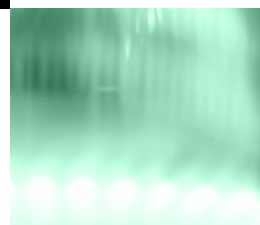
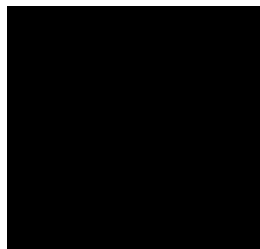
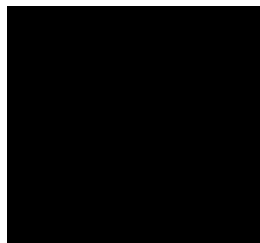


# Produkcja pod napięciem #2

## Aspekty finansowe elektryfikacji przetwórstwa przemysłowego w Polsce

Klaudia Janik, Bernard Swoczyna

Warszawa 2025



© Fundacja Instytut Reform, 2025

Powielanie dozwolone pod warunkiem podania źródła.

#### **Autorzy**

Klaudia Janik, Bernard Swoczyna

#### **Współpraca**

Marta Anczewska, Aleksander Śniegocki

#### **Redakcja**

Aneta Wieczerek-Krusińska

#### **Opracowanie graficzne**

Zofia Lasocka, Anna Gierak

#### **Data publikacji**

Czerwiec 2025

#### **Rekomendowane cytowanie:**

Janik, K., Swoczyna, B. (2025); *Produkcja pod napięciem #2. Aspekty finansowe elektryfikacji przetwórstwa przemysłowego w Polsce*, Warszawa, Polska: Instytut Reform.

Źródło fotografii na okładce: tunart/iStock

#### **Instytut Reform**

office@ireform.eu | ul. Puławska 26/1, 02-512 Warszawa | www.ireform.eu

# REFORM

**Instytut Reform to niezależny think tank, którego celem jest ciągle doskonalenie polityk publicznych w Polsce, Europie i na świecie. Jednym z kluczowych obszarów działania Instytutu jest wsparcie transformacji energetycznej oraz ochrony klimatu.**

## Streszczenie

Przemysł w Polsce zmagają się z wieloma wyzwaniami, w tym potrzebą utrzymania konkurencyjności względem zakładów spoza Unii przy stale rosnących kosztach pracy i energii. Dekarbonizacja gospodarki jest konieczna, aby zniwelować przewagę kosztową krajów posiadających własne paliwa kopalne.

Długoterminowa strategia Unii Europejskiej zakłada osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku. Nośniki energii powszechnie stosowane przez przemysł, w szczególności gaz ziemny i węgiel kamienny będą stopniowo wycofywane ze względu na obciążanie producentów rosnącymi kosztami ich użycia i równoległym promowaniem produkcji z wykorzystaniem zeroemisyjnych źródeł (np. przez zielone zamówienia publiczne).

Obecnie bardziej opłaca się używać gazu ziemnego i biomasy leśnej do produkcji ciepła przemysłowego. Jednak wkrótce się to zmieni.

Od 2027 roku wejdzie w życie system ETS2, który podniesie ceny paliw kopalnych w instalacjach przemysłowych nieobjętych dotąd systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Jednocześnie rosnący popyt na biomasę powoduje, że już dziś wprowadzane są ograniczenia w energetycznym wykorzystaniu pełnowartościowej biomasy leśnej. Dalsze obostrzenia i rosnące zapotrzebowanie po wprowadzeniu ETS2 oznaczają ostrą konkurencję o dostępną biomasę pomiędzy przemysłem, ciepłownictwem systemowym i gospodarstwami domowymi na cele indywidualnego ogrzewania. Technologie jądrowe (SMR) oraz związane z wychwytem dwutlenku węgla (CCS/CCU) mogą pomóc największym zakładom w branżach energochłonnych, ale nie nadają się dla mniejszego przemysłu. Z kolei kogeneracja wykorzystująca gaz ziemny jest rozwiązaniem pozornym, które może się chwilowo opłacać, szczególnie przy obecnych instrumentach wsparcia, jednak nie eliminuje uzależnienia zakładów przemysłowych od coraz droższego gazu ziemnego.

Dla większości zakładów, które nie posiadają własnych znacznych źródeł energii pierwotnej (np. biogazu czy biomasy odpadowej), jedyną realną ścieżką jest przejście na energię elektryczną pochodzącą głównie ze źródeł odnawialnych. To spore wyzwanie, zwłaszcza w przypadku ciepła, które jest zwykle mniej opłacalne w elektryfikacji i dekarbonizacji niż pozostałe odbiory energii.

Największą barierą dla elektryfikacji przemysłu są dziś koszty. Produkcja ciepła z energii elektrycznej wypada gorzej niż z gazu. Ze względu na wysokie koszty operacyjne istnieje ryzyko, że elektryfikacja przez najbliższe lata pozostanie niszą, a brak doświadczenia spowoduje jej wdrażanie, gdy już stanie się opłacalna.

Grozi nam „pułapka gazowa”, czyli uzależnienie od kolejnego (po węglu) wycofywanego paliwa, tym razem niemal w całości importowanego. Jeśli tak się stanie, polski przemysł przegra walkę konkurencyjną z unijnymi firmami korzystającymi z tańszej, lokalnej energii odnawialnej i na kilkanaście lat ugrzęźnie w technologii bez przyszłości. Dlatego już teraz potrzebne jest wsparcie dla elektryfikacji, by zbudować kompetencje zarówno wśród krajowych odbiorców technologii, jak i krajowych łańcuchów dostaw.

System elektroenergetyczny z dużym udziałem OZE charakteryzuje się dużymi wahaniami cen energii, co tworzy zarówno ryzyka jak i szanse. Opłacalna może być budowa własnych źródeł, ale też arbitraż – kupno energii po niskiej cenie w godzinach wysokiej generacji OZE i sprzedaż bądź zmniejszenie zużycia w pozostałych okresach. Przejście na jeden podstawowy nośnik energii umożliwia też odzysk ciepła odpadowego przy wykorzystaniu pomp ciepła.

Wraz z postępującą dekarbonizacją krajowego systemu elektroenergetycznego, to zelektryfikowane źródła ciepła staną się konkurencyjne kosztowo. Zakładając kształtowanie się cen nośników energii zgodnie z projektem Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (aKPEiK), elektryfikacja przy wykorzystaniu przemysłowych pomp ciepła stanie się tańsza niż węgiel i gaz po 2035 roku. Z kolei elektryfikacja procesów wymagających średnich i niskich temperatur może być konkurencyjna kosztowo w stosunku do kotła na gaz już w latach 20.-30. (w zależności od procesu i wymaganej temperatury). Przemysł powinien uwzględnić taki właśnie horyzont podejmując decyzje inwestycyjne.

Dziś firmy mogą korzystać z finansowania komercyjnego, własnych środków i dotacji unijnych. Istnieją też formy wsparcia kosztów operacyjnych tj. premia kogeneracyjna. Jednak takie wsparcie zniechęca do elastyczności zużycia i spowalnia transformację. Konieczne jest przeprojektowanie narzędzi wspierających rozwiązania takie jak pompy ciepła i kotły elektryczne, by opłacało się zastępować paliwa kopalne energią odnawialną, przede wszystkim elektryczną.

Nasze analizy pokazują, że samo wsparcie inwestycyjne nie wystarczy, by przygotować polski przemysł na nadchodzące zmiany. Polska powinna niezwłocznie wdrożyć instrumenty wspierające przedsiębiorstwa w pokrywaniu kosztów operacyjnych po elektryfikacji. Oprócz zmian w strukturze taryf i opłacie mocowej, takim bodźcem mogłyby być jednostronne kontrakty różnicowe na ciepło przemysłowe. Równolegle potrzebna jest praca nad reformą rynku energii, a także przyspieszeniem rozbudowy OZE oraz infrastruktury sieciowej tak, by poprawić systemową opłacalność elektryfikacji.

