



Rola jednostek kogeneracji i źródeł Power to Heat w bilansowaniu KSE oraz produkcji ciepła

Raport Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej





Rola jednostek kogeneracji i źródeł Power to Heat w bilansowaniu KSE oraz produkcji ciepła

© Copyright by Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej, czerwiec 2026 r.

Autorzy raportu:

Martyna Begiedza — koordynatorka zespołu redakcyjnego
Justyna Bajkowska — koordynatorka zespołu redakcyjnego
Łukasz Bentkowski
Mateusz Buza
Krzysztof Cieślik
Ewelina Gburek
Monika Gruzlewska
Paweł Jankowski
Paweł Kaliński
Krzysztof Karolczuk
Marek Kempka
Marcin Koczor
Eliza Krzysteczko
Artur Leśniak
Krzysztof Łogiewa
Krzysztof Makowski
Michał Małaczek
Paweł Pilarz
Mariusz Radziszewski

Małgorzata Renk
Tomasz Rutka
Wojciech Sałek
Monika Soćko
Paweł Stępień
Tomasz Surma
Grzegorz Szabłowski
Arkadiusz Szymański
Karolina Walkowiak
Robert Węzik
Anna Wielińska
Tomasz Wojtasiak
Paweł Wójcik
Adam Zwada
Maciej Żyrkowski

Opracowanie graficzne:

CzystyDizajn



Spis treści

Streszczenie zarządcze	4
1. Kogeneracja w systemach ciepłowniczych i energetycznych w Polsce i UE	14
1.1. Ciepłownictwo systemowe w Polsce – skala i znaczenie	14
1.2. Kogeneracja w polskich systemach ciepłowniczych i KSE	15
1.3. Miks paliwowy kogeneracji i wyzwania transformacyjne	15
1.4. Polska na tle Unii Europejskiej – skala i znaczenie kogeneracji	16
2. Kogeneracja jako element wsparcia Krajowego Systemu Energetycznego	22
2.1. Kogeneracja w strukturze Krajowego Systemu Energetycznego	22
2.2. Efekty lokalizacji kogeneracji dla pracy sieci elektroenergetycznych	25
2.3. Odtworzenie mocy po jednostkach węglowych – luka inwestycyjna i rola jednostek kogeneracji	27
2.4. System wsparcia kogeneracji	29
2.5. Elastyczność i usługi systemowe: rola kogeneracji dziś i po 2035 roku	30
3. Ryzyka regulacyjne i techniczne dla kogeneracji	34
4. Wpływ kogeneracji i elektryfikacji ciepłownictwa na rozptyły mocy w sieci elektroenergetycznej – case study EC Rzeszów	37
5. Transformacja systemów ciepłowniczych z wykorzystaniem kogeneracji – ekspercka analiza ekonomiczna	43
6. Podsumowanie i rekomendacje	59
Załącznik I – Założenia do analizy ekonomicznej	64

Raport ma charakter analityczny i scenariuszowy. Przedstawione w nim wnioski zostały oparte na dwóch benchmarkowych rynkach ciepła, które odzwierciedlają istotne uwarunkowania występujące w polskich systemach ciepłowniczych. Z tego względu wyniki analizy mogą być pomocne przy ocenie trendów i skutków transformacji w szerszej perspektywie sektora ciepłowniczego, przy czym ich interpretacja powinna uwzględniać zakres przyjętych założeń, parametrów i scenariuszy. Odniesienia do emisyjności, kosztów, efektywności środowiskowej i kierunków dekarbonizacji odnoszą się do analizowanego zakresu i nie stanowią uniwersalnej charakterystyki wszystkich systemów, technologii, paliw ani przedsiębiorstw.



Słowo wstępne

Szanowni Państwo,

Kogeneracja stanowi fundament funkcjonowania wielkoskalowych systemów ciepłowniczych oraz jeden z kluczowych elementów bezpieczeństwa energetycznego. Kogeneracja wytwarza energię elektryczną i ciepło blisko odbiorców, przez co stabilizuje pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i ogranicza potrzeby przesyłu energii elektrycznej z odległych źródeł.

Tegoroczny raport Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej stanowi nowy etap naszych analiz. Po raz pierwszy pokazujemy rolę kogeneracji na dwóch uzupełniających się poziomach. Pierwszy z nich ma charakter lokalny i sieciowy. Na przykładzie EC Rzeszów analizujemy, jak ograniczenie pracy kogeneracji i intensywna elektryfikacja ciepłownictwa mogą wpłynąć na rozpiętość mocy i obciążenie lokalnych sieci elektroenergetycznych. Drugi poziom ma charakter systemowy - pokazuje konsekwencje różnych wariantów transformacji ciepłownictwa, w szczególności w zakresie przyjętej roli kogeneracji, kosztów wytwarzania ciepła, dostępności i potrzeby odtworzenia mocy elektrycznych, niezbędnych nakładów inwestycyjnych oraz zużycia paliw i emisji. Takie ujęcie pozwala lepiej uchwycić rzeczywiste znaczenie kogeneracji. Nie jest ona wyłącznie technologią produkcji ciepła, ale istotnym zasobem systemowym, którego rola będzie rosła wraz z rozwojem odnawialnych źródeł energii oraz elektryfikacją ciepłownictwa.

Transformacja ciepłownictwa nie może być rozpatrywana w oderwaniu od elektroenergetyki. Tak jak wskazujemy w raporcie, zastąpienie lokalnej kogeneracji wyłącznie technologiami Power-to-Heat i w konsekwencji zwiększonym poborem energii elektrycznej może prowadzić do wzrostu obciążeń sieci, dodatkowych kosztów infrastrukturalnych oraz utraty ważnych lokalnych mocy dyspozycyjnych. Dlatego przyszły model ciepłownictwa powinien opierać się na skoordynowanym wykorzystaniu wysokosprawnej kogeneracji, magazynów ciepła, technologii Power-to-Heat oraz paliw nisko- i zeroemisyjnych.



Oddając w Państwa ręce niniejszy raport, podkreślamy też potrzebę stabilnych i przewidywalnych ram regulacyjnych dla dalszego rozwoju wysokosprawnej kogeneracji. To warunek utrzymania bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej, racjonalizacji kosztów transformacji oraz sprzyjając szybszej dekarbonizacji systemów ciepłowniczych w Polsce.

Życzę Państwu udanej lektury!

Marcin Laskowski

Prezes Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej

Streszczenie zarządcze

Kogeneracja jako filar ciepłownictwa systemowego w Polsce

- Ciepłownictwo systemowe stanowi jeden z kluczowych elementów krajowej infrastruktury energetycznej. Z ciepła sieciowego korzysta blisko **45% gospodarstw domowych**, co odpowiada niemalże połowie ludności kraju, a w obszarach miejskich udział ten przekracza 60%. Skala wykorzystania ciepła systemowego powoduje, że sposób transformacji tego sektora ma bezpośrednie znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego, kosztów ogrzewania oraz realizacji celów dekarbonizacyjnych.
- Specyfiką polskiego ciepłownictwa systemowego jest bardzo wysoki udział kogeneracji (CHP). W 2024 r. około **64% ciepła systemowego** pochodziło z jednostek kogeneracyjnych, co potwierdza, że produkcja skojarzona jest nie tylko technologią uzupełniającą, lecz przede wszystkim stanowi podstawę funkcjonowania wielu miejskich systemów ciepłowniczych.
- Kogeneracja pełni również istotną rolę w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Produkcja energii elektrycznej w kogeneracji odpowiada za około **14% krajowej produkcji energii elektrycznej**, a moc zainstalowana jednostek CHP w Polsce wynosi około **10,8 GW**. Oznacza to, że kogeneracja jest jednocześnie technologią ciepłowniczą i ważnym zasobem elektroenergetycznym.

Udział Kogeneracji - Polska na tle Unii Europejskiej (UE)

- Polska dysponuje jednym z największych w UE zasobów kogeneracyjnych. Według danych Eurostat za 2024 r. jednostki CHP w **Polsce** wyprodukowały **około 29,2 TWh energii elektrycznej i 57,3 TWh ciepła netto**. W UE potencjał kogeneracyjny jest skoncentrowany w relatywnie niewielkiej grupie państw. **Największy jest w Niemczech - około 38,5 GWe mocy elektrycznej i 42,0 GWt mocy cieplnej CHP**. Poza Niemcami i Polską CHP jest szeroko wykorzystywana w **Niderlandach, Włoszech, Finlandii, Danii, Szwecji, Czechach, Francji i Austrii**.
- W odróżnieniu od części państw UE, gdzie kogeneracja jest silniej powiązana z przemysłem, usługami lub lokalnymi instalacjami budynkowymi, w Polsce dominuje model systemowo-ciepłowniczy. Dlatego transformacja CHP w Polsce ma charakter systemowy: wpływa jednocześnie na bezpieczeństwo dostaw ciepła, lokalną produkcję energii elektrycznej, pracę sieci elektroenergetycznych oraz koszty transformacji.
- W skali UE dominującym paliwem w CHP jest gaz ziemny, przy rosnącym udziale OZE oraz niższym udziale paliw węglowych. W Polsce znaczna część mocy kogeneracyjnych nadal oparta jest na jednostkach węglowych, których dalsza praca będzie ograniczana przez wymogi regulacyjne, techniczne i eko-



nomiczne. Pokazuje to, że w Polsce punkt startowy transformacji jest inny niż w wielu państwach UE.

Transformacja i ograniczone odtwarzanie mocy jednostek kogeneracyjnych

- W latach 2018–2024 moc elektryczna zainstalowana w jednostkach kogeneracyjnych utrzymywała się na poziomie około **10 GWe**, z czego 7,7 GWe przypadało na elektrociepłownie zawodowe. W 2024 r. w elektrociepłowniach zawodowych **4,9 GWe** mocy zainstalowanej stanowiły jednostki węglowe, **2,6 GWe** jednostki gazowe, a pozostałą część 0,2 GWe jednostki opalane innymi paliwami, w tym biomasą.
- Dane dotyczące produkcji energii elektrycznej wskazują na stopniową ewolucję miksu kogeneracyjnego w kierunku gazu. W 2024 r. około **53% energii elektrycznej** w elektrociepłowniach zawodowych

pochodziło z jednostek węglowych, około **42%** z jednostek gazowych, około **4%** z biomasy, a około **1%** z pozostałych paliw.

- Produkcja energii elektrycznej w kogeneracji węglowej spadła w latach 2018–2024 o blisko **30%**, co odzwierciedla zarówno zmieniające się warunki rynkowe, jak i stopniowe wycofywanie mocy węglowych. Większość właścicieli elektrociepłowni węglowych deklaruje ich wyłączenie najpóźniej w horyzoncie **2030–2035**.
- Pełne odtworzenie obecnych mocy węglowych jednostek kogeneracyjnych w technologii gazowej może być ograniczone przez zmniejszanie wolumenów sprzedaży ciepła, spadek mocy zamówionej oraz nowe wymogi regulacyjne, w tym standard emisji **EPS 270 g CO₂/kWh** dla wysokosprawnej kogeneracji oraz wymogi dotyczące udziału OZE i ciepła odpadowego w efektywnych systemach ciepłowniczych.



Fortum



Veolia Energia Poznań S.A.

System wsparcia kogeneracji

- Obowiązujący w Polsce system wsparcia wysoko-sprawnej kogeneracji stanowi istotny mechanizm wpływający na decyzje inwestycyjne dotyczące nowych i znacznie zmodernizowanych jednostek CHP. System działa w oparciu o ustawę o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Podstawowym i najważniejszym mechanizmem wsparcia, przewidzianym przez ww. ustawę, jest premia kogeneracyjna, przyznawana w drodze aukcji, przeprowadzanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Ustawa przewiduje też możliwość udzielania premii kogeneracyjnej indywidualnej (w drodze naboru).
- Maksymalny okres wsparcia operacyjnego wynosi 15 lat od dnia pierwszego wytworzenia i sprzedaży energii elektrycznej, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2048 r. Oznacza to, że **jednostki uruchamiane w drugiej połowie obecnej dekady będą obecne w systemie również po 2035 r., a decyzje inwestycyjne podejmowane obecnie będą kształtować strukturę ciepłownictwa i elektroenergetyki w latach 40. XXI wieku.**
- Dotychczasowe wyniki wskazują na wyraźnie większe zainteresowanie mechanizmem aukcyjnym niż



premią kogeneracyjną indywidualną. W 2025 r. wsparcie w aukcjach uzyskało **17 projektów inwestycyjnych**, a budżet aukcyjny został rozdysponowany na poziomie około **99,8%**. W 2026 r. pierwsza aukcja objęła premię **20 kolejnych jednostek**, a druga aukcja przyniosła **22 zwycięskie oferty** złożone przez 15 wytwórców, którym przyznano blisko **4,4 mld zł** wsparcia. Równocześnie, nabory na premię kogeneracyjną indywidualną nie cieszyły się w ostatnich latach zainteresowaniem wytwórców (żaden nabór nie został rozstrzygnięty od 2021 r.).

Kogeneracja jako lokalny zasób systemowy KSE

- Jednostki kogeneracyjne są zlokalizowane przede wszystkim w miastach lub na ich obrzeżach, a więc blisko centrów zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną. Dzięki temu ograniczają dystans pomiędzy wytwarzaniem a zużyciem energii, poprawiają lokalny bilans mocy, odciążają sieci wysokiego napięcia oraz zmniejszają potrzebę przesyłu energii z odległych źródeł.
- Lokalna generacja w kogeneracji **ogranicza straty techniczne, zmniejsza obciążenie węzłów sieciowych i może pozwalać na optymalizację inwestycji sieciowych**. Wartość kogeneracji dla KSE nie wynika więc wyłącznie z wolumenu produkowanej energii elektrycznej, lecz z lokalizacji, dyspozycyjności oraz zdolności do stabilizacji pracy sieci.
- **Elektrociepłownie mogą jednocześnie zabezpieczać lokalne potrzeby ciepłone oraz dostarczać energię elektryczną w okresach ograniczonej generacji odnawialnej**. W sytuacjach bezwietrznych, niskiego nasłonecznienia lub wysokiego zapotrzebowania zimowego CHP może szybko wspierać bilans mocy w KSE, zapewniając równocześnie ciągłość dostaw ciepła dla odbiorców w miastach.

Elastyczność kogeneracji i integracja z OZE

- Rosnący udział OZE w miksie elektroenergetycznym powoduje wzrost zapotrzebowania na elastyczne zasoby zdolne do reagowania na zmienność generacji wiatrowej i fotowoltaicznej. W tym modelu elektrociepłownie mogą pełnić funkcję pomostu między systemem elektroenergetycznym i ciepłownictwem.
- Nowoczesne systemy ciepłownicze są złożonym technologicznie układem łączącym elastyczne jednostki kogeneracyjne, magazyny ciepła, technologie Power to Heat (kotły elektrodowe, pompy ciepła, dalej także: P2H) oraz systemy zarządzania popytem.
- W okresach wysokiej generacji OZE system ciepłowniczy ogranicza pracę kogeneracji, a zwiększa pobór energii elektrycznej przez P2H i może magazynować ciepło. W okresach niskiej generacji odnawialnej jednostki kogeneracyjne mogą zwiększać produkcję energii elektrycznej, wspierając bilans mocy KSE oraz ograniczając potrzebę uruchamiania mniej efektywnych źródeł rezerwowych.
- **Kluczowe znaczenie dla przyszłej roli CHP będą miały magazyny ciepła, które pozwalają oddzielić moment produkcji ciepła od momentu jego zużycia**. Dzięki temu elektrociepłownie mogą produkować w okresach zapotrzebowania KSE na energię elektryczną, jednocześnie utrzymując bezpieczeństwo dostaw ciepła.
- Technologie Power to Heat mogą pełnić funkcję elastycznego odbiorcy energii elektrycznej, zagospodarowując nadwyżki generacji z PV i wiatru oraz wspierając produkcję ciepła w okresach niskich lub ujemnych cen energii. Największą wartość systemową P2H uzyskuje w połączeniu z magazynami ciepła i elastyczną kogeneracją.

Dwa poziomy analizy roli kogeneracji i pracy źródeł P2H: lokalny wymiar sieciowy i systemowa ocena kosztów transformacji

- Niniejszy raport analizuje i ocenia rolę kogeneracji w transformacji ciepłownictwa na dwóch uzupełniających się poziomach. **Pierwszy poziom ma charakter lokalny i sieciowy** – na przykładzie EC Rzeszów pokazuje, jak ograniczenie pracy kogeneracji i wzrost elektryfikacji ciepłownictwa wpływają na rozprępy mocy i obciążenia sieci elektroenergetycznych. **Drugi poziom ma charakter systemowo-ekonomiczny** – pokazuje konsekwencje transformacji ciepłownictwa w wariantach z udziałem kogeneracji i bez niej, uwzględniając nie tylko koszt wytwarzania ciepła, lecz także konieczność odbudowy brakującej mocy elektrycznych w KSE, w tym poprzez nowe gazowe źródła szczytowe i regulacyjne. Dzięki temu raport pokazuje zarówno lokalne skutki sieciowe ograniczania roli kogeneracji, jak i szersze konsekwencje kosztowe, inwestycyjne, paliwowe i emisyjne różnych ścieżek transformacji energetycznej.

Case study na podstawie EC Rzeszów – wpływ kogeneracji i elektryfikacji ciepłownictwa na rozprępy mocy w sieciach elektroenergetycznych

- W raporcie przedstawiono analizę rozprępową dla EC Rzeszów, której celem było sprawdzenie, co dzieje się w sieciach elektroenergetycznych, gdy lokalny system ciepłowniczy przestaje pełnić funkcję lokalnego źródła energii elektrycznej, a staje się znaczącym odbiorcą energii z KSE.
- Analizę wykonano dla dwóch horyzontów czasowych: **2029 i 2035**, porównując dwa scenariusze pracy systemu: pracę EC Rzeszów z mocą **137 MW** oraz scenariusz, w którym wyłączeniu jednostek kogeneracyjnych towarzyszy dodatkowy odbiór **130 MW** w technologii **Power-to-Heat**.

- Wyniki pokazują, że ograniczenie lokalnej generacji nie jest neutralne dla sieci elektroenergetycznej. W wariantcie wysokiego udziału źródeł Power to Heat pojawiają się przeciążenia w sieci 110 kV bezpośrednio związanej z obszarem Rzeszowa, a dostępna moc odbiorcza dla P2H jest ograniczona do **80 MW** albo **60 MW** w horyzoncie 2029, a w wariantcie 2035 w określonym stanie pracy do **0 MW**.
- Przykład EC Rzeszów potwierdza, że transformacja ciepłownictwa systemowego powinna być analizowana łącznie z rozwojem sieci elektroenergetycznych. Zastąpienie lokalnej kogeneracji dużym odbiorem energii elektrycznej może zwiększać obciążenia sieci, ujawniać ograniczenia infrastrukturalne oraz generować potrzebę dodatkowych inwestycji po stronie operatorów sieci.

Ekspercka analiza ekonomiczna transformacji systemów ciepłowniczych

- Do analizy wykorzystano dwa benchmarkowe rynki ciepła różniące się pod względem charakteru krzywej zapotrzebowania na ciepło, w tym różnym udziałem ciepłej wody użytkowej oraz inną skalą zapotrzebowania w okresach przejściowych i letnich.
- Analiza ekonomiczna wariantów transformacji systemów ciepłowniczych pokazuje, że **kogeneracja wraz z wykorzystaniem magazynów ciepła pozostaje jednym z kluczowych czynników obniżających koszt wytwarzania ciepła**, mierzonym wskaźnikiem LCOH (Levelised Cost of Heat – zdyskontowany średnioważony koszt wytworzenia ciepła). W obu analizowanych wariantach rynku ciepła – małym systemie o mocy 35 MW oraz dużym systemie o mocy 600 MW – warianty uwzględniające jednostki kogeneracyjne osiągają **niższe lub porównywalne wartości LCOH** w stosunku do wariantów opartych wyłącznie na rozdzielonym wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej.



Orlen Termika S.A



Tauron Ciepło S.A

- W analizowanych wariantach modelowych wyższy udział wysokosprawnej kogeneracji był powiązany z większym potencjałem ograniczania kosztu wytworzenia ciepła, zwłaszcza w połączeniu z magazynami ciepła i technologiami Power-to-Heat. Dlatego sposób osiągania kryteriów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego z uwzględnieniem poziomów OZE/ciepła odpadowego po 2035 r. ma istotne znaczenie kosztowe: utrzymanie **progu 35%** może wymuszać szybsze i bardziej kapitałochłonne inwestycje, ograniczając wykorzystanie tańszych wariantów

z kogeneracją, natomiast **obniżenie tego progu do 15%** pozwala zachować większy udział CHP i stopniowo zwiększać udział źródeł odnawialnych. **Przy wolumenie 206 830 TJ ciepła dostarczonego odbiorcom sieciowym w 2024 r. (dane URE) redukcja kosztu wytwarzania o 3 PLN/GJ przekłada się na potencjalne oszczędności rzędu 620 mln PLN rocznie, co pokazuje skalę znaczenia bardziej elastycznej ścieżki regulacyjnej dla kosztów transformacji.**



- Wyniki analizy wskazują, że **rezygnacja z kogeneracji i uzupełnianie powstałej z tego powodu luki dostępnej mocy elektrycznej w KSE wyłącznie poprzez budowę bloków gazowych w elektroenergetyce** prowadzi do wzrostu kosztów całkowitych w gospodarce. W wariancie braku lokalnej produkcji energii elektrycznej w CHP wymagane jest wytworzenie tego samego wolumenu energii w elektrowniach gazowych, co skutkuje **wyższym zużyciem gazu ziemnego oraz wyższymi kosztami zakupu paliwa i uprawnień do emisji CO₂**.
- W porównywanych w raporcie scenariuszach modelowych, przy przyjętych założeniach dotyczących miks paliwowego, sprawności oraz zapotrzebowania, warianty z kogeneracją wykazały niższą emisyjność i mniejsze zużycie paliwa niż analizowany wariant rozdzielonego wytwarzania – gdzie dominują konwencjonalne elektrownie gazowe. Jest to bezpośrednim efektem wyższej sprawności ogólnej kogeneracji, w której energia chemiczna paliwa jest jednocześnie wykorzystywana do produkcji ciepła i energii elektrycznej. W scenariuszu opartym na blokach gazowych w elektroenergetyce i źródłach ciepła bez CHP, ta sama ilość energii użytkowej wymaga większego wolumenu gazu i generuje wyższe emisje CO₂.
- Analiza nakładów inwestycyjnych (CAPEX) wskazuje, że **warianty bez kogeneracji cechują się niższymi nakładami początkowymi po stronie systemów ciepłowniczych**, jednak oszczędność ta jest pozorna w ujęciu całego systemu energetycznego. Konieczność budowy dodatkowych mocy elektrycznych w elektrowniach gazowych powoduje przesunięcie części CAPEX z sektora ciepłownictwa do sektora elektroenergetycznego, bez eliminacji potrzeby ponoszenia tych nakładów w skali gospodarki.
- W wariantach z kogeneracją, **wyższe nakłady inwestycyjne w jednostki CHP są kompensowane przez niższe koszty operacyjne**, w szczególności niższe koszty paliwa i emisji. Analiza pokazuje, że w zależności od wariantu i skali rynku **moment zrównania kosztów** pomiędzy modelem skojarzonym a rozdzielonym następuje relatywnie szybko – w czasie **1,5-2,5 roku**, przy czym okres ten jest krótszy dla większych systemów ciepłowniczych.
- Z punktu widzenia struktury CAPEX, istotne jest również to, że **kogeneracja umożliwia ograniczenie potrzeby rozbudowy mocy wytwórczych w elektroenergetyce**, zwłaszcza mocy interwencyjnych (tzw. peakerów) pracujących w godzinach deficytu OZE. Oznacza to, że obecność CHP w systemach ciepłowniczych pozwala ograniczyć skalę inwestycji w nowe bloki gazowe, które muszą pełnić funkcję rezerwową dla KSE.
- **Model rozdzielonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej prowadzi do wyższych kosztów w całej gospodarce**, nawet jeśli poszczególne elementy tego modelu charakteryzują się niższym CAPEX. Wytwarzanie skojarzone pozwala natomiast zoptymalizować zarówno nakłady inwestycyjne, jak i koszty operacyjne w długim horyzoncie, przy jednoczesnym ograniczeniu zużycia gazu i emisji CO₂.
- **Ocena roli kogeneracji nie powinna ograniczać się do porównania kosztów po stronie systemu ciepłowniczego**, lecz powinna uwzględniać także koszty zapewnienia energii elektrycznej w KSE. Dopiero takie ujęcie pozwala uchwycić rzeczywiste różnice pomiędzy modelem skojarzonym a rozdzielonym oraz konsekwencje inwestycyjne i emisyjne dla całego systemu energetycznego.

Rekomendacje – główne kierunki zmian regulacyjnych

- Rekomendowane jest podjęcie działań regulacyjnych, które powinny koncentrować się na **trzech równoległych celach: utrzymaniu ciągłości inwestycji w wysokosprawną kogenerację, zapewnieniu przewidywalności regulacyjnej dla projektów gazowych i niskoemisyjnych oraz dostosowaniu krajowych i unijnych ram prawnych do realnego tempa transformacji systemów ciepłowniczych**. Bez realizujących je zmian regulacyjnych, staniemy przed ryzykiem utraty lokalnych mocy dyspozycyjnych, opóźnień inwestycyjnych oraz utraty statusu efektywnych systemów ciepłowniczych po 2035 r.
- Dalszy rozwój wysokosprawnej kogeneracji wymaga **utrzymania i wzmocnienia mechanizmów wsparcia** dla nowych oraz modernizowanych jednostek CHP. Kluczowe znaczenie ma przesunięcie niewykorzystanych środków z naborów na premię kogeneracyjną indywidualną do aukcyjnego systemu wsparcia, który obecnie stanowi najważniejszy mechanizm pomocy operacyjnej dla wysokosprawnej kogeneracji.
- Z punktu widzenia terminowej realizacji projektów, mających na celu zastąpienie wycofywanych jednostek węglowych, istotne znaczenie ma możliwość uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach w rozsądnym i przewidywalnym czasie, dlatego zasadne jest utrzymanie w dotychczasowym brzmieniu przepisów umożliwiających nadanie decyzji środowiskowej rygoru natychmiastowej wykonalności oraz wykonywanie decyzji inwestycyjnych do czasu uprawnienia się decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Odejście od obowiązujących rozwiązań legislacyjnych w ramach procedur środowiskowych może utrudniać realizację krajowych i unijnych celów klimatyczno-energetycznych, skutkować wzrostem ryzyka inwestycyjnego oraz utratą środków w ramach mechanizmu wsparcia CHP z uwagi na niedotrzymanie terminu realizacji inwestycji.
- System **taryfowania ciepła** powinien zostać dostosowany do nowych miksów technologicznych i paliwowych, w tym wykorzystania odpadów komunalnych/RDF w instalacji termicznego przekształcania odpadów (ITPO) oraz biometanu stosowanego samodzielnie lub mieszanego z gazem ziemnym w jednostkach kogeneracyjnych.
- Niezbędne jest zabezpieczenie roli jednostek kogeneracyjnych w **nowym rynku mocy** oraz kontynuacja systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji po 2048 r. Kogeneracja, jako lokalne źródło dyspozycyjnej mocy elektrycznej i ciepła, powinna być uwzględniana w mechanizmach zapewniania wystarczalności mocy, szczególnie w okresach niskiej generacji OZE i wysokiego zapotrzebowania.
- Na poziomie krajowym zasadne jest także wprowadzenie dodatkowych zachęt dla jednostek małej kogeneracji (o mocy poniżej 1 MW) oraz dla inwestycji wykorzystujących **odnawialne paliwa gazowe**, w szczególności biometan, np. poprzez dedykowaną cenę referencyjną uwzględniającą wyższy koszt tego paliwa.
- Na poziomie unijnym kluczowe znaczenie ma **złagodzenie ścieżki wzrostu minimalnego udziału ciepła z OZE lub ciepła odpadowego w kryteriach efektywnego systemu ciepłowniczego od 2035 r.** Obecny skokowy wzrost wymogu z **5% do 35%** może być szczególnie trudny dla dużych miejskich systemów ciepłowniczych, dlatego rekomendowane jest ograniczenie tego progu do maksymalnie **15%** w kryterium mieszanym z udziałem wysoko-sprawnej kogeneracji.
- W przepisach Taksonomii UE należy **powiązać obowiązek "przepaliwowania" jednostek gazowych do 2035 r. z realną dostępnością paliw zdekar-**



bonizowanych i infrastruktury. Brak dostępności biometanu, wodoru odnawialnego lub paliw syntetycznych oraz odpowiedniej infrastruktury nie powinien automatycznie skutkować utratą zgodności projektu z Taksonomią UE, jeżeli operator wykaże dochowanie należytej staranności. Cele Taksonomii UE powinny być definiowane tak, aby mogły być one realne do spełnienia.

