



Raport PTEC

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

Dorota Jeziorowska

Dyrektor Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej

Paweł Stępień

Dyrektor Departamentu, Departament Inwestycji, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Cele raportu

Określenie kosztów

transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce w oparciu o regulacje UE.

Wskazanie rozwiązań

technologicznych pozwalających na osiągnięcie kolejnych wymogów polityki klimatycznej – energetycznej dla systemów ciepłowniczych o różnej wielkości.

Wypracowanie rekomendacji

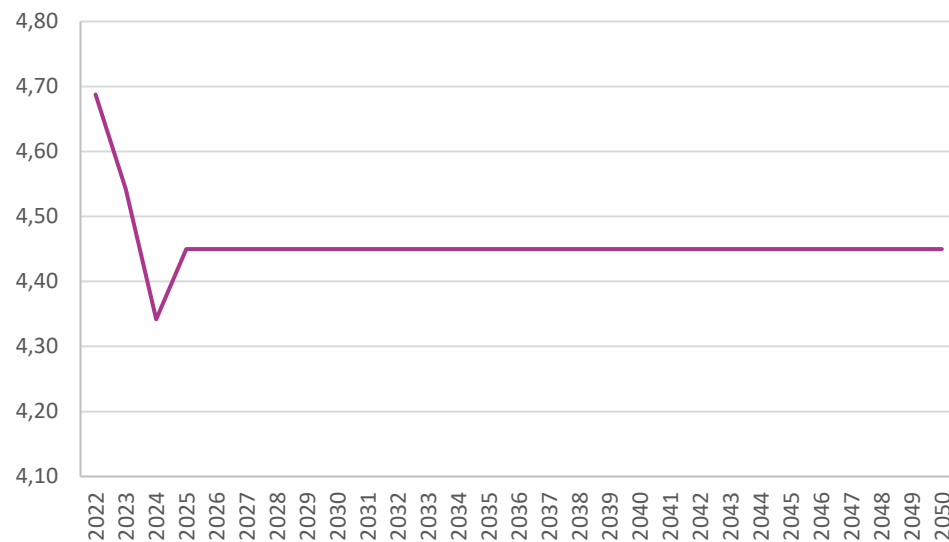
dotyczących kierunków mechanizmów i narzędzi legislacyjnych koniecznych do wdrożenia, aby wesprzeć transformację sektora ciepłownictwa systemowego.

Założenia regulacyjne

- Analiza opiera się o kluczowe rozstrzygnięcia pakietu Fit for 55 w zakresie dyrektyw: EED, RED, EPBD oraz ETS;
- Warunek brzegowy – spełnienie definicji efektywnego systemu ciepłowniczego w kolejnych przedziałach czasowych z uwzględnieniem wejścia kryterium EPS 270 dla wysokosprawnej kogeneracji w odniesieniu do istniejących jednostek wytwórczych od 1 stycznia 2034 r. (podstawa do ustalenia wariantów technologicznych);
- Ciepło z energii elektrycznej z OZE może być kwalifikowane jako ciepło z OZE od 1 stycznia 2028 r.;
- Uwzględnienie zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło w systemach ciepłowniczych oraz możliwości przyłączenia budynków tylko do efektywnego systemu ciepłowniczego od 1 stycznia 2030 r. (wpływ na poziom zapotrzebowania na ciepło w systemach);
- Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów (ITPOE) – od 1 stycznia 2031 r. jednostki o mocy w paliwie powyżej 20 MW wchodzą do systemu handlu uprawnieniami EU ETS (dotyczy to i nowych i istniejących jednostek wytwórczych);
- Inne elementy założeń regulacyjnych zostały również uwzględnione w formie ścieżek cenowych parametrów makroekonomicznych (Kryteria Zrównoważonego Rozwoju - KZR, zmiany w systemie EU ETS).

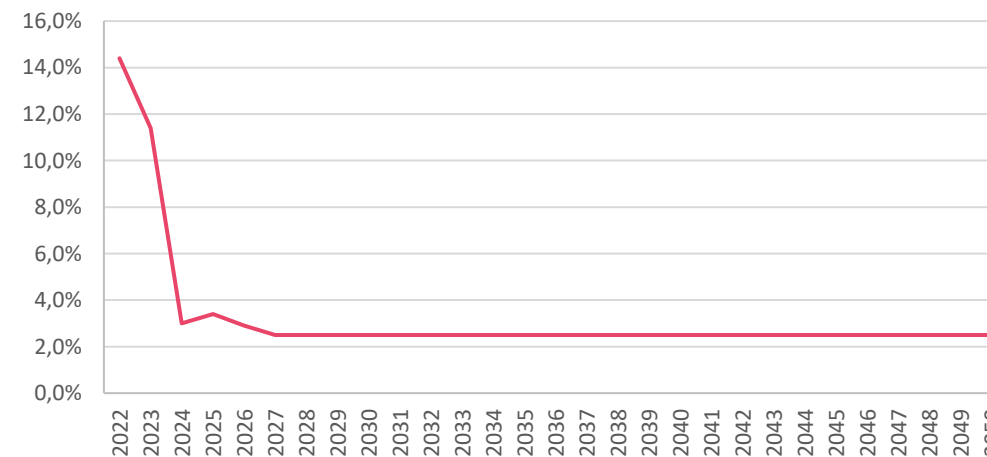
Założenia makroekonomiczne 1/4

Kurs EUR/PLN



Źródło: opracowanie własne PTEC w oparciu o Wytyczne Ministerstwa Finansów dotyczące stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych, październik 2023 r oraz średnie notowania NBP.