## Spis treści

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Streszczenie</b> .....  | <b>3</b>  |
| <b>Słowniczek pojęć</b> .....  | <b>6</b>  |
| <b>1. Główne korzyści z elektryfikacji przemysłu</b> .....                                     | <b>8</b>  |
| 1.1. Konkurencyjność i bezpieczeństwo .....  | 8         |
| 1.2. Korzyści dla przemysłu .....  | 8         |
| <b>2. Koszty elektryfikacji pod lupą – analiza opłacalności</b> .....                          | <b>11</b> |
| 2.1. Fundament elektryfikacji: pompy ciepła jako źródła podstawowe.....                        | 11        |
| 2.2. Elastyczne wsparcie: kotle elektrodowe .....  | 16        |
| <b>3. Instrumenty wsparcia finansowego</b> .....   | <b>23</b> |
| 3.1. Wsparcie inwestycyjne (CAPEX) .....   | 23        |
| 3.2. Wnioski z dotychczasowego wykorzystania istniejących instrumentów<br>wsparcia CAPEX ..... | 24        |
| 3.3. Nowe strategie i instrumenty zapowiedziane przez Komisję Europejską ..                    | 25        |
| 3.4. Zasady pomocy publicznej UE a elektryfikacja ciepła .....                                 | 25        |
| <b>4. Jak wspierać elektryfikację ze środków krajowych?</b> .....                              | <b>27</b> |
| 4.1. Wsparcie inwestycyjne .....   | 27        |
| 4.2. Wsparcie operacyjne.....  | 28        |
| <b>5. Rekomendacje</b> .....   | <b>31</b> |
| 5.1. Dla przedsiębiorstw.....  | 31        |
| 5.2. Dla polityki publicznej.....  | 31        |
| <b>Aneks: Otoczenie kosztowe dla elektryfikacji bezpośredniej</b> .....                        | <b>33</b> |

## Słowniczek pojęć

|                |   |
|----------------|---|
| <b>BGK</b>     | Bank Gospodarstwa Krajowego   |
| <b>CAPEX</b>   | ang. <i>Capital Expenditures</i> ; wydatki inwestycyjne   |
| <b>CCS/CCU</b> | ang. <i>Carbon Capture and Storage/Carbon Capture and Utilisation</i> ; przechwytywanie dwutlenku węgla emitowanego przez instalacje przemysłowe w celu późniejszego wykorzystania lub zatłoczenia pod ziemię   |
| <b>CFDs</b>    | ang. <i>Contracts for Difference</i> ; kontrakt różnicowy to umowa wyrównująca wytwórcy energii (w tym ciepła) koszt jego sprzedaży do określonej kwoty. Jeśli cena sprzedaży różni się w górę lub w dół od określonej kwoty, różnica jest wypłacana lub pobierana od wytwórcy. |
| <b>DSR</b>     | ang. <i>Demand Side Response</i> ; działania po stronie odbiorców energii elektrycznej mające na celu wesprzeć działanie systemu elektroenergetycznego, często za opłatą, poprzez zwiększenie lub zmniejszenie na sygnał poboru energii elektrycznej                            |
| <b>ESG</b>     | ang. <i>Environmental, Social and Governance</i> ; działania firmy na rzecz ekologii, społecznej odpowiedzialności biznesu i ładu korporacyjnego  |
| <b>ETS2</b>    | ang. <i>Emission Trading System 2</i> ; rozszerzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> na małe źródła emisji, opłata będzie w praktyce doliczana do ceny paliwa  |
| <b>EU ETS</b>  | ang. <i>Emission Trading System</i> ; działający w Unii Europejskiej system handlu uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> obejmujący tylko duże źródła emisji, np. kotły o mocy cieplnej powyżej 20 MW   |
| <b>FEnIKS</b>  | Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027  |
| <b>GJ</b>      | gigadzul (jednostka energii)  |
| <b>GW</b>      | gigawat (jednostka mocy)  |
| <b>KPEiK</b>   | Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu   |
| <b>KPO</b>     | Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności  |
| <b>ktoe</b>    | ang. <i>kilotonne of oil equivalent</i> ; kilotona oleju ekwiwalentnego (jednostka energii)   |
| <b>LCOH</b>    | ang. <i>levelised cost of heating</i> ; wyrównany koszt ciepła, uwzględniający zarówno bieżące koszty wytworzenia, takie jak zakup paliwa, jak i amortyzację wydatków inwestycyjnych  |
| <b>MW</b>      | megawat (jednostka mocy)  |
| <b>MWe</b>     | megawat (jednostka mocy) w odniesieniu do energii elektrycznej  |
| <b>MWh</b>     | megawatogodzina (jednostka energii)   |
| <b>MŚP</b>     | małe i średnie przedsiębiorstwa   |
| <b>NFOŚiGW</b> | Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej   |

|             |  |
|-------------|--|
| <b>OPEX</b> | ang. <i>Operational Expenditures</i> ; wydatki operacyjne  |
| <b>PPA</b>  | ang. <i>Power Purchase Agreement</i> ; umowa typu PPA to długoterminowa umowa na dostawę energii elektrycznej, zawierana zazwyczaj pomiędzy wytwórcą energii elektrycznej a jej odbiorcą |
| <b>PSE</b>  | Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.   |
| <b>SMR</b>  | ang. <i>Small Modular Reactor</i> ; mały modułowy reaktor jądrowy  |
| <b>URE</b>  | Urząd Regulacji Energetyki   |
| <b>WAM</b>  | ang. <i>With Additional Measures</i> ; jeden ze scenariuszy przygotowanych w ramach KPEiK  |

# 1. Główne korzyści z elektryfikacji przemysłu

## 1.1. Konkurencyjność i bezpieczeństwo

### Wymiar europejski – UE może być liderem czystych technologii

Dekarbonizacja przemysłu oparta na innowacyjnych technologiach to kluczowy element strategii Unii Europejskiej na rzecz wzmocnienia konkurencyjności gospodarki. Osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku wymaga redukcji emisji we wszystkich sektorach, także w produkcji przemysłowej. Niezbędne jest więc przestawienie procesów produkcyjnych na technologie niskoemisyjne i źródła odnawialne.

Europa, dysponując nadal znaczną bazą badawczo-rozwojową oraz rozbudowaną bazą firm dostarczających maszyny oraz instalacje przemysłowe, ma szansę zbudować pozycję lidera w produkcji „czystych technologii” na rzecz przedsiębiorstw produkcyjnych. Pozwoli to nie tylko na zmniejszenie zależności od importu surowców i zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, ale także na rozwój nowych gałęzi przemysłu i tworzenie miejsc pracy.

Szczególny potencjał mają technologie znajdujące się na wczesnym etapie rozwoju lub komercjalizacji, takie jak wysokotemperaturowe pompy ciepła czy kotły elektrodowe. Rozwój tych rozwiązań nie będzie jednak możliwy bez pobudzenia popytu po stronie odbiorców przemysłowych.

### Wymiar polski – elektryfikacja szansą dla gospodarki

Uzależnienie polskiego przemysłu od paliw kopalnych w coraz większym stopniu utrudnia dostarczanie na międzynarodowy rynek wysokiej jakości produktów o pożądanych przez klientów charakterystykach, wśród których coraz istotniejszą rolę odgrywa ślad węglowy produktu<sup>1</sup>. Jednocześnie rośnie znaczenie ryzyk politycznych i militarnych. Scentralizowany system energetyczny jest wyjątkowo narażony na ataki zbrojne. Z kolei zasilanie przemysłu energią z rozproszonych i niezależnych od dostaw paliw kopalnych źródeł zwiększa odporność infrastruktury na kryzysy, a także pozwala utrzymać strategiczne zdolności produkcyjne mimo rosnących napięć politycznych.

Polska gospodarka może zatem wiele zyskać na elektryfikacji przemysłu – zarówno pod względem gospodarczym, jak i w zakresie bezpieczeństwa energetycznego.