- Rekomendowane jest również **utrzymanie wysokości progu emisji dla wysokosprawnej kogeneracji w Taksonomii UE na poziomie 270 g CO₂/kWh przez cały okres transformacji.** Stabilność tego kryterium jest kluczowa dla przewidywalności inwestycyjnej, bankowości projektów i uniknięcia sytuacji, w której nowo wybudowane jednostki musiałyby być kosztownie dostosowywane do bardziej rygorystycznych poziomów przed osiągnięciem zakładanego okresu zwrotu.
- W ramach prac nad **zmianą rozporządzenia GBER**, które będzie obowiązywało od 2027 r., zasadne jest dostosowanie zasad pomocy publicznej do realnej skali inwestycji w transformację ciepłownictwa, OZE i wysokosprawną kogenerację. Obejmuje to **podwyższenie progów notyfikacyjnych dla projektów objętych art. 58 i art. 64 GBER do 150 mln EUR, zwiększenie podstawowej intensywności pomocy do 45% kosztów kwalifikowanych, podwyższenie progu dla małych projektów do 5 mln EUR oraz wprowadzenie dodatkowego bonusu +15 punktów procentowych dla inwestycji realizowanych w systemach ciepłowniczych zgodnie z planami neutralności klimatycznej**, o których mowa w art. 10b ust. 4 dyrektywy EU ETS. Zmiany te są niezbędne, aby ramy pomocy publicznej odpowiadały obecnym kosztom i skali projektów modernizacyjnych oraz umożliwiały terminową realizację inwestycji koniecznych dla dekarbonizacji i utrzymania bezpieczeństwa dostaw ciepła.

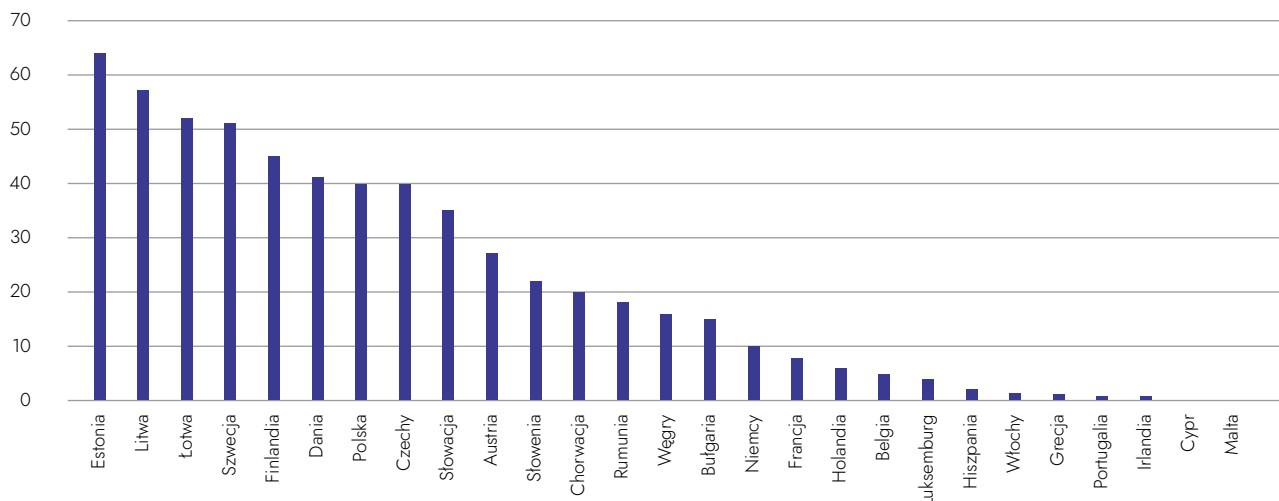
1. Kogeneracja w systemach ciepłowniczych i energetycznych w Polsce i UE

1.1. Ciepłownictwo systemowe w Polsce – skala i znaczenie

Ciepłownictwo systemowe stanowi jeden z filarów krajowego sektora energetycznego i odgrywa w Polsce znacznie większą rolę niż w większości państw Unii Europejskiej. Z ciepła sieciowego w Polsce korzysta blisko 45% gospodarstw domowych, co odpowiada około połowie ludności kraju. W obszarach miejskich udział ten przekracza 60%, czyniąc ciepło systemowe dominującym źródłem ogrzewa-

nia. Plasuje to Polskę w gronie europejskich liderów pod względem zasięgu i znaczenia tego segmentu rynku. Skala ciepłownictwa systemowego, jego koncentracja w miastach oraz silne powiązanie z lokalną infrastrukturą sprawiają, że sektor ten ma kluczowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego i realizacji celów transformacji energetycznej w obszarze ciepła.

Wykres 1: Udział ciepła systemowego w ogrzewaniu gospodarstw domowych w UE (% , 2023), źródło: opracowanie własne na podstawie Eurostat.





Zgodnie z najnowszym raportem Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na koniec 2024 roku działalność koncesjonowaną w sektorze ciepłownictwa w Polsce prowadziło 398 przedsiębiorstw, posiadających łącznie 815 koncesji w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem. W ujęciu długookresowym sektor ten przeszedł istotną transformację strukturalną. Od początku lat 2000 obserwowany jest spadek liczby przedsiębiorstw oraz zatrudnienia, a także ograniczenie mocy zainstalowanej i mocy zamówionej. Zjawiska te są konsekwencją poprawy efektywności energetycznej budynków, termomodernizacji zasobów mieszkaniowych oraz zmian klimatycznych, skutkujących obniżeniem zapotrzebowania na ciepło.

Rozbudowie infrastruktury dystrybucyjnej towarzyszył systematyczny spadek zapotrzebowania na ciepło oraz wolumenu jego sprzedaży. W okresie od 2002 do 2024 r. sprzedaż ciepła spadła o ok. 31%, a tylko w 2024 r. odnotowano dalszy spadek rok do roku o 3,5%, mimo wzrostu długości sieci ciepłowniczych o blisko 33% w tym samym okresie. Towarzyszył temu również trwały spadek mocy zainstalowanej źródeł ciepła (o ok. 27%) oraz mocy zamówionej. Strukturalne ograniczanie zapotrzebowania na ciepło wynika z poprawy efektywności energetycznej budynków, zmian demograficznych oraz coraz częściej występujących łagodniejszych sezonów grzewczych. W tych warunkach sektor ciepłowniczy wszedł w fazę, w której rozwój infrastruktury nie przekłada się na wzrost popytu, a kluczowym wyzwaniem staje się utrzymanie konkurencyjności ekonomicznej i bezpieczeństwa dostaw przy malejących wolumenach sprzedaży.

1.2. Kogeneracja w polskich systemach ciepłowniczych i KSE

Kogeneracja stanowi podstawowy sposób wytwarzania ciepła systemowego w Polsce. W 2024 roku około 64% ciepła systemowego pochodziło z jednostek kogeneracyjnych, co potwierdza, że produkcja skojarzona jest faktycznym filarem funkcjonowania krajowych systemów ciepłowniczych.

Jednocześnie jednostki kogeneracyjne pełnią istotną funkcję

w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Produkcja energii elektrycznej w kogeneracji odpowiada za około 14% krajowej produkcji energii elektrycznej, utrzymując się na względnie stabilnym poziomie mimo szybkiego rozwoju odnawialnych źródeł energii. Stabilność tego udziału wskazuje, że kogeneracja pozostaje ważnym źródłem mocy dyspozycyjnej i regulacyjnej, szczególnie w obszarach zurbanizowanych.

Istotnym aspektem jest również wpływ kogeneracji na koszty ponoszone przez odbiorców. W 2024 roku średnia cena ciepła wytwarzanego w kogeneracji (99,66 PLN/GJ) była niższa niż w źródłach niekogeneracyjnych (116,63 PLN/GJ), co potwierdza, że produkcja skojarzona nie tylko wspiera efektywność energetyczną, lecz także stabilizuje poziom cen ciepła w systemach ciepłowniczych.

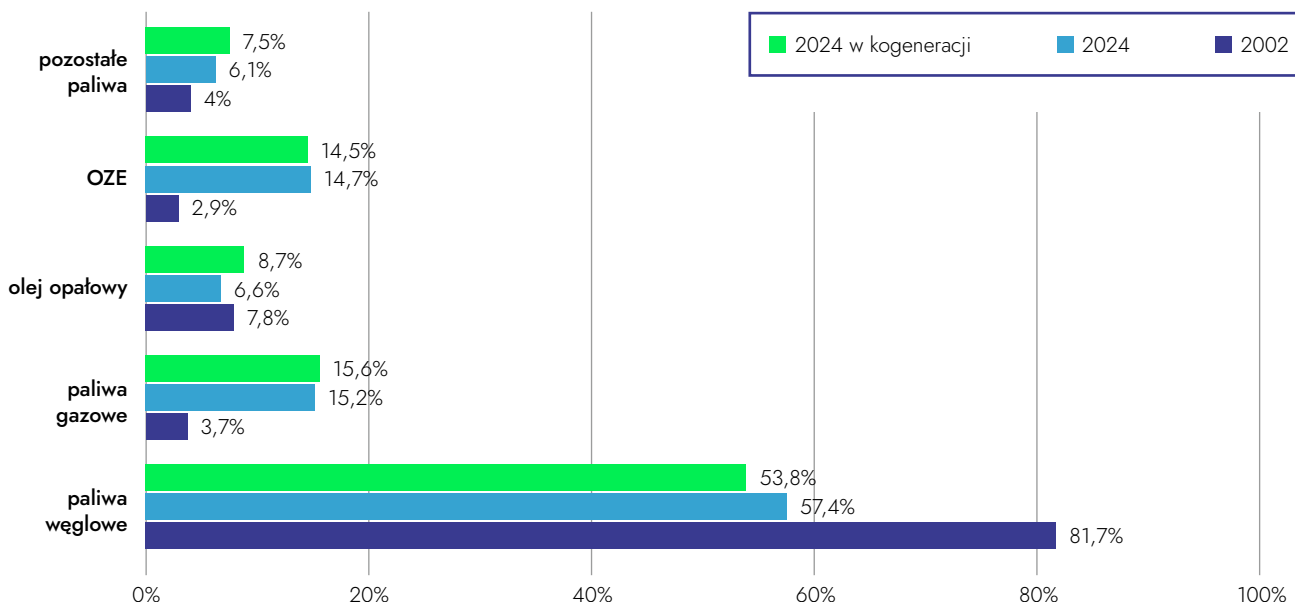
1.3. Miks paliwowy kogeneracji i wyzwania transformacyjne

Struktura paliwowa kogeneracji w Polsce podlega stopniowej, lecz nierównomiernej transformacji. W 2024 roku (wg danych URE, „Energetyka ciepła w liczbach 2024”) paliwa węglowe pozostawały dominującym źródłem energii, odpowiadając za ponad połowę paliw wykorzystywanych w kogeneracji. Jednocześnie ich udział systematycznie maleje – w perspektywie ostatnich kilkunastu lat spadek ten przekroczył 20 punktów procentowych.

Równolegle rośnie znaczenie paliw gazowych, które stały się podstawowym kierunkiem zastępowania wycofywanych jednostek węglowych. Gaz ziemny pełni obecnie rolę paliwa przejściowego, umożliwiającego obniżenie emisji CO₂ oraz zwiększenie elastyczności pracy źródeł kogeneracyjnych, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej.

Udział odnawialnych źródeł energii w kogeneracji pozostaje na poziomie około 15%, przy czym zdecydowaną większość stanowi biomasa. W porównaniu do części krajów UE skala integracji OZE z systemami ciepłowniczymi w Polsce jest nadal ograniczona, co wynika zarówno z uwarunkowań surowcowych, jak i struktury historycznych inwestycji.

Wykres 2. Struktura paliw według energii w nich zawartej zużywanych do produkcji ciepła 2002 r. i w 2024 r. oraz do produkcji ciepła w kogeneracji w 2024 r. Źródło: Urząd Regulacji Energetyki, Energetyka ciepła w liczbach – 2024, Warszawa 2025.



1.4. Polska na tle Unii Europejskiej – skala i znaczenie kogeneracji

Na tle Unii Europejskiej Polska należy do państw o dużym znaczeniu kogeneracji. Dane Eurostat za 2024 r., wykorzystane w niniejszym raporcie wskazują, że jednostki kogeneracyjne w UE wyprodukowały łącznie około 248,2 TWh energii elektrycznej oraz około 518,0 TWh ciepła netto. Odpowiadała temu moc elektryczna jednostek CHP na poziomie około 109,7 GWe oraz moc cieplna netto około 178,6 GWt (z wyłączeniem Estonii, dla której na dzień sporządzania raportu – nie były dostępne dane za rok 2024 w ramach Eurostatu).

Dane te pokazują, że potencjał kogeneracyjny w UE nie jest rozłożony równomiernie, lecz koncentruje się w relatywnie ograniczonej grupie państw członkowskich. W zależności od analizowanego parametru - produkcji energii elektrycznej, produkcji ciepła netto, mocy elektrycznej albo mocy

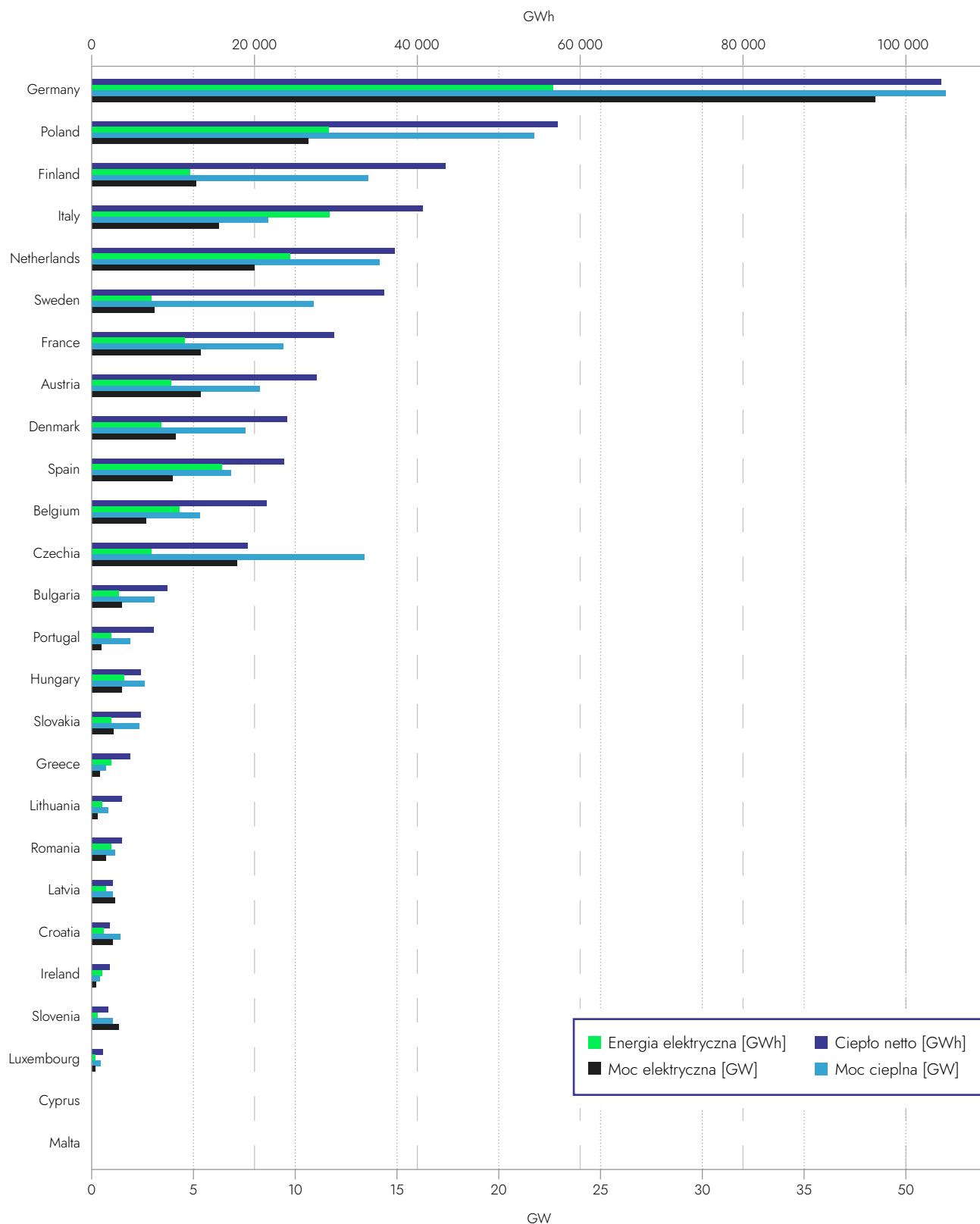
cieplnej - wśród największych rynków kogeneracyjnych znajdują się przede wszystkim Niemcy, Polska oraz grupa państw takich jak Niderlandy, Włochy, Finlandia, Dania, Szwecja, Czechy, Francja i Austria.

Według danych Eurostat za 2024 r. największą skalą mocy kogeneracyjnych w UE charakteryzują się Niemcy, z około 38,5 GWe mocy elektrycznej CHP oraz około 42,0 GWt mocy cieplnej CHP. Polska, z mocą elektryczną na poziomie około 10,6 GWe i mocą cieplną około 21,7 GWt, należy do istotnych rynków kogeneracyjnych UE. Potwierdzają to również wolumeny produkcji: w 2024 r. jednostki CHP w Polsce wyprodukowały około 29,2 TWh energii elektrycznej oraz około 57,3 TWh ciepła netto, podczas gdy w Niemczech było to odpowiednio około 56,8 TWh i 104,4 TWh.



Wykres 3: Kogeneracja w UE: moc zainstalowana oraz produkcja ciepła i energii elektrycznej w CHP
– opracowanie własne na podstawie Eurostatu.

Produkcja energii elektrycznej i ciepła [GWh] i moce elektryczne i ciepłe [GW]. Dane dla CHP w 2024 r.



Na tle UE skala wykorzystania kogeneracji w Polsce jest szczególnie wysoka w obszarze ciepła. Podczas gdy dane COGEN Europe wskazują, że w UE kogeneracja odpowiada średnio za około 28% produkcji ciepła oraz około 12% produkcji energii elektrycznej, w Polsce według danych URE i ARE za 2024 r. - udział CHP wynosi około 64% w ciepł systemowym oraz około 14% w krajowej produkcji energii elektrycznej. Pokazuje to, że w Polsce kogeneracja pełni znacznie bardziej systemową rolę w ciepłownictwie niż przeciętnie w UE tj. jest jednym z podstawowych źródeł zasilania miejskich systemów ciepłowniczych, a jednocześnie istotnym lokalnym źródłem energii elektrycznej wspierającym pracę KSE.

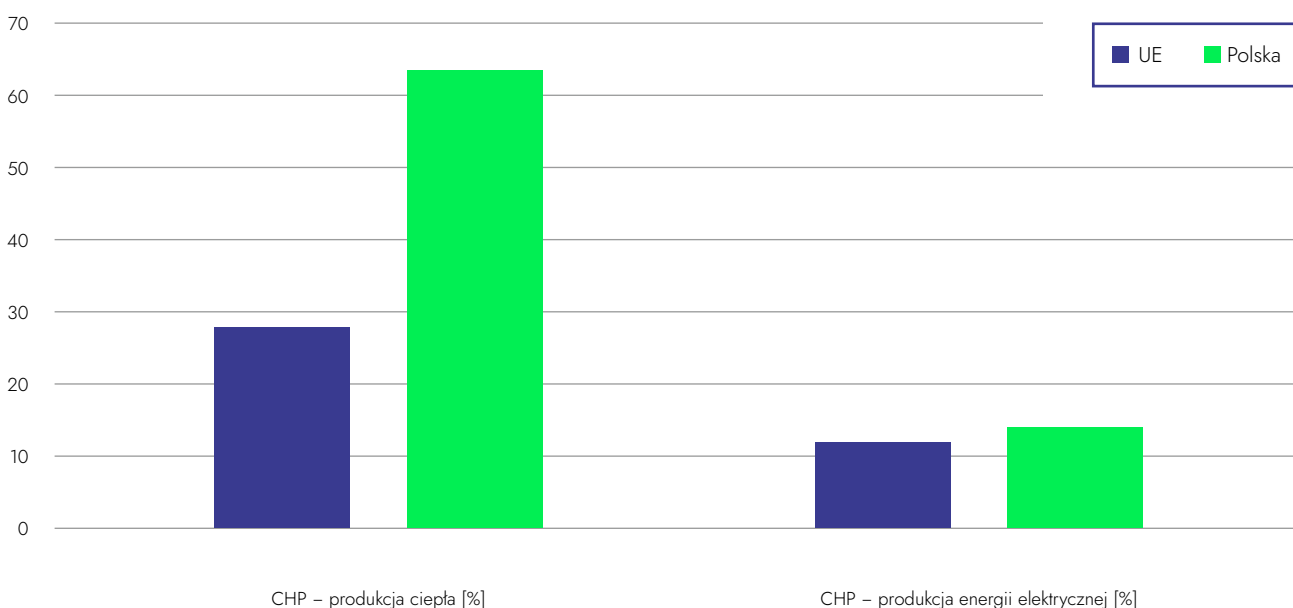
Różnice pomiędzy państwami UE dotyczą jednak nie tylko skali wykorzystania kogeneracji, lecz także funkcji, jaką kogeneracja pełni w danym systemie energetycznym. W Polsce dominuje model systemowo-ciepłowniczy, w którym jednostki kogeneracji są bezpośrednio powiązane z miejskimi systemami ciepłowniczymi i bezpieczeństwem do-

staw ciepła dla odbiorców. W Niemczech kogeneracja ma bardziej zróżnicowany charakter - jest obecna zarówno w ciepłownictwie, jak i w przemyśle oraz źródłach lokalnych. Z kolei w Danii i Finlandii kogeneracja jest silnie powiązana z ciepłownictwem, ale funkcjonuje w modelu bardziej zintegrowanym z OZE, biomasą, odpadami, magazynami ciepła i technologiami Power-to-Heat.

Inny model widoczny jest w państwach takich jak Niemcy, Włochy czy Hiszpania, gdzie znacząca część kogeneracji jest związana z przemysłem, lokalnymi zastosowaniami lub specyficznymi sektorami gospodarki, a nie z miejskim ciepłownictwem systemowym w takim stopniu jak w Polsce. Oznacza to, że podobna lub znacząca skala produkcji energii elektrycznej z kogeneracji w niektórych państwach UE nie musi oznaczać takiej samej roli kogeneracji w systemie ciepłowniczym. W Polsce ograniczenie lub zmiana modelu pracy CHP oddziałuje bezpośrednio na systemy ciepłownicze, lokalny bilans energii elektrycznej oraz potrzeby rozwoju sieci elektroenergetycznych.

Wykres 4: Porównanie udział kogeneracji w wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej w UE i PL w 2024 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie Eurostatu oraz Energetyka ciepła w liczbach – 2024, URE



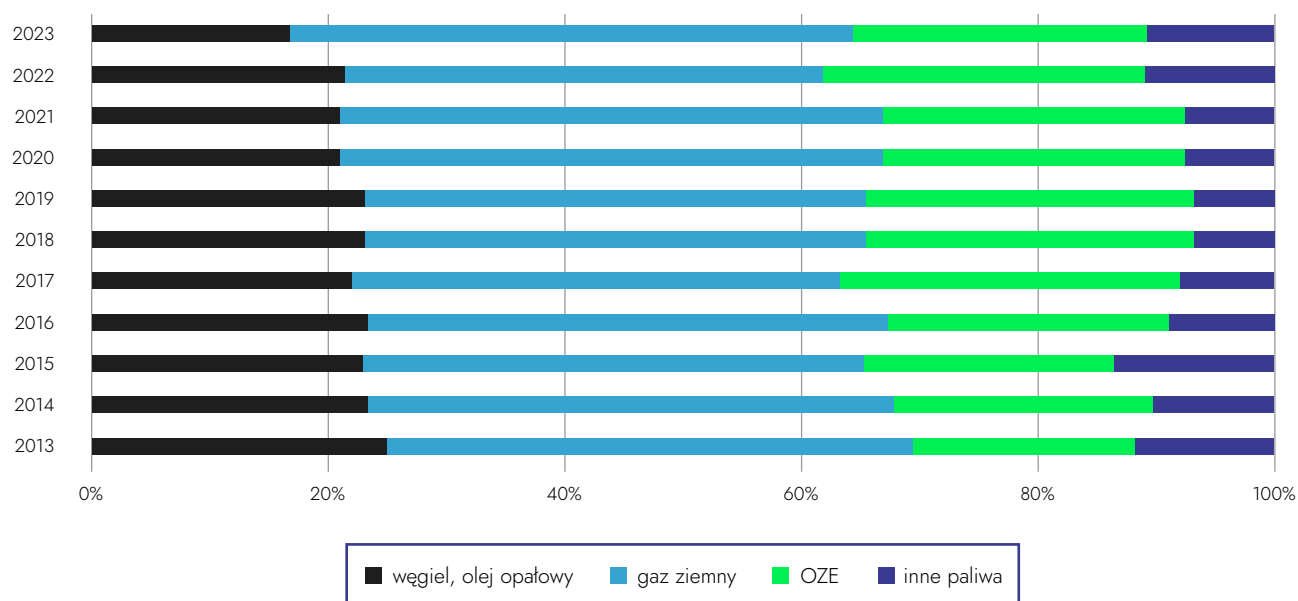


Istotnym elementem różnicującym Polskę na tle UE jest struktura paliwowa kogeneracji oraz wynikający z niej punkt startowy transformacji. W skali UE w 2023 r. dominującym paliwem w CHP był gaz ziemny (ok. 48%), przy jednocześnie niskim udziale paliw węglowych (ok. 17%) oraz rosnącym udziale OZE, sięgającym ok. 25%.

W krajach nordyckich istotną rolę w kogeneracji odgrywają spalarnie odpadów komunalnych (waste-to-energy) oraz biomasa. Wysoki udział frakcji odpadowej i biomasy w Da-

nii, Szwecji czy Finlandii – charakteryzujących się niższą emisyjnością w porównaniu z jednostkami kogeneracyjnymi opartymi na paliwach kopalnych – zapewnia stabilną, całoroczną pracę jednostek CHP, w dużym stopniu niezależną od sezonowości zapotrzebowania na ciepło. W konsekwencji jednostki te osiągają wysoki czas pracy w skali roku, co naturalnie przekłada się na wysoki udział CHP w produkcji energii elektrycznej z jednostek ciepłych oraz na ich silną pozycję w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego.



