Raport PTEC

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

CEL RAPORTU

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

- Sprawdzenie jak ograniczenie pracy kogeneracji i intensywna elektryfikacja ciepłownictwa mogą wpłynąć na rozpływy mocy i obciążenie lokalnych sieci elektroenergetycznych (case study EC Rzeszów - rozpływy mocy w sieciach elektroenergetycznych).

- Pokazanie konsekwencji 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 (analiza ekonomiczna transformacji systemów ciepłowniczych).

- Wskazanie zmian regulacyjnych na poziomie europejskim i krajowym niezbędnych do utrzymania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji jako elementu zintegrowanego systemu: CHP – magazyny ciepła – Power-to-Heat – sieć elektroenergetyczna.

„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.

Przyszły model ciepłownictwa powinien opierać się na skoordynowanym wykorzystaniu wysokosprawnej kogeneracji, magazynów ciepła, technologii Power-to-Heat oraz paliw nisko- i zeroemisyjnych.”

Marcin Laskowski, Prezes PTEC

POLSKA – LIDER KOGENERACJI W EUROPIE

64%*

ciepła systemowego
pochodzi z kogeneracji
*vs ŚR. UE: ok. 28%***

14%*

krajowej produkcji
energii elektrycznej z CHP
*vs ŚR. UE: ok. 12%***

45%

Polskich gospodarstw domowych
korzysta z ciepła sieciowego
w miastach ponad 60%

PL #2 w UE

pod względem mocy CHP
w Unii Europejskiej

UNIKALNY MODEL W SKALI UE

- W Polsce dominuje model ciepłownictwa, które wytwarza energię na potrzeby gospodarstw domowych, w krajach UE jednostki kogeneracji służą głównie przemysłowi.
- Potencjał kogeneracyjny w UE nie jest rozłożony równomiernie, lecz koncentruje się w relatywnie ograniczonej grupie państw członkowskich - wśród największych rynków znajdują się przede wszystkim Niemcy, Polska oraz grupa państw takich jak Niderlandy, Włochy, Finlandia, Dania, Szwecja, Czechy, Francja i Austria.
- W skali UE w 2023 r. dominującym paliwem w CHP był gaz ziemny (ok. 48%), przy jednoczesnym niskim udziale paliw węglowych (ok. 17%) oraz rosnącym udziale OZE, sięgającym ok. 25%. W Polsce udział węgla w kogeneracji nadal znacząco przekracza 50%, choć systematycznie spada.

Udział kogeneracji w produkcji ciepła oraz charakterystyka roli CHP w wybranych krajach UE.
Źródło: opracowanie własne na postawie 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.

* Źródło: dane URE i ARE za 2024 r.
**Źródło: dane COGEN Europe

ODTWORZENIE MOCY W KSE PO JEDNOSTKACH KOGENERACJI WĘGLOWEJ

STAN OBECNY

4,9 GWe

z 7,7 GWe mocy elektrycznej zainstalowanej stanowiły jednostki CHP opalane węglem (2024 r.).

W ostatnich 5. latach produkcja z jednostek kogeneracji opalanych węglem spadła o 30%.

2030–2035

Istotne ograniczenie

mocy węglowych jednostek kogeneracyjnych.

Większość właścicieli jednostek zadeklarowała ich wygaszenie do 2030–2035. To 4,9 GWe mocy elektrycznej i ponad 21 GWt mocy cieplnej.

Jednocześnie od 2035 r. dyrektywa EED wymusza min. 35% ciepła z OZE – ograniczając czas pracy nowych jednostek gazowych oraz wprowadza limit emisyjny (EPS 270 gCO_2/kWh)

W związku ze stopniowym wycofywaniem węglowych jednostek kogeneracyjnych oraz zmianą reżimu ich pracy, istotnym zagadnieniem jest, jakie zmiany nastąpią na rynku energii elektrycznej.

SKUTEK

Luka w KSE

Kogeneracja gazowa nie odtworzy pełnej mocy węglowej – limit EPS 270 gCO_2/kWh i wymogi EED ograniczają skalę i czas pracy.

Brakującą energię elektryczną muszą uzupełnić nowe elektrownie gazowe w KSE – pracujące z niższą sprawnością, wyższymi emisjami.

Utrata miejskiej kogeneracji to wzrost obciążeń sieci 110 kV, konieczność rozbudowy infrastruktury i ryzyko lokalnych ograniczeń mocy.

Bez kogeneracji gazowej jako lokalnego źródła dyspozycyjnego KSE traci lokalny bufor bezpieczeństwa w godzinach deficytu OZE.

CASE STUDY EC RZESZÓW – WPŁYW KOGENERACJI I ELEKTRYFIKACJI CIEPŁOWNICTWA NA ROZPŁYWY MOCY W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH

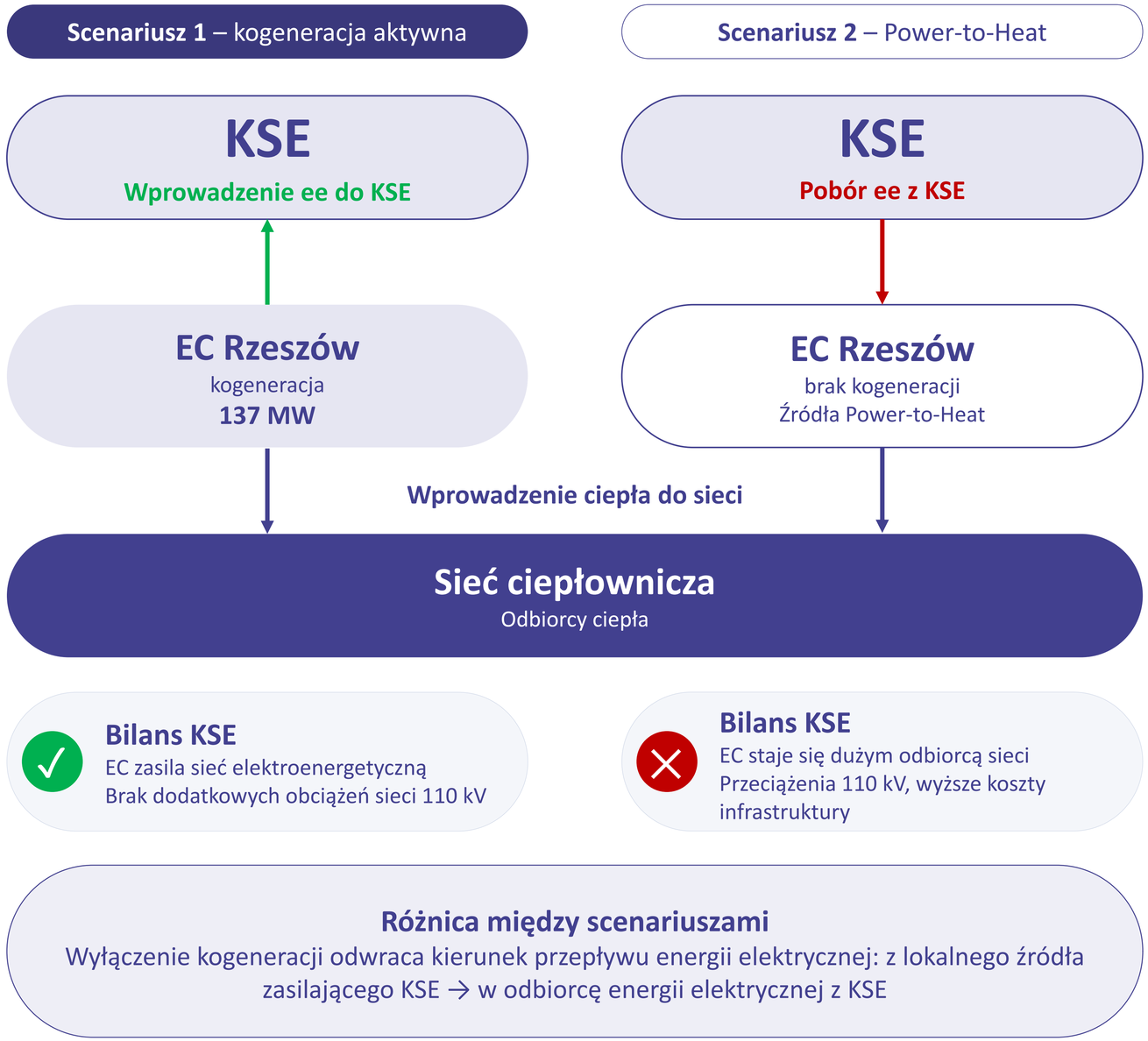
CEL:

Sprawdzenie, co dzieje się w sieciach elektroenergetycznych, gdy lokalny system ciepłowniczy przestaje być źródłem energii elektrycznej, a staje się jej dużym odbiorcą.

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.

METODOLOGIA:

Dwa horyzonty czasowe – 2029 i 2035 – porównujące dwa scenariusze: EC Rzeszów pracuje z mocą 137 MW vs. jednostki kogeneracyjne wyłączone i zastąpione dodatkowym odbiorem 130 MW w technologii Power-to-Heat.



WNIOSKI Z ANALIZY ROZPŁYWÓW MOCY

1

Ograniczenie lokalnej generacji energii elektrycznej z CHP nie jest neutralne dla sieci elektroenergetycznej

2

W wariancie wysokiego udziału źródeł P2H pojawiają się przeciążenia sieci 110 kV.

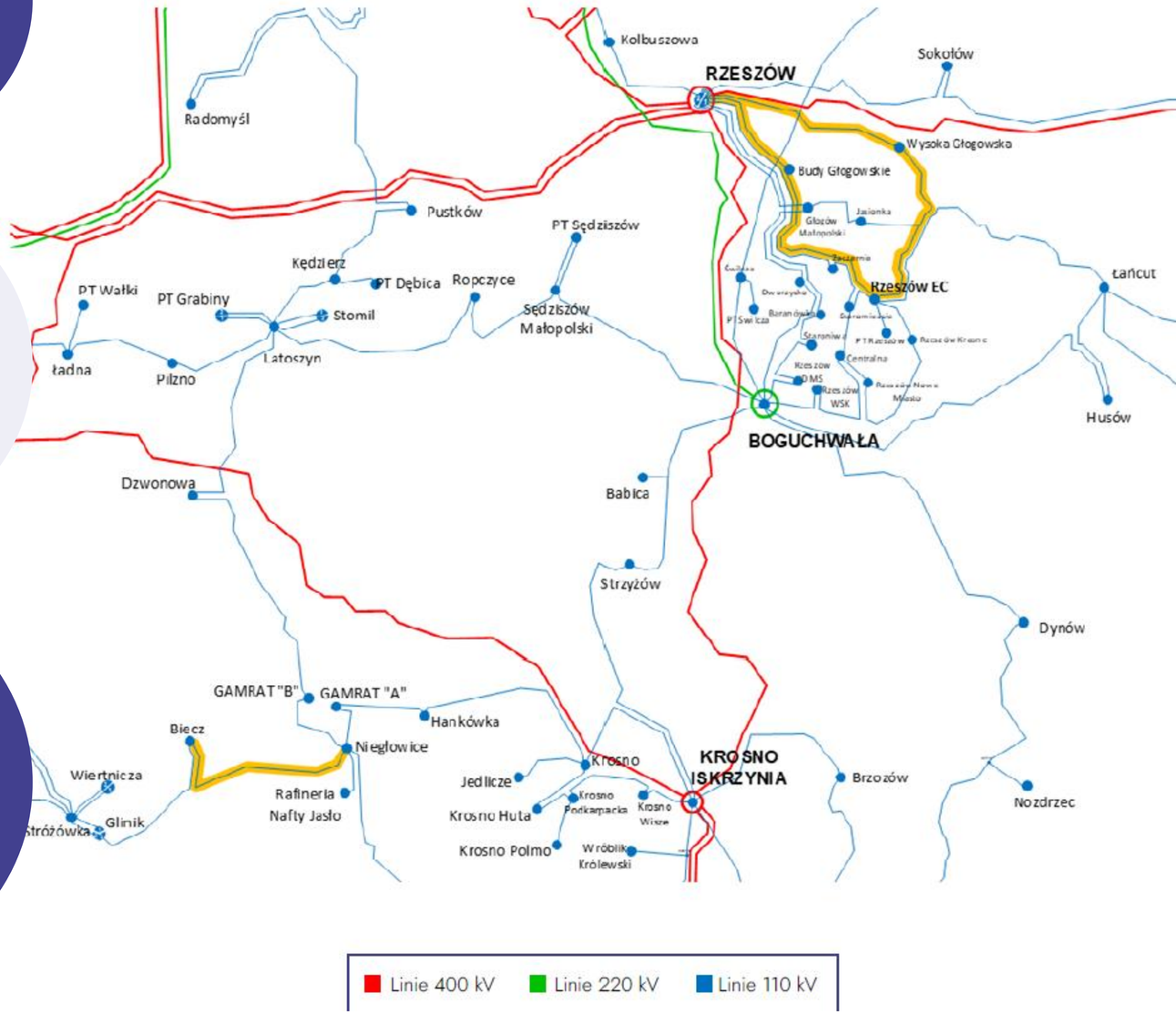
Dostępna moc odbiorcza dla źródeł P2H jest ograniczona do 60–80 MW w 2029 r., a w wariancie 2035 r. – w określonych stanach pracy spada do 0 MW.

3

Transformacja ciepłownictwa musi być analizowana łącznie z rozwojem sieci elektroenergetycznych.