## 1.2. Korzyści dla przemysłu

### Przygotowani na system ETS2

Mniejszy przemysł (czyli instalacje poniżej 20 MW) zacznie płać za emisję CO<sub>2</sub> od 2027 roku. Wtedy zacznie obowiązywać system ETS2, w którym koszt emisji będzie doliczany do ceny paliwa (jako opłata pośrednia). Oznacza to, że w nadchodzącej dekadzie koszty energii ze źródeł emisyjnych dla mniejszych przedsiębiorstw produkcyjnych znacząco wzrosną. Przemysł może przygotować się na ten scenariusz, wdrażając dostępne już dojrzałe i skalowalne rozwiązania w zakresie elektryfikacji.

<sup>1</sup> Polska jest krajem z drugą najwyższą (po Estonii) emisyjnością energii elektrycznej w Unii Europejskiej, wyrażoną w gramach CO<sub>2</sub> eq/kWh, wg danych za 2023 r. Obniża to konkurencyjność polskich produktów, możliwości eksportu oraz chęć zagranicznych inwestorów do lokowania swoich działań na terenie kraju.

## Elektryfikacja jako strategia długoterminowa

Koszty operacyjne zakładów zasilanych energią elektryczną są dziś wysokie. Jednak wraz z postępującą dekarbonizacją krajowego systemu elektroenergetycznego, to zelektryfikowane źródła ciepła staną się konkurencyjne kosztowo. Zgodnie z modelem transformacji zamieszczonym w projekcie Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (aKPEiK), elektryfikacja przy wykorzystaniu przemysłowych pomp ciepła stanie się tańsza od węgla i gazu w latach 2035-2040 (więcej na ten temat piszemy w rozdziale 2.1).

Elektryfikacja przynosi też wymierne korzyści w zakresie efektywności energetycznej – mniejsze zużycie energii (dzięki uniknięciu strat przy zmianie energii chemicznej na cieplną), możliwość wykorzystania ciepła odpadowego i ograniczenie kosztów chłodzenia.

### W międzyczasie - nowe modele zakupu energii

Przedsiębiorstwa mogą już dziś aktywnie zarządzać swoimi kosztami energii – zmieniając sprzedawcę, korzystając z taryf strefowych czy dynamicznych. Więksi odbiorcy mogą też kupować energię po cenach hurtowych na rynku dnia następnego czy rynku dnia bieżącego, a także zawierać bilateralne kontrakty z producentami czystej energii w ramach umowy PPA<sup>2</sup> (ang. *Power Purchase Agreement*). Te ostatnie zyskują popularność szczególnie wśród międzynarodowych koncernów, które chcą optymalizować koszty i spełnić wymogi raportowania ESG (np. poprzez wykazanie produkcji towarów z wykorzystaniem energii odnawialnej). Mniejsze przedsiębiorstwa liczą albo na sprzyjające warunki rynkowe, albo na interwencję państwa.

<sup>2</sup> Jest to umowa zawierana pomiędzy odbiorcą i wytwórcą energii elektrycznej, w której cena energii jest z góry ustalona na dłuższy okres.

### Elastyczność jako źródło przychodów

Rynek energii elektrycznej cechuje duża zmienność. Wahania dotyczą zarówno cen, zapotrzebowania na energię elektryczną, jak i poziomu produkcji zielonej energii. Taka dynamika tworzy przestrzeń do współpracy przemysłu z systemem elektroenergetycznym.

Zelektryfikowany przemysł, który może czasowo ograniczać zużycie energii (np. w określonych dniach czy godzinach), ma szansę na dodatkowe przychody. Świadczenie usług elastyczności na potrzeby systemu odbywa się w ramach rynku mocy czy usługi DSR (ang. *Demand Side Response*) – więcej na ten temat piszemy niżej.

Elastyczność mogą zapewnić m.in. zakłady, w których energochłonne procesy – jak np. wygrzewanie produktu – odbywają się cyklicznie i mogą być przesuwane w czasie na konkretne godziny doby. Trudniej o taką elastyczność w firmach prowadzących produkcję ciągłą, która wymaga stabilnego profilu produkcji ciepła.

Do bardziej uniwersalnych rozwiązań zwiększających elastyczność przemysłu w zarządzaniu energią należą: magazyny energii elektrycznej, magazyny ciepła oraz dywersyfikacja dostaw np. dzięki produkcji z własnego źródła prądu jako uzupełnienia energii z sieci.

### Wybrane sposoby zarabiania na elastyczności

#### ■ DSR

Od 2018 roku duże zakłady przemysłowe mogą uczestniczyć w rynku mocy, świadcząc usługę redukcji zapotrzebowania na moc (otrzymują wynagrodzenie za gotowość do ograniczenia poboru na żądanie operatora)<sup>3</sup>. Doświadczenia z aukcji pokazują duże zainteresowanie przemysłu – na lata dostawy 2026 i 2027 zakontraktowano po 1,5 GW tej usługi, na 2028 i 2029 po ok 1 GW<sup>4</sup>. Im większy stopień elektryfikacji zakładu, tym większy potencjał zarobku z tego źródła.

#### ■ Rynek bilansujący

Po reformie rynku bilansującego w 2024 roku firmy mogą uczestniczyć w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego na podobnych zasadach jak elektrownie. Mogą więc sprzedawać usługi polegające na krótkotrwałym zwiększeniu poboru energii lub jej oddaniu do

<sup>3</sup> Ostatnie aukcje w ramach funkcjonującego rynku mocy (z dostawą do roku 2040) rozstrzygnięte zostały w grudniu 2025 roku. Trwają dyskusje o powołaniu nowego mechanizmu wsparcia, który zapewni dalsze finansowanie mocy w kolejnych latach.

<sup>4</sup> Zobacz wykres obrazujący te dane na stronie Forum Energii [TU](https://forumenergii.pl).

sieci, otrzymując za to dodatkowe wynagrodzenie. Choć obecne zarobki z tego tytułu nie są jeszcze zachęcające, to z czasem może się to zmieniać. Rynek bilansujący będzie rozwijany przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) z uwagi na rosnące potrzeby zapewnienia stabilności systemu.

#### **Łatwiejszy dostęp do finansowania**

Elektryfikacja wspiera przygotowanie przedsiębiorstwa do raportowania ESG, co ułatwia dostęp do zrównoważonego finansowania. Coraz więcej grup kapitałowych uwzględnia ryzyka klimatyczne w strategiach biznesowych, by zwiększyć odporność na wynikające z nich zagrożenia. Przedsiębiorstwa inwestujące w elektryfikację mogą nadal działać w ramach globalnych łańcuchów wartości i korzystać z preferencyjnych warunków finansowania swoich inwestycji w bankach.

#### **Prostsza, ustandaryzowana eksploatacja**

Oprócz korzyści ekonomicznych, elektryfikacja oznacza optymalizację procesów operacyjnych i eksploatacyjnych. Energia elektryczna jest już obecna we wszystkich zakładach przemysłowych. Jej szersze zastosowanie pozwoliłoby na standaryzację procedur BHP i przeciwpożarowych, uproszczenie logistyki i większą automatyzację utrzymania ruchu w zakładach. Wiedza i kompetencje pozyskane dzięki elektryfikacji mogą być wykorzystane w innych sektorach, np. dzięki wymianie doświadczeń między różnymi działami tego samego przedsiębiorstwa.