Wykres 5: Struktura paliw w jednostkach kogeneracji w UE. Źródło: Cogen Europe na podstawie Eurostat.

W Polsce sytuacja jest zasadniczo odmienna. Znaczna część mocy kogeneracyjnej nadal oparta jest na jednostkach węglowych, projektowanych w warunkach historycznie wysokiego i stabilnego zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną. Jednostki te są w wielu przypadkach przewymiarowane względem obecnych potrzeb rynku i charakteryzują się wysokimi minimami technicznymi, co ogranicza ich elastyczność operacyjną. Równocześnie dynamiczny rozwój OZE powoduje, że generacja wiatrowa i fotowoltaiczna coraz częściej wchodzi w podstawę obciążenia systemu elektroenergetycznego, skracając czas pracy jednostek ciepłych w skali roku.

W efekcie, mimo dużej mocy zainstalowanej, roczna produkcja energii elektrycznej z CHP w Polsce jest niższa, niż wynikałoby to z potencjału technicznego jednostek wytwórczych, choć jednocześnie – w ujęciu bezwzględnym – Polska produkuje z kogeneracji więcej energii elektrycznej niż średnia UE. Ograniczeniem nie jest więc skala sektora, lecz warunki jego pracy: sezonowość zapotrzebowania na ciepło, struktura paliwowa i techniczna oraz rosnące wymagania regulacyjne.

Istotnym czynnikiem kształtującym przyszły model pracy CHP jest również wymóg emisyjny EPS na poziomie 270 g CO₂/kWh energii wyprodukowanej w procesie skojarzonego wytwarzania (w tym energii cieplnej/chłodniczej, energii elektrycznej i energii mechanicznej), wynikający z Załącznika III Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (dyrektywa EED), a także rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r. uzupełniającego rozporządzenie (UE) 2020/852 w zakresie kryteriów technicznych kwalifikacji działalności przyczyniających się do łagodzenia zmiany klimatu (Taksonomia UE). Kryterium to będzie w praktyce od 2028 r. ograniczać możliwość pracy jednostek CHP w trybie produkcji energii elektrycznej poza skojarzeniem, wzmacniając model pracy zorientowanej na produkcję ciepła systemowego oraz przyspieszając konieczność modernizacji technologicznej w kierunku gazu ziemnego, OZE oraz paliw nisko- i zeroemisyjnych.



Tabela 1. Udział kogeneracji w produkcji ciepła oraz charakterystyka roli CHP w wybranych krajach UE.
Źródło: opracowanie własne na podstawie Eurostat i DHC Market Outlook 2025, Euroheat&Power.

Obszar / kraj	Udział kogeneracji w produkcji ciepła (%)	Charakterystyka systemowa
Polska	64%	Kogeneracja jako podstawa funkcjonowania systemów ciepłowniczych, wsparcie KSE
UE 27 (średnia)	28%	Kogeneracja pełni głównie funkcję uzupełniającą i ważne źródło energii dla przemysłu
Dania	>70%	Silna integracja CHP z Power to heat (OZE) i magazynami ciepła
Finlandia	>60%	Wysoki udział CHP w ciepłownictwie systemowym
Niemcy	ok. 40%	Największy rynek CHP w UE pod względem mocy i produkcji, ale o bardziej rozproszonym i zróżnicowanym charakterze niż polski model oparty na miejskich systemach ciepłowniczych.
Hiszpania	<20%	Największy rynek CHP w UE pod względem mocy i produkcji, ale o bardziej rozproszonym i zróżnicowanym charakterze niż polski model oparty na miejskich systemach ciepłowniczych.

W polskich warunkach kogeneracja pełni przede wszystkim rolę infrastruktury krytycznej dla ciepłownictwa systemowego oraz lokalnego bilansowania KSE. Jej przyszła wartość będzie determinowana nie przez wolumen wytwarzanej energii elektrycznej, lecz przez elastyczność operacyjną, zdolność do regulacji, integrację z magazynami ciepła,

technologiami P2H oraz stopniowe przechodzenie na paliwa nisko- i zeroemisyjne. W tym sensie Polska, mimo innego punktu startowego niż większość państw UE, dysponuje jednym z największych potencjałów dalszej ewolucji kogeneracji w kierunku modelu systemowego i elastycznego, odpowiadającego wyzwaniom transformacji po 2030 i 2035 r.



2. Kogeneracja jako element wsparcia Krajowego Systemu Energetycznego

2.1. Kogeneracja w strukturze Krajowego Systemu Energetycznego

Struktura Krajowego Systemu Elektroenergetycznego – źródła wytwórcze i centra zapotrzebowania

Struktura Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w Polsce charakteryzuje się trwałym rozdzieleniem pomiędzy lokalizacją znaczącej części mocy wytwórczych a obszarami o najwyższym zapotrzebowaniu na energię elektryczną. Układ ten jest wypadkową historycznych decyzji inwestycyjnych, uwarunkowań surowcowych i środowiskowych oraz, w coraz większym stopniu, warunków rozwoju odnawialnych źródeł energii.

Największe elektrownie systemowe zostały zlokalizowane przede wszystkim poza obszarami metropolitalnymi, często w znacznej odległości od głównych centrów popytu. Dotyczy to zarówno jednostek węglowych (m.in. Bełchatów, Turów, Kozienice, Opole, które były lokalizowane w pobliżu zasobów – np. kopalni węgla brunatnego, jak i planowanych nowych mocy jądrowych, których lokalizacja na północy kraju podyktowana jest dostępem do infrastruktury chłodzenia. Podobną logiką kieruje się rozwój morskiej energetyki wiatrowej, skoncentrowanej w północnej Polsce, oraz znacznej części lądowych farm wiatrowych,

sytuowanych poza aglomeracjami miejskimi. Transformacja energetyczna powoduje, że do tej struktury dochodzi także rosnąca grupa elektrowni gazowych, które pełnią rolę mocy dyspozycyjnych i regulacyjnych. W polskich warunkach nowe jednostki gazowe powstają w przeważającej mierze w lokalizacjach istniejących lub wygaszanych elektrowni węglowych, wykorzystując dostępne przyłącza do sieci przesyłowej oraz infrastrukturę systemową. Jednocześnie, w porównaniu z klasycznymi jednostkami węglowymi, elektrownie gazowe charakteryzują się znacznie większą elastycznością operacyjną, w tym krótszym czasem rozruchu oraz możliwością szybkiej zmiany obciążenia, co umożliwia ich efektywne wykorzystanie do bilansowania zmiennej generacji odnawialnej. Przykładem jest elektrownia gazowo-parowa Dolna Odra w Gryfinie, która – powstała w miejscu dawnej elektrowni węglowej – wzmacnia regionalny bilans mocy w północno zachodniej części KSE oraz ogranicza konieczność przesyłu energii z bardziej odległych źródeł wytwarzania.

Istotnym czynnikiem, kształtującym obecną i przyszłą przestrzenną strukturę KSE, jest szybki rozwój odnawialnych źródeł energii. Zgodnie z Planem Rozwoju Sieci Przesyłowej PSE na lata 2025–2034, w perspektywie najbliższej dekady



przewiduje się przyłączenie do systemu bardzo dużych wolumenów nowych mocy OZE, w tym w szczególności około 18 GW morskich farm wiatrowych, około 45 GW źródeł fotowoltaicznych oraz ponad 19 GW lądowych farm wiatrowych¹. Rozwój ten będzie w znacznym stopniu skoncentrowany przestrzennie tj. morskie farmy wiatrowe na północy kraju, znacząca część lądowej energetyki wiatrowej poza obszarami zurbanizowanymi oraz fotowoltaika rozwijana rozproszenie, głównie w sieciach dystrybucyjnych.

Już w ostatnich latach dynamiczny wzrost mocy odnawialnych, zwłaszcza fotowoltaiki, istotnie zmienił charakter pracy KSE. Rozwój PV, skoncentrowany w dużej mierze w sieciach niskich i średnich napięć oraz w obszarach o relatywnie niskim lokalnym zapotrzebowaniu, doprowadził do pojawienia się nowych wyzwań systemowych, w tym zwiększonej zmienności generacji, występowania lokalnych nadwyżek mocy oraz rosnących trudności w bilansowaniu systemu w skali dobowej i sezonowej. Zjawiska te w coraz większym stopniu oddziałują na pracę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, powodując wzrost przepływów nieplanowanych oraz obciążenia węzłów, zwłaszcza w relacji między obszarami wytwarzania a centrami popytu.

W dłuższej perspektywie rozwój OZE, przy niezmienionej strukturze przestrzennej zużycia energii elektrycznej, będzie prowadził do dalszego wzrostu znaczenia elastyczności systemowej, w tym zapotrzebowania na źródła zdolne do bilansowania zmiennej generacji oraz ograniczania skutków asymetrii przestrzennej. W tym kontekście szczególne wyzwania związane z integracją rosnącego udziału OZE, w tym fotowoltaiki i energetyki wiatrowej, z KSE – a także rola sektora ciepłowniczego, w tym kogeneracji w stabilizacji pracy systemu – zostały szeroko omówione w [raporcie PTEC z 2025 r.](#) pt. „Integracja sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego – czyli jak wykorzystać transformację ciepłownictwa systemowego do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła i stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego”.



Fortum

1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034, uzgodniony 20 grudnia 2024 r.



Przestrzenna koncentracja zapotrzebowania na energię elektryczną

Zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce jest silnie skoncentrowane zarówno przestrzennie, jak i sektorowo. Najwyższe obciążenia systemu występują:

- w dużych aglomeracjach, gdzie kumuluje się popyt sektorów komunalno-bytowego, usługowego oraz transportowego,
- w regionach o dużej koncentracji przemysłu energochłonnego.

Do najważniejszych obszarów popytu należy w szczególności aglomeracja warszawska, która stanowi największy pojedynczy węzeł zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju. Wysokie i względnie stabilne obciążenia generowane są również w Górnośląsko Zagłębiowskiej Metropolii, gdzie zapotrzebowanie wynika zarówno z intensywnego

zurbanizowania, jak i z obecności przemysłu, infrastruktury kolejowej oraz transportu zbiorowego.

Istotną rolę w strukturze popytu odgrywa także Dolny Śląsk, w którym funkcjonują zakłady przemysłu metalurgicznego, chemicznego i elektromaszynowego, a także regiony Wielkopolski i województwa łódzkiego, gdzie rosnące znaczenie ma przemysł przetwórczy oraz zaplecze logistyczne. W obszarze Pomorza, w szczególności Trójmiasta, zapotrzebowanie na energię elektryczną generowane jest przez działalność portową, przemysł stoczniowy, sektor chemiczny oraz gęsto zaludnione obszary miejskie.

Wraz z postępującą elektryfikacją ogrzewania, rozwojem klimatyzacji i chłodzenia, a także stopniowym wzrostem zapotrzebowania wynikającym z elektromobilności, ciężar popytu coraz silniej koncentruje się w obszarach miejskich, co przekłada się na wzrost obciążeń na poziomie sieci 110 kV.



Rola elektrociepłowni kogeneracyjnych w strukturze przestrzennej KSE

Na tle powyższej struktury wytwarzania i zapotrzebowania szczególną rolę odgrywają jednostki kogeneracyjne, które w przeważającej większości zlokalizowane są:

- w granicach dużych miast lub na ich bezpośrednich obrzeżach,
- w bezpośrednim sąsiedztwie największych centrów popytu,
- przy kluczowych węzłach sieci dystrybucyjnych i przesyłowych.

Elektrociepłownie zawodowe w Warszawie, Krakowie, Łodzi, Wrocławiu, Trójmieście, czy Górnolśląsko Zagłębiowskiej Metropolii pracują z reguły w miejscach, gdzie zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło systemowe jest najwyższe, a jednocześnie najbardziej wrażliwe na lokalne ograniczenia sieciowe.

Z punktu widzenia KSE oznacza to, że sieć elektrociepłowni tworzy gęstą, miejską strukturę źródeł wytwórczych, która:

- zasila najbardziej obciążone obszary sieci 110 kV,
- ogranicza konieczność przesyłu energii elektrycznej z odległych elektrowni systemowych i źródeł odnawialnych (ulokowanych poza miastami czy na pomorzu),
- redukuje obciążenie węzłów 400/2200 kV/110 kV,
- poprawia lokalny bilans mocy w obszarach o największym zapotrzebowaniu.

Przestrzenna analiza rozmieszczenia źródeł wytwórczych oraz koncentracji zapotrzebowania na energię elektryczną wskazuje, że jednostki kogeneracyjne w ciepłownictwie systemowym pełnią w KSE rolę istotnych lokalnych jednostek systemowych. Ich lokalizacja w dużych aglomeracjach i regionach o najwyższych obciążeniach sieciowych powoduje, że w naturalny sposób domykają one strukturę systemu, redukując dystans pomiędzy wytwarzaniem a zużyciem energii. W warunkach rosnącego udziału OZE, koncentracji nowej mocy wytwórczych poza centrami popytu oraz postępującej elektryfikacji odbiorców, kogeneracja wspiera KSE poprzez ograniczanie obciążeń oraz poprawę lokalnego bilansu mocy w obszarach najbardziej wrażliwych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw.

Synergia sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego przejawia się zatem nie w maksymalizacji wolumenu produkcji energii elektrycznej z CHP, lecz w ich zdolności do stabilizacji pracy systemu, optymalizacji kosztów sieciowych oraz zwiększania odporności KSE w procesie transformacji energetycznej.

2.2. Efekty lokalizacji kogeneracji dla pracy sieci elektroenergetycznych

Skutki przestrzennego rozmieszczenia jednostek kogeneracyjnych opisane w poprzednim podrozdziale przekładają się na konkretne efekty techniczne i ekonomiczne w pracy sieci elektroenergetycznych. Produkcja energii elektrycznej w pobliżu odbiorców końcowych ogranicza długość ścieżki dostawy energii, zmniejsza obciążenie wybranych elementów sieci oraz może ograniczać skalę niezbędnych inwestycji po stronie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Zmniejszenie strat technicznych (sieciowych) dzięki lokalnej generacji

Jednym z ważnych argumentów podkreślających znaczenie lokalnych elektrociepłowni jest ograniczenie strat technicznych w sieciach elektroenergetycznych. Straty te rosną wraz z długością toru przesyłu energii oraz poziomem przenoszonych mocy. W godzinach wysokiego zapotrzebowania wzrost przepływów przez sieci przesyłowe implikuje dodatkowe straty sieciowe, co nie tylko zwiększa koszty przesyłu energii, ale też podnosi ryzyko awarii.

Produkcja energii elektrycznej blisko miejsca jej zużycia pozwala:

- skrócić drogę przesyłu energii,
- zmniejszyć przepływy w liniach najwyższych napięć,
- obniżyć straty rezystancyjne w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych,
- ograniczyć udział mocy biernej poprzez skrócenie drogi między źródłem a odbiornikami.

W praktyce oznacza to, że ta sama ilość energii użytecznej może zostać dostarczona do odbiorców przy mniejszym obciążeniu infrastruktury sieciowej. W skali systemu krajowego przekłada się to na wymierne oszczędności energii pierwotnej, redukcję kosztów operatorów systemów, redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz poprawę efektywności energetycznej całego sektora.

Ograniczenie przepływów w sieciach przesyłowych

Lokalne elektrociepłownie odgrywają kluczową rolę w zmniejszaniu przepływów mocy na poziomie sieci przesyłowej. W tradycyjnym modelu scentralizowanego wytwarzania znaczna część energii musi być transportowana na duże odległości – z elektrowni systemowych do aglomeracji miejskich i ośrodków przemysłowych.

Uruchomienie źródeł kogeneracyjnych w pobliżu dużych skupisk odbiorców powoduje, że:

- część zapotrzebowania jest pokrywana lokalnie,
- zmniejsza się obciążenie węzłów sieci przesyłowej,
- ograniczana jest konieczność transferów międzysystemowych,
- elektrociepłownie często są połączone z lokalną siecią średnich napięć, w efekcie tego część energii jest przesyłana sieciami SN, co nie tylko skraca drogę od źródła do odbiorcy, ale również wzmacnia architekturę lokalną układów sieciowych przyczyniając się do poprawy niezawodności jej funkcjonowania.

Wzrasta zatem znaczenie rozproszonych układów kogeneracyjnych. Jest to szczególnie istotne w warunkach rosnącej niestabilności generacji OZE, gdy sieć przesyłowa coraz częściej pełni funkcję „bufora” dla dużych wolumenów energii które w okresach nadwyżki produkcji OZE nie są konsumowane lokalnie w otoczeniu tych źródeł. Lokalna elektrociepłownia działa wówczas jak źródło bilansujące, redukując amplitudy przepływów i poprawiając bezpieczeństwo pracy KSE. We wzorcowym modelu system ciepłowniczy może ograniczać pracę jednostek kogeneracyjnych w okresach nadwyżek energii elektrycznej z OZE, a zapo-

trzebowanie na ciepło pokrywać z instalacji Power-to-Heat oraz magazynów ciepła, a w okresach deficytowych uzupełniać kogeneracją niedobory produkcji energii elektrycznej oraz ciepła.

Odciążenie węzłów sieciowych w godzinach szczytu

Godziny szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną stanowią największe wyzwanie zarówno dla wytwarzania, jak i dla infrastruktury sieciowej. Lokalne elektrociepłownie, dzięki swojej sterowalności i wysokiej dyspozycyjności, są szczególnie predysponowane do pracy właśnie w tych okresach.

Ich obecność w systemie pozwala:

- zmniejszyć obciążenie transformatorów i linii w węzłach WN/SN oraz SN/nN,
- ograniczyć ryzyko przeciążeń i awarii infrastruktury,
- poprawić marginesy bezpieczeństwa napięciowego i obciążeniowego.

W praktyce elektrociepłownia działająca w pobliżu węzła sieci pełni funkcję lokalnego „bezpiecznika systemowego”, który jest zdolny do przejmowania części obciążenia w momentach zagrożenia przeciążeniami. W warunkach szczytowych obciążeń oraz w stanach awaryjnych lokalna kogeneracja wzmacnia sztywność sieci dzięki kontrybucji mocy zwarciowej pochodzącej od generatora.

Odroczenie i optymalizacja rozbudowy sieci

Jednym z najważniejszych, a często niedocenianych efektów funkcjonowania lokalnych elektrociepłowni jest możliwość odroczenia kosztownych inwestycji sieciowych. Rozbudowa sieci przesyłowych i dystrybucyjnych – nowe linie, stacje, transformatory – wiąże się z wysokimi nakładami kapitałowymi, długimi procedurami administracyjnymi i narastającym oporem społecznym.

Dla operatorów systemów oznacza to bardziej elastyczne i efektywne planowanie rozwoju sieci, lepsze parametry niezawodności dostaw energii, a dla odbiorców – niższe koszty taryfowe w długim horyzoncie czasu.



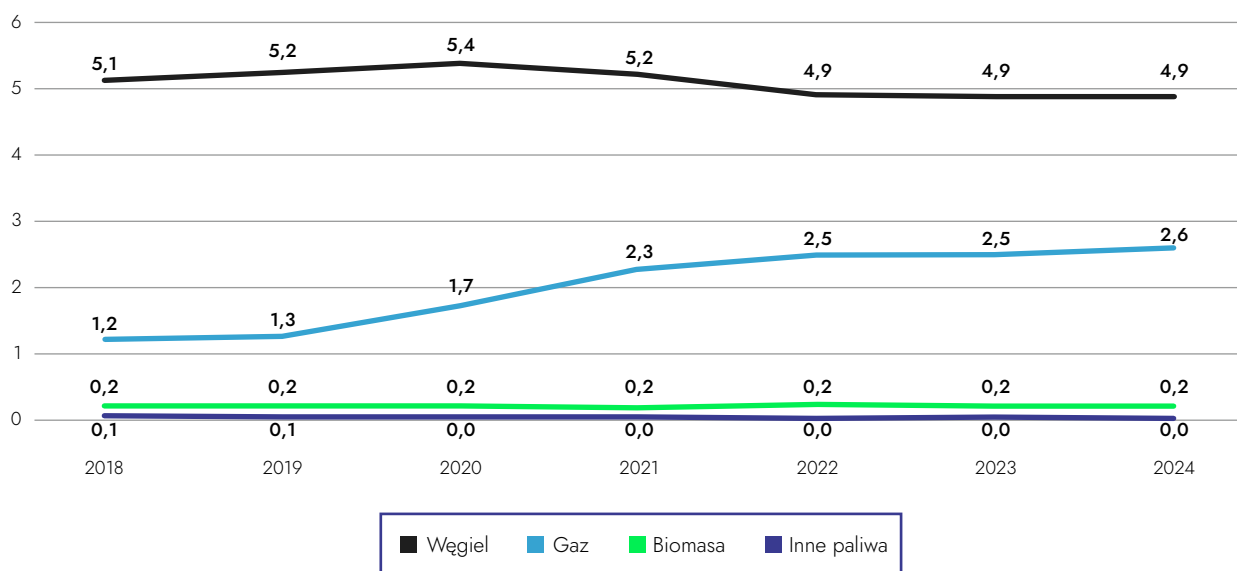
2.3. Odtworzenie mocy po jednostkach węglowych – luka inwestycyjna i rola jednostek kogeneracji

Według danych z raportów ARE, moc elektryczna zainstalowana w KSE w jednostkach kogeneracyjnych w latach 2018-2024 kształtowała się na stałym poziomie wynoszącym ok. 10 GWe, z czego zdecydowaną większość (średnio ok. 75%) stanowiły moce dostarczane przez elektrociepłownie zawodowe. W 2024 roku aż 4,9 GWe z 7,7 GWe

mocy zainstalowanej stanowiły jednostki opalane węglem, 2,6 GWe jednostki opalane gazem, 0,2 GWe biomasą oraz innymi paliwami. W 2024 roku aż 53% energii elektrycznej zostało wyprodukowane w oparciu o węgiel, 42% - gaz, 4% – biomasę, zaś 1% na pozostałych paliwach.

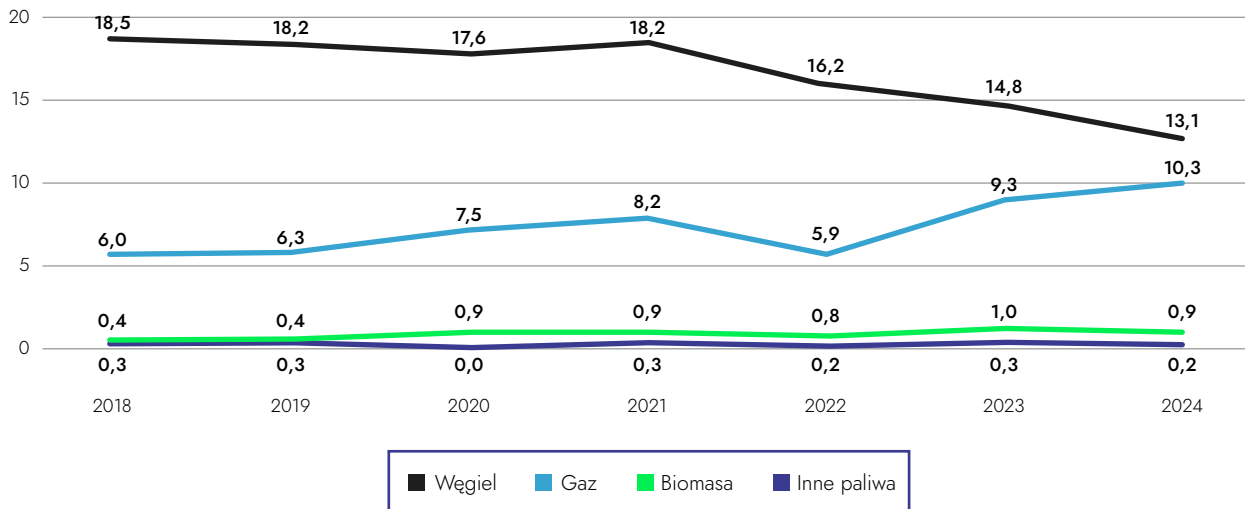
Wykres 7: Moc zainstalowana [GWe] w elektrociepłowniach zawodowych w latach 2018-2024.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.



Wykres 8: Produkcja energii elektrycznej [GWh] w elektrociepłowniach zawodowych w latach 2018-2024.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARE.



Obserwując zachodzące zmiany na rynku zauważalne jest stopniowe odchodzenie od wytwarzania energii w kogeneracji w jednostkach węglowych, co widać przede wszystkim po blisko 30% spadku produkcji na przestrzeni ostatnich 5 lat, jak również po stopniowym wycofywaniu mocy zainstalowanych. W związku ze stopniowym wycofywaniem węglowych jednostek kogeneracyjnych, istotnym problemem jest, jakie zmiany nastąpią na rynku energii elektrycznej po ich całkowitym wycofaniu, które jest nieuchronne. Większość właścicieli węglowych elektrociepłowni zadeklarowało już ich wyłączenie najpóźniej do lat 2030-2035. Moc zainstalowaną 4,9 GWe (4,4 GWe moc osiągalna) w kogeneracyjnych jednostkach węglowych stanowią przede wszystkim jednostki o mocy powyżej 200 MWe (57%), 100-199 MWe (24%) oraz 50-99 MWe (10%). Ze względu na widoczną transformację rynków ciepła oraz wymogi stawiane w nowej definicji wysokosprawnej kogeneracji (limit emisji - EPS 270 gCO₂/kWh w przypadku jednostek opalanych paliwami kopalnymi) przewiduje się, że nie będzie możliwe pełne odtworzenie takiej mocy w tech-

nologii kogeneracji gazowej. Dodatkowo wprowadzenie od 2035 r. w kryteriach dla efektywnych systemów ciepłowniczych wymogu minimalnego udziału ciepła z OZE lub ciepła odpadowego na poziomie 35% - w warunkach mieszanym OZE/ciepło odpadowe/wysokosprawna kogeneracja, wpłynie istotnie na pracę jednostek kogeneracyjnych, co przełoży się na ograniczenie ich pracy w systemie. Brak tak znaczącego wolumenu mocy elektrycznej będzie się wiązał z koniecznością budowy nowych mocy dyspozycyjnych w elektrowniach gazowych, pracujących interwencyjnie w godzinach szczytowego zapotrzebowania na ciepło, gdy energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii nie będzie dostępna w KSE.

Część tej mocy może zostać odtworzona w kogeneracji gazowej, szczególnie tam, gdzie istnieje zapotrzebowanie na ciepło systemowe oraz potrzeba lokalnego wsparcia KSE. Docelowa rola nowych jednostek kogeneracji będzie jednak zależać od ich integracji z magazynami ciepła i technologiami Power-to-Heat, co zostało rozwinięte w podrozdziale Elastyczności i usługi systemowe.



Orlen Termika S.A



2.4. System wsparcia kogeneracji

Istotnym elementem ścieżki inwestycyjnej CHP pozostaje obowiązujący w Polsce system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Mechanizm ten opiera się na wsparciu operacyjnym przyznawanym w drodze aukcji lub naborów, różnicowanym w zależności od technologii, mocy jednostki oraz rodzaju paliwa, i ma na celu kompensację luki kosztowej pomiędzy produkcją energii elektrycznej w kogeneracji a wytwarzaniem rozdzielonym. Mechanizm ten został wdrożony w oparciu o ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji* (Dz.U. z 2025 r. poz. 602).