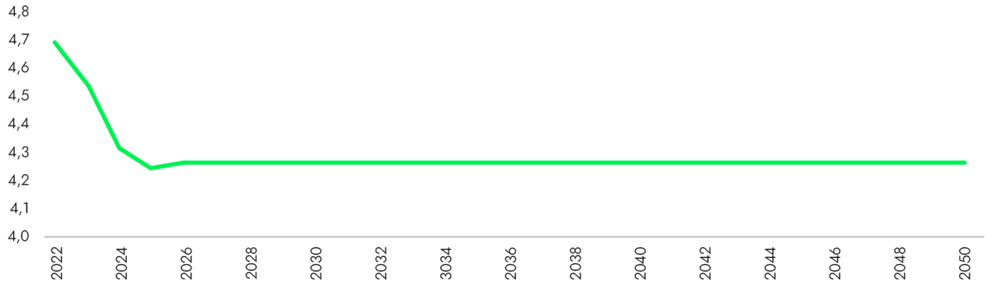
Zastąpienie kogeneracji dużym odbiorem źródeł P2H zwiększa obciążenia sieci, ujawnia ograniczenia infrastrukturalne i generuje potrzebę dodatkowych inwestycji w sieci elektroenergetyczne po stronie operatorów.

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.

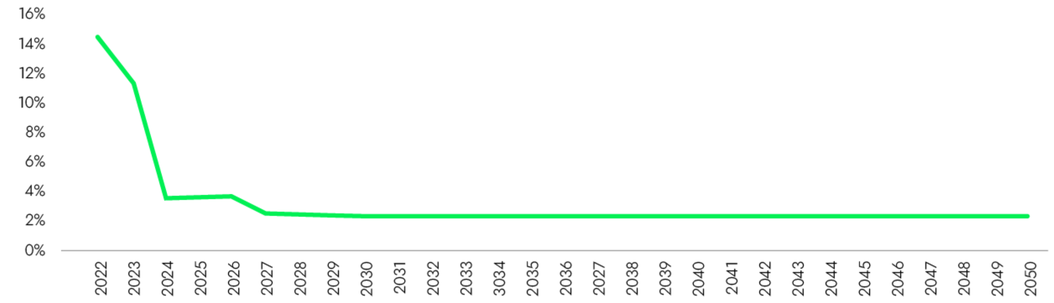


ZAŁOŻENIA MAKROEKONOMICZNE

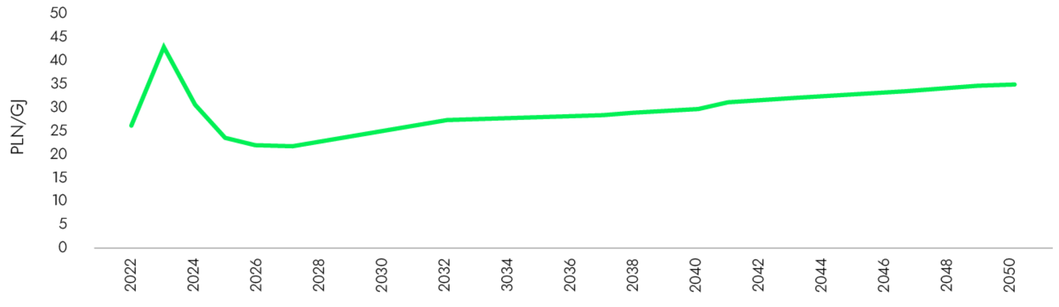
Wykres 1. Kurs EUR/PLN, *źródło: opracowanie własne PTEC w oparciu o Wytyczne Ministerstwa Finansów dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych, lipiec 2025 r. oraz średnie notowania NBP.*



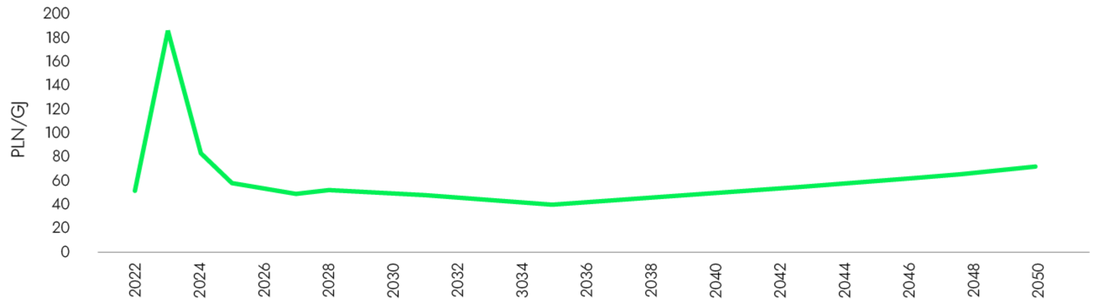
Wykres 2. Prognoza inflacji CPI Polska, *źródło: opracowanie własne PTEC na bazie danych Narodowego Banku Polskiego - Bieżąca projekcja inflacji i PKB (opublikowana w listopadzie 2025 r.) oraz wytyczne Ministerstwa Finansów dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych, lipiec 2025 r.*



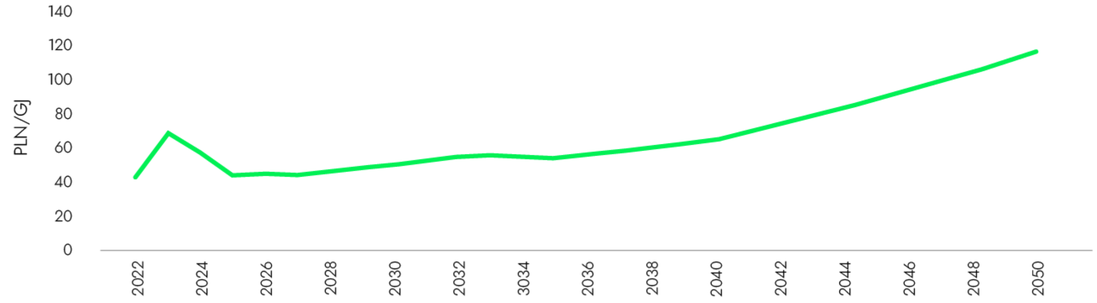
Wykres 3. Prognoza cen węgla kamiennego [PLN/GJ] wartości nominalne, *źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz raportu World Energy Outlook November 2025 - European Union; Stated Policies Scenario, wholesale fossil fuel prices.*