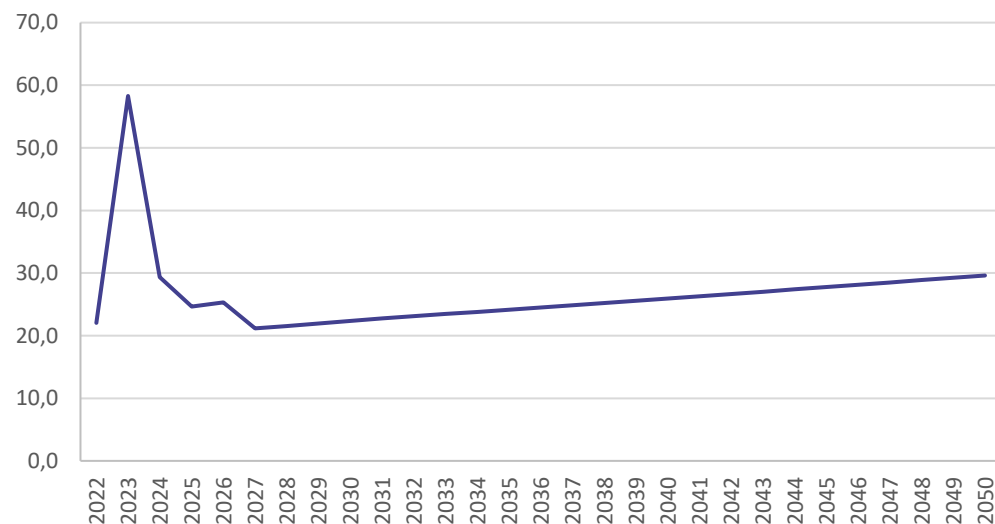
Prognoza inflacji CPI Polska



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

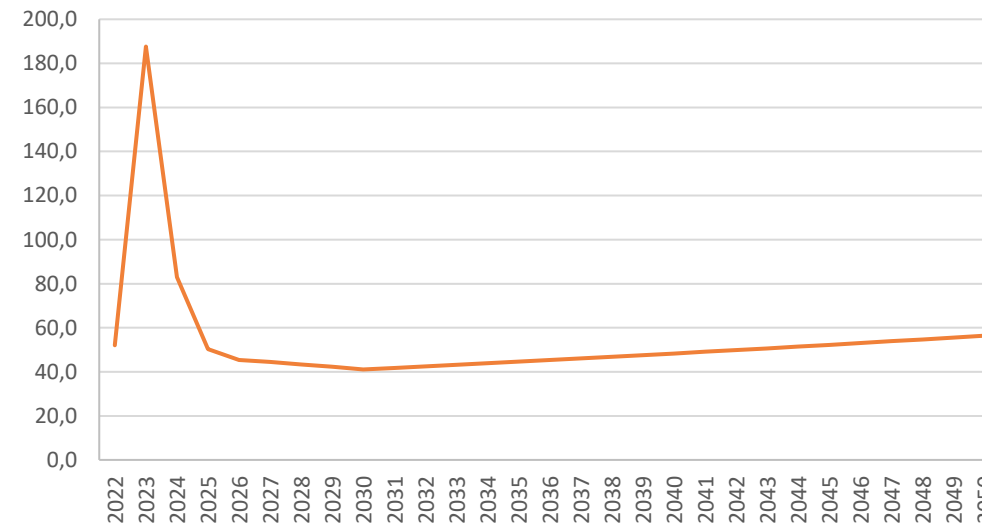
Założenia makroekonomiczne 2/4

Prognoza cen węgla kamiennego [PLN/GJ]



Źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz raportu World Energy Outlook October 2023 - European Union; Announced Pledges Scenario.

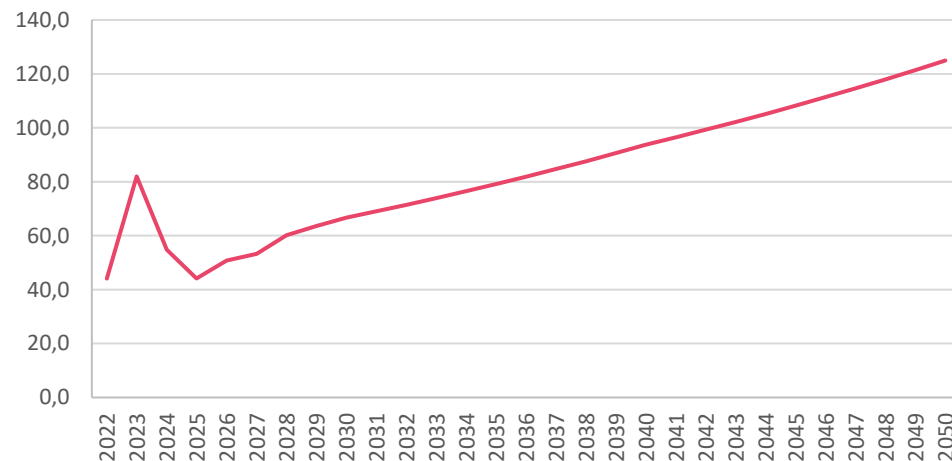
Prognoza cen gazu ziemnego [PLN/GJ]



Źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz raportu World Energy Outlook October 2023 - European Union; Announced Pledges Scenario.