## 2. Koszty elektryfikacji pod lupą – analiza opłacalności

### 2.1. Fundament elektryfikacji: pompy ciepła jako źródła podstawowe

#### Koszty operacyjne kluczowe dla decyzji inwestycyjnych

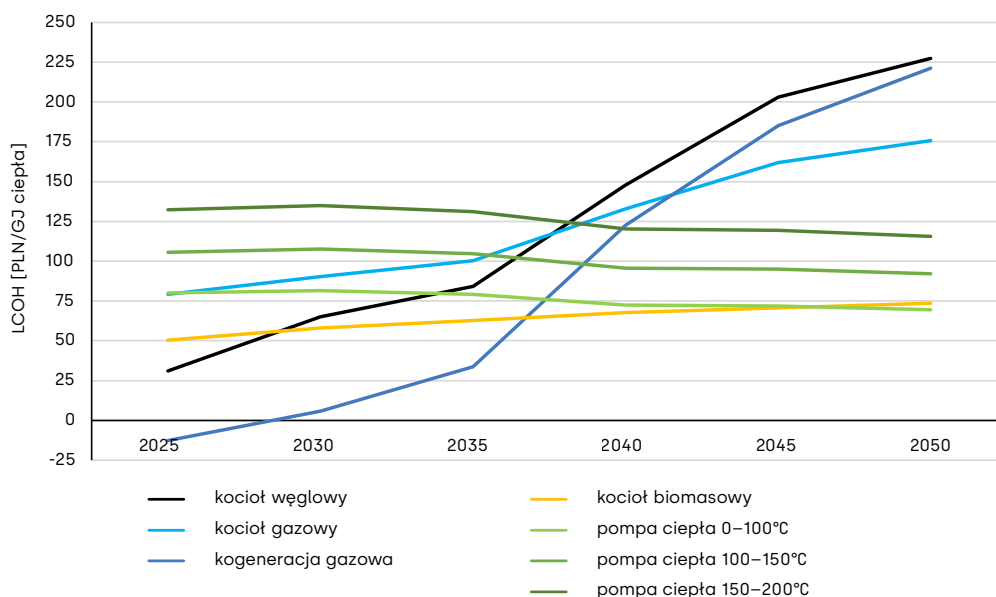
Dla wielu przedsiębiorstw koszty energii stanowią jeden z głównych kosztów operacyjnych. Dlatego zakłady przemysłowe przed podjęciem decyzji inwestycyjnych patrzą na uśredniony koszt ciepła (LCOH), który w największym stopniu zależy od cen nośników energii oraz kosztów emisji CO<sub>2</sub>.

Koszty inwestycyjne związane z elektryfikacją nadal pozostają istotną barierą dla wielu zakładów przemysłowych (ze względu na ograniczony dostęp do kapitału własnego i trudności administracyjne w pozyskiwaniu wsparcia). Jednak to właśnie koszty operacyjne – czyli bieżące wydatki na wytwarzanie ciepła – mają decydujący wpływ na wybór technologii elektryfikacji.

#### Paliwa kopalne tańsze, ale tylko przejściowo

Obecnie koszt produkcji ciepła ze źródeł zelektryfikowanych jest wyższy niż w odniesieniu do technologii opartych na paliwach kopalnych, takich jak kotły węglowe czy kogeneracja gazowa. Wyjątek stanowią sytuacje, w których możliwe jest efektywne wykorzystanie pomp ciepła.

Rysunek 1. Jednostkowe koszty wytworzenia ciepła (LCOH) w różnych instalacjach, 2025-2050.



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

Tymczasowo niższy koszt produkcji ciepła z paliw kopalnych może prowadzić część przedsiębiorców do inwestowania w technologie oparte na gazie, np. w kogenerację. Jednak w dłuższym terminie może to się okazać pułapką. Po pierwsze, gaz kopalny będzie paliwem przejściowym, nawet jeśli okres przejściowy ulegnie wydłużeniu z powodu koniecznych inwestycji w nowe moce gazowe z powodu tzw. luki węglowej. Po drugie, po wejściu w życie systemu ETS2 (oraz innych polityk związanych z wycofywaniem się UE z gazu) koszty zastosowania tego paliwa w przemyśle znacząco wzrosną. Po trzecie, gazy odnawialne (biometan i wodór z energii odnawialnej), które częściowo mają zastąpić gaz kopalny, będą użyte do „zadań specjalnych”, głównie w przemyśle energochłonnym, gdzie nie ma innej możliwości dekarbonizacji (szczegółowe założenia dotyczące wykorzystania tych gazów przedstawiamy na Rysunku 6). Wynika to z bardzo wysokich kosztów produkcji i przesyłu, niezależnych od skali produkcji. **W efekcie, w latach 2035-2040 koszt ciepła z przemysłowych pomp ciepła, nawet przy względnie wysokiej jak na pompy ciepła temperaturze, zrówna się lub stanie się niższy niż koszt ciepła z gazu.**

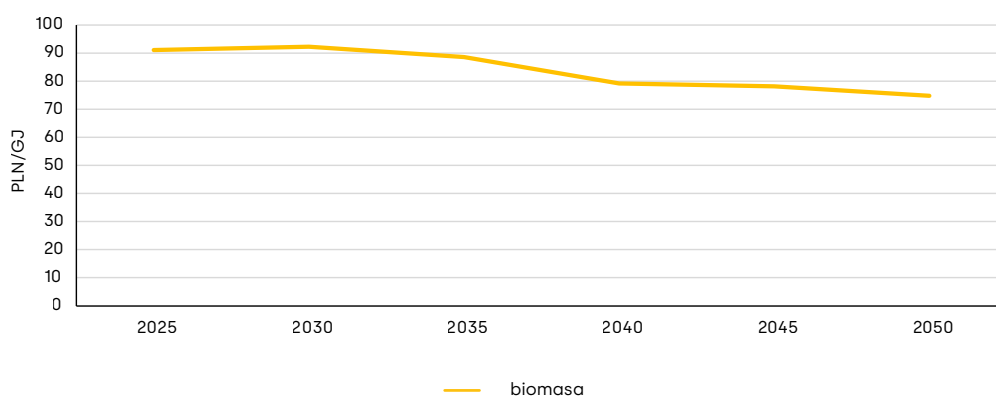
#### Uwaga na pułapkę biomasową

Analizując aktualne ceny biomasy i prognozę przedstawioną na Rysunku 1, można odnieść wrażenie, że takie źródła stanowią atrakcyjną ścieżkę dekarbonizacji przemysłu. Warto jednak pamiętać, że biomasa to zasób znacząco ograniczony. Zwiększenie popytu – przy niewystarczającej krajowej podaży – może prowadzić do gwałtownego wzrostu cen surowca spełniającego kryteria pozyskania w zrównoważony sposób.

Dodatkowym ryzykiem jest niepewność regulacyjna. W miarę zbliżania się do celu neutralności klimatycznej UE w 2050 roku, na znaczeniu zyskiwać będą mechanizmy pochłaniania CO<sub>2</sub>. Można się więc spodziewać rozwoju nowych technologii wychwytu oraz wprowadzenia mechanizmów cenowych i/lub standardów, które obejmą również rzeczywiste emisje CO<sub>2</sub> ze spalania biomasy. Oznacza to, że biomasa – dziś uznawana za „zeroemisyjną” – w przyszłości będzie obciążona dodatkowymi kosztami.

Na poniższym wykresie pokazujemy, przy jakiej granicznej cenie biomasy jej spalanie przestaje być opłacalne w porównaniu do bezpośredniej elektryfikacji z wykorzystaniem pomp ciepła.