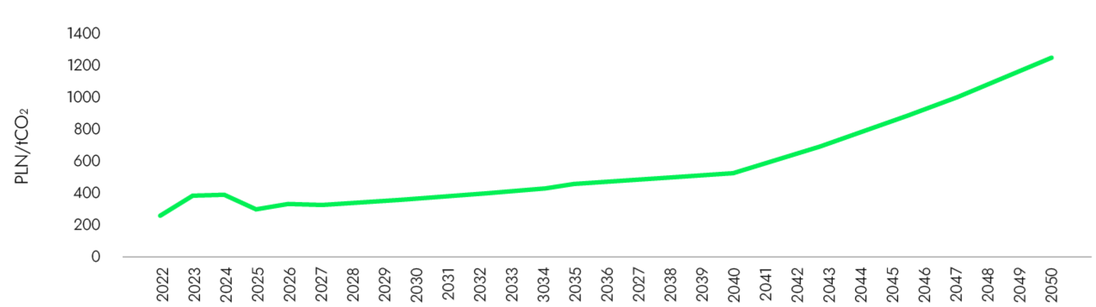
Wykres 4. Prognoza cen gazu ziemnego [PLN/GJ] wartości nominalne, *źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz raportu World Energy Outlook November 2025 - European Union; Stated Policies Scenario, wholesale fossil fuel prices.*



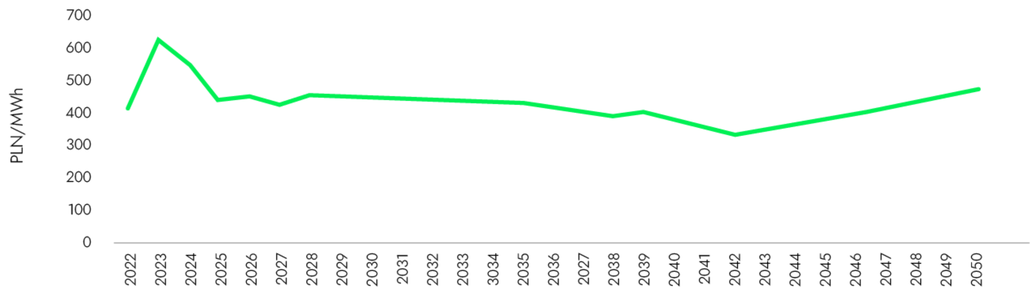
Wykres 5. Prognoza cen biomasy [PLN/GJ] wartości nominalne, *źródło: opracowanie własne PTEC w oparciu o dane dotyczące zawieranych kontraktów i prognozy cen biomasy Członków PTEC.*



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. CO_2 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 miksu paliwowego m.in. związane z rozwojem energetyki jądrowej oraz morskiej energetyki wiatrowej, a także stopniowym ograniczaniem pracy jednostek konwencjonalnych.*



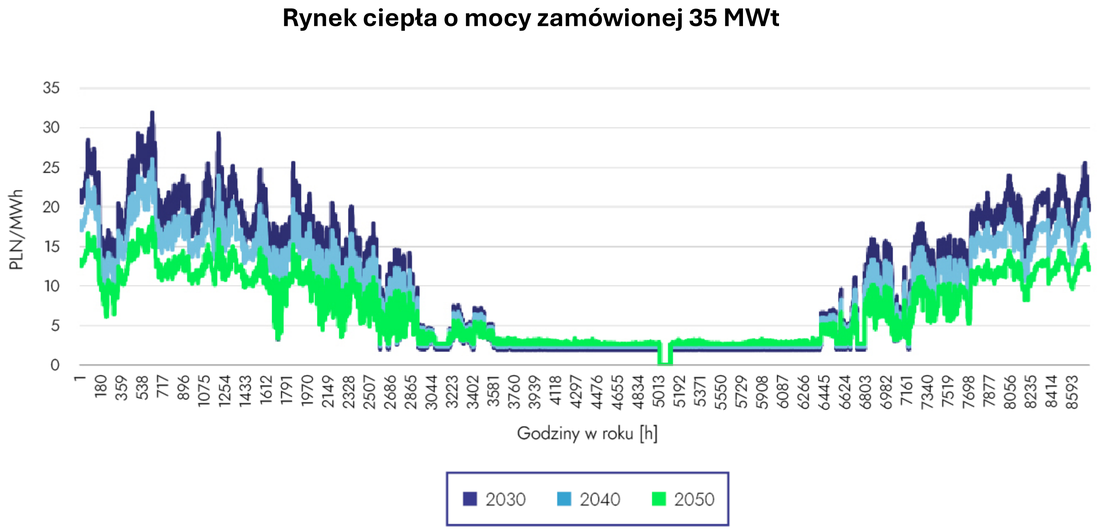
ZAŁOŻENIA TECHNICZNO-EKONOMICZNE

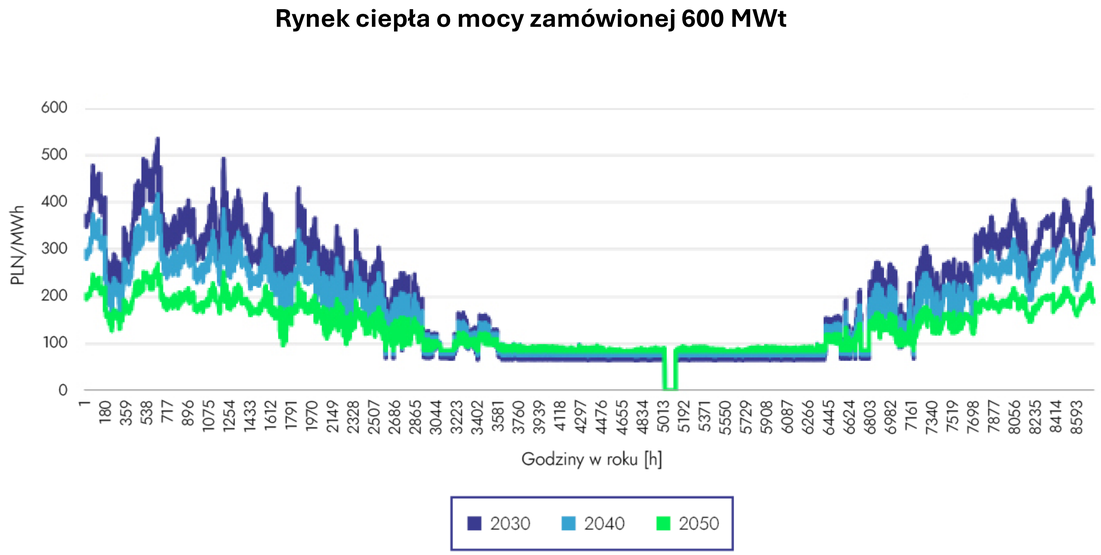
Tabela 1: Założenia techniczno-ekonomiczne, *źródło: opracowanie własne PTEC na bazie doświadczeń z prowadzonej działalności.*

Technologia	Start eksploatacji	CAPEX mPLN'25/MWe	CAPEX mPLN'25/MWt	CAPEX PLN'25/m³	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 miksu technologicznego w danym wariancie.
- 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.



