3, zostały oszacowane odpowiednio na poziomie: od 82 mld zł do 106 mld zł oraz od 115 mld zł do 149 mld zł. Efekt rozwoju i modernizacji sektora ciepłowniczego to nieodłączny element wzrostu ceny ciepła dla odbiorców

końcowych. Cena ciepła jednoskładnikowa, dzięki której inwestorzy będą mogli alokować środki finansowe na rozwój jednostek wytwórczych oraz zapewnią rentowność swoich przedsiębiorstw, przedstawiono na Wykresie 22. Przedstawione ceny są cenami wytworzenia ciepła, nie uwzględniają zatem kosztów dystrybucji i przesyłu ciepła.

Wykres 22. Ceny ciepła jednoskładnikowa dla odbiorców końcowych [PLN'23/GJ], źródło: opracowanie własne PTEC

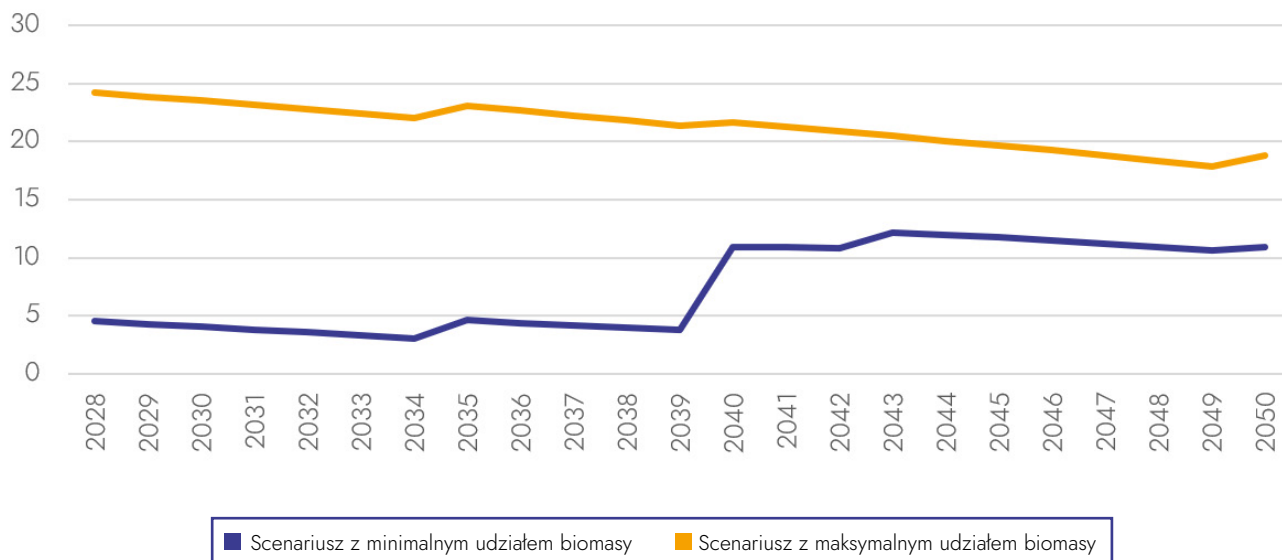


5.2. Uwarunkowania związane z zapotrzebowaniem na paliwo

5.2.1. Dostępność biomasy

W przypadku chęci realizacji przez inwestorów wariantów technologicznych z maksymalizacją udziału biomasy w wytwarzaniu ciepła, zapotrzebowanie na to paliwo w pierwszym okresie wyniosłoby około 25 mln ton rocznie, co biorąc pod uwagę uwarunkowania rynku biomasy, jest wariantem nierealnym. W scenariuszu minimalizacji udziału biomasy w sektorze ciepłowniczym do roku 2040 zapotrzebowanie wyniosłoby około 5 mln ton rocznie, po czym skokowo rośnie do około 11 mln ton rocznie ze względu na zaostrożenie kryteriów efektywnego systemu ciepłowni-

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

Wykres 23. Zapotrzebowanie na biomasę [mln ton], źródło: opracowanie własne PTEC na bazie wyników modelu

W przypadku zapotrzebowania na paliwo biomasowe należy zwrócić uwagę, że w Polsce elektrociepłownie i ciepłownie zlokalizowane są w miastach, co dodatkowo stwarza problemy logistyczne. Powoduje to liczne protesty mieszkańców z uwagi na znaczne uciążliwości po stronie zakorkowanych ulic i niepokoje społeczne, które finalnie przekładają się na brak możliwości realizacji scenariuszy z wysokim wykorzystaniem biomasy w elektrociepłowniach. Dodatkowo należy zaznaczyć, że maksymalny potencjał wykorzystania biomasy w sektorze to około 5 mln ton rocznie (obecnie w sektorze jest spalane niespełna 4 mln ton rocznie), zakładając rozwinięty i pewny rynek biomasy. Powoduje to, że tylko małe rynki ciepła o zamówionej mocy cieplnej poniżej 50 MW_t mogą w taki sposób sprostać wymaganiom wynikającym z rozstrzygnięć w ramach pakietu „Fit for 55” w zakresie wymaganej ilości (przyrostu) ciepła z OZE w systemie ciepłowniczym (pozwalającym na spełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego). W przypadku dużych systemów ciepłowniczych, funkcjonujących w takich lokalizacjach jak np. Wrocław, Kraków, Warszawa, Gdańsk, Aglomeracja śląsko-dąbrowska, gdy brak jest dostępnych technologii wytwórczych w odpowied-

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

W istotnym stopniu wynika to z faktu, że rynek dostaw biomasy mierzy się z istotnymi barierami natury logistycznej, regulacyjnej i geopolitycznej. Jak wskazano powyżej, szczególnie w dużych miastach transport i składowanie biomasy stanowi duże wyzwanie logistyczne. Kolejnym czynnikiem



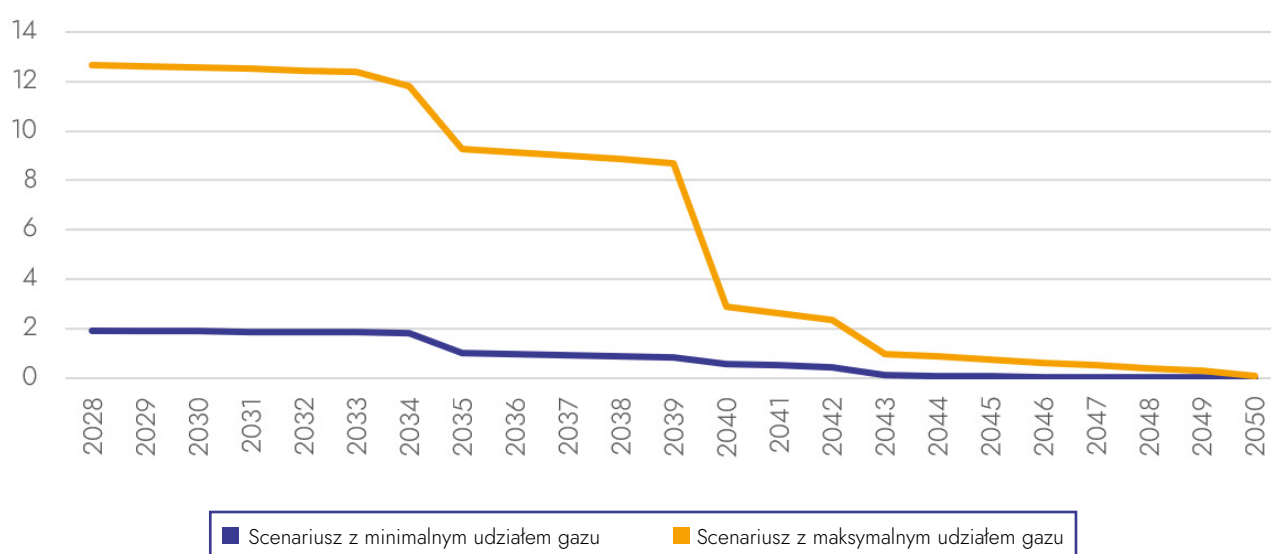
kiem, który znacząco ogranicza wykorzystanie biomasy jest wymóg certyfikacji całego łańcucha produkcji tych paliw pod kątem wciąż zaostrzanych kryteriów zrównoważonego rozwoju (KZR). System certyfikacji ma wpływ na podaż oraz cenę paliw z biomasy, ma zastosowanie od etapu pozyskania surowca do etapu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

5.2.2. Dostępność gazu

Na Wykresie 24 przedstawiono zapotrzebowanie na gaz w dwóch scenariuszach: z największym udziałem źródeł gazowych oraz minimalnym udziałem źródeł gazowych. Na bazie danych URE za rok 2021³², wykorzystanie gazu w sektorze ciepłownictwa systemowego wynosi około 3 mld m³. Dana ta, w porównaniu do Wykresu 24, obrazuje skalę wyzwań technologiczno – inwestycyjnych, przed którym stoi sektor ciepłowniczy w Polsce oraz infrastruktura towarzysząca. Należy również wskazać na uwarunkowania związane z rynkiem gazu sieciowego i całościowego kształtu realizowanych inwestycji związanych m.in. z koniecznością pokrycia przez przedsiębiorstwa energetyczne pełnych kosztów związanych z budową rurociągów przyłączeniowych.