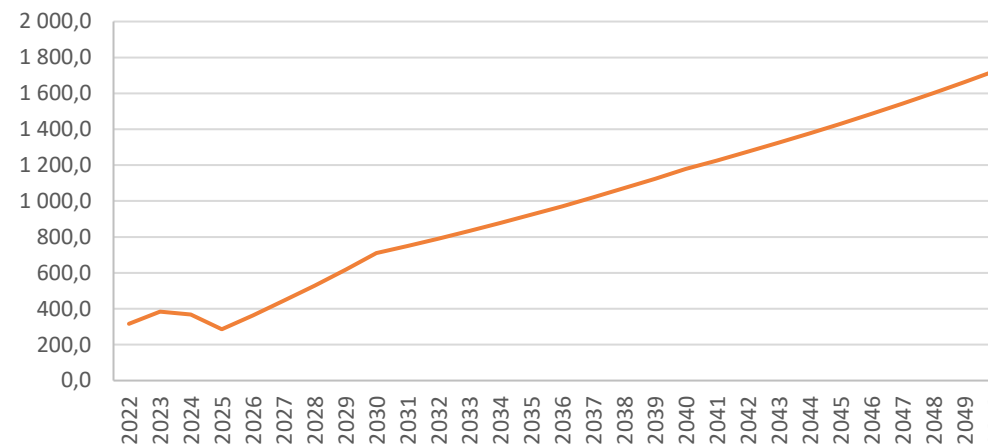
Założenia makroekonomiczne 3/4

Prognoza cen biomasy [PLN/GJ]



Źródło: opracowanie własne PTEC w oparciu o dane dotyczące zawieranych kontraktów i prognozy cen biomasy Członków PTEC.

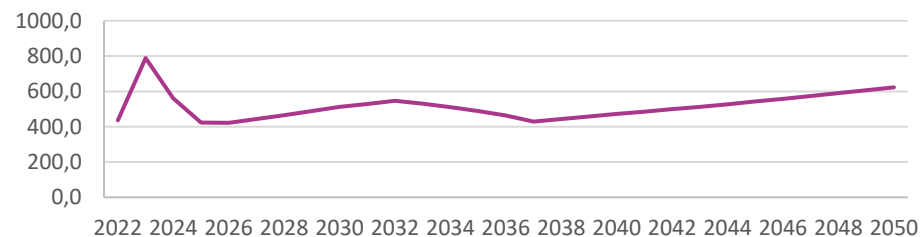
Cena uprawnień do emisji gazów cieplarnianych [PLN/t]



Źródło: opracowanie własne PTEC na bazie bieżących notowań oraz analiz WEO October 2023 - European Union; Announced Pledges Scenario CO2 prices for electricity, industry and energy production.

Założenia makroekonomiczne 4/4

Prognoza cen energii elektrycznej na rynku hurtowym [PLN/MWh]



Źródło: opracowanie własne PTEC na bazie przyjętych założeń kosztowych i założeniu stałej marżowości rynku energii elektrycznej 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.

Stopa dyskonta: **8%**



Założenia techniczne

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



Źródło: Opracowanie własne PTEC na bazie doświadczeń

Założenia dotyczące rynków ciepła

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

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

Założenia dotyczące rynków ciepła

Rynki ciepła podzielono według mocy zamówionej:

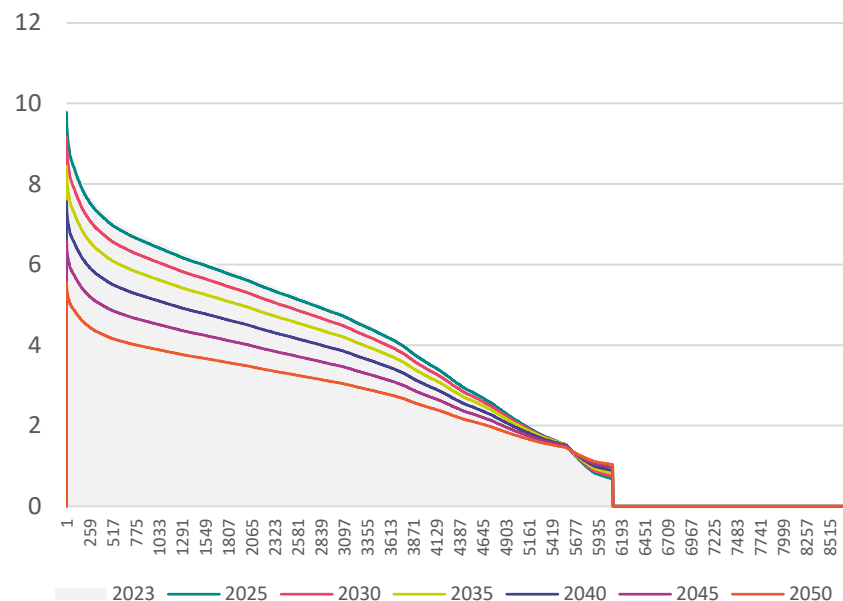


Biorąc pod uwagę redukcję zapotrzebowania na ciepło wynikające z rosnącej termomodernizacji i odłączania się odbiorców końcowych, **spodziewamy się ubytku wolumenu do 2050 roku od 30% do 40%** (na rynkach mniejszych z ograniczoną CWU). Przykładowe prognozy krzywych zapotrzebowania zaprezentowano poniżej.