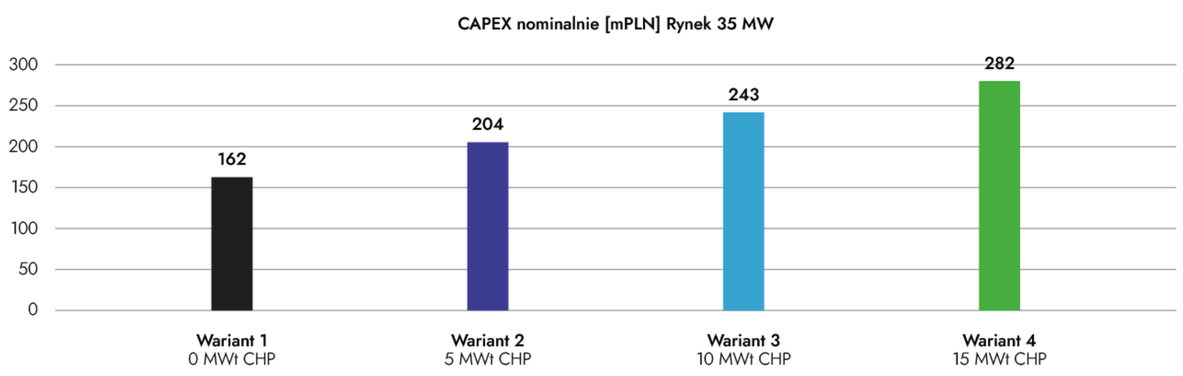


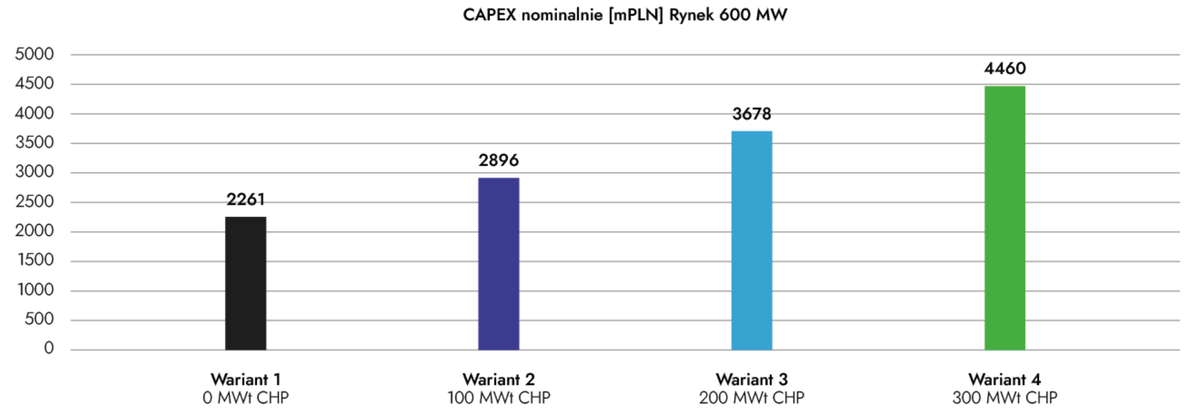
Przykładowe warianty technologiczne dla rynku 35 MWt

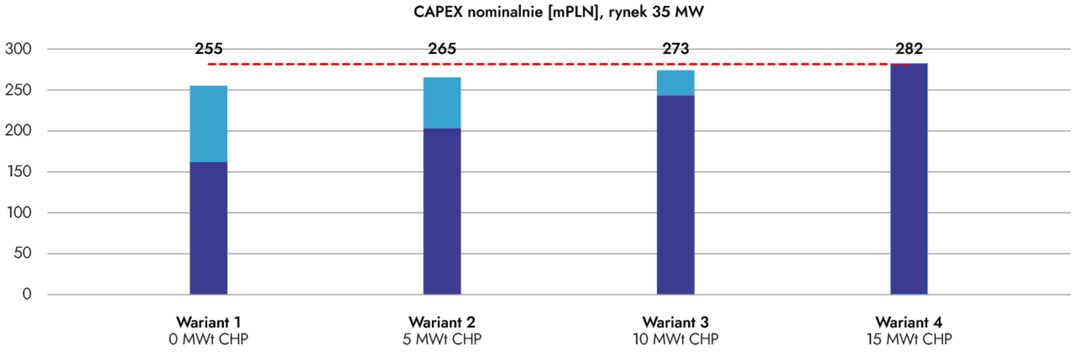
Technologia	Start eksploatacji	Wariant 1 (O MWt CHP)	Wariant 2 (5 MWt CHP)	Wariant 3 (10 MWt CHP)	Wariant 4 (15MWt CHP)
Ciepło odpadowe	2030	0,5	0,5	0,5	0,5
Kogeneracja gazowa	2030	0	5	10	15
Pompy ciepła I	2030	2,5	2,5	2,5	2,5
Pompy ciepła II	2035	5	5	5	5
Pompy ciepła III	2040	5	5	5	5
kotły biomasowe	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

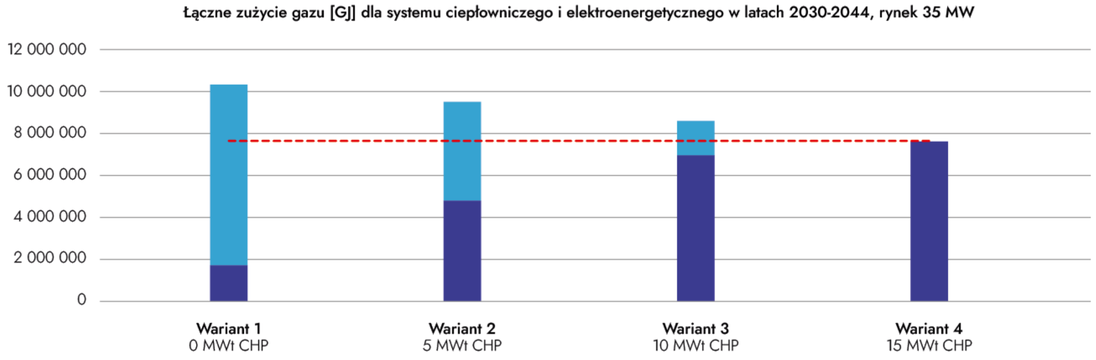
Przykładowe warianty technologiczne dla rynku 600 MWt