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

Wykres 24. Zapotrzebowanie na gaz [mld m³], źródło: opracowanie własne PTEC na bazie wyników modelu



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

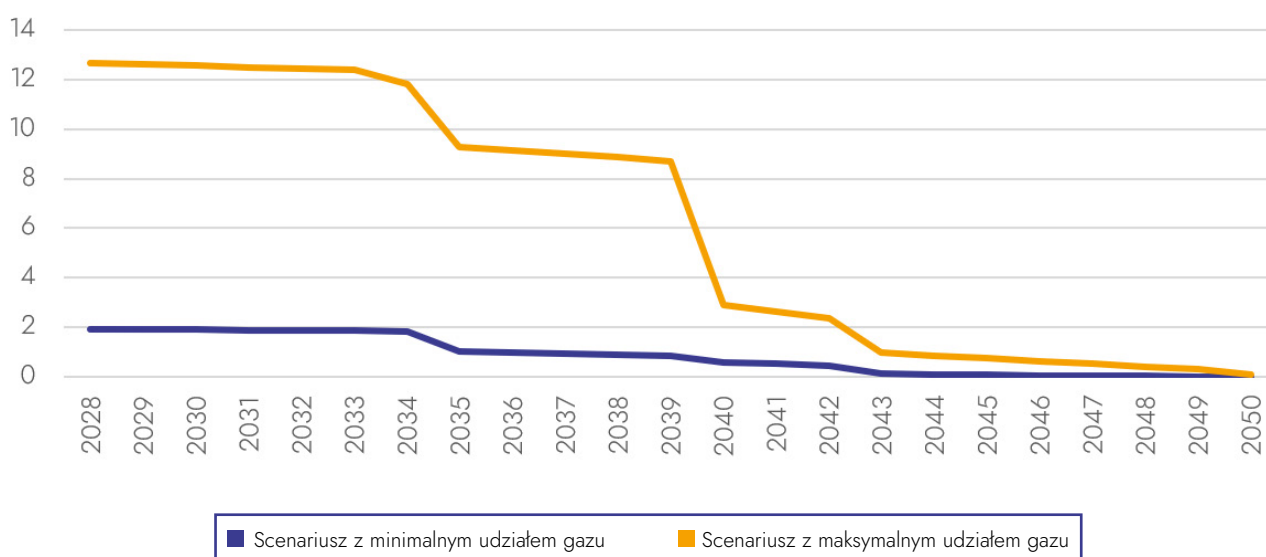
5.2.3. Wpływ zmiany mixu wytwórczego na emisyjność sektora ciepłownictwa systemowego

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

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

będą wymogi pakietu „Fit for 55”, jednak z roku na rok zapotrzebowanie na gaz wzrośnie blisko 4-krotnie, co również technicznie jest niewykonalne pod względem zabezpieczenia wystarczających dostaw paliwa. Utrudnieniem może być tu również określony przez operatora systemu przesyłowego gazu w Polsce (tj. GAZ-SYSTEM), zakres zaplanowanych inwestycji w Krajowym Dziesięcioletnim Planie Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2022 - 2031³³, który pomimo wysokiego poziomu ambicji w zakresie realizowanych inwestycji nie przewidywał konieczności przejścia na gaz jako paliwo pośrednie w tak krótkiej perspektywie czasu, jaka wynika z definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. W ramach analizy dokonano także prognozy mixu wytwórczego w sektorze ciepłownictwa systemowego w horyzoncie roku 2050 na bazie wyników modelu. Wykres 26 oraz Wykres 27 prezentują możliwe scenariusze zmiany mixów w różnych konfiguracjach technologicznych spełniające wymagania pakietu „Fit for 55”.

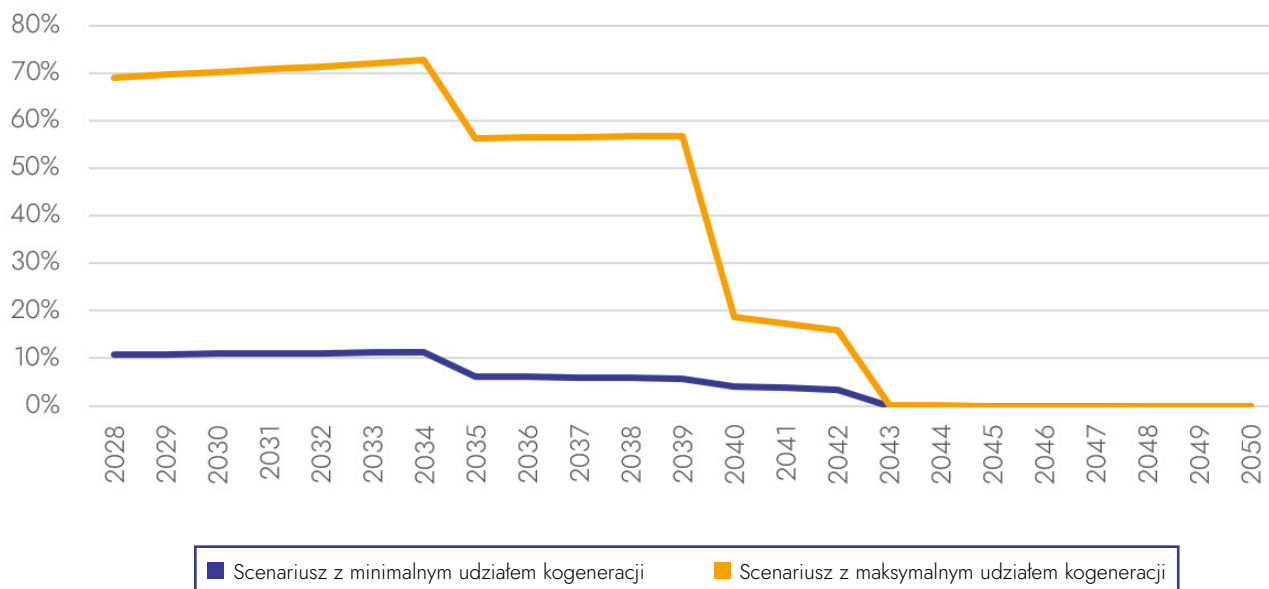
Wykres 25. Prognoza zapotrzebowania na gaz dla sektora ciepłowniczego w Polsce w zależności od scenariusza rozwoju [mld m³] źródło: opracowanie własne PTEC



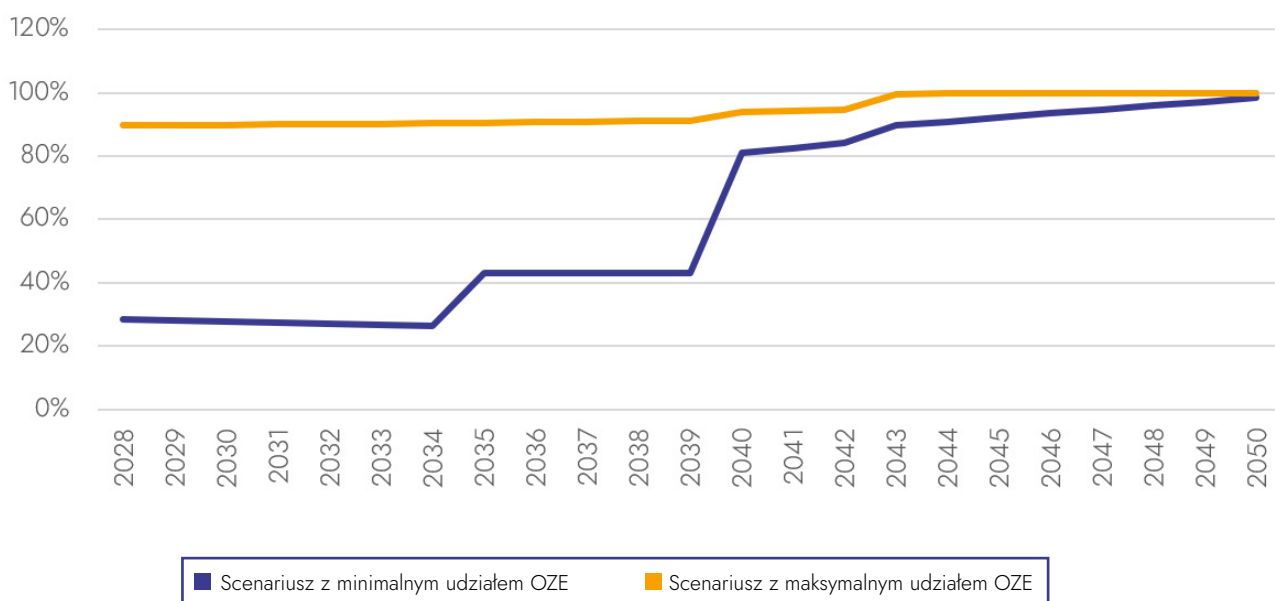
33. Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego na lata 2022 - 2031 opracowany przez OGP-Gaz-System i uzgodniony z Prezesem URE, 2021 r.