Założenia dotyczące rynków ciepła

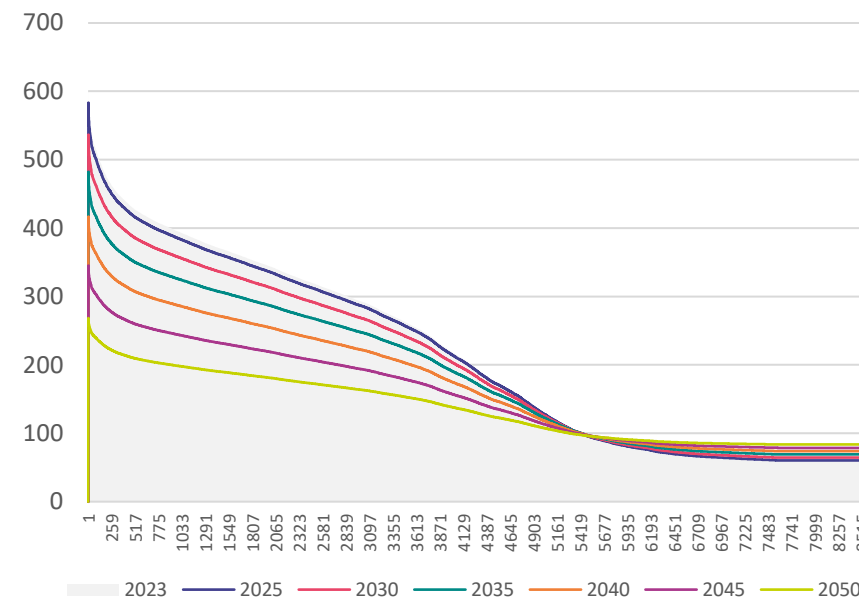
Rynki ciepła podzielono według mocy zamówionej:

Rynek ciepła o mocy zamówionej 10 MW_t



Źródło: opracowanie własne PTEC

Rynek ciepła o mocy zamówionej 600 MW_t

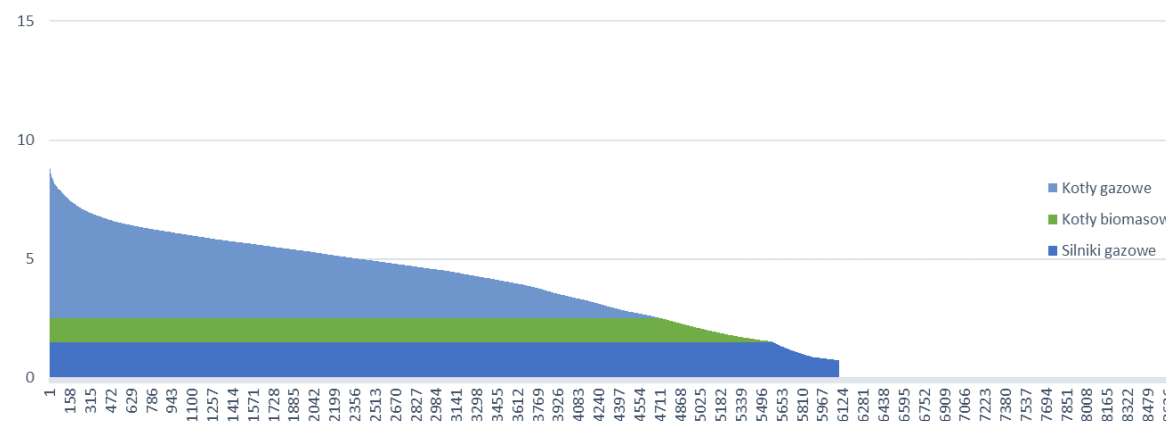


Źródło: opracowanie własne PTEC

Przykładowe warianty dla rynku ciepła do 20 MW_t i powyżej 500 MW_t

Wariant 1:

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

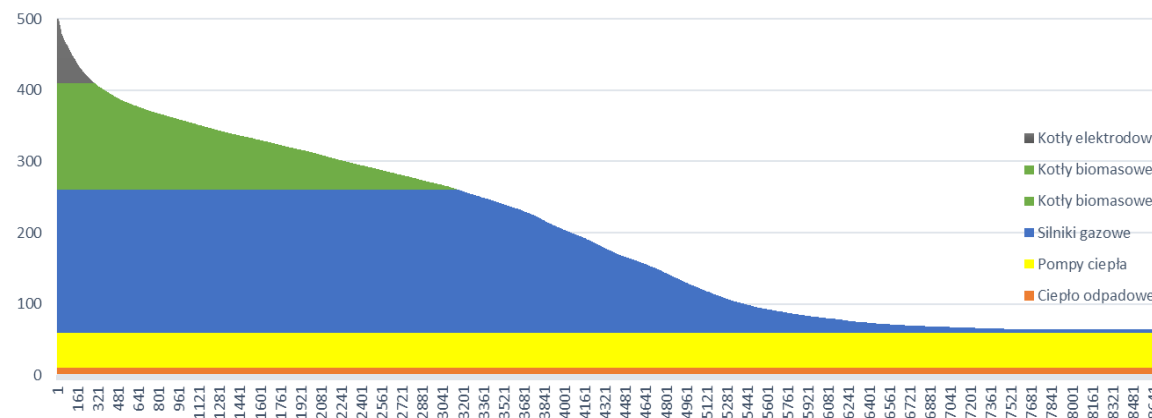


Źródło: Opracowanie własne PTEC.

Przykładowe warianty dla rynku ciepła do 20 MW_t i powyżej 500 MW_t

Wariant 2:

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



Źródło: Opracowanie własne PTEC.

Warianty technologiczne

zostały dobrane w taki sposób, że w oparciu o każdy z nich istnieje możliwość spełnienia wymogów regulacyjnych w perspektywie do roku 2050.