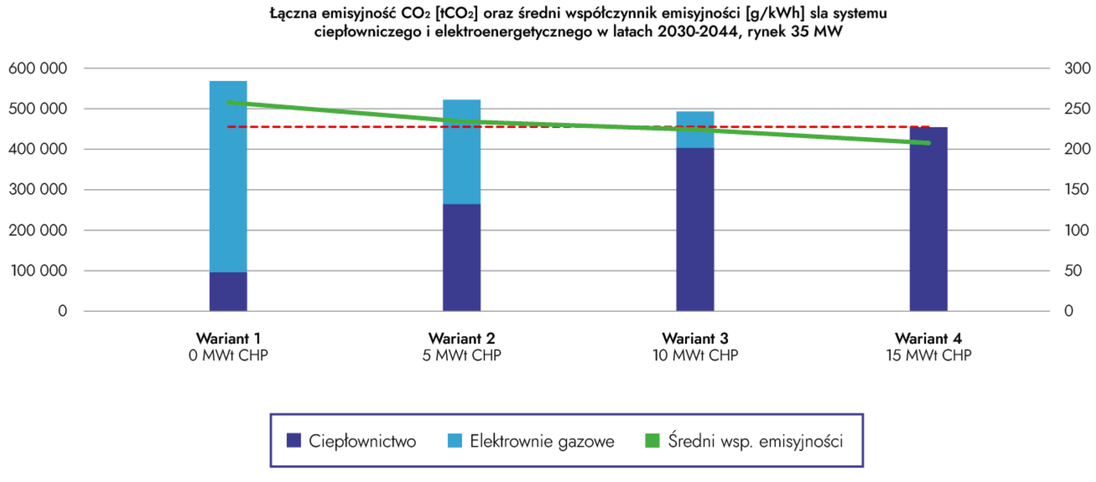
Technologia	Start eksploatacji	Wariant 1 (O MWt CHP)	Wariant 2 (100 MWt CHP)	Wariant 3 (200 MWt CHP)	Wariant 4 (300 MWt CHP)
Ciepło odpadowe	2030	10	10	10	10
Kogeneracja gazowa	2030	0	100	200	300
Pompy ciepła I	2030	75	25	25	25
Pompy ciepła II	2035	25	50	50	50
Pompy ciepła III	2040	50	50	50	50
kotły 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









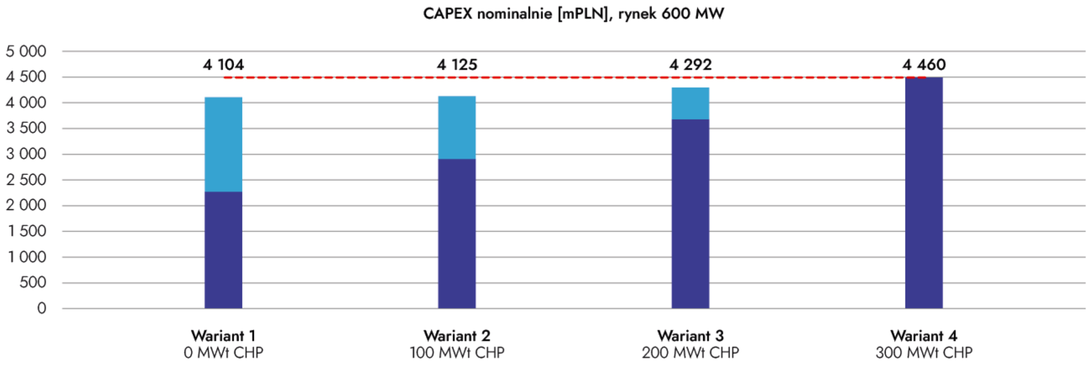


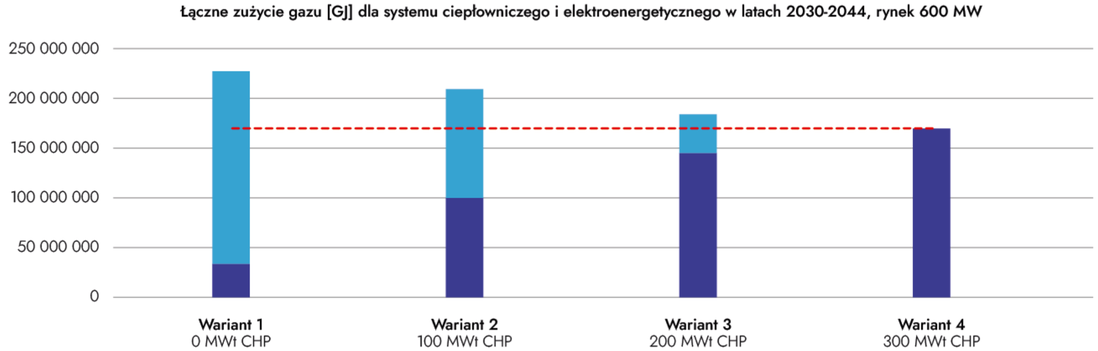
Dla przykładowego rynku ciepła o zapotrzebowaniu 35 MW przeanalizowano sytuację, w której w każdym wariancie jest zapewniona taka sama produkcja energii elektrycznej i ciepła. W wariantach z mniejszymi jednostkami kogeneracyjnymi produkcja energii elektrycznej będzie pochodziła z oddzielnych elektrowni 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%)**.

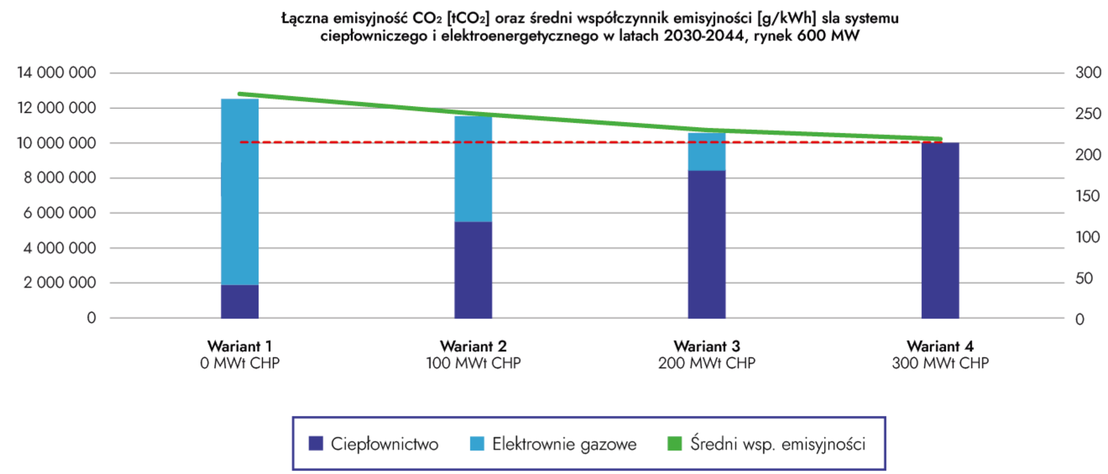
Elektrownie gazowe produkują energię elektryczną z niższą sprawnością niż jednostki kogeneracyjne co przekłada się z kolei na wyższe zużycie paliwa oraz koszty gazu. W analizowanym scenariuszu **średnioroczne koszty z tego tytułu w wariantach 1, 2 i 3 są odpowiednio wyższe o 8 mPLN, 5 mPLN oraz 3 mPLN**.