Wykres 26. Prognoza udziału produkcji ciepła z kogeneracji gazowej w zależności od scenariusza rozwoju, źródło: opracowanie własne PTEC



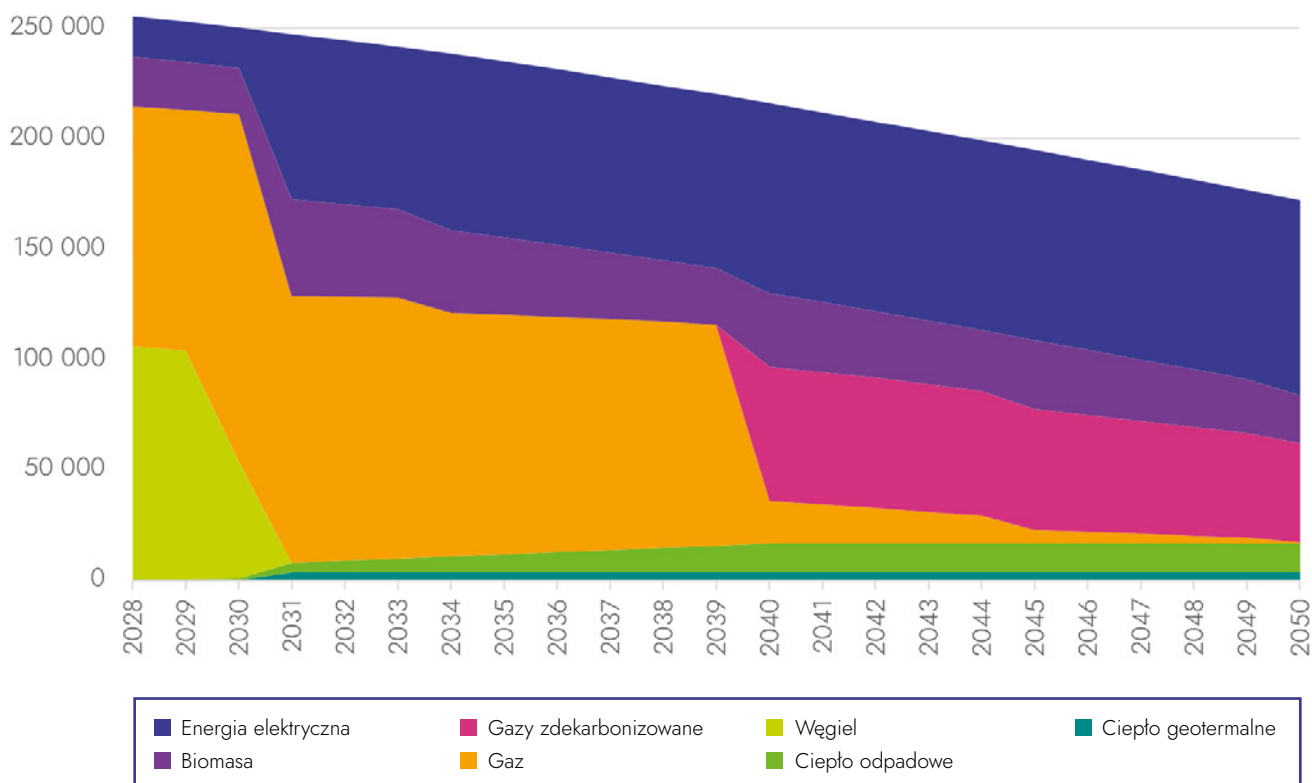
Wykres 27. Prognoza udziału produkcji ciepła z OZE oraz ciepła odpadowego w zależności od scenariusza rozwoju, źródło: opracowanie własne PTEC



Rozwiązania technologiczne dla poszczególnych rynków ciepła będą się różnić w zależności od uwarunkowań lokalizacyjnych i innych czynników specyficznych. Niemniej jednak, z punktu widzenia osiągnięcia celów w zakresie wymogów regulacyjnych (spełnienie przez systemy ciepłownicze w kolejnych przedziałach czasowych kryterium

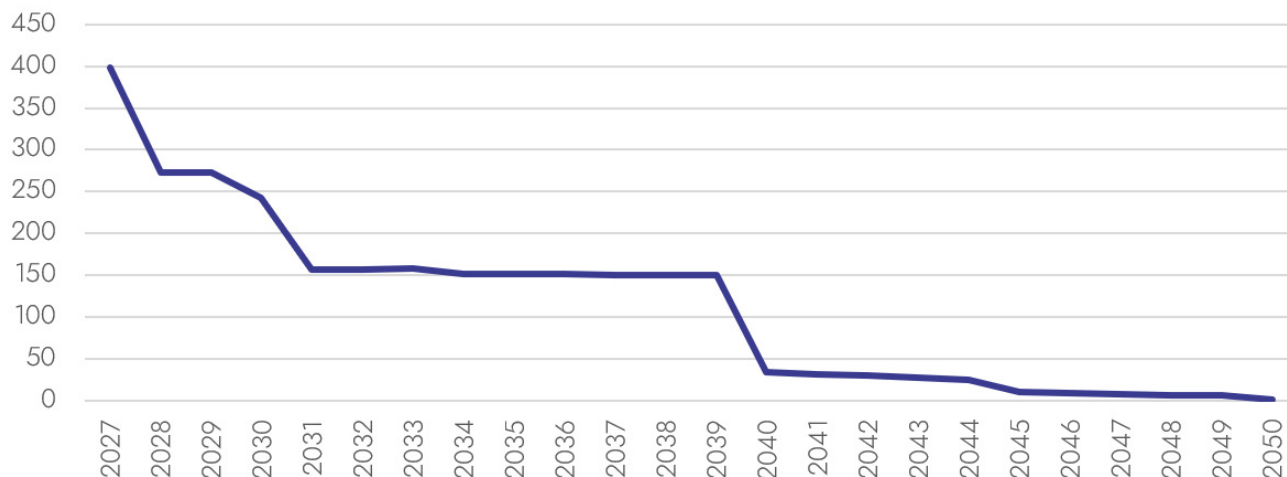
efektywnego systemu ciepłowniczego), na wykresie 28 przedstawiono miks paliwowy dla sektora ciepłownictwa systemowego w ramach „scenariusza wyzwań”, pozwalający na wykorzystanie potencjału różnych technologii OZE w sposób zrównoważony, z uwzględnieniem wydłużenia roli aktywów gazowych.