System wsparcia został notyfikowany przez Komisję Europejską i uzyskał jej zgodę jako środek zgodny z zasadami pomocy publicznej, co potwierdza jego spójność z unijnymi celami w zakresie efektywności energetycznej, bezpieczeństwa dostaw oraz dekarbonizacji. Z punktu widzenia inwestorów ma to istotne znaczenie, ponieważ ogranicza ryzyko regulacyjne oraz zwiększa przewidywalność warunków ekonomicznych realizacji projektów kogeneracyjnych. System ten obejmuje jednostki istniejące, zmodernizowane oraz nowe, przy czym kluczowe znaczenie dla ścieżki inwestycyjnej mają mechanizmy dedykowane nowym i znacznie zmodernizowanym instalacjom. Wsparcie dla nowych lub znacznie zmodernizowanych jednostek CHP przyznawane jest w formie premii kogeneracyjnej w drodze aukcji (dla

jednostek o mocy od 1 MW do 50 MW) lub w drodze naboru na premię kogeneracyjną indywidualną (dla jednostek o mocy nie mniejszej niż 50 MW). Maksymalny okres wsparcia operacyjnego wynosi 15 lat od dnia pierwszego wytworzenia i sprzedaży energii elektrycznej, nie dłużej jednak niż do 31 grudnia 2048 r., co wyznacza minimalny horyzont funkcjonowania nowych jednostek w systemie elektroenergetycznym również po 2035 r.

Analiza dotychczasowych rozstrzygnięć wskazuje na ograniczone zainteresowanie mechanizmem premii kogeneracyjnej indywidualnej. Wsparcie to zostało przyznane jedynie dwukrotnie – w naborze rozstrzygniętym w 2021 roku. Od tego czasu, pomimo przeprowadzenia dziewięciu kolejnych naborów do kwietnia 2026 r., nie złożono ani jednej oferty. Warto podkreślić, że w ostatnim naborze, przeprowadzonym w kwietniu 2026 r., do rozdysponowania pozostawał budżet przekraczający 14,9 mld zł.

Odmienna sytuacja dotyczy premii kogeneracyjnej przyznawanej w drodze aukcji, która cieszy się zauważalnie większym zainteresowaniem ze strony inwestorów. Zgodnie z komunikatami Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w wyniku rozstrzygnięcia aukcji ogłoszonych w 2025 roku wsparcie uzyskało 17 projektów inwestycyjnych. Poniżej zestawiono przegląd aukcji przeprowadzonych w 2025 r.

Tabela 2. Zestawienie wyników aukcji kogeneracyjnej w 2025 r. – opracowanie własne na podstawie danych URE.

Oznaczenie aukcji	Data aukcji	Parametry aukcji		Wygrane oferty		
		Wolumen [MWh]	Budżet [PLN]	Liczba	Wolumen [MWh]	Wartość [PLN]
ACHP/1/2025	24-26.03	28 330 720	3 021 877 020	6	5 703 384	1 373 814 018
ACHP/2/2025	10-12.06	22 627 336	1 648 063 002	8	6 133 080	1 495 900 620
ACHP/3/2025	22-24.09	16 494 256	152 162 382	3	823 610	146 500 152
ACHP/4/2025	15-17.12	15 670 000	5 662 000	-	-	-

W 2025 r. wsparcie w formie premii kogeneracyjnej już po zakończeniu drugiej aukcji zostało wykorzystane prawie w 95% dostępnego budżetu. Ze względu na niski budżet aukcyjny, który pozostał na drugą część roku 2025 r., trzecia aukcja cieszyła się znacznie mniejszym zainteresowaniem, natomiast czwarta aukcja nie została rozstrzygnięta. Łącznie w 2025 r. budżet aukcyjny został rozdysponowany na poziomie ok. 99,8% wartości z całego dostępnego na ten rok wsparcia w formie premii kogeneracyjnej. W 2026 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki po raz pierwszy skorzystał z przewidzianej w przepisach możliwości przeprowadzenia więcej niż jednej aukcji w kwartale, planując łącznie pięć aukcji w ciągu roku. Równocześnie, zgodnie z rozporządzeniem Ministra Energii w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2026, wielkość środków, które zostały przeznaczone na premię kogeneracyjną w 2026 r. wynosi 8,5 mld zł, co jest znacząco większą kwotą w porównaniu do lat poprzednich. Korzystne parametry aukcji na 2026 r. stanowią zachętę dla wytwórców do ubiegania się o premię, co ma swoje odzwierciedlenie w poziomie zainteresowania uczestnictwem w aukcjach. W ramach pierwszej aukcji przeprowadzonej w 2026 roku, która odbyła się w dniach 6 – 10 lutego 2026 r., premię kogeneracyjną objęto 20 kolejnych jednostek kogeneracyjnych. Druga aukcja, przeprowadzona w dniach 14 – 16 kwietnia 2026 r., cieszyła się rekordowym zainteresowaniem. Do 15 wytwórców, którzy w sumie złożyli 22 zwycięskie oferty, trafi blisko 4,4 mld zł wsparcia.

Przedstawione doświadczenia z funkcjonowania systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji pokazują, że mechanizm premii kogeneracyjnej – realizowany w formule aukcyjnej – nie tylko skutecznie stymuluje decyzje inwestycyjne w krótkim okresie, ale także w sposób strukturalny kształtuje długoterminową obecność jednostek CHP w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym. Maksymalny piętnastoletni okres wsparcia operacyjnego, z jednoczesnym ustawowym horyzontem obowiązywania systemu do 31 grudnia 2048 r., oznacza, że nowe oraz znacznie zmodernizowane jednostki kogeneracyjne, uruchamiane w drugiej połowie obecnej dekady, będą funkcjonować w systemie co najmniej do połowy lat 40. XXI wieku.

Tym samym system wsparcia nie tylko inicjuje inwestycje, lecz także „zakotwicza” efekty tych decyzji w długim okresie, zapewniając ciągłość dostępnych mocy wytwórczych, stabilność dostaw ciepła systemowego oraz utrzymanie wysokosprawnych źródeł regulacyjnych w elektroenergetyce również po 2035 r.

2.5. Elastyczność i usługi systemowe: rola kogeneracji dziś i po 2035 roku

W poprzednich podrozdziałach wskazano, że lokalizacja kogeneracji ma znaczenie dla pracy sieci oraz ograniczania skutków przestrzennej asymetrii między źródłami wytwórczymi a popytem. Kolejnym wymiarem tej roli jest elastyczność operacyjna jednostek kogeneracji, szczególnie w warunkach rosnącego udziału OZE. W tym kontekście kluczowe znaczenie zyskuje zdolność elektrociepłowni do współpracy z magazynami ciepła, technologiami Power-to-Heat oraz do reagowania na sygnały z KSE i rynku energii. Niniejszy rozdział koncentruje się na roli CHP jako zasobu elastyczności dziś oraz w perspektywie po 2035 r.

Integracja kogeneracji z OZE – elektrociepłownie jako elastyczne huby energetyczne

Rosnący udział odnawialnych źródeł energii w miksie elektroenergetycznym zwiększa zapotrzebowanie na zasoby zdolne do kompensowania zmienności generacji energii zależnej od warunków pogodowych. W tym modelu lokalne elektrociepłownie mogą pełnić funkcję integrującą system elektroenergetyczny i ciepłowniczy, pod warunkiem, że nie są traktowane jako pojedyncze, sztywno pracujące źródła ciepła, lecz jako układy wielotechnologiczne, łączące kogeneracyjne bloki, ale także elastyczne silniki gazowe, magazyny ciepła, technologie Power-to-Heat - kotły elektrodowe i pompy ciepła oraz systemy zarządzania popytem. Znaczenie elektrociepłowni w warunkach wysokiego udziału OZE wynika z możliwości dwukierunkowego reagowania na sytuację w KSE. W okresach wysokiej generacji wiatrowej lub fotowoltaicznej system ciepłowniczy może ograniczać pracę jednostek kogeneracyjnych, zwiększać pobór energii elektrycznej przez instalacje Power-to-Heat oraz magazynować ciepło na potrzeby późniejszego wykorzystania.



Tauron Ciepło S.A.

W okresach niskiej generacji odnawialnej jednostki kogeneracyjne mogą natomiast zwiększać produkcję energii elektrycznej, wspierając bilans mocy i ograniczając konieczność uruchamiania mniej efektywnych źródeł rezerwowych. Szczególne znaczenie tego modelu ujawnia się w sytuacjach ograniczonej dostępności generacji odnawialnej, zwłaszcza w okresach bezwietrznych, niskiego nastożnienia lub wysokiego zapotrzebowania zimowego. W takich warunkach elektrociepłownia może jednocześnie produkować energię elektryczną i ciepło, wspierając bilans mocy w KSE oraz zapewniając ciągłość dostaw ciepła dla odbiorców miejskich. Kogeneracja pełni zatem funkcję zasobu bezpieczeństwa energetycznego na styku dwóch systemów: elektroenergetycznego i ciepłowniczego.

W takim układzie szczególne znaczenie zyskują jednostki gazowe średniej mocy, tj. o mocy od kilku do kilkudziesięciu MW, które mogą stanowić uzupełnienie większych blo-

ków gazowo-parowych. W porównaniu z dużymi blokami CCGT charakteryzują się one krótszym czasem rozruchu, wyższą elastycznością pracy w częściowym obciążeniu oraz zdolnością do szybkiej zmiany mocy. Dzięki temu mogą reagować na krótkookresowe zmiany generacji OZE, wspierać lokalne bilansowanie obszarów sieciowych oraz ograniczać obciążenie węzłów sieciowych w godzinach szczytowego zapotrzebowania.

Jednocześnie przyszła rola kogeneracji w integracji OZE w ciepłownictwie będzie ograniczana i kształtowana przez nowe wymogi regulacyjne. Zgodnie z kierunkiem wynikającym z Dyrektywy o efektywności energetycznej (EED), w tym wymagań dla wysokosprawnej kogeneracji, jednostki wykorzystujące paliwa kopalne muszą spełniać limit bezpośrednich emisji na poziomie 270 g CO₂/kWh. Kryterium to wzmacnia znaczenie pracy jednostek kogeneracyjnych w rzeczywistym trybie skojarzonym, tj. z jednoczesnym



Fortum

wykorzystaniem energii elektrycznej i ciepła, oraz ogranicza możliwość traktowania CHP jako źródeł pracujących wyłącznie na potrzeby rynku energii elektrycznej.

Oznacza to, że elastyczność kogeneracji po 2030 r. nie będzie polegała na dowolnym zwiększaniu produkcji energii elektrycznej niezależnie od zapotrzebowania cieplnego. Warunkiem utrzymania roli CHP jako zasobu systemowego będzie zdolność do zachowania wysokiej sprawności i emisyjności zgodnej z wymogami regulacyjnymi przy jednoczesnej współpracy z magazynami ciepła oraz technologiami Power-to-Heat. Innymi słowy, to nie sama jednostka kogeneracyjna, lecz zintegrowany układ CHP – magazyn ciepła – Power to Heat – elastyczne źródła gazowe będzie decydował o realnej zdolności elektrociepłowni do wspierania KSE.

W dłuższym horyzoncie znaczenie będzie miała również gotowość do przepaliwowania nowych jednostek gazowych. Obecnie podstawowym paliwem dla silników gazowych pozostaje gaz ziemny, jednak ścieżka dekarbonizacji będzie wymagała stopniowego przechodzenia na paliwa nisko- i zeroemisyjne, takie jak biometan, wodór lub paliwa syntetyczne. W takim modelu silniki gazowe mogą stanowić element przejściowy, ale jednocześnie adaptowalny technologicznie – pod warunkiem odpowiedniego zaprojektowania ich przyszłej kompatybilności paliwowej.

W efekcie nowoczesna elektrociepłownia staje się hybrydowym hubem energetycznym, którego celem nie jest maksymalizacja pracy pojedynczej technologii, lecz optymalizacja pracy całego lokalnego systemu w zależności od warunków pogodowych, cen energii, zapotrzebowania na ciepło oraz potrzeb KSE. Taki model pozwala jednocześnie absorbować nadwyżki OZE, ograniczać produkcję kogeneracyjną wtedy, gdy nie jest potrzebna systemowi elektroenergetycznemu oraz zwiększać wytwarzanie energii elektrycznej w okresach niedoboru mocy – przy zachowaniu podstawowej funkcji elektrociepłowni, jaką jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ciepła.

Rola magazynów i akumulatorów ciepła w celu zwiększenia elastyczności pracy jednostek kogeneracyjnych

Magazyny i akumulatory ciepła są jednym z najskuteczniejszych narzędzi zwiększających elastyczność systemów



ciepłowniczych i elektrociepłowni. Ich zasadnicza funkcja polega na czasowym oddzieleniu procesu produkcji ciepła od jego dystrybucji. Dzięki temu możliwe jest:

- gromadzenie nadwyżek ciepła w okresach zwiększonej pracy jednostek CHP,
- wykorzystywanie zgromadzonego ciepła w okresach, gdy elektrociepłownia powinna ograniczyć pracę lub reagować na sygnały z KSE.

W praktyce magazyn ciepła pozwala elektrociepłowni produkować energię elektryczną w momentach, gdy jest ona najbardziej potrzebna systemowi lub gdy ceny energii są wysokie – niezależnie od aktualnego zapotrzebowania na ciepło.

Z punktu widzenia KSE magazyny ciepła zwiększają zdolność elektrociepłowni do:

- świadczenia usług regulacyjnych,
- redukcji produkcji energii elektrycznej w okresach wysokiej generacji z OZE,
- zwiększenia generacji w szczytach zapotrzebowania.

W połączeniu z technologiami Power-to-Heat magazyny ciepła pełnią także funkcję pośredniego magazynu energii elektrycznej – przechowując ją w postaci ciepła.

Rola technologii Power-to-Heat (P2H) w integracji systemów elektroenergetycznych i ciepłowniczych

Technologie Power-to-Heat umożliwiają przekształcanie energii elektrycznej w ciepło, które może być bezpośrednio wykorzystane w systemie ciepłowniczym lub zmagazynowane. Ich znaczenie rośnie wraz ze zwiększającą się zmiennością generacji OZE i częstym pojawianiem się nadwyżek energii elektrycznej w KSE.

P2H może pełnić funkcję:

- Elastycznego odbiorcy energii, który zagospodarowuje nadwyżki generacji z PV i wiatru.
- Rozwiązania wzmacniającego elastyczność systemów ciepłowniczych, szczególnie w połączeniu z magazynami ciepła.
- Narzędzia optymalizującego koszty produkcji ciepła, dzięki wykorzystaniu niskich (a czasem ujemnych) cen energii elektrycznej.

Połączenie P2H z magazynami ciepła pozwala na przesunięcie wykorzystania energii w czasie – ciepło może być

produkowane wtedy, gdy energii elektrycznej jest dużo i jest ona tania, a konsumowane wtedy, gdy jest potrzebne. W efekcie system ciepłowniczy staje się aktywnym uczestnikiem rynku energii, a nie tylko odbiorcą ciepła z CHP.

Rola jednostek CHP w systemie energetycznym po 2035 roku

Po 2035 roku, w warunkach wysokiego udziału OZE, kogeneracja będzie pełnić w KSE rolę przede wszystkim elastycznych, dyspozycyjnych źródeł mocy. Wzrost zmienności produkcji energii elektrycznej będzie wymagał częstszych interwencji jednostek regulacyjnych, które mogą stabilizować system w sytuacjach:

- niskiej generacji z OZE,
- nagłego wzrostu zapotrzebowania,
- gwałtownych zmian wietrzności lub nasłonecznienia.

Jednostki CHP, dysponujące szerokim zakresem regulacji mocy oraz wysoką dyspozycyjnością, będą mogły odgrywać kluczową rolę w bilansowaniu KSE. Rosnąca zmienność cen energii elektrycznej na rynku hurtowym dodatkowo zwiększy znaczenie elektrociepłowni jako podmiotów reagujących na sygnały rynkowe – zwiększających produkcję w okresach wysokich cen oraz ograniczających ją w okresach nadpodaży.

Zdolność CHP do pełnienia tej funkcji będzie jednak w dużej mierze zależeć od stopnia integracji z magazynami ciepła i technologiami P2H. Rozwiązania te umożliwią odejście od sztywnego powiązania produkcji energii elektrycznej z zapotrzebowaniem cieplnym. W dłuższej perspektywie elektrociepłownie mogą przekształcić się w wielofunkcyjne „huby energetyczne”, łączące:

- produkcję energii elektrycznej i ciepła,
- magazynowanie energii,
- współpracę z lokalnymi źródłami OZE,
- świadczenie usług systemowych.

W perspektywie po 2035 r. znaczenie kogeneracji będzie w coraz większym stopniu zależeć od zdolności jednostek CHP do pracy elastycznej, współpracy z magazynami ciepła oraz technologiami Power-to-Heat. Taki model pozwala traktować system ciepłowniczy nie tylko jako odbiorcę energii elektrycznej, lecz jako aktywny element bilansowania KSE, zdolny do reagowania zarówno na okresy nadwyżek, jak i deficytów generacji odnawialnej.

3. Ryzyka regulacyjne i techniczne dla kogeneracji

Tabela 3: Ryzyka regulacyjne dla kogeneracji.

Ryzyko regulacyjne dla kogeneracji	Opis ryzyka regulacyjnego
Ryzyko braku możliwości rozwoju i wsparcia systemów ciepłowniczych wskutek utraty statusu efektywnego systemu ciepłowniczego od 2035 r.	Istotnym ryzykiem dla dalszego rozwoju i wsparcia projektów dotyczących transformacji systemów ciepłowniczych jest możliwość utraty statusu efektywnego systemu ciepłowniczego od 2035 r. w związku z niespełnieniem nowych kryteriów wynikających z art. 26 dyrektywy EED, co wiąże się z faktem, że od tego momentu spełnienie kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego nie będzie już możliwe wyłącznie poprzez wymagany udział ciepła z wysokosprawnej kogeneracji – w przypadku systemów opartych o jednostkę/jednostki CHP koniecznym będzie zapewnienie udziału OZE lub ciepła odpadowego. Kluczowym wyzwaniem będzie w tym kontekście skokowy wzrost wymaganego udziału ciepła z OZE lub ciepła odpadowego w wariancie mieszanym – z poziomu minimum 5% w okresie 2028-2034 do minimum 35% od 2035 r. Dla dużych miejskich systemów ciepłowniczych, funkcjonujących w największych aglomeracjach, takich jak np. Warszawa czy Kraków, które to systemy obecnie spełniają kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego głównie dzięki wysokiemu udziałowi kogeneracji, osiągnięcie takiego poziomu OZE/ciepła odpadowego może wymagać znaczących inwestycji technologicznych i infrastrukturalnych oraz zapewnienia dostępności gazów zeroemisyjnych i zdekarbonizowanych. Brak spełnienia ww. kryteriów ograniczy możliwość korzystania z części mechanizmów wsparcia, pogorszy warunki finansowania inwestycji, uniemożliwi rozwój rynku ciepła w danej lokalizacji oraz utrudni utrzymanie ścieżki dekarbonizacji przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła.
Ryzyko niedotrzymania terminu „przepaliwowania” jednostek CHP/i innych gazowych do 2035 r. skutkujące niezgodnością z Taksonomią UE oraz niedotrzymaniem warunków mechanizmów wsparcia wymagających zgodności z Taksonomią UE dla jednostek gazowych	Istotnym ryzykiem dla nowych i modernizowanych jednostek kogeneracyjnych oraz innych jednostek gazowych jest niedotrzymanie wymogu pełnego przejścia na gazy odnawialne lub niskoemisyjne do 31 grudnia 2035 r., wynikającego z kryteriów Taksonomii UE dla wybranych działalności gazowych. Zgodnie z uzupełniającym aktem delegowanym do Taksonomii UE, instalacje gazowe mogą być traktowane jako działalność przejściowa jedynie pod warunkiem spełnienia rygorystycznych kryteriów, w tym m.in. limitów emisyjnych oraz zobowiązania do przejścia na paliwa odnawialne lub niskoemisyjne do końca 2035 r. Ryzyko związane z „przepaliwowaniem” jest szczególnie istotne dla właścicieli jednostek kogeneracyjnych i systemów ciepłowniczych, ponieważ spełnienie tego wymogu w dużej mierze zależy od czynników pozostających poza ich bezpośrednią kontrolą. Dotyczy to przede wszystkim komercyjnej dostępności odpowiednich wolumenów gazów zdekarbonizowanych i zeroemisyjnych, takich jak biometan, wodór odnawialny lub paliwa syntetyczne, a także dostępności infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej umożliwiającej ich dostarczenie do źródeł ciepłowniczych. Istotnym ograniczeniem może być również koszt tych paliw oraz konkurencja o ich wykorzystanie ze strony innych sektorów gospodarki, w szczególności przemysłu i transportu. Kryteria Taksonomii dla gazu są uznawane za wymagające, a osiągnięcie pełnego przejścia na paliwa odnawialne lub niskoemisyjne po 2035 r. może wymagać istotnych zmian technologicznych i infrastrukturalnych. Niedotrzymanie tego kryterium może skutkować utratą zgodności inwestycji gazowych z Taksonomią UE, co będzie miało znaczenie nie tylko reputacyjne i regulacyjne, lecz także finansowe. Problem może ujawnić się zwłaszcza na etapie pozyskiwania, rozliczania lub utrzymywania wsparcia inwestycyjnego (dofinansowania – np. w ramach obecnych programów NFOŚiFW) dla projektów gazowych, jeżeli warunkiem przyznania środków wciąż będzie wykazanie zgodności z Taksonomią UE. W praktyce oznacza to, że projekty kogeneracyjne i inne projekty gazowe, które dziś są planowane jako element przejściowy transformacji ciepłownictwa, mogą w przyszłości napotkać ograniczenia w dostępie do finansowania lub wręcz ryzyko konieczności zwrotu dofinansowania, jeżeli nie zostanie zapewniona realna możliwość wykorzystania gazów zdekarbonizowanych i zeroemisyjnych w wymaganym terminie.



Ryzyko zaostreżenia progu emisji dla kogeneracji gazowej w Taksonomii UE	Nowe kogeneracyjne bloki gazowe są budowane tak, aby spełnić kryterium emisji na poziomie 270 g CO ₂ /kWh. W styczniu 2025 r. organ doradczy Komisji Europejskiej (Platforma ds. Zrównoważonego Finansowania) zarekomendował obniżenie kryterium w Taksonomii do 240 g CO ₂ /kWh od 2025 r. oraz 115 g CO ₂ /kWh od 2030 r. — tylko pod warunkiem dostosowania emisji do tego progu kogeneracja gazowa miałaby być uznana za zrównoważoną. Propozycja zmiany była nagła i nieoparta wyczerpującymi analizami. Tymczasem jej wdrożenie wiązałoby się z wysokim ryzykiem wstrzymania części inwestycji zmierzających do redukcji emisji i ograniczenia wykorzystania paliw węglowych.
Brak kontynuacji systemu wsparcia operacyjnego wysokosprawnej kogeneracji	System wsparcia wysokosprawnej kogeneracji cieszy się zainteresowaniem głównie tych inwestorów, którzy chcą skorzystać z premii kogeneracyjnej — oznacza to, że system wspiera przede wszystkim nowe jednostki o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW i poniżej 50 MW. System ma wiele zalet: wspiera budowę stabilnych jednostek niskoemisyjnych, które przyczyniają się do bilansowania systemu elektroenergetycznego i pozwalają na wprowadzenie nowego strumienia ciepła do lokalnych systemów ciepłowniczych, co umożliwia ich dekarbonizację. Tymczasem rok 2028 ma być ostatnim rokiem obowiązywania systemu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji (spodziewany ostatni rok przeprowadzania aukcji CHP). Ewentualne zakończenie wsparcia prawdopodobnie będzie wiązać się z osiągnięciem niewystarczających mocy w instalacjach kogeneracyjnych do 1 MW, które cieszą się szczególnym wsparciem w regulacjach unijnych (dyrektywa EED wskazuje na konieczność zlikwidowania wszelkich barier w przyłączaniu małej kogeneracji oraz możliwość zaliczenia każdego poziomu redukcji emisji dzięki zastosowaniu małej kogeneracji gazowej) i powinny być podobnie wspierane w regulacjach krajowych. Pewne jest też, że zakończenie wsparcia nie doprowadziłoby do zachęcenia wytwórców do blendingu gazu ziemnego z biometanem w jednostkach kogeneracji ze względu na brak dedykowanych cen referencyjnych, uwzględniających koszt biometanu.
Nieuwzględnienie kogeneracji w nowym rynku mocy	Rynek mocy zapewnił kontraktację wysokich poziomów mocy wytwórczych w wielkoskalowych jednostkach kogeneracji. W kształtowaniu nowego rynku mocy należy uwzględnić rolę instalacji kogeneracyjnych w bilansowaniu systemu i zagwarantowaniu dostępnej mocy.
Niedostosowanie warunków wsparcia w aukcjach OZE do specyfiki pracy jednostek	W obecnym otoczeniu regulacyjnym inwestorzy w biogazowni zdecydowanie preferują budowę jednostek kogeneracyjnych na biogaz do 1 MW mocy zainstalowanej i nie uczestniczą w aukcjach OZE dla biogazowni, dedykowanych większym instalacjom. Jest to spowodowane m.in. ryzykiem niedostarczenia 85% zadeklarowanego wolumenu energii elektrycznej do sieci w sytuacji, gdy biogazownie często otrzymują warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dostosowane do pracy nieciągłej, charakterystycznej dla fotowoltaiki (np. 8-12 godzin pracy na dobę).
Nieuwzględnienie w taryfie benchmarkowej technologii przejściowych stosowanych w celu ograniczenia emisji	Wiele inwestycji dekarbonizacyjnych w Polsce polega obecnie na zastąpieniu istniejących jednostek węglowych instalacjami kogeneracyjnymi zasilanymi paliwami gazowymi. Zgodnie z kierunkiem transformacji systemów ciepłowniczych wyznaczonym przez dyrektywę EED, stopniowe przejście na odnawialne paliwa gazowe w jednostkach zasilanych gazem ziemnym będzie konieczne do utrzymania statusu systemu efektywnego energetycznie. Koszt produkcji ciepła z biometanu, który pozostaje paliwem droższym niż gaz ziemny, nie jest jednak uwzględniony w taryfie benchmarkowej dla kogeneracji. Wskaźnik referencyjny dla paliw odnawialnych bazuje na koszcie biomasy i zupełnie nie oddaje wyższego kosztu zakupu biometanu. Lista wskaźników referencyjnych w taryfie benchmarkowej powinna być także uzupełniona o wskaźnik dla spalarni odpadów.

Tabela 4: Ryzyka techniczne dla kogeneracji oraz działania umożliwiające zniesienie tych ograniczeń.