**Rysunek 2 Cena biomasy, przy której ciepło z wysokotemperaturowych pomp ciepła jest tańsze niż w kotle biomasowym, 2025-2050**



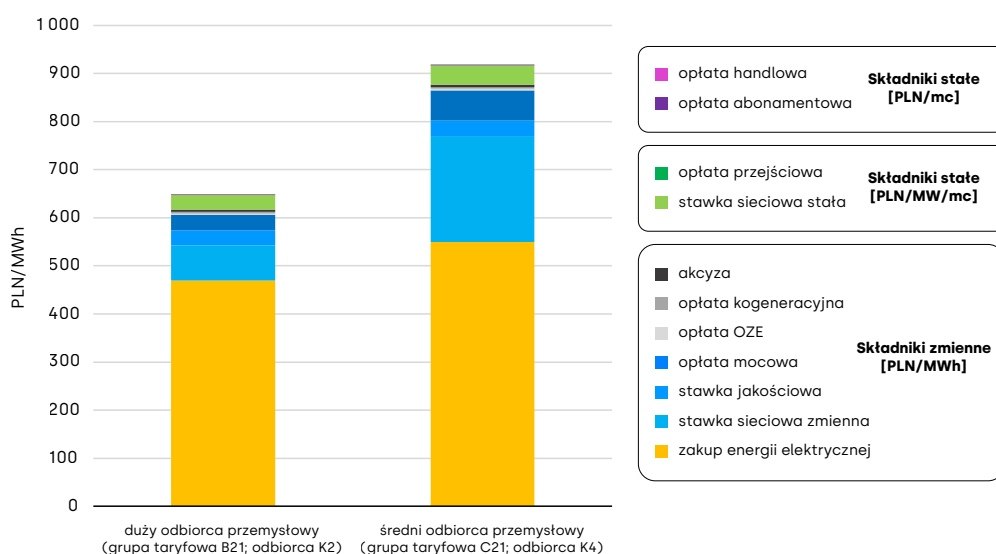
Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

#### Nieproporcjonalne obciążenia dla energii elektrycznej

Wysoka cena energii elektrycznej wynika m.in. z tego, że systemie zdominowanym przez paliwa kopalne to one ustalają ceny krańcowe na rynku w systemie *merit order*. Jednocześnie, sektor elektroenergetyczny jest objęty EU ETS od roku 2005, a bezpośrednio spalanie paliw

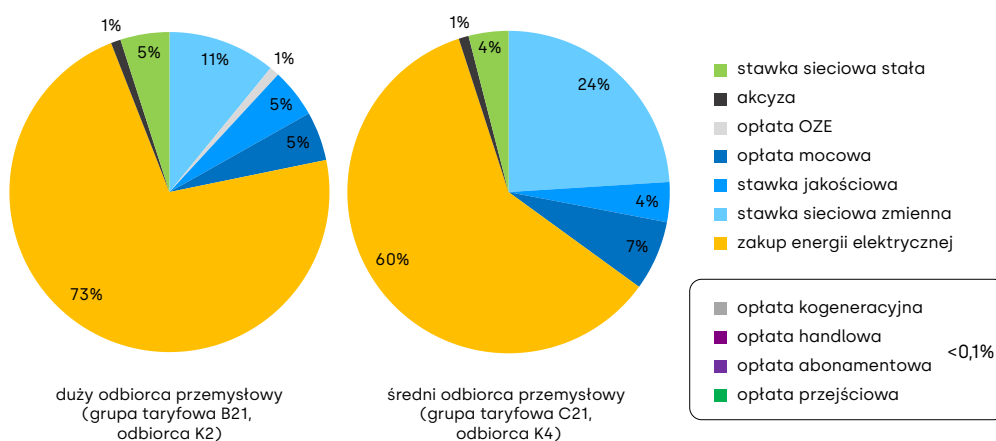
– poza największymi instalacjami przemysłowymi – pozostawało jak dotąd poza systemem handlu emisjami. W efekcie energia elektryczna, mimo że coraz częściej pochodzi z czystych źródeł, jest systemowo powiązana z opłatami za emisję i cenami węgla i gazu. Rodzi to pewien paradoks, bo instalacje bezpośrednio spalające paliwa emisyjne takich obciążeń dziś nie ponoszą. Dodatkowo, rachunek za energię zawiera dodatkowe opłaty, m.in. za utrzymanie mocy dyspozycyjnych elektrowni, wsparcie dla kogeneracji i energetyki odnawialnej, a także koszty związane z infrastrukturą sieciową. Jak pokazujemy niżej, dla średniego odbiorcy przemysłowego opłaty mogą stanowić nawet 40% rachunku. Komisja Europejska wskazuje nierówne obciążenie opłatami energii elektrycznej oraz paliw kopalnych w ostatnich zaleceniach w ramach semestru europejskiego dla Polski jako barierę, którą trzeba usunąć w celu obniżenia rachunków za energię<sup>5</sup>.

**Rysunek 3. Składniki rachunku za energię elektryczną odbiorców przemysłowych w Polsce w 2025 r.**<sup>6</sup>



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

**Rysunek 4. Procentowy udział składników rachunku dla przedsiębiorstw przemysłowych**



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

Tymczasem, korzystanie z paliw kopalnych praktycznie nie wiąże się z dodatkowymi opłatami – poza stosunkowo niskimi kosztami transportu i dystrybucji surowca oraz akcyzą.

<sup>5</sup> Zobacz zalecenia Komisji dla Polski z dnia 4 czerwca 2025 [TU](#).

<sup>6</sup> Typy odbiorców na potrzeby obliczenia wysokości opłaty mocy:

- ♦ odbiorca końcowy K2 – odbiorca z małą zmiennością profilu zużycia (nie mniej niż 5% i mniej niż 10% w godzinach szczytowych, w porównaniu do innych godzin doby), dla którego współczynnik korygujący dla opłaty mocy wynosi 50%

- ♦ odbiorca końcowy K4 – odbiorca z dużą zmiennością profilu zużycia (nie mniej niż 15%), dla którego współczynnik korygujący dla opłaty mocy wynosi 100%

Grupy taryfowe na potrzeby obliczenia struktury opłat sieciowych:

- ♦ grupa taryfowa B21 – grupa taryfowa jednostrefowa dla odbiorców zasilanych z sieci średniego napięcia, których moc umowna przekracza 40 kW

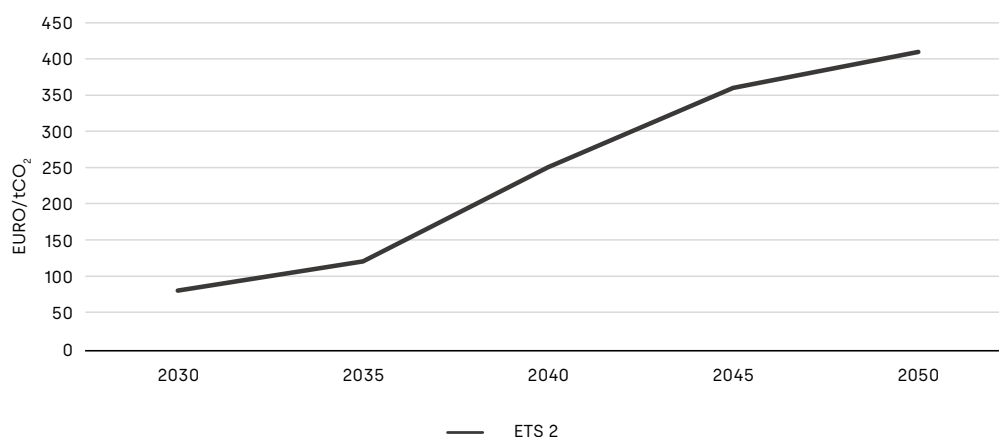
- ♦ grupa taryfowa C21 – grupa taryfowa jednostrefowa dla odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia, których moc umowna przekracza 40 kW

Dodatkowo ich wydobycie i spalanie jest nadal subsydiowane przez państwo, zarówno w sposób jawny (np. rekompensaty za straty wynikające z zamrożenia cen w okresie kryzysu energetycznego, bezpośrednie dopłaty do wydobycia węgla kamiennego), jak i ukryty (np. umarzanie opłat za szkody górnicze, dopłaty emerytalne w górnictwie, gwarancje skarbowe dla sektora). To obciąża podatników, w tym przedsiębiorstwa.

### Wzrost kosztów emisji zwiększy opłacalność elektryfikacji

Długoterminowe prognozy cen emisji dla ETS2 pokazują dynamiczny **wzrost w latach 2035-2040 – z około 125 do 250 euro za tonę CO<sub>2</sub>**. W kolejnych latach trend ma się utrzymywać.