Wykres 28. Miks paliwowy dla sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce w ramach „scenariusza wyzwań” - prognoza produkcji ciepła w podziale na źródła paliwa





Wykres 29. Miks paliwowy dla sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce w ramach „scenariusza wyzwań” - prognoza współczynnika emisyjności



Założenia do miks paliwowy dla sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce w ramach „scenariusza wyzwań”:

- Stopniowe wygaszanie pracy aktywów węglowych – planowo do końca 2030 roku. Natomiast zgodnie z Załącznikiem III do dyrektywy EED, nowy jednostkowy wskaźnik emisji CO₂ dla wysokosprawnej kogeneracji (opartej na paliwach kopalnych) wynoszący 270 g CO₂/kWh będzie mieć zastosowanie do jednostek nowych oraz znacząco zmodernizowanych po dacie transpozycji Załącznika. Jednostki kogeneracji istniejące mogą odstąpić od tego wymogu do dnia 1 stycznia 2034 roku pod warunkiem, że posiadają plan redukcji emisji w celu osiągnięcia progu 270 g CO₂/kWh do dnia 1 stycznia 2034 roku, co oznacza, że okres ten może być jeszcze wydłużony do końca 2033 roku.
- Paliwem pośrednim w osiągnięciu poszczególnych kamieni milowych w ramach definicji efektywnego systemu ciepłowniczego będzie nadal gaz ziemny, szczególnie poprzez wysokosprawną kogenerację gazową, której zastosowanie wpisuje się regulacyjnie do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego do końca 2039 roku. Po tym okresie, o ile będzie dostępny wystarczający wolumen gazów zdekarbonizowanych, jest możliwe wykorzystanie części tych aktywów jako instalacji OZE.
- Udział źródeł Power to Heat będzie stopniowo wzrastał w miksie paliwowym, szczególne znaczenie będzie miało zastosowanie pomp ciepła i kotłów elektrodowych wraz z magazynami ciepła, które zapewnią właściwą optymalizację ich pracy³⁴.
- Udział biomasy będzie wzrastał ze względu na stopniowe zwiększanie udziału OZE w wymaganiach regulacji pakietu „Fit for 55”. Alternatywnym rozwiązaniem dla obniżenia wolumenu spalanej biomasy na cele ciepłownictwa jest zastosowanie w przyszłości w istniejących instalacjach gazowych gazów zdekarbonizowanych, co pozwoli na wypełnienie wymogów regulacyjnych z wykorzystaniem już posiadanych aktywów. Istotny jest zatem dostępny wolumen tego paliwa – jeżeli nie zostanie on zapewniony, to główną rolę w wypełnianiu wymagań pakietu „Fit for 55” nadal będą stanowiły źródła ciepła spalające biomasę.

34. Szczegóły dot. wykorzystania jednostek Power to Heat znajdują się w raporcie PTEC pt. „Potencjał wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce”, czerwiec 2024 r.

5.3. Uwarunkowania związane z infrastrukturą i instalacjami odbiorczymi

5.3.1. Uwarunkowania dotyczące sieci ciepłowniczych

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

W Polsce sieci ciepłownicze mają łączną długość ponad 22 tysięcy kilometrów. Dostosowanie sektora wytwarzania ciepła do przyszłych wymogów prawnych wiązać się będzie z ogromnymi nakładami na modernizację tak rozbudowanej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej ciepła. W ramach niniejszej analizy ze względu na brak możliwości pozyskania

dokładnych danych w zakresie średnic poszczególnych sieci ciepłych, postanowiono oszacować skalę koniecznych do poniesienia nakładów inwestycyjnych na ten segment, by dostosować sieci wysokotemperaturowe (funkcjonujące w przeważającym stopniu w Polsce) do wymogów wynikających z pakietu „Fit for 55” dotyczących ilości i jakości ciepła, czyli modernizacji na niskotemperaturowe sieci preizolowane. W celu oszacowania skali nakładów inwestycyjnych wykorzystano szacowane nakłady jednostkowe w zakresie wymiany sieci ciepłowniczych z roku 2024 r., które zostały przedstawiony w Tabeli 9 oraz przyjęte zostały założenia dot. średnic poszczególnych sieci ciepłowniczych.

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

Tabela 9. Przyjęte ceny jednostkowe dot. wymiany sieci ciepłowniczych w zależności od średnicy, źródło: opracowanie własne PTEC przy uwzględnieniu cenników rynkowych

Sieci ciepłe z rur preizolowanych	Jednostka miary	Cena jednostkowa w zł
32/110 mm (system dwóch rur w wykopie)	m	1 950
40/110 mm	m	2 071
50/125 mm	m	2 252
65/140 mm	m	2 347
80/160 mm	m	2 708
100/200 mm	m	2 904
125/225 mm	m	3 295
150/250 mm	m	4 013
200/315 mm	m	5 591
250/400 mm	m	6 009
300/450 mm	m	8 170
350/500 mm	m	8 550
400/560 mm	m	12 299
500/630 mm	m	15 765



Tabela 10. Średnie średnice sieci ciepłych, źródło: opracowanie własne PTEC

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

Tabela 11. Przyjęte ceny jednostkowe oraz średnice do wyceny nakładów inwestycyjnych, źródło: opracowanie własne PTEC

Przyjęta średnica	Cena jednostkowa [zł/m]
50/125	2 252
100/200	2 904
150/250	4 013
200/315	5 591
250/400	6 009
500/630	15 765

Na bazie powyższych danych oraz przyjętych założeń należy stwierdzić, że modernizacja infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej ciepła w celu dostosowania jej do sieci niskotemperaturowych po stronie nakładów inwestycyjnych wyniesie około 82 mld zł. Ponadto pojawi się również konieczność ponoszenia nakładów na wymianę lub modernizację węzłów ciepłych. Zakładając, że część z przyjętych założeń jest obciążona ryzykiem niepoprawności danych oraz biorąc pod uwagę obecnie występujące zjawisko wysokiej inflacji i brak dostępnych materiałów, co również wpływa na wzrost cen, szacować należy, że nakłady inwestycyjne mogą wzrosnąć nawet do 106 mld zł.

Należy również wskazać, że w obliczeniach nie uwzględniono bardzo trudnego do oszacowania wzrostu nakładów inwestycyjnych z uwagi na roszczenia właścicieli gruntów

w procesie modernizacji sieci ciepłowniczych - w polskich warunkach istnieje duży udział terenów, do których dystrybutorzy nie mają tytułu prawnego.

Modernizowane bądź nowe sieci ciepłownicze są w zupełnie inny sposób opomiarowane niż istniejące. Inteligentne opomiarowanie sieci ma również istotny wpływ na rozptyły oraz dostawy ciepła do odbiorców. Dzięki „smart metering” sieci ciepłownicze można traktować jako kilkugodzinne akumulatory ciepła i ograniczać pracę źródeł szczytowych, co ma istotny wpływ na ceny ciepła dla odbiorców końcowych. W ramach analizy założono, że ograniczenie pracy źródeł szczytowych w momentach najniższych temperatur, dzięki inteligentnemu opomiarowaniu sieci wyniesie około 5%. Digitalizacja sektora ciepłowniczego, głównie po stronie sieci, to nieodłączny element jego transformacji.

5.3.2. Uwarunkowania dotyczące instalacji odbiorczych

Najtrudniejszym do oszacowania niezbędnych nakładów inwestycyjnych jest obszar modernizacji instalacji odbiorczych w budynkach, obejmujących modernizację, instalację lub wymianę węzłów cieplnych oraz modernizację instalacji wewnętrznej, bez których nie będzie możliwe przeprowadzenie skutecznej transformacji sektora ciepłownictwa systemowego. Zakres wielkości nakładów inwestycyjnych do określenia w tym obszarze jest tym bardziej trudny, że różny jest stan techniczny budynków w Polsce i instalacji wewnętrznych, dodatkowo w części budynków ciepło do-

starczane jest z węzłów grupowych. Należy zaznaczyć, że modernizację instalacji wewnątrz budynków wymagałoby zgód 100% właścicieli, co stanowiłoby duże wyzwanie organizacyjne. Przyjęto, że nakłady inwestycyjne niezbędne do poniesienia na modernizację instalacji odbiorczych ciepła sieciowego wyniosą 1,4-krotność nakładów niezbędnych na modernizację infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Wielkość tych nakładów wyniesie więc szacunkowo od 115 mld zł do 149 mld zł.