Ograniczenia techniczne dla kogeneracji	Działania umożliwiające zniesienie ograniczeń
Możliwe trudności z dostępnością paliwa (gaz ziemny, biomasa) zasilającego jednostkę kogeneracji w danej lokalizacji	■ Współpraca z operatorami systemów gazowych w zakresie możliwości zapewnienia terminowego przyłączenia jednostek CHP do sieci gazowej, ■ Działania na rzecz zapewnienia sprzyjającego otoczenia regulacyjnego w zakresie możliwości wykorzystania biomasy na cele energetyczne.
Niewystarczające tempo rozwoju rynku odnawialnych paliw gazowych w Polsce	■ Budowa otoczenia regulacyjnego wspierającego rozwój rynku paliw odnawialnych w celu zwiększenia podaży tych paliw (w szczególności biometanu), ■ Współpraca z operatorami systemów gazowych ukierunkowana na likwidację barier rozwoju rynku paliw odnawialnych.
Możliwe trudności z przyłączeniem jednostki CHP do sieci elektroenergetycznej w danej lokalizacji	■ Przyspieszenie procesu wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla jednostek CHP, ■ Terminowa realizacja procesu przyłączeniowego.
Niedostępność gazu ziemnego w niektórych lokalizacjach	■ Badanie rynku przez operatorów systemów gazowych (GAZ-SYSTEM, PSG), mające na celu zidentyfikowanie tzw. „białych plam”. Na rynku gazu w Polsce istnieje potencjał i ekonomiczne uzasadnienie dla budowy nowych jednostek kogeneracji gazowej, ■ Analiza opłacalności budowy nowych przyłączy gazowych pod kątem nowych inwestycji.
Brak możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odpowiedniej mocy ze względu na nieprzystosowanie infrastruktury sieciowej w niektórych lokalizacjach	■ Inwestycje w rozbudowę i modernizację sieci elektroenergetycznej, ■ Realizacja rozwiązań przewidzianych w „ustawie sieciowej” (ustawa z dnia 13 marca 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. poz. 516), monitoring efektów ich działania i ewentualne zaprojektowanie dalszych zmian usprawniających proces przyłączeniowy.
Brak możliwości uzyskania wymaganej temperatury zasilania sieci ciepłowniczej w warunkach obliczeniowych dla sieci wysokotemperaturowych (ponad 100 °C w przypadku lokalizacji kogeneracji z dala od pozostałych jednostek wytwórczych)	■ Reforma stref klimatycznych w Polsce, ■ Dostosowanie tabel regulacyjnych do nowych uwarunkowań klimatycznych (systematyczny wzrost średniej rocznej temperatury powietrza) oraz wymogów prawnych (konieczność zwiększania udziału ciepła z OZE i ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych wymuszającego pracę systemów ciepłowniczych na znacznie niższych temperaturach nośnika ciepła niż obecnie).



4. Wpływ kogeneracji i elektryfikacji ciepłownictwa na rozptywy mocy w sieci elektroenergetycznej – case study EC Rzeszów

Cel analizy

Punktem wyjścia analizy było pytanie, co dzieje się w sieciach elektroenergetycznych wtedy, gdy system ciepłowniczy przestaje pełnić funkcję lokalnego źródła energii elektrycznej, a zaczyna stawać się jej znaczącym odbiorcą. Elektrociepłownie dostarczają energię elektryczną w bezpośrednim sąsiedztwie miejskiego zapotrzebowania, ograniczając potrzebę zasilania danego obszaru z odległych źródeł. W scenariuszu głębokiej elektryfikacji ciepłownictwa tj. przy ograniczeniu lub wyłączeniu jednostek kogeneracyjnych oraz zastąpieniu części produkcji ciepła technologiami Power-to-Heat: pompami ciepła lub kotłami elektrodowymi, ten sam system ciepłowniczy będzie musiał zmienić swoją rolę z dawcy energii elektrycznej dla lokalnego obszaru w duży punkt poboru energii z KSE.

Analiza rozptylowa wykonana dla EC Rzeszów weryfikuje, jak zmiana roli lokalnej kogeneracji wpływa na pracę sieci elektroenergetycznej. W szczególności badano, jak zmieniają się obciążenia linii 110/220/400 kV oraz transformatorów 400/220/110 kV w porównaniu dwóch stanów pracy: pracy EC Rzeszów jako lokalnego źródła energii elektrycznej oraz scenariusza głębokiej elektryfikacji ciepłownictwa, w którym wyłączeniu jednostek kogeneracyjnych towarzyszy dodatkowy pobór energii elektrycznej na potrzeby technologii Power-to-Heat. Przez przeciążenia sieci należy rozumieć sytuację, w których linie, transformatory lub inne elementy infrastruktury elektroenergetycznej

pracują powyżej dopuszczalnych parametrów technicznych, co może ograniczać zdolność sieci do bezpiecznego przesyłu i dystrybucji energii. Celem szczegółowym było więc określenie wpływu funkcjonowania, ograniczenia pracy i wyłączenia jednostek kogeneracyjnych EC Rzeszów na KSE, a także ocena skutków scenariusza zwiększonego poboru mocy związanego z dekarbonizacją ciepłownictwa i rozwojem technologii Power-to-Heat dla bezpieczeństwa pracy sieci.

Analiza została wykonana na przykładzie PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Rzeszowie, tj. źródła wytwarzającego energię elektryczną i ciepło na potrzeby miasta Rzeszowa. W analizie technicznej uwzględniono jednostki wytwórcze EC Rzeszów o łącznej mocy 137 MW, obejmujące blok gazowo-parowy o mocy 101 MW, cztery silniki gazowe po 7 MW oraz instalację termicznego przekształcania odpadów o mocy 8 MW. Miejscem przyłączenia jednostek wytwórczych EC Rzeszów są pola 110 kV w stacji 110/15 kV Rzeszów EC, co oznacza bezpośrednie powiązanie źródła z regionalną siecią wysokiego napięcia zasilającą obszar miejski.

Analiza została przygotowana jako pierwsze przybliżenie wpływu pracy lokalnej elektrociepłowni na rozptywy mocy w sieci elektroenergetycznej. Jej celem nie było pełne odwzorowanie wszystkich możliwych stanów pracy KSE, lecz sprawdzenie, czy i w jaki sposób zmiana sposobu pracy

jednostki kogeneracyjnej oraz wzrost poboru energii elektrycznej na potrzeby ciepłownictwa mogą oddziaływać na obciążenia sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Założenia analizy

Analizę wykonano dla dwóch horyzontów czasowych: 2029 oraz 2035. Dla roku 2035 uwzględniono inwestycje wynikające z planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025–2034 oraz rozwój morskich farm wiatrowych (MFW) zgodnie z wymogami ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej z MFW.

Obliczenia wykonano dla szeregu stanów pracy KSE, obejmujących:

- zimowy szczyt obciążenia z niską generacją OZE przy temperaturze 0°C,
- zimowy szczyt obciążenia z wysoką generacją OZE przy temperaturze 10°C,
- letni szczyt obciążenia z wysoką generacją fotowoltaiczną przy temperaturze 30°C,
- letni szczyt obciążenia przy wysokim rozładowaniu magazynów energii elektrycznej (ME) przy temperaturze 25°C,
- letni szczyt obciążenia z wysoką generacją OZE przy temperaturze 25°C.

Analizę rozptyłów mocy oraz poziomów napięć przeprowadzono zarówno dla układów normalnych, jak i awaryjnych, tj. stanów n 1 pracy sieci polegających na awaryjnym wyłączeniu elementów infrastruktury sieciowej.

W analizie porównano dwa warianty pracy EC Rzeszów:

- 1. Wariant 1, praca źródeł CHP EC Rzeszów, z mocą bliską pełnej tj. 137 MW**
- 2. Wariant 2, scenariusz głębokiej elektryfikacji ciepłownictwa, w którym przy wyłączeniu jednostek kogeneracyjnych dodano odbiór 130 MW w technologii Power-to-Heat.**

Tak skonstruowane warianty pozwalają ocenić łączny efekt zastąpienia lokalnej generacji kogeneracyjnej dużym odbiorem energii elektrycznej na potrzeby ciepłownictwa. Analiza nie wyodrębnia samego efektu wyłączenia źródeł, lecz koncentruje się na scenariuszu istotnym z punktu widzenia głębokiej elektryfikacji ciepłownictwa.

Wyniki dla roku 2029

W horyzoncie 2029 roku porównanie wariantu pracy EC Rzeszów z mocą 137 MW ze scenariuszem głębokiej elektryfikacji pokazuje wzrost obciążenia wybranych elementów sieci, szczególnie w sieci 110 kV bezpośrednio związanej z obszarem Rzeszowa. W wariantcie pracy EC Rzeszów, tj. przy zachowaniu lokalnej generacji kogeneracyjnej, przekroczenia dotyczą przede wszystkim linii 220 kV Kielce – Radkowice oraz 220 kV Kielce – Kielce Piaski. W scenariuszu głębokiej elektryfikacji, obejmującym wyłączenie EC Rzeszów oraz dodanie odbioru 130 MW w technologii Power-to-Heat, pojawiają się natomiast dodatkowe przeciążenia w sieci 110 kV oraz ograniczenia dostępnej mocy odbiorczej dla technologii P2H.

W zimowym szczycie z wysoką generacją OZE, przy pracy EC Rzeszów z mocą 137 MW, obciążenie linii 220 kV Kielce – Radkowice osiąga 108%, a linii 220 kV Kielce – Kielce Piaski 119%. W scenariuszu głębokiej elektryfikacji wartości te wynoszą odpowiednio 110% oraz 121%, co wskazuje na pogłębienie obciążeń tych elementów sieci. Dodatkowo w letnim szczycie z wysoką generacją OZE w scenariuszu głębokiej elektryfikacji pojawiają się przeciążenia w sieci 110 kV bezpośrednio związanej z obszarem Rzeszowa. Obciążenie linii 110 kV Budy Głogowskie – Rzeszów EC osiąga 112%, a linii 110 kV Budy Głogowskie – Rzeszów 122%. Dostępna moc odbiorcza dla technologii Power-to-Heat w tym stanie pracy wynosi 80 MW.

Jeszcze wyraźniejsze skutki występują w scenariuszu letniego szczytu z wysoką generacją PV. W scenariuszu głębokiej elektryfikacji obciążenie linii 110 kV Budy Głogowskie – Rzeszów EC osiąga 127%, linii 110 kV Wysoka Głogowska – Rzeszów EC 110%, linii 110 kV Rzeszów – Wysoka Głogowska 110%, a linii 110 kV Budy Głogowskie – Rzeszów aż 137%. Dostępna moc odbiorcza dla technologii Power-to-Heat w tym stanie pracy wynosi 60 MW.

Wyniki dla 2029 r. pokazują, że scenariusz głębokiej elektryfikacji prowadzi nie tylko do wzrostu obciążeń wybranych elementów sieci przesyłowej, ale przede wszystkim ujawnia lokalne ograniczenia infrastrukturalne w sieci 110 kV. Oznacza to, że zastąpienie lokalnej generacji kogeneracyjnej dużym odbiorem energii elektrycznej na potrzeby produkcji ciepła powinno być analizowane łącznie z możliwościami pracy i rozwoju sieci dystrybucyjnej.



Tabela 5: Zagrożenia pracy sieci w poszczególnych wariantach. W nawiasach podano procentowe obciążenie sieci.

	Zimowy szczyt z niską generacją OZE w temp. 0°C	zimowy szczyt z wysoką generacją OZE w temp. 10°C	letni szczyt przy wysokim rozładowaniu magazynów energii w temp. 25°C	letni szczyt z wysoką generacją OZE w temp. 25°C	letni szczyt z wysoką generacją PV w temp. 30°C
WARIANT 1 EC 137 MW	brak przekroczeń	linia 220 kV Kielce - Radkowice (108%) linia 220 kV Kielce - Kielce Piaski (119%)	brak przekroczeń	brak przekroczeń	brak przekroczeń
WARIANT 2 Power to Heat 130 MW	brak przekroczeń	linia 220 kV Kielce - Radkowice (110%) linia 220 kV Kielce - Kielce Piaski (121%)	brak przekroczeń	linia 110 kV Budy Głogowskie - Rzeszów EC (112%) linia 110 kV Budy Głogowskie - Rzeszów (122%) Dostępna moc: 80 MW	linia 110 kV Budy Głogowskie - Rzeszów EC (127%) linia 110 kV Wysoka Głogowska - Rzeszów EC (110%) linia 110 kV Rzeszów - Wysoka Głogowska (110%) linia 110 kV Budy Głogowskie - Rzeszów (137%) Dostępna moc: 60 MW

Wyniki dla roku 2035

W horyzoncie 2035, przy pracy EC Rzeszów z pełną mocą, w większości analizowanych stanów nie pojawiają się przekroczenia obciążalności w sieci 110 kV bezpośrednio związanej z obszarem Rzeszowa. Wyjątkiem pozostaje przeciążenie linii 220 kV Kielce – Kielce Piaski w wariantcie zimowego szczytu z wysoką generacją OZE, gdzie obciążenie osiąga 101%. Wynik ten należy interpretować ostrożnie, ponieważ dotyczy elementu sieci 220 kV i może wynikać z szerszych uwarunkowań pracy KSE, a nie wyłącznie z pracy analizowanej elektrociepłowni.

W scenariuszu głębokiej elektryfikacji – obejmującym wyłączenie EC Rzeszów oraz dodanie odbioru 130 MW w technologii Power-to-Heat – w horyzoncie 2035 występują przekroczenia dopuszczalnych obciążeń wybranych elementów sieci. Obciążenie linii 220 kV Kielce – Kielce Piaski osiąga 103%, natomiast w letnim szczycie z wysoką generacją OZE obciążenie linii 110 kV Niegłowice – Biecz

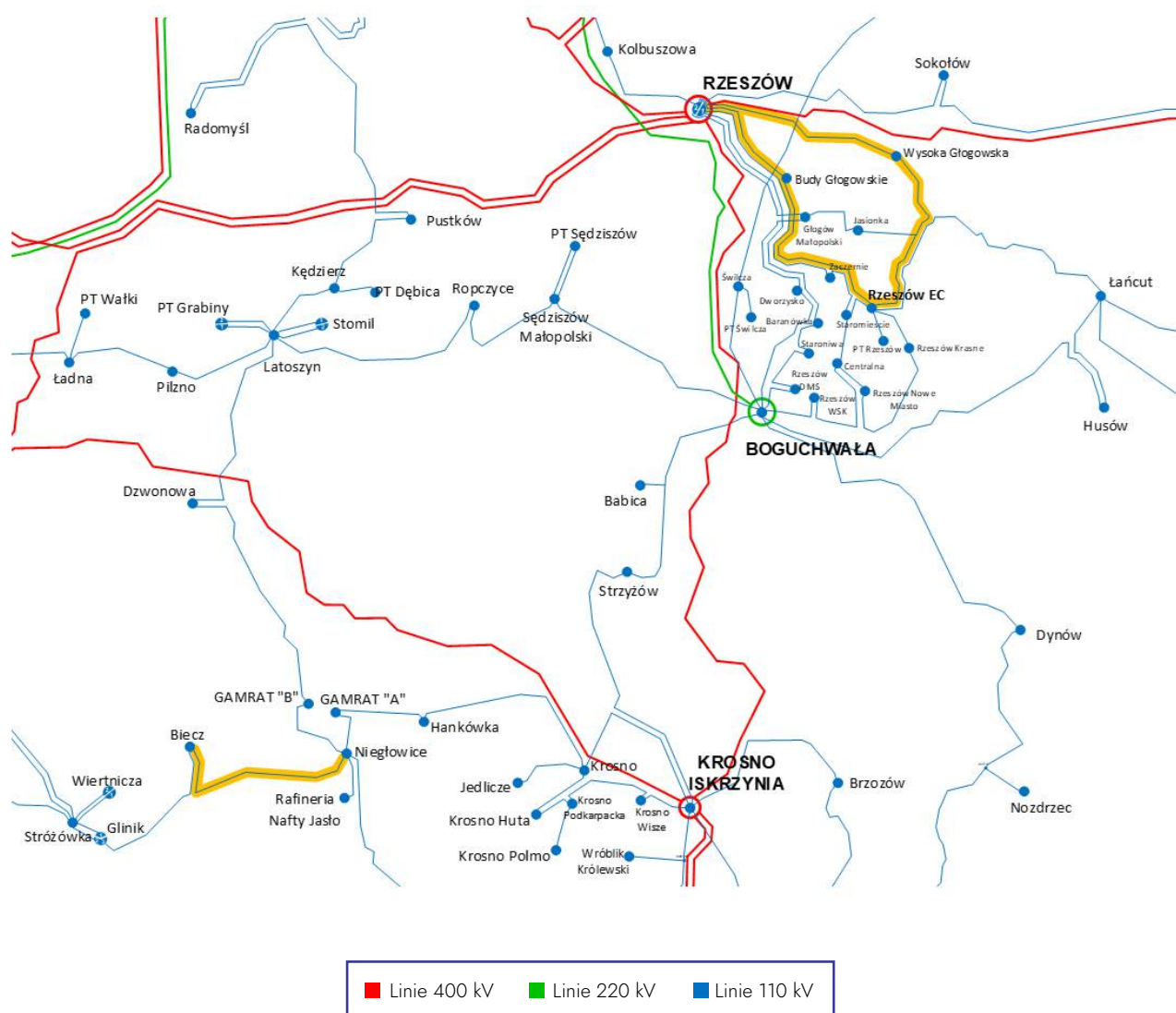
wynosi 110%. Dostępna moc odbiorcza dla technologii Power-to-Heat w tym stanie pracy wynosi 0 MW, co wskazuje na istotne ograniczenia infrastrukturalne dla realizacji scenariusza głębokiej elektryfikacji bez równoległej oceny możliwości sieci elektroenergetycznej.

Wyniki dla 2035 r. pokazują, że scenariusz, w którym lokalna kogeneracja przestaje dostarczać energię elektryczną, a system ciepłowniczy staje się dużym odbiorcą energii z KSE, zwiększa wymagania wobec infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. W takim wariantcie sieć musi jednocześnie zastąpić energię wcześniej wytwarzaną lokalnie oraz obsłużyć nowy, znaczący pobór energii elektrycznej na potrzeby produkcji ciepła. Szczególne znaczenie mają przy tym przeciążenia pojawiające się na poziomie 110 kV, ponieważ wskazują na możliwe lokalne ograniczenia infrastrukturalne istotne z punktu widzenia operatora systemu dystrybucyjnego.

Tabela 6: Zagrożenia pracy sieci w poszczególnych wariantach. W nawiasach podano procentowe obciążenie sieci.

	Zimowy szczyt z niską generacją OZE w temp. 0°C	zimowy szczyt z wysoką generacją OZE w temp. 10°C	letni szczyt przy wysokim rozładowaniu magazynów energii w temp. 25°C	letni szczyt z wysoką generacją OZE w temp. 25°C
WARIANT 1 EC 137 MW	brak przekroczeń	linia 220 kV Kielce - Kielce Piaski (101%)	brak przekroczeń	brak przekroczeń
WARIANT 2 Power to Heat 130 MW	brak przekroczeń	linia 220 kV Kielce - Kielce Piaski (103%)	brak przekroczeń	linia 110 kV Niegłowice - Biecz (110%) Dostępna moc: 0 MW

Rys. 1: Schemat sieci z zaznaczonymi kolorem pomarańczowym liniami zagrożonymi przeciążeniami. Na obrazku nie uwzględniono linii 220 kV Kielce – Radkowice oraz linii 220 kV Kielce - Kielce Piaski z uwagi na wielkość obrazka.





Interpretacja wyników: lokalna kogeneracja jako element ograniczający obciążenia sieci

Przykład Rzeszowa potwierdza, że elektrociepłownia zlokalizowana w obszarze miejskim oddziałuje na pracę sieci elektroenergetycznej nie tylko jako źródło wytwórcze, ale również jako element ograniczający zapotrzebowanie na dostawę energii elektrycznej z zewnątrz. Gdy źródła kogeneracyjne EC Rzeszów pracują, część lokalnego popytu na energię elektryczną pokrywana jest w miejscu odbioru, co ogranicza potrzebę przesyłu energii z odleglejszych źródeł oraz zmniejsza obciążenie wybranych elementów sieci.

W **scenariuszu głębokiej elektryfikacji** wyłączeniu lokalnej generacji kogeneracyjnej towarzyszy pojawienie się nowego, dużego odbioru energii elektrycznej na potrzeby produkcji ciepła. Oznacza to, że sieć elektroenergetyczna musi jednocześnie zastąpić energię wcześniej wytwarzaną lokalnie oraz obsłużyć dodatkowy pobór energii z KSE. Efekt ten przekłada się na wzrost obciążeń wybranych elementów sieci elektroenergetycznej, w szczególności na poziomie 110 kV, bezpośrednio powiązanym z obszarem Rzeszowa.

Z punktu widzenia Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) konsekwencją takiego scenariusza jest wzrost ryzyka przeciążeń w sieci 110 kV oraz potrzeba modernizacji elementów sieciowych do wyższych dopuszczalnych obciążalności prądowych. Szczególnie istotne są wyniki dla **scenariusza głębokiej elektryfikacji**, ponieważ pokazują bezpośredni związek pomiędzy elektryfikacją ciepła, ograniczeniem pracy lokalnej kogeneracji oraz potrzebami inwestycyjnymi po stronie sieci dystrybucyjnej.

Jednocześnie wyniki dotyczące linii 220 kV w obszarze Kielce – Radkowice oraz Kielce – Kielce Piaszki należy interpretować ostrożnie. Przeciążenia tych elementów występują również w wariantach pracy EC Rzeszów, co oznacza, że ich główną przyczyną może wynikać z szerszych uwarunkowań pracy KSE, a nie wyłącznie z funkcjonowania analizowanej elektrociepłowni. Z perspektywy raportu kluczowe znaczenie mają natomiast przeciążenia sieci 110 kV pojawiające

się w **scenariuszu głębokiej elektryfikacji**, ponieważ wskazują na lokalne ograniczenia infrastrukturalne, które mogą ujawniać się przy elektryfikacji ciepłownictwa prowadzonej w dużej skali.

Ponieważ analiza została przeprowadzona dla jednego konkretnego systemu ciepłowniczego i jego lokalnych uwarunkowań sieciowych, uzyskanych wyników nie należy automatycznie przenosić na wszystkie systemy ciepłownicze w Polsce. Dla pełniejszej oceny skutków systemowych podobne obliczenia powinny zostać przeprowadzone również dla innych dużych miast i węzłów ciepłowniczych, w których elektrociepłownie pełnią funkcję lokalnych źródeł energii elektrycznej i ciepła. Wyniki dla Rzeszowa pokazują jednak, że relacja między pracą kogeneracji, elektryfikacją ciepłownictwa i obciążeniami sieci elektroenergetycznych powinna być analizowana już na etapie planowania transformacji lokalnych systemów ciepłowniczych.

Konsekwencje dla KSE i OSD

Wyniki analizy wskazują, że transformacja ciepłownictwa systemowego nie może być rozpatrywana wyłącznie jako zamiana paliwa lub technologii źródła ciepła. Scenariusz głębokiej elektryfikacji, w którym wyłączeniu lokalnej kogeneracji towarzyszy pojawienie się dużego odbioru energii elektrycznej na potrzeby technologii Power-to-Heat, może prowadzić do wzrostu obciążeń sieci, ujawnienia ograniczeń przesyłowych i dystrybucyjnych oraz konieczności dodatkowych inwestycji infrastrukturalnych.

Znaczenie tego wniosku wykracza poza Rzeszów. W wielu dużych miastach elektrociepłownie są zlokalizowane blisko centrów popytu i przyłączone do sieci 110 kV. Jeżeli proces elektryfikacji ciepłownictwa będzie prowadzony bez uwzględnienia roli lokalnej kogeneracji w rozptywach mocy, może to prowadzić do zwiększenia zapotrzebowania na energię elektryczną dostarczaną z odległych źródeł, wzrostu obciążeń węzłów transformacyjnych oraz podniesienia kosztów pracy i rozwoju sieci elektroenergetycznej.

Z tego względu rozwój Power-to-Heat i innych form elek-

tryfikacji ciepłownictwa powinien być projektowany jako element zintegrowanego układu CHP – magazyny ciepła – Power-to-Heat – sieć elektroenergetyczna, a nie jako prosta substytucja lokalnej kogeneracji odbiorem energii elektrycznej z KSE. Takie podejście pozwala wykorzystać potencjał elektryfikacji ciepła bez przenoszenia nadmiernych kosztów i ryzyk na operatorów sieci oraz odbiorców końcowych.

Zidentyfikowane przeciążenia nie oznaczają wyłącznie problemu technicznego, lecz przekładają się na potencjalne koszty po stronie operatorów sieci: konieczność modernizacji linii, zwiększenia obciążalności elementów sieciowych, dostosowania układów zasilania oraz utrzymywania dodatkowych rezerw bilansujących w sytuacjach wysokiego poboru energii przez technologie Power-to-Heat.

Podsumowanie

Analiza EC Rzeszów pokazuje, że scenariusz głębokiej elektryfikacji ciepłownictwa, w którym system ciepłowniczy przestaje dostarczać energię elektryczną lokalnie, a jednocześnie zaczyna pobierać znaczące wolumeny energii na potrzeby technologii Power-to-Heat, może powodować istotne wyzwania dla sieci elektroenergetycznej. W takim wariancie rośnie obciążenie sieci 110 kV oraz potrzeba dostaw energii z odleglejszych źródeł wytwórczych. Oznacza to, że transformacja ciepłownictwa systemowego powinna być planowana łącznie z rozwojem sieci elektroenergetycznych, a kogeneracja powinna być traktowana jako lokalny zasób systemowy, którego wartość obejmuje nie tylko produkcję ciepła i energii elektrycznej, lecz także wpływ na rozptyły mocy, bezpieczeństwo pracy sieci i koszty infrastrukturalne.



Orlen Termika S.A



5. Transformacja systemów ciepłowniczych z wykorzystaniem kogeneracji – ekspercka analiza ekonomiczna

Celem rozdziału jest ocena, w jakim zakresie kogeneracja może stanowić ekonomicznie uzasadniony element transformacji systemów ciepłowniczych różnej skali. Analiza porównuje wybrane warianty inwestycyjne na podstawie modelu ekonomicznego wyznaczającego wartości *LCOH* (*Levelised Cost of Heat* – zdyskontowany średnioważony koszt wytworzenia ciepła) dla dwóch przykładowych rynków ciepła: małego systemu o mocy 35 MW oraz dużego systemu o mocy 600 MW.

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. Warianty te różnią się od siebie dostępną mocą w technologii kogeneracyjnej, co ma na celu pokazanie, jak kształtuje się LCOH dla poszczególnych zestawów technologicznych oraz jaki jest wpływ doboru technologii, bez i z kogeneracją, na koszty w systemie ciepłowniczym i elektroenergetycznym.

Analiza została wykonana dla lat 2026–2050. Model w każdym roku dobiera 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 relacji cenowych w danym roku. Jednostki wytwórcze o najniższym koszcie zmiennym pracują w podstawie systemu ciepłowniczego.

Aby uchwycić również wpływ poszczególnych wariantów na system elektroenergetyczny, przyjęto porównywalny wolumen produkcji energii elektrycznej i ciepła w latach 2030–2044, a brakującą produkcję energii elektrycznej w wariantach o niższym udziale kogeneracji uzupełniono produkcją w elektrowniach gazowych. Pozwala to ocenić nie tylko koszt wytwarzania ciepła, lecz także szersze konsekwencje gospodarcze modelu rozdzielonego i skojarzonego, w szczególności w zakresie kosztów paliwa, uprawnień do emisji CO₂ oraz emisji.

Kluczowym elementem wpływającym na wyniki analizy oraz wybór optymalnych technologii wytwarzania ciepła są przyjęte założenia makroekonomiczne i rynkowe, determinujące otoczenie kosztowe i cenowe funkcjonowania systemów ciepłowniczych. W niniejszym raporcie wykorzystano zaktualizowany zestaw założeń, opracowany na podstawie najnowszych dostępnych danych oraz uzgodniony przez Członków PTEC, z uwzględnieniem bieżących trendów gospodarczych, regulacyjnych i rynkowych. Przyjęte wartości obejmują m.in. prognozy cen paliw, energii elektrycznej oraz uprawnień do emisji CO₂, a także wskaźniki makroekonomiczne, takie jak inflacja. Szczegółowe założenia makroekonomiczne oraz techniczno-ekonomiczne zostały przedstawione w Załączniku I do Raportu.

Przykładowe rynki ciepła

Regulacje przyjęte w ramach pakietu „Fit for 55” wynikające z celów polityki klimatyczno-energetycznej UE, w szczególności Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD), będą miały wpływ na długoterminowe perspektywy rozwoju systemów ciepłowniczych. Przyjęte rozwiązania prawne (zwłaszcza w zakresie charakterystyki energetycznej budynków) będą powodować:

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

W konsekwencji spowoduje to zmniejszenie rynku ciepła poprzez redukcję 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 sys-

temach 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 zmniejszania rynków ciepła będzie zależać od czasookresu obowiązywania nowych regulacji (w tym mechanizmów przejściowych) oraz potencjału nowych przyłączy. Obecnie spodziewamy się ubytku wolumenu do 2050 roku na poziomie od 30% do 40% (na rynkach mniejszych z ograniczoną mocą zamówioną na potrzeby podgrzewania ciepłej wody użytkowej).