Poszczególne technologie w stosie są wybierane w pierwszej kolejności w oparciu o uzyskanie co najmniej minimalnych wolumenów ciepła z kogeneracji, OZE i ciepła odpadowego, określonych w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego, a następnie z priorytetyzacją najniższego kosztu wytworzenia ciepła,

Najważniejsze technologie i paliwa, które mogą być wykorzystane w celu dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego:

Źródła gazowe

(w przyszłości zasilane przez gazy zdekarbonizowane)

Źródła biomasowe

Źródła geotermalne

Wielkoskalowe pompy ciepła

Kotły elektrodowe zasilane energią elektryczną z OZE

Magazyny ciepła

Ciepło odpadowe

(w zależności od dostępności w danej lokalizacji)

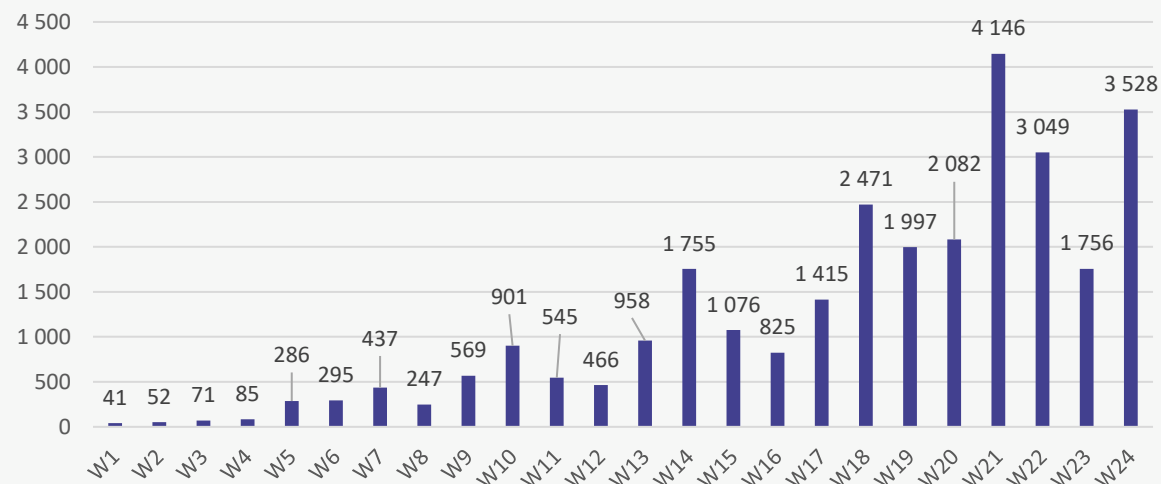
Wymagane nakłady inwestycyjne

W przypadku Polski sprostanie wymaganiom regulacji zawartym w pakiecie „Fit for 55” będzie w zależności od scenariusza wymagało poniesienia nakładów na poziomie:

- **od 102 mld zł do 211 mld zł** – nakłady na infrastrukturę wytwórczą,
- **od 82 mld zł do 106 mld zł** – nakłady na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną,
- **od 115 mld zł do 149 mld zł** – nakłady na modernizację instalacji odbiorczych,

czyli łącznie – od 299 mld zł do 466 mld zł na dekarbonizację sektora ciepłownictwa systemowego w perspektywie do 2050 r.

Nominalne nakłady inwestycyjne dla poszczególnych wariantów technologicznych [mPLN]



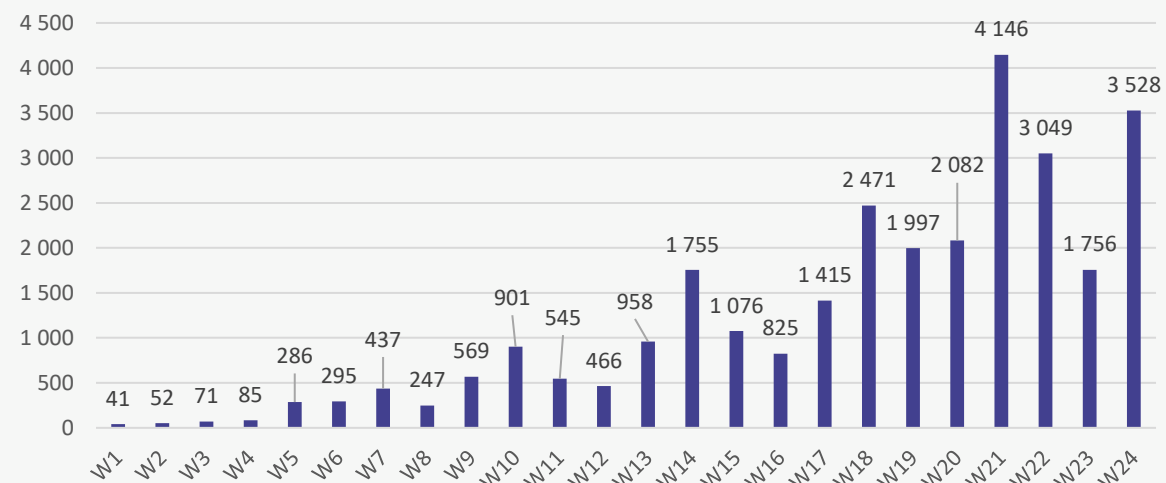
Źródło: opracowanie własne PTEC na podstawie modelu analitycznego

Wymagane nakłady inwestycyjne

Należy wskazać na prawdopodobieństwo pozainflacyjnego wzrostu nakładów inwestycyjnych spowodowanych:

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

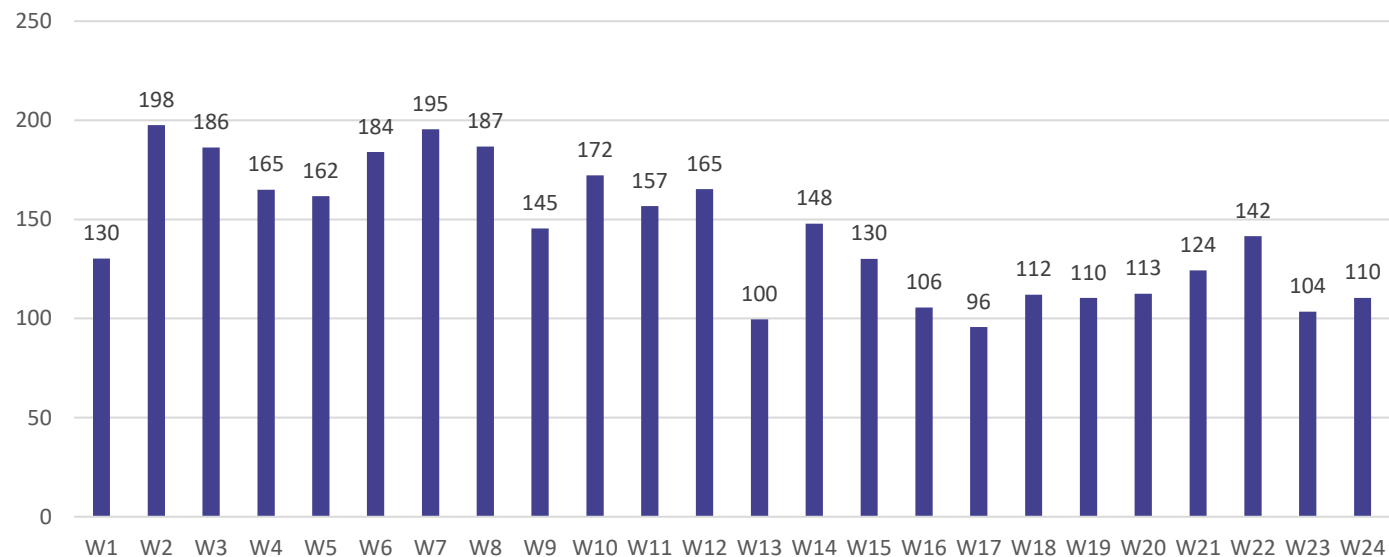
Nominalne nakłady inwestycyjne dla poszczególnych wariantów technologicznych [mPLN]



Źródło: opracowanie własne PTEC na podstawie modelu analitycznego

Minimalne ceny ciepła na wytwarzaniu dla odbiorcy końcowego

Ceny ciepła jednoskładnikowa dla odbiorców końcowych [PLN'23/GJ],

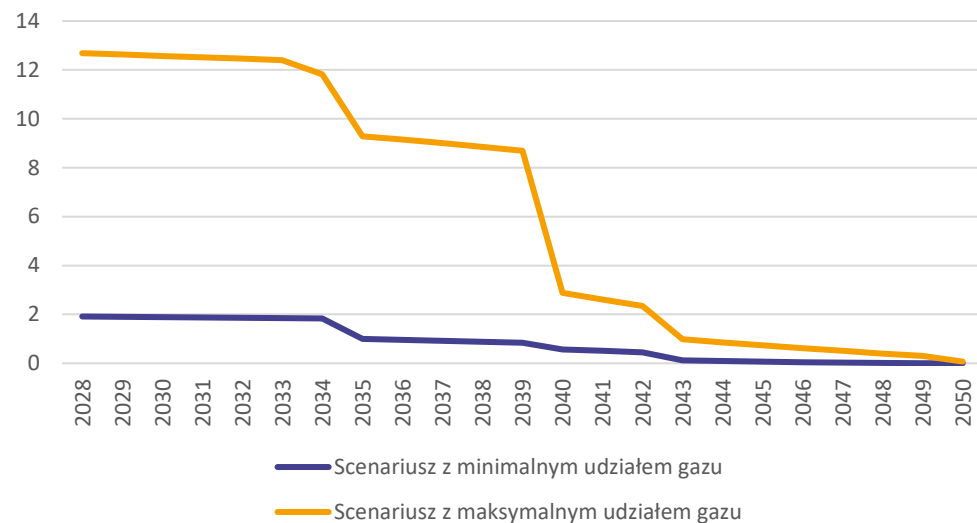


Źródło: opracowanie własne PTEC

Zastosowanie miary Levelized cost of heat (LCOH) pozwala na optymalny wybór wariantów technologicznych poprzez ekonomiczną ocenę kosztu wytwarzania ciepła, obejmującego wszystkie koszty w całym okresie jego użytkowania, oraz początkowe nakłady inwestycyjne, a także pozostałe przychody nie obejmujące sprzedaży ciepła.

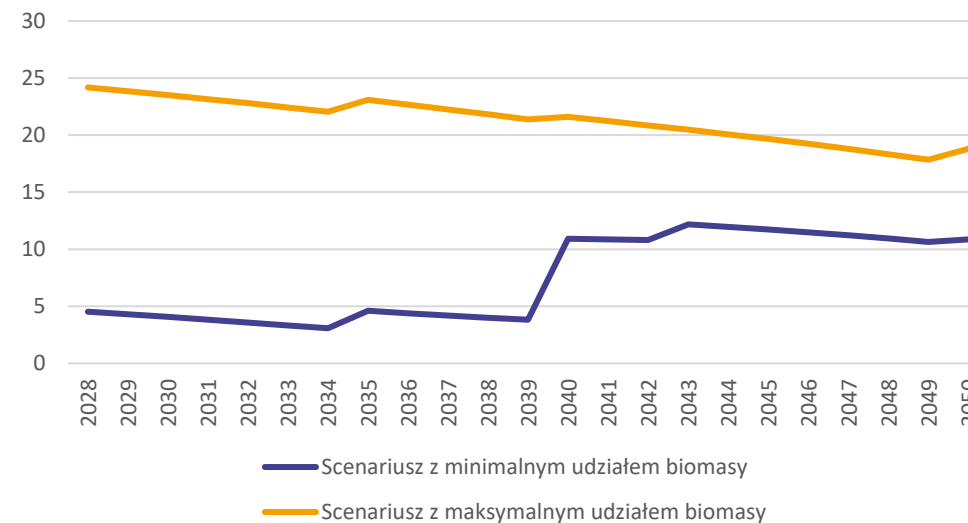
Zapotrzebowanie na gaz i biomasę

Zapotrzebowanie na gaz [mld m³]