Rysunek 5. Założenia cenowe dot. ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie ETS2



Źródło: Założenia Instytutu Reform na podstawie prognoz akPEiK

W poniższej tabeli przedstawiamy, jak zmiana tych proporcji wpłynie na uzyskanie przewagi kosztowej pomp ciepła nad paliwami kopalnymi.

Tabela 1. Rok osiągnięcia równowagi kosztowej między ciepłem ze źródeł konwencjonalnych, a ciepłem zelektryfikowanym.

| Rok uzyskania przewagi kosztowej | Kocioł węglowy | Kocioł gazowy | Kogeneracja |
|----------------------------------|----------------|---------------|-------------|
| Pompa ciepła 0-100°C             | ~2034 r.       | ~2026 r.      | ~2037 r.    |
| Pompa ciepła 100-150°C           | ~2036 r.       | ~2036 r.      | ~2039 r.    |
| Pompa ciepła 150-200°C           | ~2038 r.       | ~2038 r.      | ~2040 r.    |

Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

Opłacalność elektryfikacji w dużej mierze zależy od zastosowania i wymaganej temperatury. **Na przykład pompy ciepła staną się tańsze w eksploatacji niż kotły gazowe dla niskotemperaturowego ciepła i ciepła do 200°C<sup>7</sup> już w latach 2026-2038.**

### Elektryfikacja do zaplanowania z wyprzedzeniem

Po 2035 roku ciepło z pomp ciepła będzie konkurencyjne kosztowo w stosunku do spalania zarówno gazu ziemnego jak i węgla. Choć to jeszcze odległa perspektywa, decyzje inwestycyjne warto zacząć rozważać już teraz. Duże projekty inwestycyjne w przemyśle – ze względu na procesy administracyjne – trwają nawet 7- 10 lat. Do tego elektryfikacja może wymagać zmiany procesu produkcyjnego, co pociąga koszt wymiany maszyn i przebudowy zakładu. To skomplikowane przedsięwzięcie, które zwykle wiąże się z przestojami.

<sup>7</sup> Jako ciepło niskotemperaturowe rozumiemy ciepło dostarczane w temperaturze do 100°C. Ciepło średniotemperaturowe definiujemy jako ciepło o temperaturze wyższej, ale nie przekraczającej 400°C. Ciepłem wysokotemperaturowym nazywamy ciepło o temperaturze przekraczającej 400°C.

Ważne jest także to, w jakim stanie są działające w zakładzie źródła. Częste inwestycje opłacalne odkłada się, gdyż nie minął jeszcze okres amortyzacji starych urządzeń. Planując inwestycje z odpowiednim wyprzedzeniem, można uniknąć takich „pułapek inwestycyjnych”.

**Aby nie zostać w tyle i utrzymać konkurencyjność, przemysł powinien już teraz zacząć przygotowania do głębokiej elektryfikacji.**

### Kogeneracja gazowa nadal istotna, ale w nowej roli

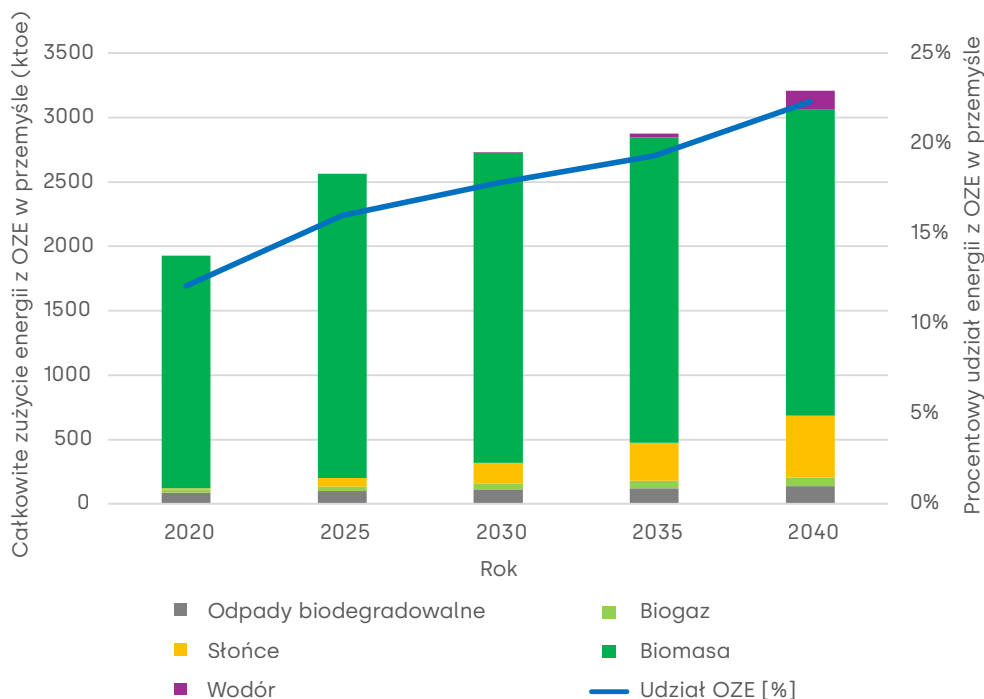
Kogeneracja gazowa będzie odgrywać istotną rolę w procesie transformacji i elektryfikacji przemysłu w Polsce. W okresie przejściowym może być elementem układów hybrydowych, w których będzie podgrzewać ciepło z pompy do wyższej temperatury (np. w sektorach potrzebujących ciepła średniotemperaturowego).

Coraz częściej wysokosprawne silniki kogeneracyjne na gaz ziemny będą też pełnić rolę źródeł świadczących usługi elastyczności na potrzeby systemu elektroenergetycznego. Przykładowo, mogą być uruchamiane zamiast pomp ciepła w czasie świadczenia usług DSR.

W perspektywie 2050 roku gaz ziemny może być stopniowo zastępowany biogazem, zwiększając udział OZE w miksie energetycznym<sup>8</sup>. Poniższa tabela pokazuje możliwe scenariusze takiej zmiany.

<sup>8</sup> aKPEiK nie zakłada wykorzystania biometanu w przemyśle, założeniem jest autokonsumpcja przez producentów.

**Rysunek 6. Wykorzystanie energii OZE w przemyśle [ktoe] według scenariusza WAM stanowiącego załącznik 1 do aKPEiK w wersji udostępnionej do konsultacji 15 listopada 2024 roku<sup>9</sup>**



<sup>9</sup> Dokument jest dostępny TU. Wykorzystano tabelę nr 1.29.

### Nieefektywnie wsparcie dla kogeneracji hamuje transformację energetyczną

Obecnie funkcjonujący system wsparcia dla przemysłowej kogeneracji – tzw. premia kogeneracyjna – utrudnia elektryfikację i elastyczne zarządzanie produkcją ciepła. Zakłady przemysłowe produkujące energię elektryczną z gazu ziemnego w skojarzeniu z ciepłem otrzymują wysoką dopłatę do każdej wyprodukowanej megawatogodziny energii elektrycznej. W 2025 roku cena referencyjna w aukcjach dla małych jednostek kogeneracyjnych (1-50 MWe) wynosi 248,81 zł/MWh<sup>10</sup>.

<sup>10</sup> Ogłoszenie URE dotyczące drugiej w roku 2025 aukcji na PREMIĘ KOGENERACYJNĄ.

Premia jest przy tym najwyższa przy stałym profilu produkcji energii elektrycznej. Dlatego takim jednostkom nie opłaca się dostosowywać do zmieniających się warunków rynkowych np. korzystania z okresowych nadwyżek energii z farm fotowoltaicznych, co mogłoby przynieść zarówno efekt środowiskowy, jak i systemowy.