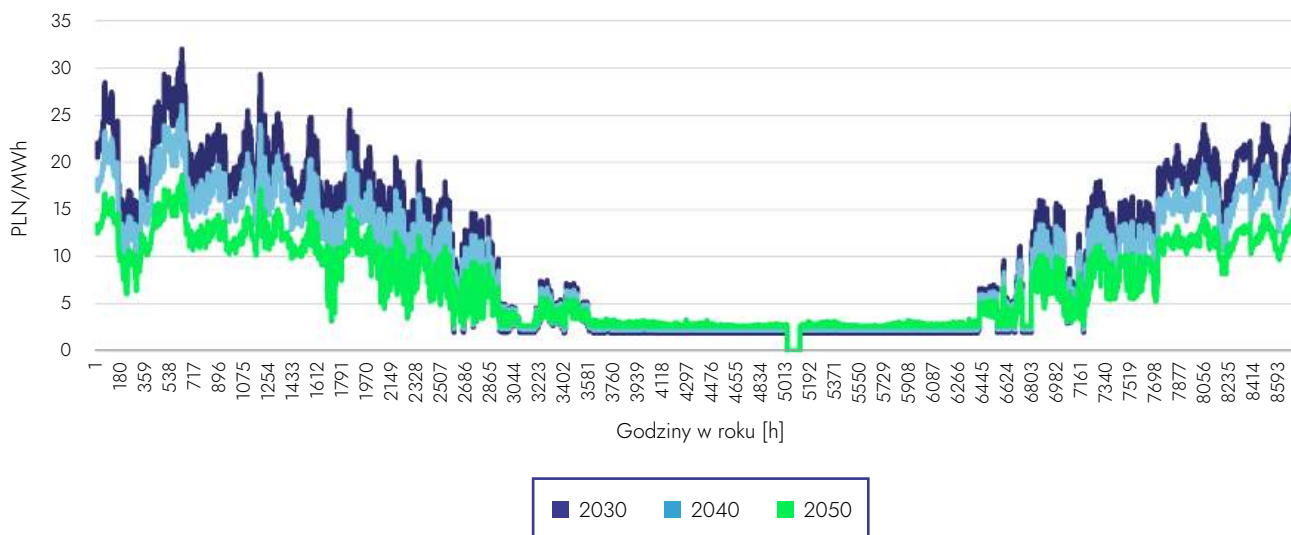
Do analizy wybrano dwa rynki ciepła różniące się pod względem odmiennego charakteru krzywej zapotrzebowania na ciepło, w tym różnym udziałem ciepłej wody użytkowej oraz inną skalą zapotrzebowania w okresach przejściowych i letnich.

Na wykresie 9 zaprezentowano przykładowe krzywe zapotrzebowania na rynkach ciepła w przedziałach mocowych od 20 do 50 MWt (na potrzeby raportu określony jako 35MWt). 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.





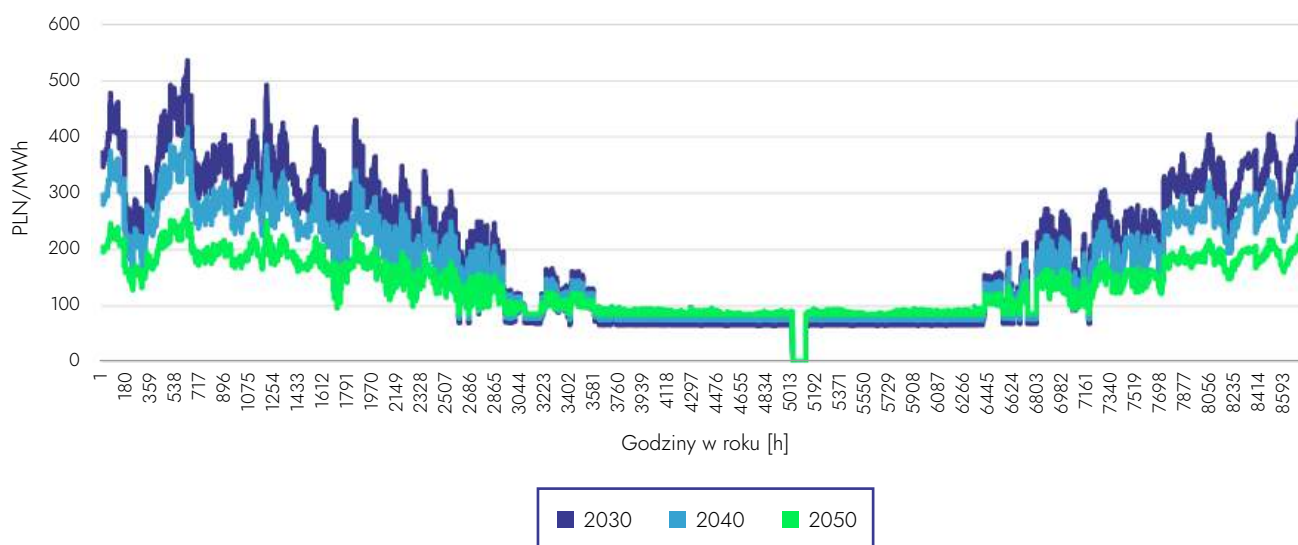
Wykres 9: Rynek ciepła o mocy zamówionej 35 MWt, źródło: opracowanie własne PTEC.



Z kolei w przypadku dużego systemu ciepłowniczego udział zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową oraz zapotrze-

bowanie na ciepło w okresie pośrednim jesień-zima oraz wiosna-lato jest już znaczący.

Wykres 10: Rynek ciepła o mocy zamówionej 600 MWt, źródło: opracowanie własne PTEC



Warianty technologiczne:

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.

Analiza została przygotowana w oparciu o warianty technologiczne, które zostały opracowane dla każdego rynku ciepła z poszczególnych przedziałów mocowych, uwzględniając 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. W uproszczeniu przyjęto współczynnik skojarzania dla kogeneracji gazowej o wartości 1,0. Warianty zawierające pompy ciepła uwzględniają dodatkową moc w jednostkach szczytowych, ze względu na ograniczone możliwości pracy pomp ciepła z pełną mocą w okresach niskich temperatur, w celu zabezpieczenia mocy w okresie szczytowego zapotrzebowania na ciepło.

RYNEK CIEPŁA 35 MWt

Tabela 7: Przykładowe warianty technologiczne dla rynku 35 MW, wyrażone w MWt.

Technologia	Start eksploatacji	Wariant 1 (0 MWt CHP)	Wariant 2 (5 MWt CHP)	Wariant 3 (10 MWt CHP)	Wariant 4 (15MWt CHP)
Ciepło odpadowe	2030	0,5	0,5	0,5	0,5
Kogeneracja gazowa	2030	0	5	10	15
Pompy ciepła I	2030	2,5	2,5	2,5	2,5
Pompy ciepła II	2035	5	5	5	5
Pompy ciepła III	2040	5	5	5	5
kotły biomasowe	2030	2,5	2,5	2,5	2,5
kotły gazowe	2030	10	10	10	10
kotły elektrodowe	2030	30	25	20	15
Sumaryczna moc cieplna [MWt]		55,5	55,5	55,5	55,5
Moc bez pomp ciepła [MWt]		43,0	43,0	43,0	43,0
Akumulator ciepła	2030	2 tys. m ³	2 tys. m ³	2 tys. m ³	2 tys. m ³



RYNEK CIEPŁA 600 MWt

Tabela 8: Przykładowe warianty technologiczne dla rynku 600 MW, wyrażone w MWt.

Technologia	Start eksploatacji	Wariant 1 (0 MWt CHP)	Wariant 2 (100 MWt CHP)	Wariant 3 (200 MWt CHP)	Wariant 4 (300 MWt CHP)
Ciepło odpadowe	2030	10	10	10	10
Kogeneracja gazowa	2030	0	100	200	300
Pompy ciepła I	2030	75	25	25	25
Pompy ciepła II	2035	25	50	50	50
Pompy ciepła III	2040	50	50	50	50
kotły biomasowe	2030	25	25	25	25
kotły gazowe	2030	285	285	285	285
kotły elektrodowe	2030	400	300	200	100
Sumaryczna moc cieplna [MWt]		870	845	845	845
Moc bez pomp ciepła [MWt]		720	720	720	720
Akumulator ciepła	2030	52 tys. m ³	52 tys. m ³	52 tys. m ³	52 tys. m ³

Wyniki analizy

W niniejszym rozdziale zaprezentowane zostały wyniki analizy ekonomicznej umożliwiającej określenie nakładów inwestycyjnych oraz wartości LCOH dla poszczególnych wariantów technologicznych dla dwóch przykładowych rynków ciepła.

W analizie warianty technologiczne zostały dobrane w taki sposób, aby w ramach 3-etapowego procesu inwestycyjnego istniała możliwość spełnienia wymogów regulacyjnych 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 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 gazo-

wych 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;

- 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;
- umożliwieniem odłączania 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.

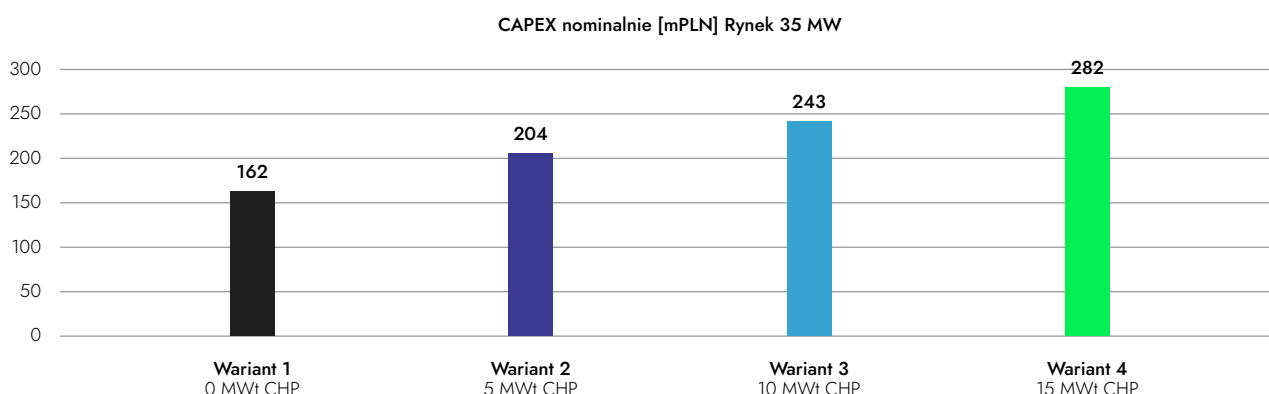
Zastosowany w analizie matematyczny model optymalizacyjny ma na celu minimalizację całkowitego kosztu produkcji ciepła w systemach ciepłowniczych. Składają się na niego następujące komponenty:

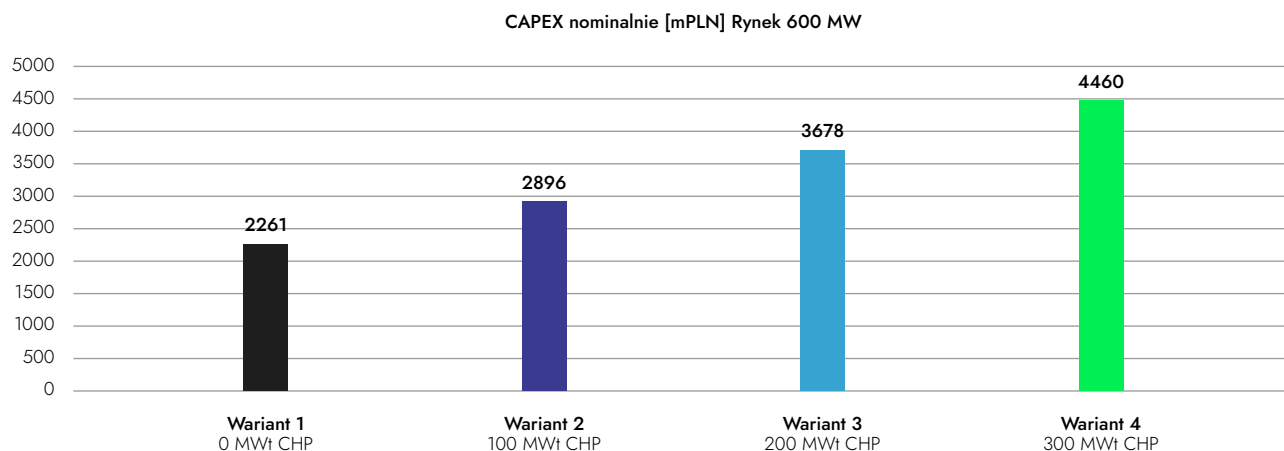
- CAPEX – obejmujący nakłady inwestycyjne;
- OPEX – obejmujący koszty remontowe;
- Koszty – obejmujący koszt paliwa, koszt uprawnień do emisji gazów cieplarnianych oraz koszty stałe operacyjne;
- Okres analizy – lata 2026–2050.

Model, na podstawie typowej 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, 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. Zadaniem modelu jest obliczenie uśrednionej zdyskontowanej jednostkowej ceny ciepła na wytwarzaniu, która zapewnia rentowność danego wariantu na poziomie IRR = 8% w okresie 2026–2050.

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 200 PLN/26/MWh, a następnie wyznacza cenę ciepła, która w całym okresie prognozy daje wynik NPV=0.

Wykres 11: Nakłady inwestycyjne oszacowane dla wariantów 1-4 dla rynków 35 MW i 600 MW.





Na podstawie planu produkcji ciepła, opracowanego z uwzględnieniem wymogów regulacyjnych oraz aktualnych i prognozowanych warunków rynkowych, oszacowano potencjał produkcji energii elektrycznej dla poszczególnych wariantów inwestycyjnych. Analiza obejmowała zarówno wolumen możliwej do wyprodukowania energii elektrycznej, jak i uwarunkowania wpływające na sposób oraz czas pracy jednostek wytwórczych.

Najwyższy wolumen produkcji energii elektrycznej, dla obu analizowanych rynków ciepła, uzyskano w wariantcie 4. Jednocześnie widoczny jest istotny wpływ zaostrzających się uwarunkowań regulacyjnych, w szczególności wymogu zapewnienia udziału OZE i/lub ciepła odpadowego od 2035 roku oraz wymogu osiągnięcia współczynnika emisyjności na poziomie nieprzekraczającym 270g CO₂/kWh dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji. Czynniki te prowadzą do ograniczenia liczby godzin pracy jednostek kogeneracyjnych, przesuując ich eksploatację w kierunku pracy podszczytowej oraz zwiększając zależność ich pracy od bieżącego zapotrzebowania na ciepło.

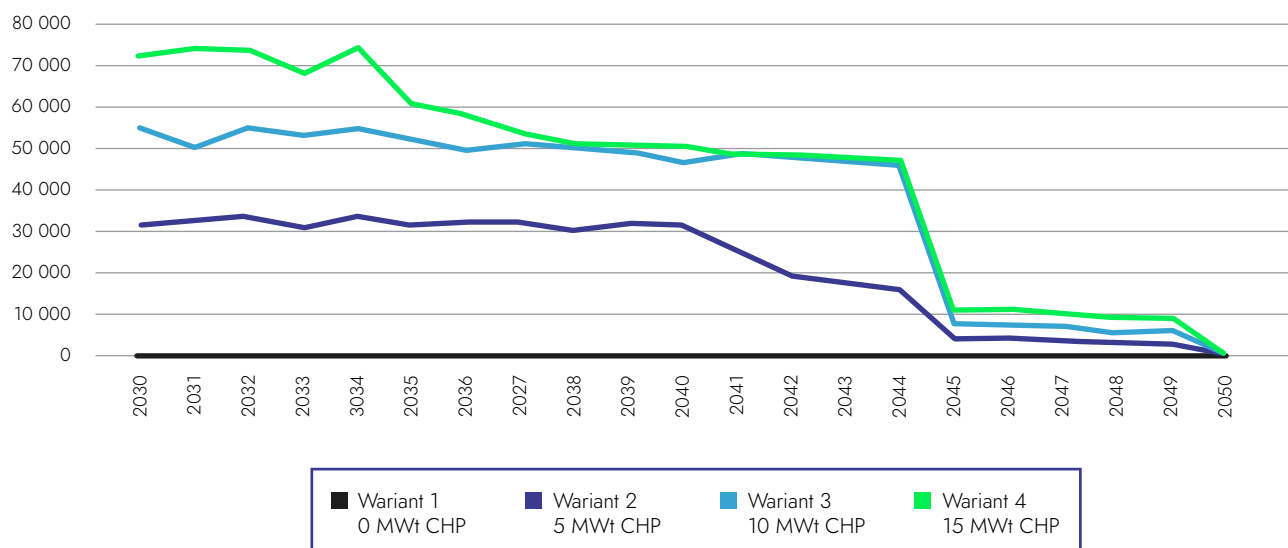
Przeprowadzona analiza wskazuje, że przy doborze mocy zainstalowanej jednostek kogeneracyjnych kluczowe znaczenie ma ograniczenie ryzyka ich przewymiarowania, które mogłoby skutkować niewykorzystaniem potencjału produkcyjnego, poniesieniem nadmiernych nakładów inwestycyjnych i w konsekwencji obniżeniem efektywności

ekonomicznej inwestycji. W tym kontekście wariant 3 stanowi najbardziej zrównoważone rozwiązanie, zarówno dla rynku ciepła o zapotrzebowaniu rzędu 35 MW, jak i dla rynku o zapotrzebowaniu 600 MW, zapewniając optymalny kompromis pomiędzy wolumenem produkcji energii elektrycznej, zgodnością z wymogami regulacyjnymi oraz elastycznością pracy systemu.

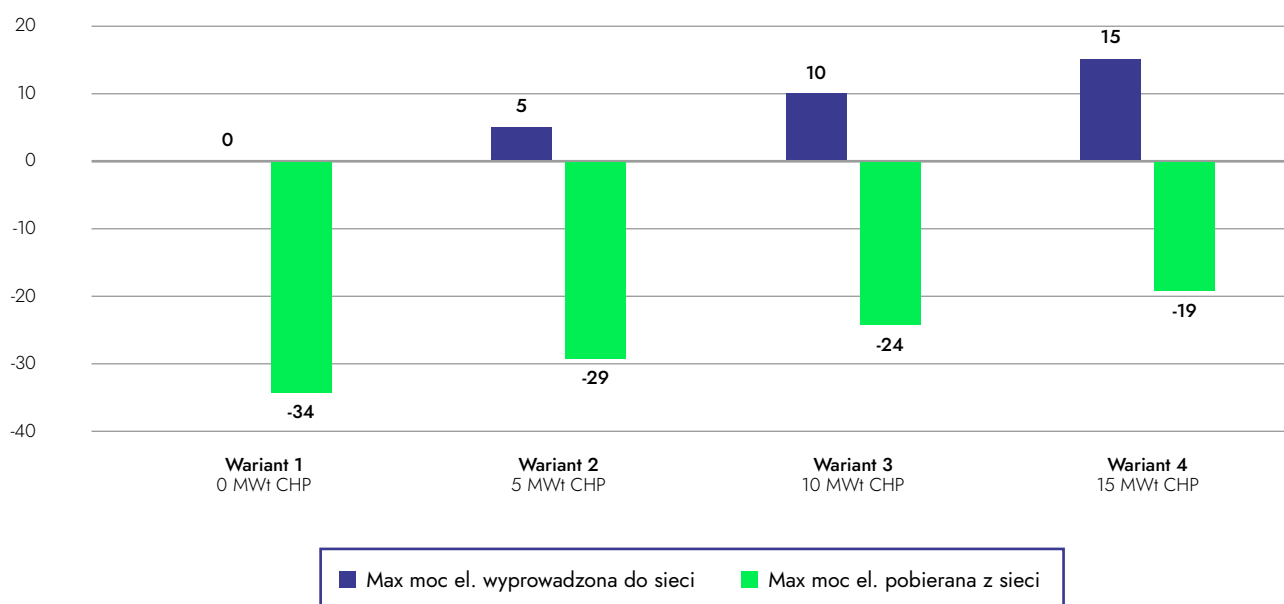
Nie bez znaczenia jest także bilans mocy wytwarzanej przez jednostki kogeneracyjne i mocy pobieranej z sieci na potrzeby urządzeń P2H. Biorąc pod uwagę ich wzajemną zależność oraz sposób współpracy z systemem elektroenergetycznym najbardziej optymalny z technicznego punktu widzenia – zarówno na małym, jak i dużym rynku ciepła – jest również wariant 3 (czyli odpowiednio 10MWt CHP i 200MWt CHP).

Aby w pełni odzwierciedlić, jaki wpływ na rynek elektroenergetyczny mają poszczególne warianty inwestycyjne, przeprowadzono symulację, w której głównym założeniem jest taka sama produkcja energii elektrycznej i ciepła w każdym analizowanym przypadku w latach 2030-2044. Tam, gdzie kogeneracji nie ma lub jest jej mniej niż w wariantcie 4 założono wykorzystanie elektrowni gazowych w celu wyprodukowania brakującego wolumenu energii elektrycznej. Wyniki analizy zostały przedstawione na wykresach numer 12-15.

Wykres 12: Wynikowa produkcja energii elektrycznej dla wariantów 1-4 dla rynku 35 MW.

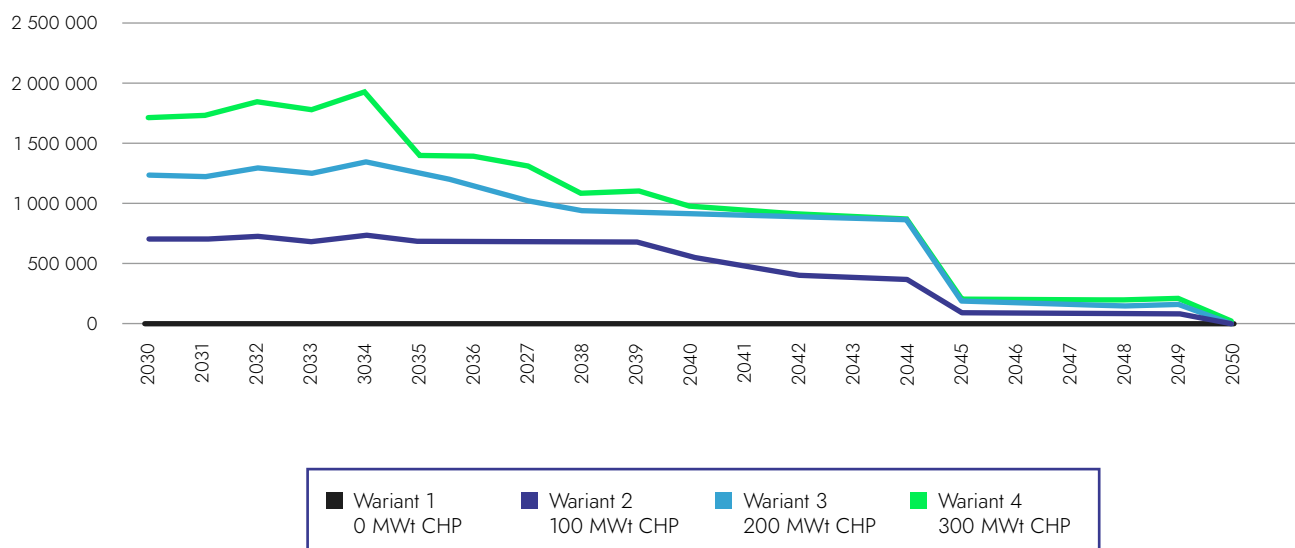


Wykres 13: Maksymalna moc el. wyprowadzona do sieci, maksymalna moc el. pobierana z sieci w wariantach 1-4 dla rynku 35 MW.

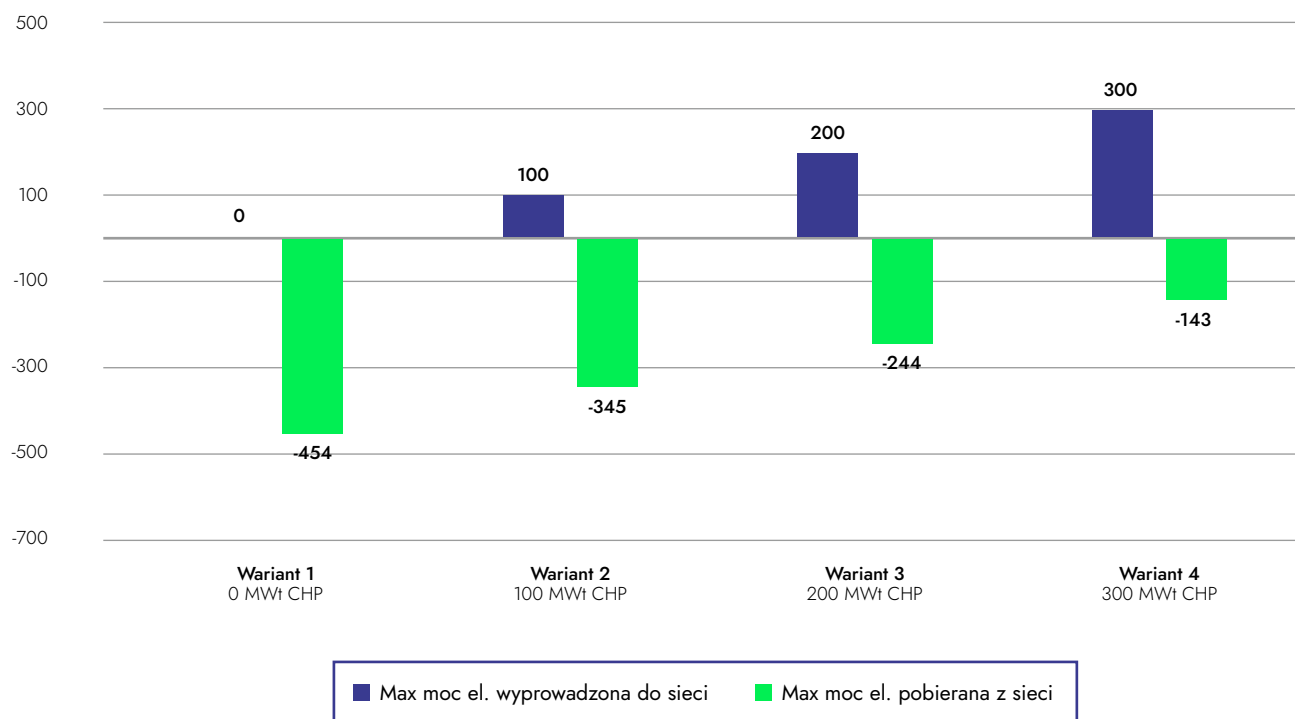




Wykres 14: Wynikowa produkcja energii elektrycznej dla wariantów 1-4 dla rynku 600 MW.