Źródło: opracowanie własne PTEC na bazie wyników modelu

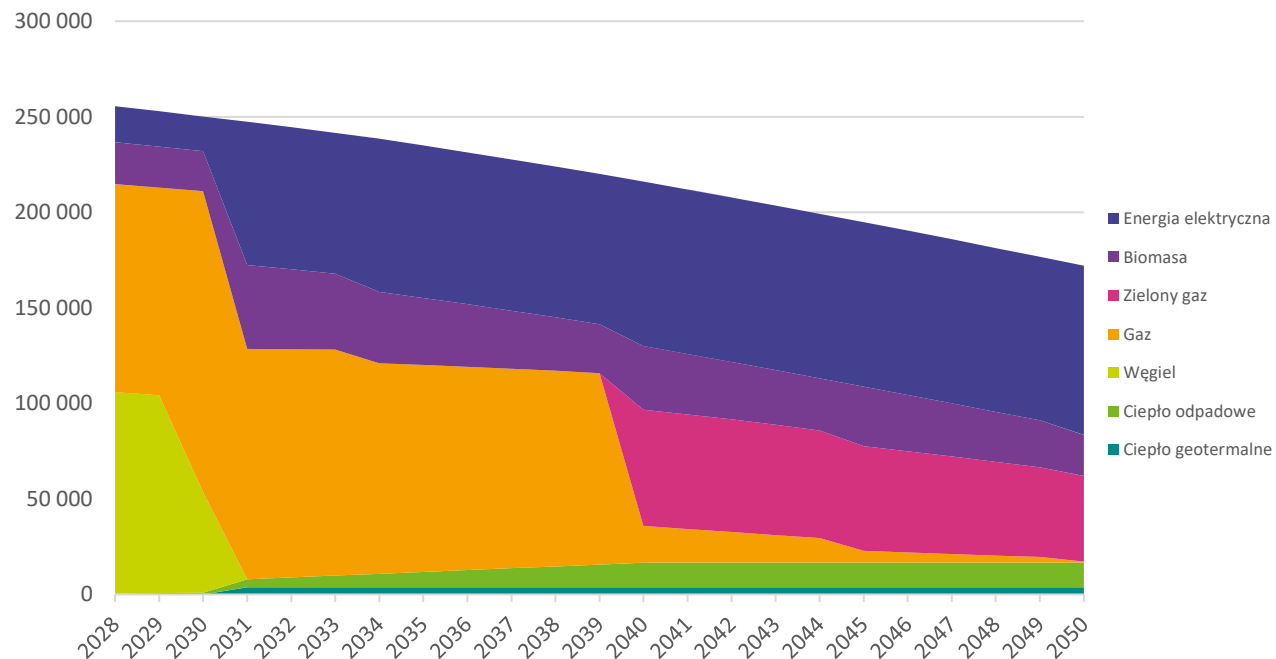
Zapotrzebowanie na biomasę [mln ton]



Źródło: opracowanie własne PTEC na bazie wyników modelu

Scenariusz wyzwań

Produkcja ciepła według struktury paliw [TJ]



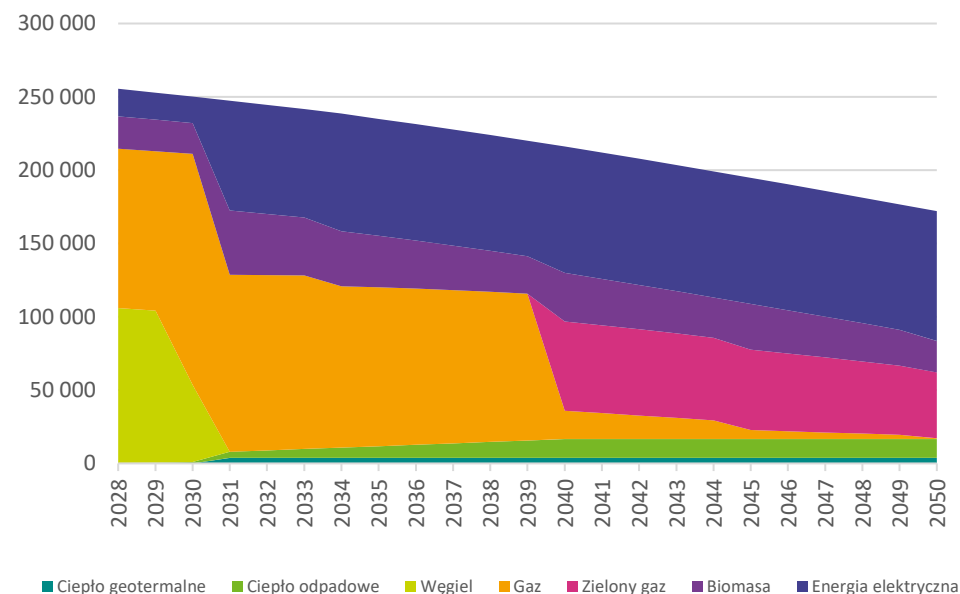
Scenariusz wyzwań obrazuje miks paliwowy dla sektora ciepłownictwa systemowego pozwalający na wykorzystanie potencjału różnych technologii OZE w sposób zrównoważony, z uwzględnieniem wydłużenia roli aktywów gazowych. **Scenariusz ten jest zoptymalizowany pod kątem LCOH.**

Scenariusz wyzwań

Kluczowe wnioski:

- Konieczne jest wykorzystanie gazu ziemnego (w przyszłości gazów zdekarbonizowanych) i biomasy w transformacji systemów ciepłowniczych. Technologie Power to heat będą miały duże znaczenie, ale nie będą jedynym źródłem ciepła;
- Nie da się odejść całkowicie od biomasy.
- Musi się silnie rozwinąć rynek gazów zdekarbonizowanych, bez tego ok. 2040 roku niemożliwe będzie spełnienie przez systemy ciepłownicze kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego.