Niższa sprawność powoduje zwiększenie emisyjności CO_2 co powoduje, że **średnioroczne koszty z tytułu zakupu uprawnień do emisji CO_2 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 CO_2) w porównaniu do tych samych możliwości produkcyjnych jednostek kogeneracyjnych.





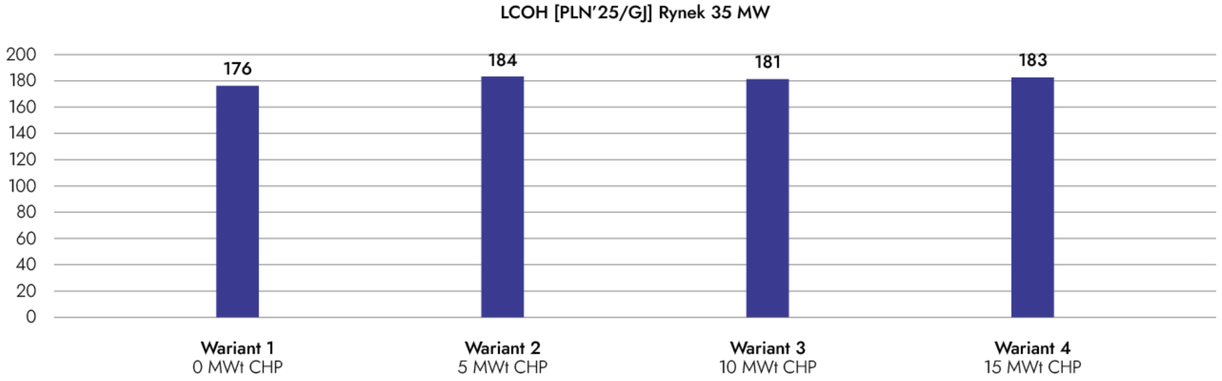


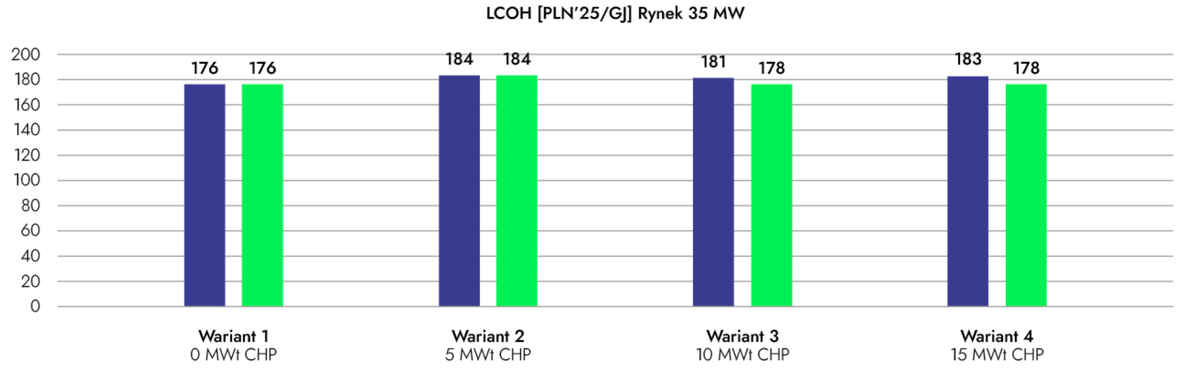
Dla przykładowego rynku ciepła o zapotrzebowaniu 600 MW przeanalizowano sytuację, w której w każdym wariancie jest zapewniona taka sama produkcja energii elektrycznej i ciepła. W wariantach z mniejszymi jednostkami kogeneracyjnymi produkcja energii elektrycznej będzie pochodziła z oddzielnych elektrowni 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%).**

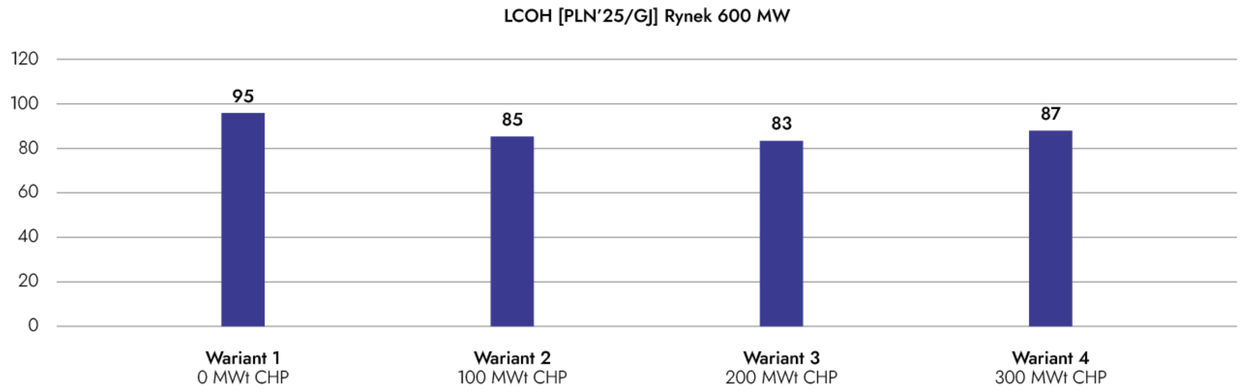
Elektrownie gazowe produkują energię elektryczną z niższą sprawnością niż jednostki kogeneracyjne co przekłada się na wyższe zużycie paliwa oraz koszty gazu. W analizowanym scenariuszu **średnioroczne koszty z tego tytułu w wariantach 1, 2 3 są odpowiednio wyższe o 172 mPLN, 116 mPLN oraz 40 mPLN.**

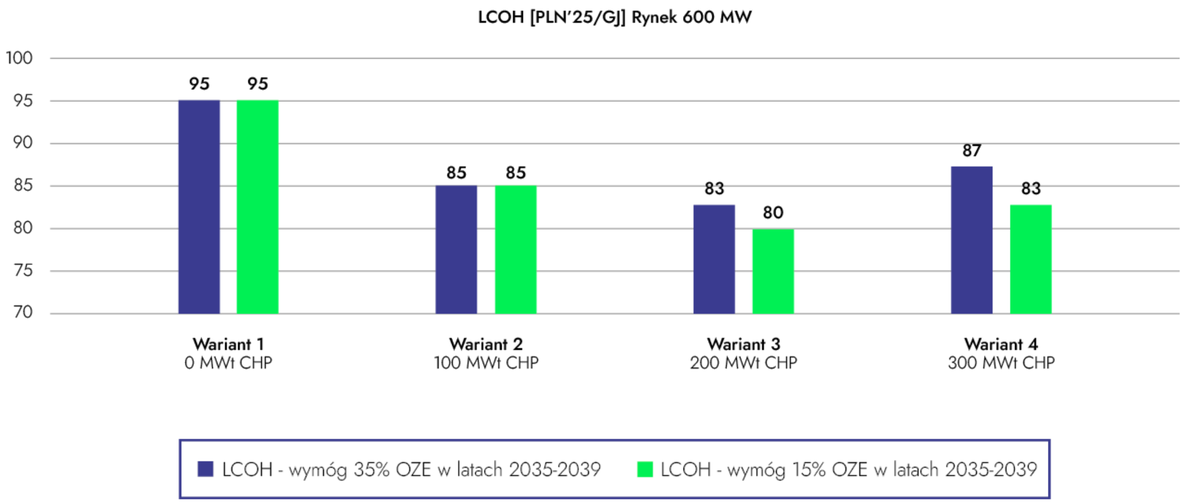
Niższa sprawność powoduje zwiększenie emisyjności CO_2 co powoduje, że **średnioroczne koszty z tytułu zakupu uprawnień do emisji CO_2 są wyższe w wariantach 1, 2 i 3 odpowiednio o 79 mPLN, 44 mPLN oraz 16 mPLN.**