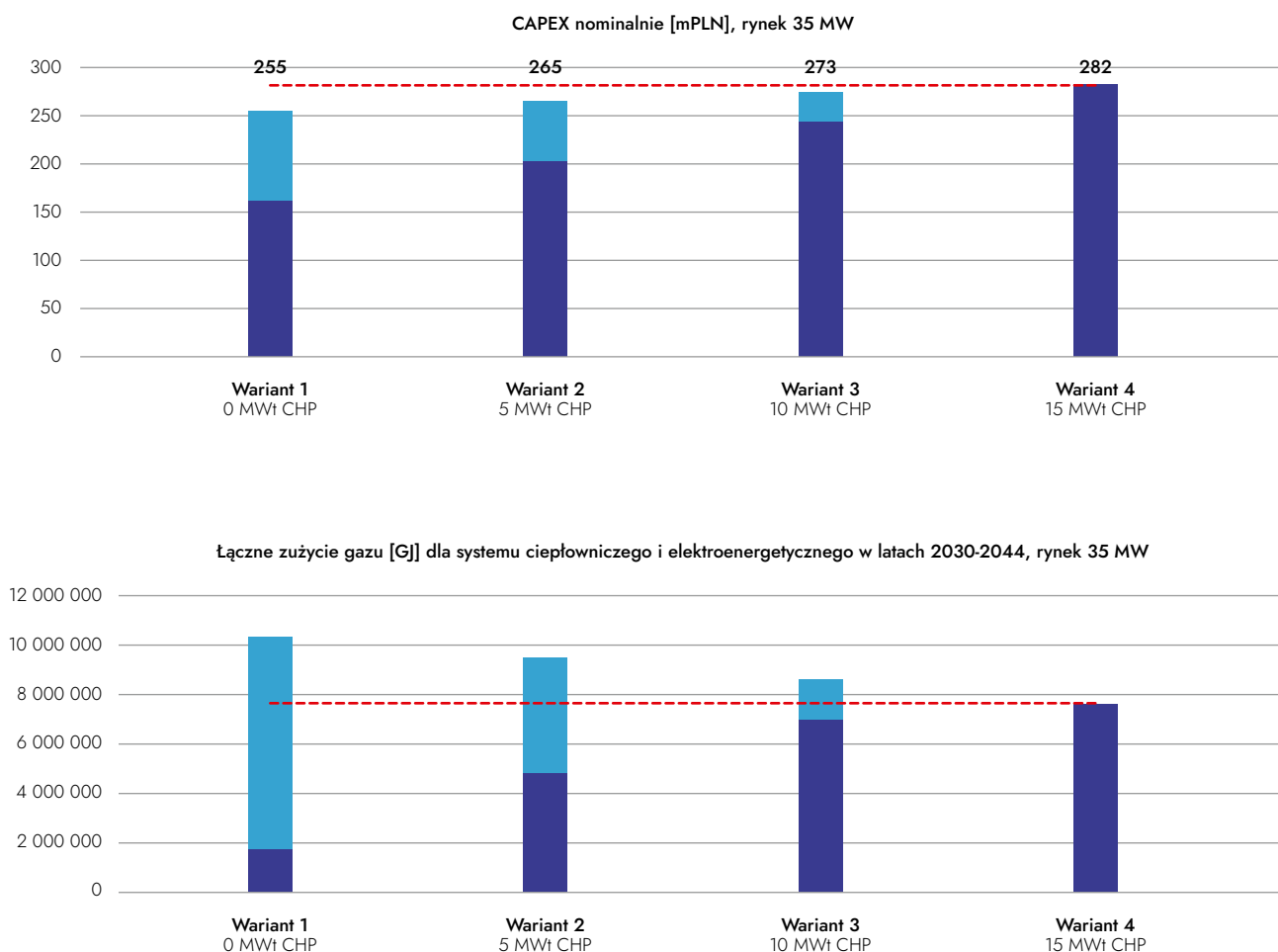
Wykres 15: Maksymalna moc el. wyprowadzona do sieci, maksymalna moc el. pobierana z sieci w wariantach 1-4 dla rynku 600 MW.

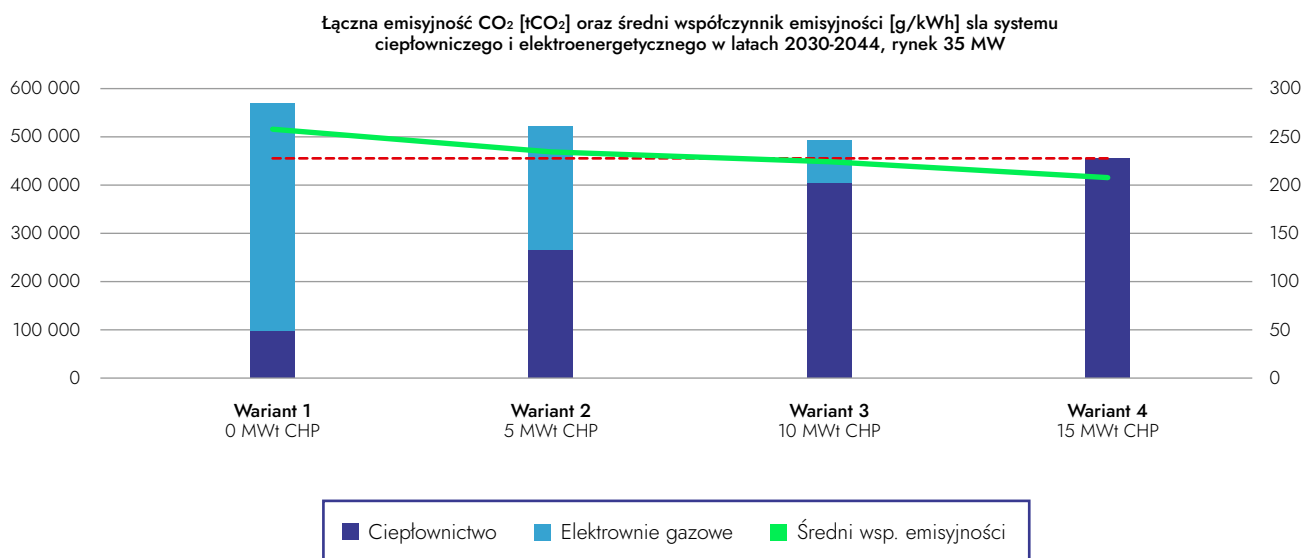


Z przedstawionej analizy wynika, że mimo ponoszenia sumarycznie nieco niższych nakładów inwestycyjnych zarówno na ciepłownictwo, jak i na budowę dodatkowej mocy elektrycznej w elektrowniach gazowych, w rezultacie gospodarka ponosi wyższe koszty produkcji ciepła i energii elektrycznej w gospodarce rozdzielonej niż w skojarzonej, co jest efektem wyższych kosztów zakupu gazu i uprawnień do emisji CO₂. Wyższe nakłady początkowe są kompen-

sowane przez niższe koszty operacyjne wytwarzania skojarzonego już po 1,5-2,5 roku, w zależności od wariantu – szybciej dla większych rynków. Nie bez znaczenia jest również efekt środowiskowy – w wariantach z niższym udziałem kogeneracji pojawiają się także wyższe emisje CO₂, zatem stosowanie układów kogeneracyjnych wspiera również dekarbonizację gospodarki.

Wykres 16: Porównanie nakładów inwestycyjnych, zużycia gazu, emisji CO₂ oraz kosztów gazu i zakupu uprawnień do emisji CO₂ na bazie rynku 35 MW (przy założeniu średniej ceny gazu 167,36 PLN/MWh i ceny zakupu uprawnień do emisji CO₂ 118,37 EUR/t w latach 2030-2044 – szczegółowe założenia w Załączniku nr 1 do raportu).





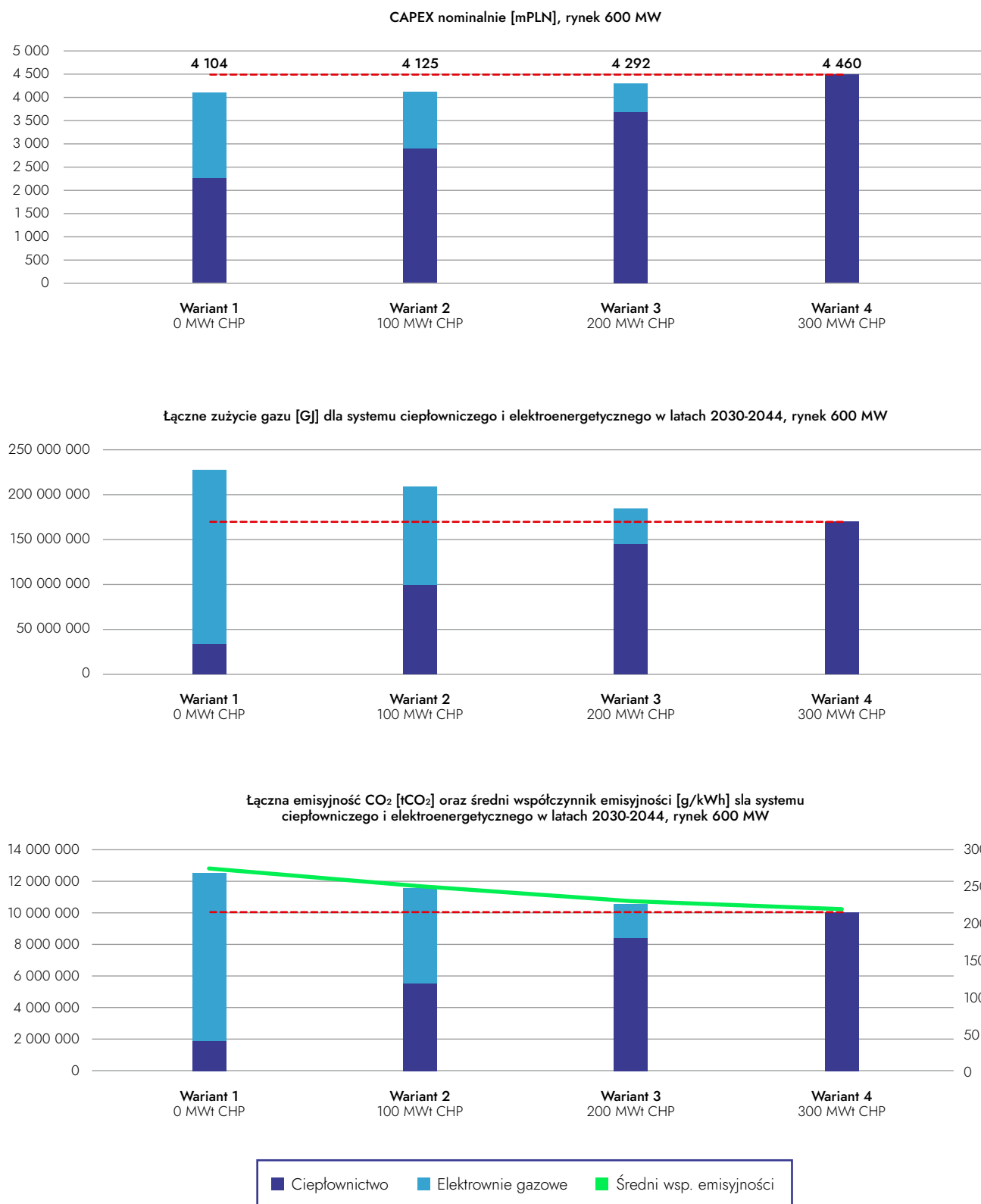
Dla przykładowego rynku ciepła o zapotrzebowaniu 35 MW przeanalizowano sytuację, w której w każdym wariancie jest zapewniona taka sama produkcja energii elektrycznej i ciepła. W wariantach z mniejszymi jednostkami kogeneracyjnymi produkcja energii elektrycznej będzie pochodziła z oddzielnych elektrowni gazowych, które musiałyby być wybudowane. Przy takim założeniu widać, że sumaryczny CAPEX dla wariantów 1, 2 i 3 **jest niższy o odpowiednio 27 mPLN (9,7%), 17mPLN (5,9%) i 8 mPLN (3,0%)**.

Elektrownie gazowe produkują energię elektryczną z niższą sprawnością niż jednostki kogeneracyjne co przekłada się z kolei na wyższe zużycie paliwa oraz koszty gazu. W analizowanym scenariuszu **średnioroczne koszty z tego tytułu w wariantach 1, 2 i 3 są odpowiednio wyższe o 8 mPLN, 5 mPLN oraz 3 mPLN**.

Niższa sprawność powoduje zwiększenie emisyjności CO₂ co powoduje, że **średnioroczne koszty z tytułu zakupu uprawnień do emisji CO₂ są wyższe w wariantach 1, 2 i 3 odpowiednio o 4 mPLN, 2 mPLN oraz 1 mPLN**.

WNIOSEK: Pomimo niższych nakładów inwestycyjnych istotnie wzrastają koszty zmienne produkcji energii elektrycznej (koszty paliwa i uprawnień do emisji CO₂) w porównaniu do tych samych możliwości produkcyjnych jednostek kogeneracyjnych.

Wykres 17: Porównanie nakładów inwestycyjnych, zużycia gazu, emisji CO₂ oraz kosztów gazu i zakupu uprawnień do emisji CO₂ na bazie rynku 35 MW (przy założeniu średniej ceny gazu 167,36 PLN/MWh i ceny zakupu uprawnień do emisji CO₂ 118,37 EUR/t w latach 2030-2044 – szczegółowe założenia w Załączniku nr 1 do raportu).





Dla przykładowego rynku ciepła o zapotrzebowaniu 600 MW przeanalizowano sytuację, w której w każdym wariancie jest zapewniona taka sama produkcja energii elektrycznej i ciepła. W wariantach z mniejszymi jednostkami kogeneracyjnymi produkcja energii elektrycznej będzie pochodziła z oddzielnych elektrowni gazowych, które musiałyby być wybudowane. Przy takim założeniu widać, że sumaryczny CAPEX dla wariantów 1, 2 i 3 **jest niższy o odpowiednio 356 mPLN (8,0%), 335 mPLN (7,5%) i 168 mPLN (3,8%)**.

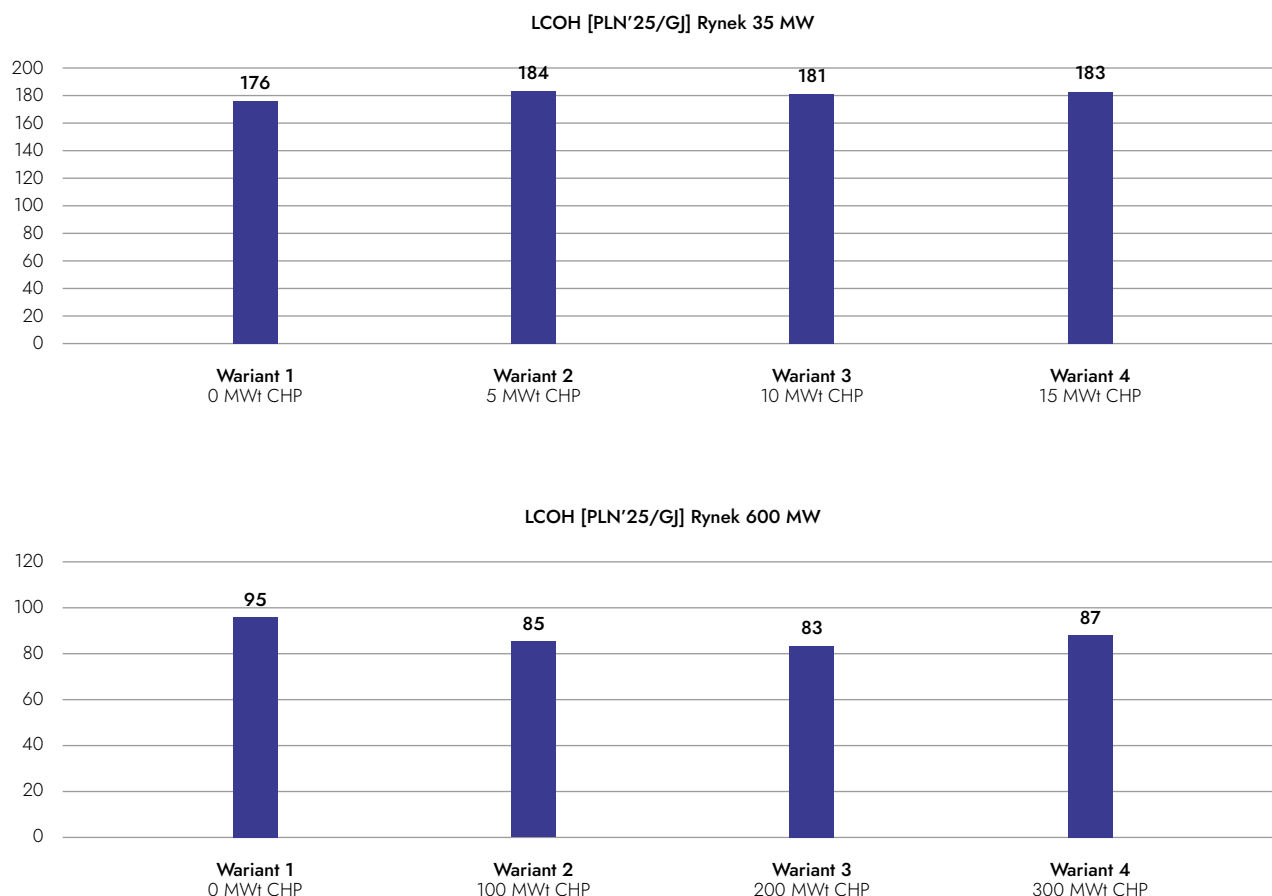
Elektrownie gazowe produkują energię elektryczną z niższą sprawnością niż jednostki kogeneracyjne co przekłada się na wyższe zużycie paliwa oraz koszty gazu. W analizowanym scenariuszu **średnioroczne koszty z tego tytułu w wariantach 1, 2 i 3 są odpowiednio wyższe o 172 mPLN, 116 mPLN oraz 40 mPLN**.

Niższa sprawność powoduje zwiększenie emisyjności CO₂ co powoduje, że **średnioroczne koszty z tytułu zakupu uprawnień do emisji CO₂ są wyższe w wariantach 1, 2 i 3 odpowiednio o 79 mPLN, 44 mPLN oraz 16 mPLN**.

WNIOSEK: Pomimo niższych nakładów inwestycyjnych istotnie wzrastają koszty zmienne produkcji energii elektrycznej (koszty paliwa i uprawnień do emisji CO₂) w porównaniu do tych samych możliwości produkcyjnych jednostek kogeneracyjnych.



Wykres 18: Wskaźniki LCOH dla rynku 35 MW i 600 MW.



Wyniki LCOH dla rynku 35 MW wskazują, że najniższy zdyskontowany koszt wytworzenia ciepła jest możliwy do uzyskania w wariantcie 1. Warianty 2-4 wykazują natomiast nieznacznie wyższy poziom LCOH o ok. 3-4% wyższe. Jest to spowodowane przede wszystkim niskim udziałem zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową, co jest szczególnie widoczne w okresie letnim. Przy wymaganym udziale ciepła OZE/odpadowego na poziomie min. 35% maleje czas pracy dla jednostek kogeneracyjnych, co w rezultacie powoduje nieco wyższe koszty wytworzenia ciepła niż w przypadku wariantu bezkogeneracyjnego.

Inaczej z kolei kształtuje się wskaźnik LCOH na dużym rynku 600 MW. Tutaj widzimy, że warianty 2, 3 i 4 osiągają wartości niższe o odpowiednio 11%, 13% i 8% w stosunku do wariantu 1 (bez kogeneracji). Dodatkowo, w przypadku dużego rynku ciepła o zapotrzebowaniu na ciepło rzędu 600 MW oszacowano, że złagodzenie wymogu udziału cie-

pła z OZE oraz ciepła odpadowego w strukturze mieszanej (OZE/ciepło odpadowe + kogeneracja = 80%) z poziomu 35% do 15% umożliwiłoby przesunięcie części inwestycji w moce OZE na okres po 2040 roku. Takie rozwiązanie generuje wymierne oszczędności po stronie nakładów inwestycyjnych (CAPEX) oraz pozwala na zwiększenie wolumenu produkcji energii elektrycznej w latach 2035–2039 – **średnio o około 15% w wariantcie 3 oraz o około 22% w wariantcie 4, w porównaniu do scenariusza bazowego (rynek 600 MW) oraz o ok. 5% w wariantcie 3 i 27% w wariantcie 4 (rynek 35 MW).**

Wariant 1 i 2 nie został objęty analizą tego typu modyfikacji regulacyjnej, ponieważ udział kogeneracji w przyjętym zestawie źródeł jest w tym przypadku zbyt niski, aby możliwe było spełnienie łącznego wymogu 80% udziału OZE/ciepła odpadowego i kogeneracji.



Wykres 19: Wskaźniki LCOH dla rynku 35 MW i 600 MW przy uwzględnieniu złagodzenia wymogów minimalnego udziału OZE/ciepła odpadowego w latach 2035-2039.



W rezultacie obniżenie wymaganego udziału OZE oraz ciepła odpadowego z 35% do 15% prowadzi do dodatkowych oszczędności w zakresie średnioważonego kosztu wytwarzania ciepła (LCOH) oraz zwiększa elastyczność pracy jednostek kogeneracyjnych w wariantach 3 i 4, zarówno z punktu widzenia systemu ciepłowniczego, jak i elektroenergetycznego.

Na podstawie danych z raportu „Energetyka ciepła w liczbach – 2024” do odbiorców przyłączonych do sieci dostarczono w 2024 roku wolumen 206.830 TJ ciepła, co

przy założeniu obniżenia kosztu wytworzenia ciepła o 3 PLN/GJ przekłada się na kwotę oszczędności rządu ok. 620 mln PLN/rocznie.

Na podstawie kalkulacji dla rynku ciepła o zapotrzebowaniu na poziomie około 35 MW obserwuje się obniżenie wskaźnika LCOH w wariantach 3 i 4. Pomimo tej korekty, wartości te nadal pozostają nieznacznie wyższe niż w wariantach 1, w którym spełnienie wymogów definicji systemu efektywnego realizowane jest wyłącznie poprzez wysoki udział OZE oraz ciepła odpadowego, bez wykorzystania kogeneracji.

Wnioski:

- Ubytek mocy elektrycznej w systemie elektroenergetycznym spowodowany stopniowym odchodzeniem od kogeneracyjnych jednostek węglowych będzie tworzył lukę, którą jedynie częściowo można uzupełnić przez jednostki kogeneracyjne gazowe.
- Decyzje inwestycyjne związane z doбором mocy elektrycznej i cieplnej w kogeneracyjnych jednostkach gazowych będą ściśle determinowane przez prognozy rynku ciepła oraz zmiany regulacyjne w dyrektywie EED.
- Największy potencjał wykorzystania kogeneracji w systemach ciepłowniczych mają większe systemy o dużym udziale ciepłej wody użytkowej oraz znacznym zapotrzebowaniu na ciepło w okresach przejściowych. W mniejszych systemach potencjał ten również jest znaczący, natomiast jest tutaj także większa elastyczność w doborze odnawialnych źródeł energii co w pierwszej kolejności powinno determinować dobór stosu technologicznego.
- Wzrost wartości LCOH o ok. 3-4% w wyniku zastosowania wytwarzania skojarzonego dla rynków o małej mocy wskazuje na ich większy potencjał w kierunku szybszej, pełnej dekarbonizacji i elektryfikacji. Ostateczna decyzja inwestora powinna być ściśle uzależniona od prognozy krzywej zapotrzebowania na ciepło, a także dostępności gazu, biomasy, ciepła odpadowego oraz czynników, które zwiększają sprawność źródeł P2H.
- Po roku 2045 moce elektryczne w kogeneracji mogą zostać wykorzystane jako jednostki pracujące interwencyjnie na rynku energii elektrycznej, zabezpieczając tym samym zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie.
- Łączna emisyjność CO₂ dla systemu ciepłowniczego i elektroenergetycznego (przy założeniu produkcji takiego samego wolumenu ciepła i energii elektrycznej w każdym wariantcie) wskazuje na ograniczenie emisyjności przy wariantach posiadających kogenerację gazową. Im większa moc w kogeneracji tym niższa sumaryczna emisyjność CO₂ oraz zużycie gazu na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej, co przekłada się na realne ograniczenie kosztów wytwarzania.
- Obniżenie wymogu OZE/ciepła odpadowego w latach 2035-2039 z wymaganych min. 35% na 15% w łącznym udziale 80% produkcji ciepła z OZE/ciepła odpadowego i wysokosprawnej kogeneracji zapewni więcej elastyczności jednostkom kogeneracyjnym na rynku ciepła i energii elektrycznej, jednocześnie dając dodatkowe oszczędności na wskaźniku LCOH.
- Skala ciepła dostarczanego do odbiorców przyłączonych do sieci powoduje, że nawet relatywnie niewielka redukcja LCOCH może mieć istotny efekt ekonomiczny w skali całego sektora. Przy wolumenie 206 830 TJ ciepła dostarczonego odbiorcom w 2024 r., obniżenie kosztu wytworzenia ciepła o 3 PLN/GJ oznacza potencjalne oszczędności dla gospodarki na poziomie ok. 620 mln PLN rocznie.
- Jednostki kogeneracyjne stanowią zabezpieczenie wytwarzania ciepła na potrzeby sieci wysokotemperaturowych w trakcie ich stopniowej modernizacji.
- Inwestując w jednostki kogeneracyjne, zlokalizowane głównie w większych miastach, ograniczamy straty przesyłowe na sieciach elektroenergetycznych, odciążając i redukując koszty ich modernizacji. Im mniej jednostek CHP tym bardziej obciążamy system energetyczny, w szczególności powodując konieczność znaczącej rozbudowy sieci przesyłowej, transmitującej energię na duże odległości. Problem ten uległby spotęgowaniu przy radykalnej elektryfikacji ciepłownictwa wielkoskalowego.



6. Podsumowanie i rekomendacje

Przeprowadzona w raporcie analiza potwierdza, że kogeneracja pozostaje jednym z kluczowych zasobów transformacji ciepłownictwa systemowego oraz wsparcia KSE. Jej znaczenie wynika nie tylko ze skali produkcji ciepła i energii elektrycznej, lecz przede wszystkim z lokalizacji w pobliżu największych miejskich centrów zapotrzebowania, dyspozycyjności oraz możliwości współpracy z magazynami ciepła i technologiami Power-to-Heat. W warunkach rosnącego udziału OZE, zmienności generacji oraz postępującej elektryfikacji ciepłownictwa, elektrociepłownie mogą pełnić funkcję lokalnych zasobów bezpieczeństwa energetycznego, wspierając bilans mocy w okresach niedoboru generacji odnawialnej oraz umożliwiając zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej w okresach wysokiej produkcji z OZE. Wnioski z raportu wskazują jednocześnie, że ograniczenie pracy kogeneracji lub zastąpienie lokalnej produkcji energii elektrycznej dużym odbiorem z KSE nie jest neutralne ani dla sieci elektroenergetycznych, ani dla kosztów transformacji. Analiza rozptyłowa dla EC Rzeszów pokazuje, że wyłączenie lokalnej kogeneracji i rozwój technologii Power-to-Heat mogą zwiększać obciążenia sieci 110 kV i ujawniać lokalne ograniczenia infrastrukturalne. Z kolei

analiza ekonomiczna dla reprezentatywnych rynków ciepła wskazuje, że warianty bez kogeneracji mogą prowadzić do wyższych kosztów całkowitych, większego zużycia gazu i wyższych emisji CO₂, szczególnie, jeżeli brakująca produkcja energii elektrycznej musi być odtwarzana w dodatkowych źródłach gazowych pracujących na potrzeby KSE. Z tego względu transformacja ciepłownictwa systemowego wymaga ram regulacyjnych, które pozwolą utrzymać i rozwijać wysokosprawną kogenerację jako element zintegrowanego układu: CHP – magazyny ciepła – Power to Heat – sieć elektroenergetyczna. Kluczowe znaczenie mają stabilne i przewidywalne mechanizmy wsparcia, możliwość finansowania inwestycji odpowiadająca ich realnej skali, dostosowanie kryteriów unijnych do tempa transformacji dużych miejskich systemów ciepłowniczych oraz ograniczenie ryzyk związanych z dostępnością paliw zdekarbonizowanych i infrastrukturą. Poniższe rekomendacje wskazują najważniejsze zmiany regulacyjne niezbędne do ograniczenia tych ryzyk oraz zapewnienia, że kogeneracja będzie mogła nadal wspierać bezpieczeństwo dostaw ciepła, lokalne bilansowanie KSE i dekarbonizację sektora.