Produkcja ciepła według struktury paliw [TJ]

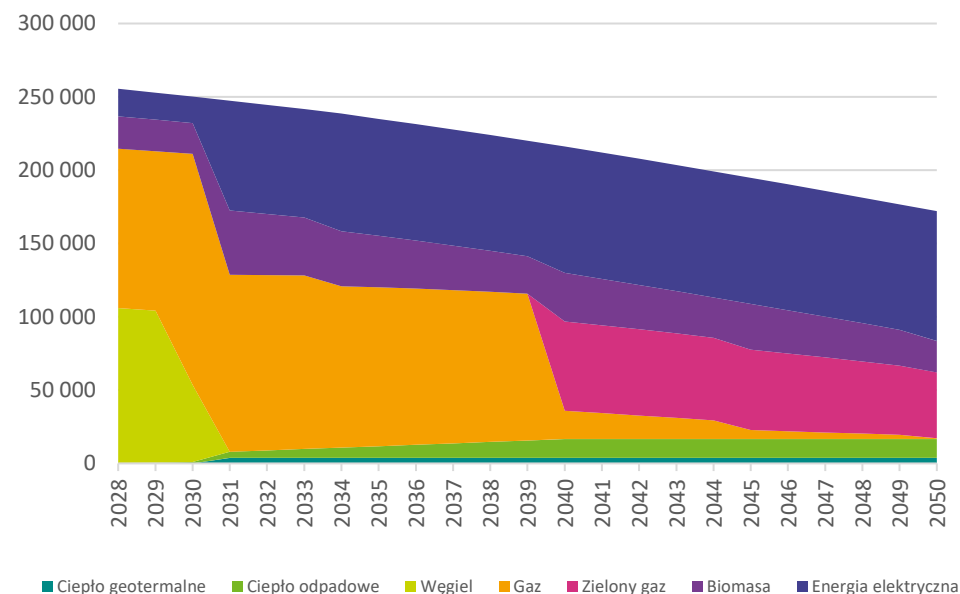


Scenariusz wyzwań

Główne wyzwania:

- Dostępność gazu wysokometanowego
- Dostępność gazów zdekarbonizowanych po roku 2040
- Dostępność biomasy
- Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla P2H
- Utrzymanie roli wysokosprawnej kogeneracji w zapewnieniu statusu sieci efektywnej.
- Pozyskiwanie ciepła odpadowego

Produkcja ciepła według struktury paliw [TJ]



Podsumowanie – nakłady inwestycyjne na transformację

Sprostanie wymaganiom unijnego pakietu „Fit for 55” będzie wymagało, w przypadku Polski, w zależności od scenariusza poniesienia nakładów na poziomie:

- od 102 mld zł do 211 mld zł – nakłady na infrastrukturę wytwórczą,
- od 82 mld zł do 106 mld zł – nakłady na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną,
- od 115 mld zł do 149 mld zł – nakłady na modernizację instalacji odbiorczych,

czyli łącznie – od 299 mld zł do 466 mld zł na dekarbonizację sektora ciepłownictwa systemowego w perspektywie do 2050 r.

Aby transformacja mogła zostać zrealizowana w sposób akceptowalny dla odbiorców końcowych, **konieczne jest zwiększenie maksymalnego poziomu intensywności pomocy publicznej**, określonego w **prawodawstwie UE**, z poziomu **30-45%** kosztów kwalifikowanych obecnie, do **co najmniej 60%**.

Kluczowe rekomendacje w zakresie narzędzi i mechanizmów legislacyjnych

Rekomendacje w obszarach:



Kluczowe rekomendacje w zakresie narzędzi i mechanizmów legislacyjnych

Przykładowe rekomendacje:

- Wprowadzenie mechanizmu wynagradzającego dostępność (dyspozycyjność) w odniesieniu do jednostek kluczowych z perspektywy bilansowania krajowego systemu elektroenergetycznego;
- Wprowadzenie mechanizmu wsparcia operacyjnego do technologii Power to Heat;
- Wprowadzenie możliwości zakwalifikowania całego strumienia ciepła wytworzonego w pompach ciepła (zaklasyfikowanych jako źródło OZE) oraz w kotłach elektrodowych jako ciepło z OZE na potrzeby spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego;
- Zmiany w zakresie polityki taryfowej;
- Obrót gwarancjami pochodzenia ciepła z OZE na rynku szerszym niż obejmujący dany system ciepłowniczy i rozszerzenie gwarancji pochodzenia ciepła o ciepło odpadowe;
- Zwiększenie i ułatwienie możliwości uzyskania białych certyfikatów;
- Aktualizacja parametrów obliczeniowych wykorzystywanych przy projektowaniu obciążenia grzewczego w budynkach;
- Usprawnienie i uproszczenie wybranych procedur administracyjnych związanych z inwestycjami w obszarze ciepłownictwa systemowego.
- Ustanowienie „Funduszu Transformacyjnego” (Funduszu Transformacji Energetyki), który byłby finansowany z przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu ETS.



Dziękujemy