6. Podsumowanie analizy

- W niniejszym raporcie podjęto próbę określenia kosztów dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, wynikających z konieczności dostosowania sektora do wymogów pakietu „Fit for 55” (w zakresie definicji efektywnego systemu ciepłowniczego) oraz wskazanie kluczowych technologii, które umożliwią proces transformacji.
- Analiza została przeprowadzona dla charakterystycznych dla Polski rynków ciepła, sklasyfikowanych według mocy zamówionej. Model oparty jest o szczegółowe założenia makroekonomiczne, rynkowe i technologiczne dla referencyjnych rynków ciepła na okres 2024-2050. Dla każdego z rynków zaproponowano cztery warianty technologiczne, pozwalające na spełnienie definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego. Opracowany model w każdym roku przelicza najbardziej efektywne kosztowo źródła ciepła, biorąc pod uwagę nie tylko spełnienie wymogów efektywnego systemu ciepłowniczego, ale również koszty zmienne produkcji i - dla każdego roku - układu stos jednostek wytwórczych wpisując je w zapotrzebowanie wynikające z profilu ciepła dla danego wariantu systemu ciepłowniczego. Oznacza to, że produkcja ciepła w każdej jednostce wynika z zapotrzebowania danego rynku oraz sytuacji marżowej w danym roku. Jednostki wytwórcze o najniższym koszcie zmiennym pracują w podstawie systemu ciepłowniczego.
- Analiza uwzględnia również scenariusze zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło w systemach ciepłowniczych, wynikające w głównej mierze z termorenowacji budynków.
- Sprostanie wymaganiom unijnego pakietu „Fit for 55” będzie wymagało, w przypadku Polski, w zależności od scenariusza poniesienia nakładów na poziomie:
 - od 102 mld zł do 211 mld zł – nakłady na infrastrukturę wytwórczą,
 - od 82 mld zł do 106 mld zł – nakłady na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną,
 - od 115 mld zł do 149 mld zł – nakłady na modernizację instalacji odbiorczych,czyli łącznie – od 299 mld zł do 466 mld zł na dekarbonizację sektora ciepłownictwa systemowego. Należy wskazać na prawdopodobieństwo pozainflacyjnego wzrostu nakładów inwestycyjnych spowodowanych: koniecznością modernizacji całego segmentu w tym samym czasie (otwarcie dużego frontu robót), wysyceniem rynku wykonawców lub np. przerwaniem łańcucha dostaw w związku z sytuacją geopolityczną. Aspekty te są istotne z uwagi na zakładany harmonogram i konieczność wypełnienia kolejnych kamieni milowych dla definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego.
- Kluczowym aspektem finansowania transformacji ciepłownictwa (będącym poza zakresem przedmiotowego raportu), jest zapewnienie dostępności środków publicznych na inwestycje w obszarze dekarbonizacji sektora. Zauważyć należy, że maksymalne poziomy intensywności pomocy publicznej, określone na poziomie prawodawstwa UE³⁵, które po zmianach wprowadzonych w czerwcu 2023 r. poważnie ograniczają wielkość dofinansowania projektów inwestycyjnych ze środków pomocowych – wynoszą one, w zależności od rodzaju projektu, jedynie od 30 do 45% kosztów

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

kwalifikowanych. Oznacza to, że znacząca część kosztów dekarbonizacji będzie musiała zostać poniesiona przez odbiorców końcowych.

- W raporcie przeanalizowano najważniejsze technologie i paliwa, które mogą być wykorzystane w celu dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego. Należą do nich:
 - źródła gazowe,
 - źródła biomasowe,
 - źródła geotermalne,
 - wielkoskalowe pompy ciepła,
 - kotły elektrodowe zasilane energią elektryczną z OZE.

W przyszłości jednostki kogeneracji będą mogły być zasilane również zielonym wodorem lub biometanem, jednak wymaga to jeszcze rozwinięcia rynku tych paliw w celu zapewnienia ich faktycznej podaży oraz odpowiedniej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Wykorzystanie ciepła odpadowego podobnie może stanowić jedno ze środków na transformację sektora, jednak jego dostępność jest silnie zróżnicowana w zależności od lokalizacji. Istotną technologią w procesie transformacji, którą warto będzie dalej rozwijać, jest technologia magazynów ciepła, która przynosi wymierne korzyści, w tym wpływa na poprawę elastyczności pracy jednostek wytwórczych.

- W raporcie przedstawiono prognozę produkcji ciepła w podziale na źródło paliwa. Analiza pokazała, że paliwem pośrednim w osiągnięciu poszczególnych kamieni milowych z art. 26 EED będzie nadal gaz ziemny, a szczególnie wysokosprawna kogeneracja gazowa, której zastosowanie wpisuje się do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego do końca 2044 roku (do tego czasu wysokosprawna kogeneracja będzie uwzględniana w kryteriach określających definicję efektywnego systemu ciepłowniczego). W zależności od dostępności gazów zdekarbonizowanych („zielonych”) i rozwiązania kwestii ich transportu, istnieje możliwość przepaliwowania jednostek kogeneracyjnych dla osią-

gnięcia od 2040 roku 75% ciepła z OZE. Udział źródeł Power to Heat będzie stopniowo wzrastał w miksie paliwowym, szczególne znaczenie będzie miało zastosowanie pomp ciepła i kotłów elektrodowych wraz z magazynami ciepła, które zapewnią właściwą optymalizację ich pracy.

- Należy podkreślić, że biorąc pod uwagę konieczność zwiększania wolumenu ciepła z OZE i ciepła odpadowego, które będą stopniowo wypierały ciepło z kogeneracji z podstawy pracy systemu ciepłowniczego, może pojawić się problem związany z bilansowaniem krajowego systemu elektroenergetycznego (w którym ok. 15% mocy wytwórczych to jednostki kogeneracji), zwłaszcza biorąc pod uwagę planowany przyrost mocy w instalacjach Power to Heat. Powyższa tendencja może zwiększać ryzyko wystąpienia niedoborów mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym. Aby zapewnić stabilizację systemu elektroenergetycznego i poprawić bezpieczeństwo dostaw energii na rynku lokalnym w celu ograniczenia strat na przesyłce, konieczne jest dostrzeżenie wiodącej roli kogeneracji gazowej w zapewnieniu elastyczności, dyspozycyjności i wsparcie krajowego systemu elektroenergetycznego w bezpieczeństwie energetycznym kraju. Im więcej OZE w systemie, tym większe potrzeby stabilnych elastycznych jednostek, a tę rolę pełni właśnie kogeneracja gazowa. Zasadnym jest, biorąc pod uwagę ww. aspekty ekonomiczne oraz zmianę roli systemów ciepłownicznych względem krajowego systemu elektroenergetycznego (z dostawcy na odbiorcę energii elektrycznej), wprowadzenie odpowiedniego mechanizmu, który wynagradzałby elastyczność/dyspozycyjność jednostek kogeneracji.



7. Mechanizmy i narzędzia konieczne do wdrożenia, aby wesprzeć proces transformacji ciepłownictwa systemowego

PLANOWANIE NA POZIOMIE KRAJOWYM I LOKALNYM

W rozdziale „Uwarunkowania transformacji związane ze współpracą pomiędzy uczestnikami rynku ciepła” wskazano na szczególną rolę współpracy między przedsiębiorstwami, samorządem i odbiorcami końcowymi w procesie dekarbonizacji sektora. Drogowskazem dla wspomnianych uczestników rynku ciepła są dokumenty strategiczne planowanie na poziomie krajowym i samorządowym. W tym zakresie kluczowe jest:

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
zsynchronizowanie działań gminy i strategii przedsiębiorstwa energetycznego w zakresie zaopatrzenia w ciepło	<p>Obowiązek dostosowania lokalnych strategii rozwoju gminy oraz planu zaopatrzenia w ciepło do rzeczywistych działań mających miejsce na rynku ciepła systemowego i możliwości technologicznych, co zwiększy efektywność systemów ciepłowniczych.</p> <p>Wprowadzenie mechanizmów obligujących gminę do przygotowania i aktualizacji planu zaopatrzenia w ciepło zgodnie z art. 19 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne, w tym implementacja wymogów wprowadzonych przez przekształconą dyrektywę EED w zakresie zobligowania gmin o liczbie mieszkańców powyżej 45 tys. do aktualizacji lub przygotowania wspomnianego planu.</p> <p>Określenie terminu wykonania oceny potencjału wysokosprawnej kogeneracji zgodnie z art. 18 ust. 1 pkt 5 oraz jej ram merytorycznych, co zwiększy precyzyjność i systematyczność w realizacji obowiązku oceny potencjału.</p> <p>Koordinacja działań planistycznych pomiędzy spółkami i władzami lokalnymi, w tym uwzględnienie w planach zagospodarowania przestrzennego miast przestrzeni pod budowę infrastruktury energetyki ciepłej rozproszonej np. akumulatory ciepła wraz z infrastrukturą towarzyszącą.</p>	Ustawa – Prawo energetyczne
opracowanie strategii dla ciepłownictwa spójnej z innymi politykami rządowymi (Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu)	Przyjęcie dokumentu we współpracy z branżą ciepłowniczą zapewniając szerokie konsultacje publiczne.	Opracowanie dokumentu strategicznego

MODEL RYNKU CIEPŁA

Proces dekarbonizacji powinien znaleźć swoje odzwierciedlenie w taryfowaniu ciepła, stąd propozycje wprowadzenia:

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
elastyczności w kształtowaniu taryfy dla jednostek kogeneracji	Dowolność dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem ciepła w zakresie wyboru metody taryfowania.	Ustawa - Prawo energetyczne
taryfy dla akumulatorów ciepła	Umożliwienia taryfowania magazynów ciepła metodą kosztową.	
preferencji dla budowy źródeł odnawialnych	Zwolnienia pomp ciepła do 20 MW z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE.	
dodatkowego komponentu wzoru na koszt kapitału	Dodanie we wzorze stosowanym przez Prezesa URE premii za wytwarzanie ciepła z OZE.	Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 65/2022 w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2023-2025
dodatkowego komponentu wzoru na koszt kapitału własnego	Dopuszczenie w kalkulacji premii za reinwestycję dla działalności w zakresie wytwarzania ciepła rozliczenia nakładów inwestycyjnych w okresie x(5) lat od faktycznego poniesienia.	
zwiększonego WACC na potrzeby pokrywania kosztów uzasadnionych dla technologii OZE, ciepła odpadowego oraz pozwalających uzyskać status efektywnego systemu ciepłowniczego	<p>Pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączenia jednostek wytwórczych będących instalacjami OZE należy przemodelować tak by miało szansę osiągać wartości większe niż ustawowo przyjęte minimum, dając tym samym impuls rozwojowy dla źródeł odnawialnych.</p> <p>Przyjęcie minimalnego WACC na poziomie nie mniejszym niż 7% plus premię za wytwarzanie ciepła ze źródeł OZE (opisanej w podpunkcie dot. dodatkowego komponentu wzoru na koszt kapitału własnego).</p>	
dedykowanej dla pomp ciepła i kotłów elektrodowych taryfy dystrybucyjnej	Obniżenie opłat stałych i zwolnienie z opłaty mocowej.	Ustawa - Prawo energetyczne
wyodrębnienia ze średnich cen ciepła kosztów emisji CO ₂ i odrębne ich planowanie	Wprowadzenie do metody uproszczonej kształtowania taryf możliwości indywidualnego doliczania kosztu zakupu uprawnień do emisji CO ₂ .	Ustawa - Prawo energetyczne Rozporządzenie taryfowe dla ciepła
przychodu minimalnego	Przywrócenie przepisów rozporządzenia odnoszących się do przychodu minimalnego, których stosowanie zostało odroczone do 2028 r.	Rozporządzenie taryfowe dla ciepła

Techniczne aspekty funkcjonowania rynku ciepła przełożą się na szybsze osiągnięcie celu w zakresie zwiększania udziału ciepła OZE i ciepła odpadowego, dlatego należy wprowadzić:



Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
zwolnienie z obowiązku przyłączenia instalacji OZE zgodnie z pełnym katalogiem rodzaju energii uwzględnionej w definicji systemu efektywnego	Rozszerzenie możliwości zwolnienia z przyłączenia źródeł OZE zgodnie z art. 116 ust. 1 i 2 ustawy oze do efektywnego systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne.	Ustawa - Prawo energetyczne
aktualizację parametrów obliczeniowych wykorzystywanych przy projektowaniu obciążenia grzewczego w budynkach	Zmiany stref klimatycznych i aktualizacja norm dotyczących temperatur obliczeniowych, ponieważ są one nieaktualne i nie przystające to obecnie obserwowanych temperatur zimowych, przez co jest znaczne przewymiarowanie zapotrzebowania budynków na ciepło.	Ustawa - Prawo energetyczne, Rozporządzenie taryfowe dla ciepła. Aktualizacja normy: PN-EN 128311-1:2017-08
zmianę w definicji ciepła odpadowego	Definicja ciepła odpadowego budzi szereg wątpliwości interpretacyjnych pod kątem zasadności i możliwości ujmowania w jej ramach różnych technologii zagospodarowania ciepła np. w zakresie dotyczącym instalacji termicznego przetwarzania odpadów komunalnych. Celowym byłaby zmiana/doprecyzowanie definicji przesądzającą, że ciepła wyprodukowane w ITPOK jest odpadowe.	Ustawa - Prawo energetyczne
mechanizm wydzielenia zielonego strumienia ciepła	<p>Głównym założeniem „zielonego strumienia ciepła” będzie możliwość dedykowania mocy nowych instalacji w danym systemie ciepłowniczym konkretnym odbiorcom, których przyłączenie do sieci ciepłowniczej byłoby możliwe po spełnieniu warunku odpowiedniej wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej.</p> <p>Za nowe moce wytwórcze, zostałyby uznane jedynie te źródła, które zostaną uruchomione po wejściu w życie przepisów.</p> <p>Nowe jednostki będą miały za zadanie rozszerzać zdolność wytwórczą w danym systemie ciepłowniczym lub zastępować istniejące jednostki wytwórcze.</p> <p>System miałby wyglądać w ten sposób, że przyłączenie np. 10 MW OZE miałyby umożliwić przyłączenie odbiorców z mocą zamówioną do 10MW.</p>	Ustawa o odnawialnych źródłach energii
adekwatną implementację przepisów RED III dotyczących wykorzystania biomasy na cele energetyczne, polegającą na odstąpieniu od wdrożenia do polskiego systemu zasady kaskadowości, z uwagi na strukturę technologiczną polskiego systemu elektroenergetycznego i ciepłownictwa oraz konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, w szczególności w okresach panowania niskich temperatur	<p>Zgodnie z dyrektywą RED III celem zasady kaskadowego wykorzystania biomasy jest zapewnienie efektywnego gospodarowania zasobami biomasy. Umożliwienie wykorzystania biomasy do celów energetycznych jest wskazane w przypadku, gdy wymaga tego struktura technologiczna systemu, w którym działa źródło oraz jeśli surowiec jest gwarantem bezpieczeństwa energetycznego kraju bądź lokalnego systemu ciepłowniczego. Jednocześnie instalacje wykorzystujące biomasę stanowią w kilku krajowych systemach ciepłowniczych podstawowe źródła ciepła, w dużej części nowe, i odgrywają kluczową funkcję w zasilaniu całych aglomeracji miejskich. Wprowadzane rozwiązania muszą więc brać pod uwagę bezpieczeństwo dostaw energii – jako dobra podstawowego i przewidywać odpowiednie środki zapobiegawcze.</p> <p>Ponadto konsekwencją wprowadzenia zasady kaskadowości do polskiego systemu prawnego będzie rosnąca konkurencja o surowiec odpadowy z przemysłu (trociny, zrębki, ściny), biomasę leśną (gałęziówka) czy rolny (siano, słoma, resztki z produkcji rolnej – zwłaszcza wielkoskalowej), przy jednoczesnym ograniczeniu dostępności wolumenu biomasy. Potencjalny wzrost cen biomasy wpłynie na wzrost cen ciepła do nieakceptowalnych społecznie poziomów oraz poważnych problemów w funkcjonowaniu ciepłowni i elektrociepłowni.</p> <p>Sytuacja ta uniemożliwi planowaną dekarbonizację sektora ciepłowniczego (z uwagi na brak, w krótkim i średnim terminie, alternatywnych technologii o odpowiedniej skali), a tym samym nie zostaną osiągnięte krajowe cele OZE w ciepłownictwie.</p>	Uzasadnienie do ustawy o odnawialnych źródłach energii

MECHANIZMY WSPIERAJĄCE PROCES TRANSFORMACJI

Zmieniające się otoczenie regulacyjne na poziomie unijnym wymusza na przedsiębiorstwach energetycznych z sektora ciepłownictwa systemowego nieustanną transformację, która ma na celu sprostanie wymaganiom pakietu „Fit for 55”, co będzie wiązało się z poniesieniem znaczących nakładów inwestycyjnych (zostały wskazane w niniejszym raporcie). Mając na uwadze powyższy fakt oraz uwzględniając konieczność przeprowadzenia procesu dekarbonizacji w sposób zapewniający ochronę odbiorców końcowych przed drastycznym wzrostem cen ciepła, należy wprowadzić mechanizmy łagodzące koszty procesu „zazieleniania systemów ciepłowniczych”. W tym celu członkowie PTEC proponują wprowadzenie nowych mechanizmów bądź zmian do obecnie funkcjonujących rozwiązań:

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
mechanizm wynagradzający dostępność (dyspozycyjność) w odniesieniu do jednostek kluczowych z perspektywy bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego	Mechanizm funkcjonowałby w oparciu o rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej. Konieczności zachowania zgodności z przepisami pomocy państwa, w szczególności z Wytocznymi w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 roku.	Przyjęcie ustawy ustanawiającej nowy system wsparcia
mechanizm wsparcia operacyjnego do technologii Power to Heat	System skierowany do przedsiębiorstw energetycznych działających w obszarze sektora ciepłownictwa systemowego. Wsparcie udzielane w procedurze konkurencyjnej (poprzez nabór/aukcję organizowaną przez Prezesa URE). Długość okresu wsparcia zależna od wspieranej technologii (powinna trwać np. 10-15 lat).	Przyjęcie ustawy ustanawiającej system wsparcia operacyjnego dla technologii Power to Heat lub nowelizacja przepisów ustawy OZE w tym zakresie
obrót gwarancjami pochodzenia ciepła z OZE na rynku szerszym niż obejmujący dany system ciepłowniczy	Umożliwienie obrotu gwarancjami pochodzenia ciepła z OZE nie tylko w ramach systemu ciepłowniczego (jak wynika z obecnego systemu prawnego), ale również poza nim. Rozwiązanie takie zwiększy płynność rynku gwarancji pochodzenia ciepła.	Ustawa o odnawialnych źródłach energii i akty wykonawcze
rozszerzenie gwarancji pochodzenia ciepła o ciepło odpadowe	Wprowadzenie nowej kategorii ciepła, które otrzymywałoby gwarancję pochodzenia. Dla podmiotów realizujących cele ESG – zielone ciepło powinno obejmować zarówno ciepło z OZE jak i ciepło odpadowe.	
zwiększenie i ułatwienie możliwości uzyskania białych certyfikatów	Zmiany rozszerzające katalog przedsięwzięć efektywnościowych, wprowadzenie kontroli URE ex post, dookreślenie przesłanek stosowania opłaty zastępczej, pełne przeniesienie kosztów przedsięwzięć poprawiających efektywność do taryf ciepłowniczych.	Ustawa - Prawo energetyczne Ustawa o efektywności energetycznej
możliwość współspalania RDF i biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju	Zmiana definicji dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz instalacji spalania wielopaliwowego, tak by umożliwić współspalanie RDF i biomasy w instalacjach OZE oraz traktowanie całego strumienia energii z biodegradowalnej części RDF i biomasy jako bezemisyjnej (EU ETS). W efekcie zwiększy się wolumen ciepła OZE oddawanego do sieci ciepłowniczej.	Ustawa o odnawialnych źródłach energii



usprawnienie działania mechanizmu wsparcia dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji

Wprowadzenie obowiązku wydania przez Prezesa URE decyzji o dopuszczeniu do systemu premii gwarantowanej indywidualnej nie później niż do dnia 31 grudnia poprzedzającego rok wypłaty tej premii.

Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji

Wprowadzenie możliwości jednorazowej aktualizacji oferty złożonej w aukcji CHP lub w naborze.

Złagodzenie obowiązków raportowania/sprawozdawczości dla wytwórców w odniesieniu do jednostek kogeneracji, dla których nie nastąpiła wypłata wsparcia.

Złagodzenie zasady (mającej zastosowanie w przypadku niewywiązania się wytwórcy z obowiązku pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w określonym czasie), przewidującej możliwość ponownego udziału w aukcji/naborze po 3 latach – poprzez „przeniesienie” zastosowania tej zasady z poziomu wytwórcy na poziom danej jednostki, co umożliwi danemu wytwórcy „płynnie” brać udział w aukcjach/naborach CHP w odniesieniu do jego innych jednostek kogeneracji.

Wydłużenie terminu na uzyskanie ostatecznego pozwolenia na budowę jednostki kogeneracyjnej, która wygrała aukcję/nabór (z 12 do 24 miesięcy po wygranej aukcji/naborze).

Zmiany podejścia w sposobie wyliczenia przez Prezesa URE jednostkowej premii kogeneracyjnej indywidualnej, w celu zwiększenia atrakcyjności systemu oraz – co za tym idzie – zainteresowania wytwórców uczestnictwem w naborach.



POMOC INWESTYCYJNA

Mając na uwadze unijne ambicje obniżenia emisji CO₂ w najbliższych dekadach oraz znaczące potrzeby inwestycyjne związane z procesem dekarbonizacji, przedsiębiorstwa energetyczne działające w sektorze ciepłowniczym, powinny mieć dostęp do funduszy pomocowych będących źródłem wsparcia inwestycyjnego. Najważniejszymi postulatami w tym zakresie są:

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
Propozycja objęcia wsparciem następujących projektów:		Zmiany w dostępnych programach bądź stworzenie odrębnego programu dla tego typu inwestycji
inwestycje w odzysk energii ze wszystkich rodzajów instalacji OZE oraz instalacji odzysku ciepła	Stworzenie nowego programu w ramach Funduszu Modernizacyjnego.	
budowa magazynów ciepła (jako projekty samodzielne)	Zgodnie z GBER magazyn ciepła może być finansowany w ramach pomocy publicznej jako oddzielny projekt.	
budowa instalacji wykorzystujących biomasę do produkcji ciepła lub w kogeneracji	Dyrektywa RED III umożliwia wykorzystywanie biomasy do celów energetycznych oraz przewiduje możliwość wsparcia finansowego biomasy, z wyłączeniem przemysłowego drewna okrągłego. Kluczowa wydaje się mitygacja ryzyka ograniczenia dostępności biomasy do celów energetycznych, która w wielu systemach ciepłowniczych jest gwarantem lokalnych dostaw ciepła.	
ustanowienie „Funduszu Transformacyjnego” (Funduszu Transformacji Energetyki), stanowiącego źródło wsparcia inwestycyjnego dla szerokiego spectrum projektów inwestycyjnych w obszarze energetyki, w tym przedsięwzięć w zakresie transformacji ciepłownictwa (zarówno projektów w obszarze wytwarzania, w tym dot. kogeneracji, jak i sieci ciepłowniczych)	„Fundusz Transformacyjny” finansowany z przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO ₂ w ramach systemu ETS. Dofinansowanie udzielane w ramach konkretnych programów priorytetowych, za wdrażanie których odpowiadały NFOŚiGW, przy udziale poszczególnych WFOŚiGW. Wsparcie w formie dotacji, pożyczek preferencyjnych z możliwością umorzenia oraz instrumentów mieszanych.	Przyjęcie ustawy ustanawiającej „Fundusz Transformacyjny” lub zmiana ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych
zapewnienie wsparcia inwestycyjnego dla budowy kotłów elektrodowych, wytwarzających ciepło na potrzeby systemów ciepłowniczych	Dofinansowanie (w formie dotacji i/lub pożyczki preferencyjnej) inwestycji w zakresie budowy kotłów elektrodowych na potrzeby systemów ciepłowniczych.	Zmiany w Programie „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa”, poprzez rozszerzenie zakresu o możliwość dofinansowania dla kotłów elektrodowych albo utworzenie odrębnego programu dla tego typu inwestycji
stosowanie, w sposób elastyczny, kryteriów taksonomii UE w przypadku projektów dotyczących jednostek opalanych gazem ziemnym	Uwzględnienie przez NFOŚiGW/inne instytucje dofinansowujące rekomendacji, przygotowanych w 2023 r. przez branżę energetyczną i opublikowanych przez Ministerstwo Rozwoju i Technologii, w zakresie stosowania technicznych kryteriów kwalifikacji (wskazanych w tzw. uzupełniającym akcie delegowanym dot. taksonomii UE), odnoszących się m.in. do wysokosprawnej kogeneracji opartej na gazie ziemnym oraz produkcji ciepła w źródłach gazowych na potrzeby efektywnego systemu ciepłowniczego.	Wprowadzenie odpowiednich zapisów w dokumentach dot. danego programu wsparcia dla kogeneracji (w szczególności w programach z Funduszu Modernizacyjnego)



Fortum Power and Heat Polska Sp. z .o.o. (fot. Grzegorz Koźnierzak)

WSPÓŁPRACA Z KRAJOWYM SYSTEMEM ELEKTROENERGETYCZNYM

Sektor ciepłownictwa systemowego jest ważnym elementem stabilizacji pracy krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez produkcję ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu. Jednocześnie ciepłownictwo ma ogromny potencjał w wykorzystywaniu nadwyżek produkcji energii elektrycznej odnawialnej oraz jej magazynowania i konwersji na ciepło odnawialne. W celu jeszcze większej współpracy między sektorami należy:

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
umożliwić szerokie stosowanie technologii Power to Heat w ciepłownictwie	<p>Maksymalizacja wykorzystania produkcji energii elektrycznej przez instalacje OZE bez narażania bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.</p> <p>Zamiana nadmiarowej energii elektrycznej w czasie jej nadprodukcji przez instalacje OZE w ciepło, zmagazynowanie jej, a następnie zużycie w szczycie zapotrzebowania na ciepło.</p> <p>Digitalizacja sieci ciepłowniczych.</p> <p>Hybrydowe systemy ciepłownicze, oparte o pompy ciepła i kotły elektrodowe sprzężone z akumulatorem ciepła, pełniące funkcję stabilizującą krajowy system elektroenergetyczny, gospodarując nadwyżki energii pochodzącej z produkcji elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych.</p>	
wprowadzić możliwość zakwalifikowania całego strumienia ciepła wytworzonego w pompach ciepła (zaklasyfikowanych jako źródło OZE) jako ciepło z OZE na potrzeby spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego	W taki sposób została przedstawiona kwestia kalkulacji ilości ciepła z pomp ciepła w: ZALECENIA KOMISJI (UE) 2024/2395 z dnia 2 września 2024 r. ustanawiające wytyczne dotyczące interpretacji art. 26 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 w odniesieniu do zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą – rozdział 3.1.2.	Ustawa o odnawialnych źródłach energii
wprowadzić możliwości zakwalifikowania ciepła wytworzonego w kotłach elektrodowych jako ciepło z OZE na potrzeby spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego	Energia elektryczna pochodząca z odnawialnych źródeł energii wykorzystywana do produkcji ciepła w kotłach elektrodowych powinna zostać potwierdzona gwarancjami pochodzenia energii (lub mechanizmem opartym o gwarancje pochodzenia) lub umowami zakupu energii (PPA).	Ustawa o odnawialnych źródłach energii

OCHRONA ŚRODOWISKA

Regulacje środowiskowe są jednym z kluczowych obszarów wspierających proces transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. Mowa tu o przepisach, które wpływają na koszty prowadzenia działalności koncesjonowanej związane z korzystania ze środowiska, w związku czym mają też wpływ na ceny dla odbiorców końcowych ciepła, jak również o mechanizmach umożliwiających finansowanie inwestycji. Wśród kluczowych postulatów z obszaru środowiskowego są:

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
Wsparcie polskiego rządu w dyskusji z KE nt.:		Wytyczne Komisji GD 11 dotyczących PNK
uznania roku 2030 jako roku rozliczeniowego dla wykazania znaczącej redukcji emisji CO ₂ deklarowanej w ramach Planów Neutralności Klimatycznej (PNK)	<p>Zakończenie realizacji inwestycji prowadzących do osiągnięcia znaczącej redukcji możliwe jest do 2029 r., a więc pełna produkcja z nowych źródeł nastąpi w 2030 r. Zasadna jest zatem praca nowych źródeł wytwórczych w 2030 roku celem potwierdzenia osiągnięcia znaczącej redukcji, tj. 30,4% (względem średniej z okresu 2019-2023). Podejście takie byłoby spójne z arkuszem PNK, który to agreguje dane w perspektywie 2026-2030.</p> <p>Ponadto w kontekście krótkiego okresu realizacji inwestycji względem postawionych celów racjonalne jest umożliwienie prowadzącym instalację wykazania znaczącej redukcji przez inwestycje oddane do eksploatacji w roku 2030 przy jednoczesnym zachowaniu zasady, że koszt tych inwestycji zostanie uwzględniony w wielkości niezbędnych nakładów równoważnych wartości bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ dla danej instalacji.</p>	
możliwość uwzględnienia instalacji poza granicami zakładu objętego ETS w wykazaniu znaczącej redukcji emisji CO ₂ – PNK	Wskazanie literalnie możliwości uwzględniania instalacji funkcjonujących poza terenem zakładu objętego EU ETS w znaczącej redukcji – bez konieczności rozszerzania zezwolenia na emisję GHG o te instalacje; dotyczy instalacji, które działają na rzecz sieci ciepłej zasilanej przez zakład i nie powodują emisji. pod warunkiem, że prowadzącym instalację funkcjonującą poza terenem Zakładu objętego EU ETS oraz Zakład objęty EU ETS jest ten sam podmiot.	
przekazywanie dodatkowych bezpłatnych uprawnień do emisji CO ₂ od 2026 roku przed osiągnięciem znaczącej redukcji emisji	Wytyczne Komisji Europejskiej powinny w sposób jednoznaczny wskazać, że przedsiębiorstwa ciepłownicze realizujące PNK będą otrzymywać dodatkowe bezpłatne uprawnienia do emisji każdego roku – rozpoczynając od 2026 roku. Takie rozwiązanie wpłynie korzystnie na płynność przedsiębiorstw ciepłowniczych i będzie skorelowane z okresem ponoszenia nakładów inwestycyjnych.	
zmiana w zakresie opłat za usługi wodne dla pomp ciepła	Wprowadzanie (do wód powierzchniowych) wody zużytej w pompach ciepła nie powinno podlegać opłacie zmiennej uzależnionej od ich temperatury - przekroczenie temp. 26 °C zrzucanych ścieków; w przypadkach, kiedy temperatura pobieranej wody jest na tyle wysoka, że mimo przeprowadzenia jej przez pompę ciepła nie uda jej się schłodzić poniżej 26 °	Ustawa - Prawo wodne
uzależnienie opłaty zmiennej dla pomp ciepła od ilości energii pobranej (nie wykorzystanej) przez instalację z wykorzystaniem wody	Uzależnienie opłaty zmiennej od ilości energii pobranej (nie wykorzystanej, jak to jest w obecnie obowiązujących przepisach) przez instalację z wykorzystaniem wody, która została pobrana, wykorzystana, a następnie odprowadzona do wód lub tej samej warstwy wodonośnej w tej samej ilości i niepogorszonej jakości, z wyjątkiem zmiany jej temperatury, oraz za pobraną bezzwrotnie wodę technologiczną nieprzeznaczoną wprost do celów ogrzewania lub chłodzenia.	



skrócenie lub wprowadzenie mechanizmu odstępstwa od zakazu posadowienia na terenie zamkniętych składowisk odpadów obiektów budowlanych dla instalacji OZE, takich jak PV	Skrócenie lub wprowadzenie mechanizmu odstępstwa od zakazu posadowienia obiektów budowlanych dla instalacji OZE, takich jak PV. Obecnie wykorzystanie powierzchni zamkniętych składowisk dla PV jest mocno ograniczone, zaś wymagana dynamika rozwoju PV mogłaby skorzystać z dostępnych terenów po składowiskach, które nie nadają się do innych celów zagospodarowania przestrzennego.	Rozporządzenia w sprawie składowisk odpadów
umożliwienie pracy instalacji w przypadku wystąpienia kryzysu spowodowanego nadzwyczajnymi okolicznościami pozostającymi poza kontrolą operatora	Implementacja przepisów zmienionej dyrektywy IED w sposób zapewniający maksymalną elastyczność, w szczególności w odniesieniu do możliwości stosowania odstępstw od granicznych wielkości emisyjnych w przypadku wystąpienia sytuacji kryzysowych, skutkujących pojawieniem się zaburzeń w sektorze energii.	Ustawa - Prawo ochrony środowiska

PROCES INWESTYCYJNY

Chcąc przyspieszyć proces transformacji sektora ciepłowniczego należy usprawnić i uprościć wybrane procedury administracyjne, w tym:

Kierunek zmiany	Założenia zmiany	Dokument
przyjąć szybką ścieżkę w zakresie postępowań administracyjnych dla inwestycji związanych z dekarbonizacją ciepłownictwa, w tym istotne przyspieszenie i uproszczenie wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji inwestycji	Przyspieszenie wydawania decyzji środowiskowych, w tym ograniczenie ilości wezwań do uzupełnienia dokumentacji jakie organy właściwe do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach /organy opiniujące wnioski kierują do wnioskodawcy. Wyznaczenie maksymalnego czasu na przeprowadzenie procedury wydania decyzji. Szybka ścieżka wydawania pozwoleń administracyjnych na budowę, rozbudowę i eksploatację obiektów do celów produkcji energii odnawialnej, w tym pomp ciepła, położonych na tym samym terenie obiektów magazynowania energii, a także aktywów niezbędnych do ich podłączenia do sieci, w tym zezwolenia na podłączenie do sieci.	Ustawa – Prawo budowlane Ustawa - Prawo energetyczne Ustawa o ocenach oddziaływania na środowisko
istotnie przyspieszyć i uprościć wydawanie zezwoleń na realizację projektów w przedmiocie źródeł OZE w ciepłownictwie systemowym	Implementacja przepisów dyrektywy RED III w zakresie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE realnie przyspieszająca realizację inwestycji dekarbonizacyjnych.	Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ustawa Prawo budowlane, ustawa o odnawialnych źródłach energii.
ułatwić proces inwestycyjny dotyczący budowy/przebudowy sieci ciepłowniczej	Ułatwienie przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie budowy, przebudowy lub modernizacji sieci ciepłowniczych, w tym w odniesieniu do procedury uzyskiwania zgód na wejście w teren (ustalenie treści praw rzeczowych na nieruchomościach, przez które przebiega lub przebiegać będzie sieć ciepłownicza).	Dedykowana specustawa



**Polskie Towarzystwo
Energetyki Ciepłej**
ul. Nowogrodzka 11
00-513 Warszawa