Veolia Energia Łódź S.A.

Tabela 9: Rekomendacje – regulacje unijne.

Kierunek zmiany	Główne założenia zmiany	Akt prawny/Dokument
Złagodzenie wymogu minimalnego udziału ciepła z OZE/odpadowego od 2035 r. w kryteriach dot. efektywnego systemu ciepłowniczego, określonych w art. 26 dyrektywy EED	Wprowadzenie łagodniejszej ścieżki wzrostu w zakresie minimalnego, wymaganego udziału ciepła z OZE/ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych w kryterium z udziałem wysokosprawnej kogeneracji – w ramach kryteriów, określonych w art. 26 dyrektywy EED, które będą obowiązywać od 01.01.2035 r. – do pułapu wynoszącego maksymalnie 15%. Obecnie kryteria wskazują na skokowy wzrost udziału OZE/ciepła odpadowego z poziomu pomiędzy 5% (wymóg na lata 2028-2035) a 35% (wymóg na lata 2040-2045).	Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej
Powiązanie obowiązku „przepaliwowania” do 2035 r. jednostek wykorzystujących gaz ziemny z realną dostępnością paliw zeroemisyjnych i infrastruktury w Taksonomii UE	Powiązanie obowiązku „przepaliwowania” z realną dostępnością paliw i infrastruktury. Należy postulować wprowadzenie do Taksonomii UE mechanizmu, który uzależnia obowiązek pełnego przejścia na gazy zdekarbonizowane od komercyjnej dostępności odpowiednich paliw oraz infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej . Obecny wymóg jest szczególnie trudny dla właścicieli elektrociepłowni, ponieważ dostępność biometanu, wodoru lub paliw syntetycznych nie zależy bezpośrednio od inwestora w jednostkę kogeneracyjną, lecz od rozwoju rynku paliw, infrastruktury sieciowej oraz polityki państwa i UE. Proponowana zmiana: wprowadzenie klauzuli, zgodnie z którą niespełnienie wymogu paliwowego po 2035 r. nie powoduje automatycznej utraty zgodności inwestycji z Taksonomią UE, jeżeli operator (właściciel instalacji) wykaze, że brak spełnienia wynika z niedostępności paliwa lub infrastruktury, mimo podjęcia należytej staranności.	Techniczne kryteria kwalifikacji odnoszące się do jednostek opalanych gazem ziemnym - działalność 4.29-4.31 rozporządzenia delegowanego Komisji nr 2022/1214.



Zapewnienie stabilności legislacyjnej w kontekście normy emisji dla wysokosprawnej kogeneracji w Taksonomii UE	Postulujemy utrzymanie w Taksonomii UE progu emisyjnego dla wysokosprawnej kogeneracji na poziomie 270 g CO₂/kWh przez cały okres transformacji. Inwestor, który dziś buduje lub modernizuje jednostkę kogeneracyjną spełniającą obowiązujące kryteria emisyjne, powinien mieć pewność, że projekt nie utraci kwalifikowalności regulacyjnej krótko po oddaniu do eksploatacji. Stabilność tego kryterium jest kluczowa dla przewidywalności inwestycyjnej, bankowalności projektów oraz ograniczenia ryzyka, że nowo wybudowane jednostki będą wymagały dodatkowych, kosztownych modyfikacji przed osiągnięciem zakładanego okresu zwrotu. Utrzymanie stabilnego progu emisyjnego nie oznacza rezygnacji z dekarbonizacji, lecz zapewnienie racjonalnego okresu przejściowego dla inwestycji niezbędnych do zastąpienia jednostek węglowych. Wysokosprawna kogeneracja gazowa pozostaje potrzebna dla bezpieczeństwa dostaw ciepła oraz lokalnego bilansowania KSE, szczególnie w okresach ograniczonej generacji OZE. Nadmierna zmienność kryteriów Taksonomii UE mogłaby zwiększyć koszt kapitału, ograniczyć dostępność finansowania i spowolnić modernizację systemów ciepłowniczych właśnie w okresie, w którym konieczne jest odtworzenie mocy i zapewnienie ciągłości dostaw.	Techniczne kryteria kwalifikacji odnoszące się do jednostek opalanych gazem ziemnym - działalność 4.29-4.31 rozporządzenia delegowanego Komisji nr 2022/1214.
Dostosowanie progów notyfikacyjnych i intensywności pomocy w tzw. rozporządzeniu GBER do realnej skali inwestycji w ciepłownictwie, OZE i wysokosprawną kogenerację	Postulujemy podwyższenie progów notyfikacyjnych dla inwestycji w wysokosprawną kogenerację, OZE oraz systemy ciepłownicze do poziomu 150 mln EUR na przedsiębiorstwo na projekt inwestycyjny. Obecne progi nie odzwierciedlają rzeczywistej skali i kosztów współczesnych projektów transformacyjnych, w szczególności dużych inwestycji w elektrociepłownie, systemy ciepłownicze, magazyny ciepła, źródła odnawialne i wysokosprawną kogenerację. Rekomendowane jest także podwyższenie podstawowej intensywności pomocy do 45% kosztów kwalifikowanych dla inwestycji objętych art. 58 i art. 64 GBER. Zmiana ta jest uzasadniona wzrostem kosztów inwestycyjnych, inflacją kosztów materiałów i usług, skalą modernizacji wymaganej w ciepłownictwie oraz ograniczoną możliwością finansowania inwestycji z taryf ciepłowniczych. Dodatkowo zasadne jest zwiększenie progu dla małych projektów uprawniającego do podwyższonej intensywności pomocy do 5 mln EUR, tak aby instrument ten odpowiadał realnej skali nawet mniejszych inwestycji ciepłowniczych.	Projekt zmiany rozporządzenia Komisji w sprawie wyłączeń blokowych pomocy publicznej (GBER) – w szczególności art. 58 „Aid for the promotion of energy from renewable sources and high-efficiency cogeneration” oraz art. 64 „Investment aid for district heating and cooling systems”;
Wprowadzenie dodatkowego bonusu do intensywności pomocy dla inwestycji realizowanych zgodnie z planami neutralności klimatycznej dla systemów ciepłowniczych	Postulujemy wprowadzenie dodatkowego zwiększenia intensywności pomocy o 15 punktów procentowych dla projektów inwestycyjnych w systemach ciepłowniczych realizowanych zgodnie z planami neutralności klimatycznej, o których mowa w art. 10b ust. 4 dyrektywy EU ETS. Bonus powinien obejmować inwestycje w systemy ciepłownicze, OZE, wysokosprawną kogenerację oraz technologie wspierające transformację i elastyczność systemów, jeżeli są one elementem ścieżki dekarbonizacji ciepłownictwa. Uzasadnieniem dla takiego rozwiązania jest szczególnie wysoka skala potrzeb inwestycyjnych w państwach i systemach ciepłowniczych o wysokiej emisyjności oraz ograniczonej zdolności finansowania transformacji. Dodatkowy bonus zwiększyłby wykonalność projektów koniecznych do dekarbonizacji ciepłownictwa i ograniczył ryzyko opóźnień inwestycyjnych.	Projekt zmiany rozporządzenia Komisji w sprawie wyłączeń blokowych pomocy publicznej (GBER) – w szczególności art. 58 i art. 64; powiązanie z planami neutralności klimatycznej, o których mowa w art. 10b ust. 4 dyrektywy 2003/87/WE, czyli dyrektywy EU ETS

Tabela 10: Rekomendacje – regulacje krajowe.

Kierunek zmiany	Główne założenia zmiany	Akt prawny/Dokument
Przeniesienie środków niewykorzystanych w związku z nierozstrzygniętymi naborami na premie kogeneracyjną indywidualną do „budżetu” premii kogeneracyjnej	W związku z brakiem zainteresowania wytwórców uczestnictwem w naborach na premię kogeneracyjną indywidualną, czego odzwierciedleniem jest fakt, że ostatni nabór został rozstrzygnięty w 2021 r. oraz mając na uwadze, że przewiduje się, iż opisany stan utrzyma się w 2026 r., pula środków, która pozostanie „niewykorzystana” w ramach naboru CHP (ok. 15 mld zł) powinna zostać skierowana do aukcyjnego systemu wsparcia (w formie premii kogeneracyjnej), który stanowi obecnie najważniejszy i niewrażliwy mechanizm pomocy operacyjnej dla wysokosprawnej kogeneracji.	Rozporządzenie w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej
Usprawnienie obecnego systemu wsparcia operacyjnego wysokosprawnej kogeneracji	Mając na uwadze praktyczne doświadczenia wytwórców, którzy uzyskali wsparcie w formie premii kogeneracyjnej lub gwarantowanej, należy wskazać następujące postulaty usprawnienia tego mechanizmu: ■ przedłużenie terminu na wytworzenie po raz pierwszy energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w nowej jednostce kogeneracji lub znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji od dnia rozstrzygnięcia aukcji/naboru z 48/60 miesięcy do odpowiednio 60/72 miesięcy; ■ przedłużenie terminu uzyskania ostatecznego pozwolenia na budowę poprzez jego wydłużenie z 12 do 24 miesięcy, które zmitiguje ryzyko utraty otrzymanego wsparcia przez wytwórców w przypadku zmian harmonogramów realizacji inwestycji; ■ nowe przepisy przewidujące wydłużone terminy wytworzenia po raz pierwszy energii w nowej/znacznie zmodernizowanej jednostce kogeneracji oraz uzyskania pozwolenia na budowę będą mogły być stosowane dla aukcji rozstrzygniętych przed dniem wejścia w życie ustawy ■ wyeliminowanie ryzyka niewykonania przez przedsiębiorstwa, które wygrały aukcję na premię kogeneracyjną / nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, obowiązku pierwszego wytworzenia energii w wyznaczonym terminie (3 lata) – uchylenie sankcji, ■ zniesienie nadmiarowego obowiązku sprawozdawczego wytwórcy energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, który nie uczestniczy w systemie wsparcia, oraz wytwórcy, dla którego wysokość premii gwarantowanej indywidualnej w okresie poprzedniego roku kalendarzowego wynosiła 0 złotych za MWh.	Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – postulowane zmiany są objęte zakresem rządowego projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki (druk sejmowy nr 2578)
Utrzymanie dotychczasowych rozwiązań w zakresie procedury uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zapewniających pewność procesu inwestycyjnego w zakresie budowy/modernizacji jednostek wysokosprawnej kogeneracji na potrzeby transformacji ciepłownictwa	Postulujemy utrzymanie dotychczasowego brzmienia przepisów umożliwiających nadanie decyzji środowiskowej rygoru natychmiastowej wykonalności oraz wykonywanie decyzji inwestycyjnych do czasu uprawomocnienia się decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Odejście od obowiązujących rozwiązań legislacyjnych w ramach procedur środowiskowych stanowi poważne zagrożenie z punktu widzenia dochowania harmonogramów realizacji inwestycji w zakresie budowy/modernizacji jednostek kogeneracji i w konsekwencji rodzi ryzyko opóźnień w inwestycjach transformacyjnych.	Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko

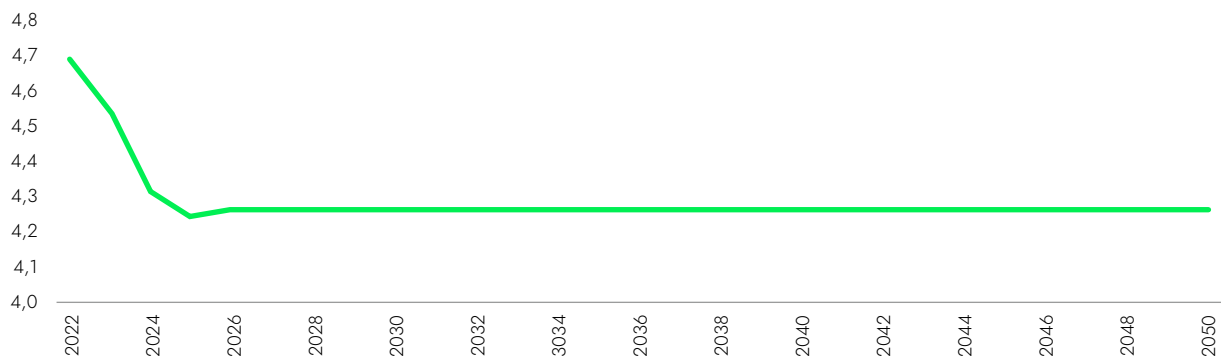


Uwzględnienie nowych rodzajów miksu wytwórczego w taryfie benchmarkowej	Postulujemy zmiany w systemie taryfowania kogeneracji, uwzględniające nowe rodzaje miksu wytwórczego stosowane w celu redukcji zużycia węgla. Zmiany te powinny uwzględniać rozszerzenie listy wskaźników benchmarkowych o odpady komunalne/RDF stosowane w ITPO oraz biometan blendowany z gazem ziemnym (lub stosowany samodzielnie) w jednostkach kogeneracji gazowej.	Ustawa - Prawo Energetyczne Rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło
Rynek mocy	Postulujemy zabezpieczenie i pokreślenie roli jednostek kogeneracyjnych, jako istotnego elementu stabilizacji polskiego sektora elektroenergetycznego, w nowym rynku mocy.	Ustawa o rynku mocy
Kontynuacja systemu wsparcia CHP	Postulujemy: 1. Wydłużenie systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji (po 2048 r.) 2. Dodatkowe zachęty w systemie wsparcia dla małej kogeneracji o mocy poniżej 1 MW. Wprowadzenie dodatkowej premii dla inwestorów, którzy zdecydują się na blending gazu ziemnego z odnawialnymi paliwami gazowymi (biometanem) – np. wdrożenie dedykowanej ceny referencyjnej uwzględniającej koszt biometanu.	Ustawa o wsparciu wysoko-sprawnej kogeneracji
Reforma stref klimatycznych	Obowiązujące strefy klimatyczne oddziałują na tabele regulacyjne dla ciepła, co z kolei wpływa na ograniczenia w przyłączaniu do sieci nie tylko instalacji OZE, ale też źródeł kogeneracyjnych rozproszonych, szczególnie silników gazowych. Wskazane jest obniżenie temperatur obowiązujących w tabelach regulacyjnych.	Rozporządzenie systemowe
Aukcje OZE dla kogeneracji	Postulujemy przyspieszenie procedowania nowelizacji ustawy OZE (tzw. ustawa wiatrakowo-biometanowa), która wdraża obniżenie obowiązku dostarczanej energii elektrycznej do 65% dla biogazowni w aukcjach OZE.	Ustawa OZE
Zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła przedsiębiorstw energetycznych działających w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, w tym osiągniętego ten status na podstawie kryterium udziału ciepła z kogeneracji	Dyrektywa RED II (art. 24), w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, nie ustanawia bezwzględnego obowiązku zakupu ciepła z OZE lub ciepła odpadowego, a jedynie mechanizm zachęty do przyłączania takich źródeł. Jednocześnie przepis art. 24 ust. 5 lit. d przewiduje możliwość odmowy przyłączenia i zakupu, w szczególności w przypadku gdy system spełnia kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego. Regulacje unijne nie wymagają stosowania obowiązku zakupu wobec tych systemów, niezależnie czy status efektywnego energetycznie systemu utrzymują przez udziału energii z OZE lub ciepła odpadowego czy z wykorzystaniem wysokosprawnej kogeneracji.	Ustawa OZE

Załącznik I – Założenia do analizy ekonomicznej

ZAŁOŻENIA MAKROEKONOMICZNE

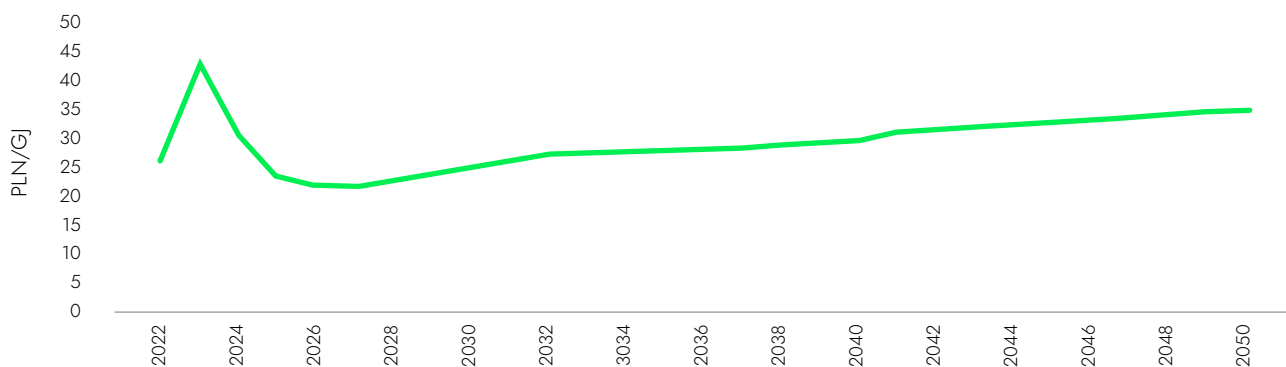
Wykres 1. Kurs EUR/PLN, źródło: opracowanie własne PTEC w oparciu o Wytyczne Ministerstwa Finansów dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych, lipiec 2025 r. oraz średnie notowania NBP.



Wykres 2. Prognoza inflacji CPI Polska, źródło: opracowanie własne PTEC na bazie danych Narodowego Banku Polskiego - Bieżąca projekcja inflacji i PKB (opublikowana w listopadzie 2025 r.) oraz wytyczne Ministerstwa Finansów dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych, lipiec 2025 r.

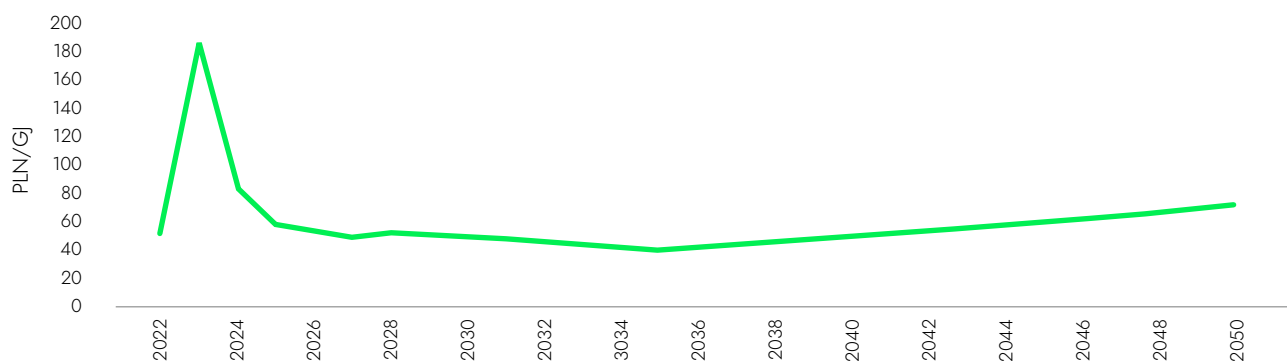


Wykres 3. Prognoza cen węgla kamiennego [PLN/GJ] wartości nominalne, źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz raportu World Energy Outlook November 2025 - European Union; Stated Policies Scenario, wholesale fossil fuel prices.

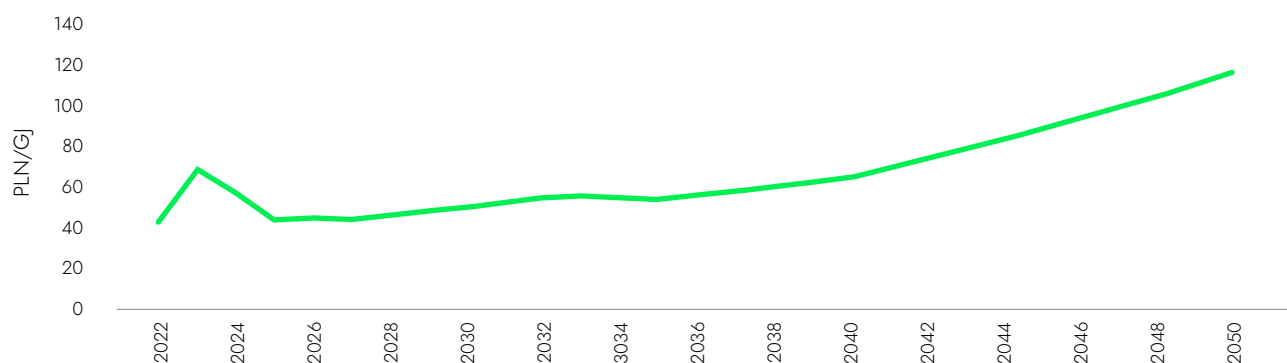




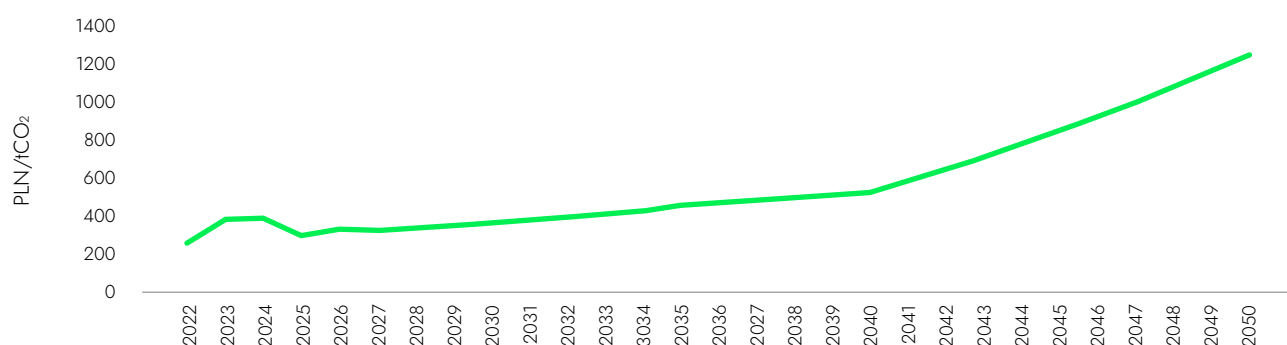
Wykres 4. Prognoza cen gazu ziemnego [PLN/GJ] wartości nominalne, źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz raportu World Energy Outlook November 2025 - European Union; Stated Policies Scenario, wholesale fossil fuel prices.



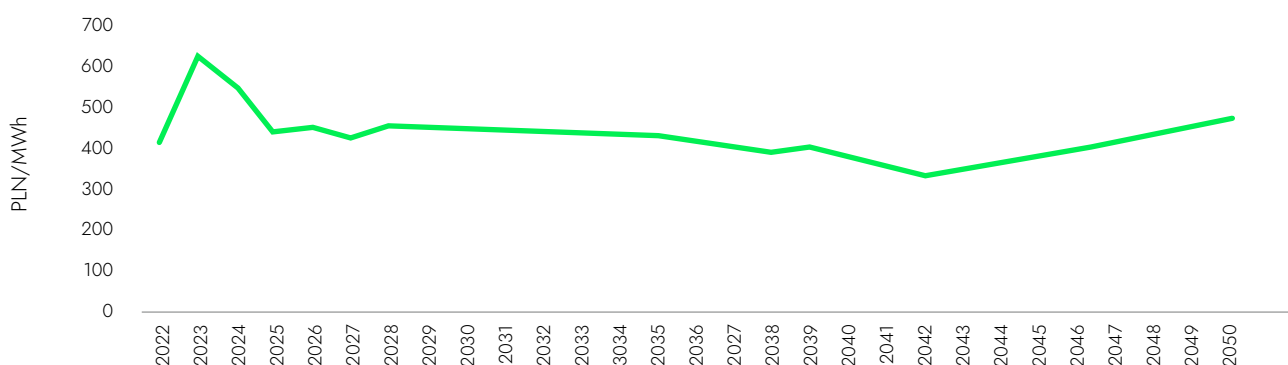
Wykres 5. Prognoza cen biomasy [PLN/GJ] wartości nominalne, źródło: opracowanie własne PTEC w oparciu o dane dotyczące zawieranych kontraktów i prognozy cen biomasy Członków PTEC.



Wykres 6. Cena uprawnień do emisji gazów cieplarnianych [PLN/t] wartości nominalne, źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz analiz WEO World Energy Outlook November 2025 - European Union; Stated Policies Scenario. CO₂ prices for electricity, industry and energy production.



Wykres 7. Prognoza cen energii elektrycznej na rynku hurtowym [PLN/MWh] wartości nominalne, źródło: opracowanie własne PTEC na bazie przyjętych założeń kosztowych i założeniu stałej marżowości rynku energii elektrycznej 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.



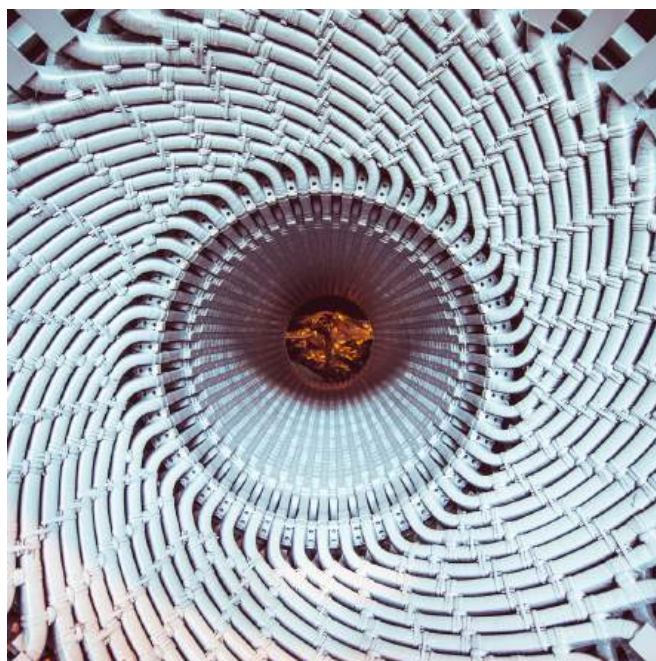
ZAŁOŻENIA TECHNICZNO-EKONOMICZNE

Tabela 1: Założenia techniczno-ekonomiczne, źródło: opracowanie własne PTEC na bazie doświadczeń z prowadzonej działalności.

Technologia	Start eksploatacji	CAPEX mPLN'25/MWe	CAPEX mPLN'25/MWt	CAPEX PLN'25/m ³	OPEX, jako % CAPEX
Kotły gazowe	gaz wysokometanowy	nd	1,3	nd	1,0%
Kogeneracja gazowa - silniki gazowe	gaz wysokometanowy	8,0	nd	nd	5,0%
Kotły biomasowe	biomasa	nd	5,0	nd	3,0%
Pompy ciepła	energia otoczenia i elektryczna	nd	6,0	nd	1,0%
Kotły elektrodowe	energia elektryczna	nd	1,0	nd	0,5%
Magazyn ciepła	nd	nd	nd	2 500	1,0%

W ramach pozostałych założeń przyjęto:

- Wysokość kosztów wynagrodzeń na poziomie 15 tys. zł/2025 /miesiąc /etat; przy czym ilość etatów została zróżnicowana w zależności od miks technologicznego w danym wariantcie.
- Średnioważony koszt kapitału WACC na poziomie 8%.
- Podatek CIT na poziomie 19%.
- Sprawność urządzeń jest obliczana indywidualnie w modelu godzinowym w odniesieniu do temperatury zewnętrznej oraz punktu pracy zakładanych urządzeń.



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