## 2.2. Elastyczne wsparcie: kotły elektrodowe

### Kotły elektrodowe – odpowiednia struktura taryfowa podnosi opłacalność

Rynek hurtowy energii elektrycznej cechuje się dużą zmiennością. Rosnący udział fotowoltaiki<sup>11</sup> przekłada się na wyraźne wahania cen w ciągu doby. Od 2024 roku w Polsce pojawiają się ujemne ceny energii na rynku dnia następnego. Takie warunki tworzą przestrzeń do wykorzystania taniej energii w godzinach nadpodaży OZE przez kotły elektrodowe pełniące funkcję źródeł szczytowych.

Na opłacalność wykorzystania kotła elektrodowego jako źródła szczytowego wpływa głównie odpowiednia struktura taryfowa (zobacz Rysunek 3), w szczególności:

- struktura składnika stawki sieciowej zmiennej;
- struktura składnika stawki sieciowej stałej;
- wysokość opłaty mocowej.

W dalszej części analizujemy wpływ tych elementów na opłacalność układu hybrydowego, który składa się z silnika kogeneracyjnego w podstawie oraz kotła elektrodowego jako źródła szczytowego. Szczegóły założeń warunków brzegowych dla poszczególnych wariantów dla takiego układu hybrydowego przedstawiono w Aneksie.

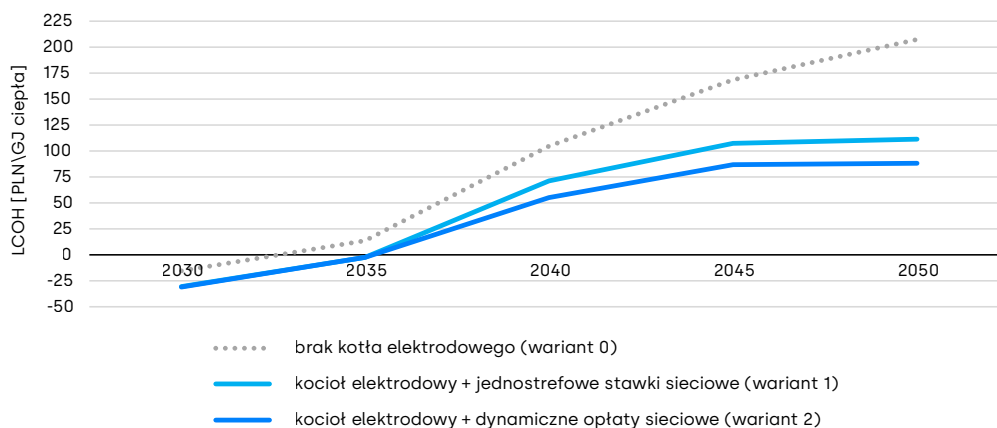
### Dynamizacja składnika zmiennego stawki sieciowej

Składnik zmienny stawki sieciowej to element opłaty za przesył i dystrybucję energii elektrycznej. Zależy on od ilości zużywanej energii elektrycznej [zł/kWh] i wylicza się go na podstawie:

- kosztów zmiennych przesyłania i dystrybucji energii (koszt pokrycia strat przesyłowych);
- części kosztów stałych nieuwzględnionych w składniku stałym.

Poniżej przedstawiono, jak dynamizacja składnika zmiennego stawki sieciowej (wariant 2), czyli przejście od stałej ceny zł/kWh do ceny zależnej od sytuacji w systemie<sup>12</sup>, wpływa na opłacalność pracy układu hybrydowego.

**Rysunek 7. Wykres przebiegu w czasie jednostkowych kosztów wytworzenia ciepła w instalacji hybrydowej przy różnych wariantach struktury składnika zmiennego stawki sieciowej**



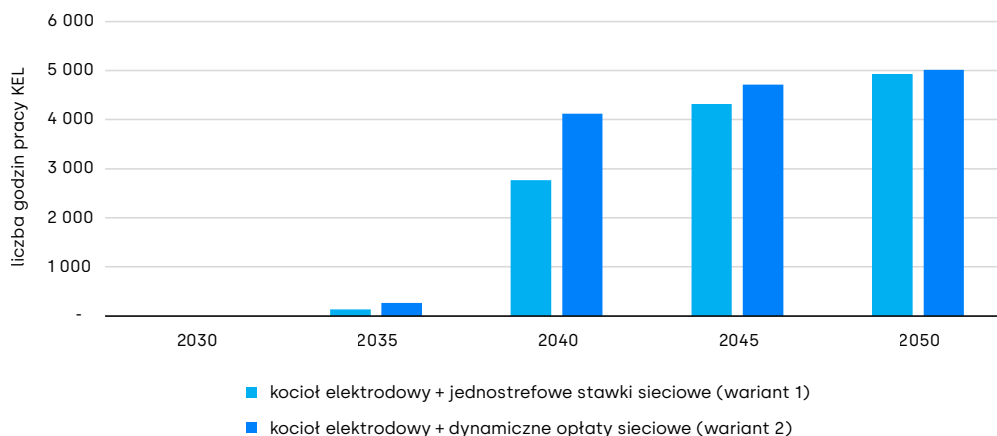
Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

<sup>11</sup> Sięgający ponad połowy zapotrzebowania Polski na energię elektryczną w najbardziej słoneczne godziny w ciągu roku, przede wszystkim w miesiącach wiosennych i letnich.

<sup>12</sup> Więcej na temat dynamicznych opłat sieciowych możesz przeczytać w tym RAPORCIE Instytutu Reform.

W takim modelu, po 2035 roku koszt produkcji ciepła z układu hybrydowego (kogeneracja i kocioł elektrodowy) staje się niższy niż koszt pracy samego silnika kogeneracyjnego. Dodatkowe oszczędności pojawiają się dzięki dynamicznej strukturze stawki zmiennej. Oznacza to, że **dynamizacja składnika zmiennego stawki sieciowej może pozytywnie wpłynąć na bilans kosztowy pracy układu hybrydowego.**

**Rysunek 8. Czas pracy kotła elektrodowego w ciągu roku w godzinach z odpowiednio niską ceną energii elektrycznej w różnych wariantach struktury składnika zmiennego stawki sieciowej**



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

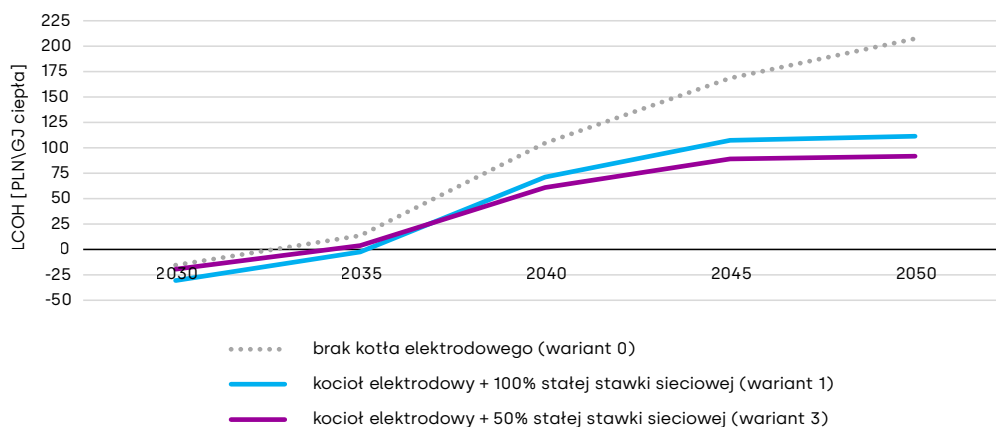
Jednak nawet to rozwiązanie nie wystarcza, by inwestycja w kocioł elektrodowy jako źródło szczytowe była opłacalna przed 2035 rokiem. Dopiero wtedy kocioł zaczyna wspierać kogenerację przez około 200 godzin w ciągu roku, co zmienia ekonomikę takiej inwestycji. W 2040 roku liczba tych godzin wzrasta do ok. 3000 godzin/rok dla wariantu z jednostrefową stawką sieciową oraz 4000 godzin/rok dla wariantu z dynamicznymi opłatami sieciowymi. Oznacza to, że **inwestycja w kocioł elektrodowy pracujący jako źródło szczytowe zaczyna być opłacalna dopiero w perspektywie 2035-2040.**

### Niższy składnik stały stawki sieciowej

Inwestorzy wskazują, że barierą dla inwestycji w szczytowy kocioł elektrodowy jest wzrost kosztów związanych z opłatą składnika stałego stawki sieciowej. Wysokość tej opłaty dla odbiorców przemysłowych zależy od poziomu mocy zamówionej, która wzrasta po przyłączeniu kotła do sieci.