WNIOSEK: Pomimo niższych nakładów inwestycyjnych istotnie wzrastają koszty zmienne produkcji energii elektrycznej (koszty paliwa i uprawnień do emisji CO_2) w porównaniu do tych samych możliwości produkcyjnych jednostek kogeneracyjnych.


LCOH [PLN'25/GJ] Rynek 35 MW
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
176
184
181
183
Wariant 1
0 MWt CHP
Wariant 2
5 MWt CHP
Wariant 3
10 MWt CHP
Wariant 4
15 MWt CHP


LCOH [PLN'25/GJ] Rynek 35 MW
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
176
176
184
184
181
178
183
178
Wariant 1
0 MWt CHP
Wariant 2
5 MWt CHP
Wariant 3
10 MWt CHP
Wariant 4
15 MWt CHP


LCOH [PLN'25/GJ] Rynek 600 MW
120
100
80
60
40
20
0
95
85
83
87
Wariant 1
0 MWt CHP
Wariant 2
100 MWt CHP
Wariant 3
200 MWt CHP
Wariant 4
300 MWt CHP


LCOH [PLN'25/GJ] Rynek 600 MW
100
95
90
85
80
75
70
95
95
85
85
83
80
87
83
Wariant 1
0 MWt CHP
Wariant 2
100 MWt CHP
Wariant 3
200 MWt CHP
Wariant 4
300 MWt CHP
LCOH - wymóg 35% OZE w latach 2035-2039
LCOH - wymóg 15% OZE w latach 2035-2039

KLUCZOWE WNIOSKI Z ANALIZY

- **Ubytek mocy elektrycznej** w systemie elektroenergetycznym spowodowany odchodzeniem od kogeneracji węglowej **będzie tworzył lukę**, którą jedynie częściowo można uzupełnić przez jednostki kogeneracyjne gazowe.
- **Łączna emisyjność CO_2 dla systemu ciepłowniczego i elektroenergetycznego wskazuje na ograniczenie emisyjności przy wariantach posiadających kogenerację gazową**. Im większa moc w kogeneracji tym niższa sumaryczna emisyjność CO_2 oraz niższe zużycie gazu na potrzeby produkcji ciepła i energii elektrycznej, co przekłada się na realne ograniczenie kosztów wytwarzania.
- Skala ciepła dostarczanego do odbiorców przyłączonych do sieci powoduje, że nawet **relatywnie niewielka redukcja LCOH 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**.
- 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**.
- Inwestując w jednostki kogeneracyjne **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**. Problem ten uległby spotęgowaniu przy radykalnej elektryfikacji ciepłownictwa wielkoskalowego.
- Po 2045 r. moce elektryczne w kogeneracji mogą zostać wykorzystane jako jednostki pracujące interwencyjnie na rynku energii elektrycznej, zabezpieczając tym samym zapotrzebowanie na energię elektryczną w systemie.

REKOMENDACJE REGULACYJNE – POZIOM UNIJNY

KIERUNEK ZMIANY	GŁÓWNE ZAŁOŻENIA
Złagodzenie wymogu OZE w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego (Dyrektywa EED)	Łagodniejsza ścieżka wzrostu udziału OZE/ciepła odpadowego od 2035 r. – max. 15% (zamiast skoku z 5% do 35%) w kryterium mieszanym z udziałem wysokosprawnej kogeneracji.
Przepaliwowanie powiązane z dostępnością paliw (Taksonomia UE)	Klauzula: niespełnienie wymogu przejścia na gazy zdekarbonizowane do 2035 r. nie skutkuje utratą zgodności z Taksonomią UE, jeśli operator wykaże brak dostępności paliwa lub infrastruktury.
Stabilność progu 270 gCO_2/kWh (Taksonomia UE)	Utrzymanie progu emisyjnego dla wysokosprawnej kogeneracji na poziomie 270 g CO_2/kWh przez cały okres transformacji – warunek przewidywalności inwestycyjnej i bankowalności projektów zastępujących moce węglowe.
Zmiany w zasadach udzielania pomocy publicznej (Rozporządzenie GBER, Dyrektywa EU ETS)	Zwiększenie progów notyfikacyjnych do 150 mln EUR, podniesienie intensywności pomocy do 45% kosztów kwalifikowanych. Dodatkowy bonus +15 pp. dla inwestycji zgodnych z planami neutralności klimatycznej systemów ciepłowniczych.

REKOMENDACJE REGULACYJNE – POZIOM KRAJOWY

KIERUNEK ZMIANY	GŁÓWNE ZAŁOŻENIA
Przeniesienie ~15 mld zł z naborów do aukcji CHP	Środki z nierozstrzygniętych naborów na premię indywidualną (ostatni rozstrzygnięty w 2021 r.) powinny zasilić aukcyjny system premii kogeneracyjnej – aktualnie najważniejszy mechanizm pomocy operacyjnej dla CHP.
Kontynuacja i rozszerzenie systemu wsparcia CHP	Wydłużenie systemu wsparcia po 2048 r. Dodatkowe zachęty dla małej kogeneracji (poniżej 1 MW). Premia dla inwestorów stosujących blending z biometanem – dedykowana cena referencyjna.
Tzw. taryfa uproszczona – nowe paliwa	Rozszerzenie wskaźników benchmarkowych o odpady komunalne/RDF (ITPO) oraz biometan stosowany samodzielnie lub w blendingu z gazem ziemnym w jednostkach CHP.
Rola CHP w rynku mocy	Zabezpieczenie i podkreślenie roli jednostek kogeneracyjnych jako istotnego elementu stabilizacji KSE w nowym rynku mocy.
Reforma stref klimatycznych i aukcje OZE dla CHP	Obniżenie temperatur w tabelach regulacyjnych stref klimatycznych (ograniczają przyłączanie silników gazowych). Przyspieszenie nowelizacji ustawy OZE – obniżenie obowiązku dostarczania energii elektrycznej do 65% dla biogazowni.