Symulacje pokazują, że obniżenie wysokości stałej stawki sieciowej o 50% wpłynęłoby korzystnie na rachunek ekonomiczny układu hybrydowego z kotłem elektrodowym.

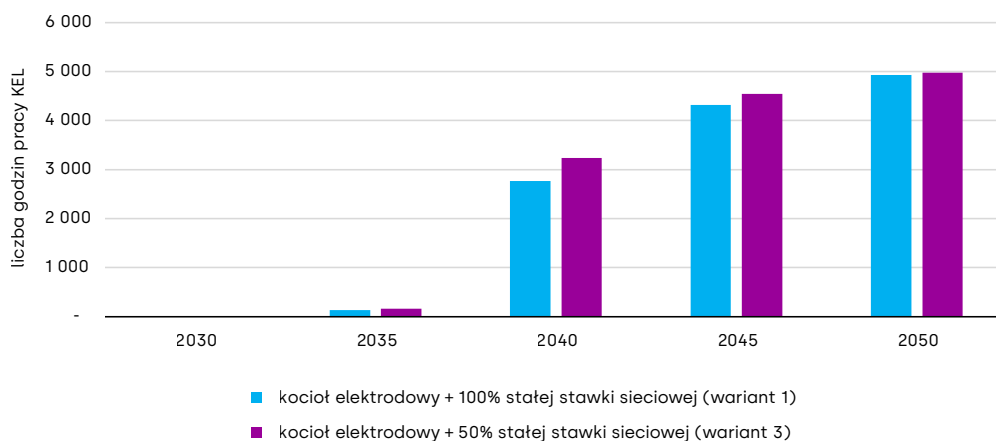
**Rysunek 9. Wykres przebiegu w czasie jednostkowych kosztów wytworzenia ciepła w instalacji hybrydowej przy różnych wariantach struktury składnika stałego stawki sieciowej**



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

Korzyści byłyby jednak umiarkowane. Zastosowanie tylko tego rozwiązania nie wystarczy do zapewnienia opłacalności inwestycji przed 2035 rokiem.

**Rysunek 10. Czas pracy kotła elektrodowego w ciągu roku w godzinach z odpowiednio niską ceną energii elektrycznej w różnych wariantach struktury składnika stałego stawki sieciowej**



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

**Praca kotła elektrodowego jako źródła szczytowego, przy obniżeniu stałego składnika stawki sieciowej zaczyna być opłacalna w okresie 2035-2040.**

## Wpływ opłaty mocowej na opłacalność kotłów elektrodowych

Opłata mocowa stanowi istotną barierę dla rozwoju układów wykorzystujących kotły elektrodowe. Mechanizm ten penalizuje rozwiązania hybrydowe korzystające okresowo z elektrycznych źródeł ciepła, premiując stały profil zużycia energii elektrycznej.

### Opłata mocowa a elastyczność popytu w przemyśle – na czym polega problem?

Opłata mocowa to element rachunku za energię elektryczną, wprowadzony wraz z utworzeniem rynku mocy w 2018 roku. Finansuje ona mechanizm wsparcia dla dyspozycyjnych mocy wytwórczych, niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, za co odpowiadają PSE.

Wysokość opłaty mocowej ustala Prezes URE. Istotnym elementem tej kalkulacji dla dużych odbiorców jest tzw. współczynnik korygujący. Ma on premiować jednostki o stabilnym profilu zużycia w ciągu doby, a penalizować tych odbiorców, którzy znacząco zwiększają pobór energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania, określanych przez URE – aktualnie jest to przedział między godz. 7.00 a 21.00<sup>13</sup>. Opłata mocowa naliczana jest za każdą MWh energii zużytej w tych godzinach w dni robocze. Wysokość opłaty zależna jest od profilu zużycia i może wynosić 17%, 50%, 83% i 100% stawki określonej przez prezesa URE na dany rok<sup>14</sup>. Najniższy poziom przysługuje odbiorcom, u których średnie zużycie w godzinach dziennego szczytu jest maksymalnie o 5% większe niż w pozostałych godzinach doby (tj. 24:00-7:00; 21:00-24:00).

Od stycznia 2025 roku przyjęto nową metodę pomiaru zużycia. Zamiast uśredniania danych z całego miesiąca (stosowanego w latach 2021-2022) lub z dziesięciu kolejnych dni miesiąca (jak w latach 2023-2024), obecnie współczynnik jest obliczany dla każdej doby roboczej. Zmiana ta czyni system bardziej wrażliwym na krótkotrwałe odchylenia. W przypadku instalacji wykorzystujących np. kotły elektrodowe jako źródło szczytowe, nowe zasady oznaczają wyraźne pogorszenie profilu, co przekłada się na wyższą opłatę mocową dla każdej MWh zużytej energii. W efekcie, **wzrastają koszty energii, co może przekreślić opłacalność takiej instalacji hybrydowej.**

Sposób kalkulowania wyżej wymienionego współczynnika nie uwzględnia warunków pogodowych i związanej z nimi sytuacji w systemie np. nadwyżki energii z OZE, które należałoby wykorzystać. To sprawia, że **obecny mechanizm penalizuje elastycznych odbiorców tj. dostosowujących pobór energii do możliwości sieci.** Tymczasem z punktu widzenia systemu to właśnie oni są bardziej pożądanymi.

Podobny mechanizm dla naliczania opłaty mocowej ma zacząć obowiązywać odbiorców indywidualnych od 2028 roku (obecnie stawka jest płaska)<sup>15</sup>.

<sup>13</sup> Godziny szczytowego zapotrzebowania na 2025 zostały określone przez URE na 7:00-21:00, w dni robocze.

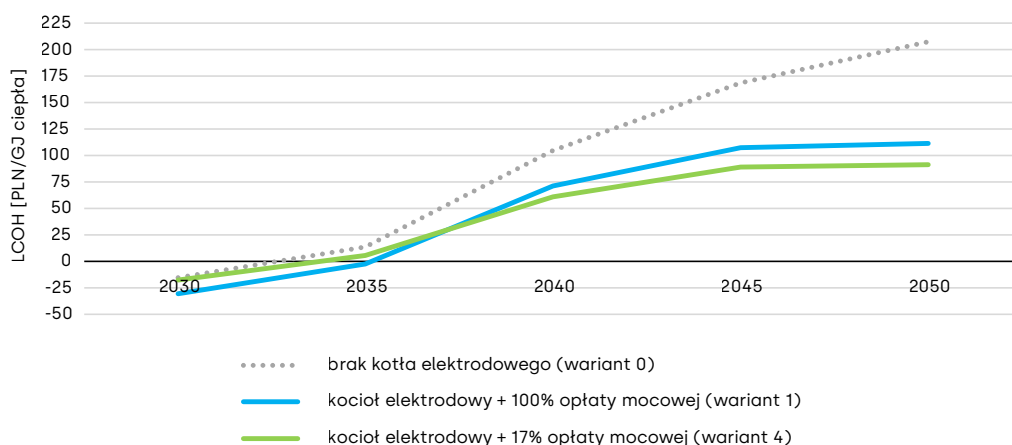
<sup>14</sup> Stawka na rok 2025 wynosi 141,2 PLN/MW.

<sup>15</sup> Zobacz komunikat Prezesa URE na ten temat [TU](#).

Symulacje pokazują, że obniżenie współczynnika korygującego z poziomu 100% do 17% może poprawić opłacalność układu hybrydowego.

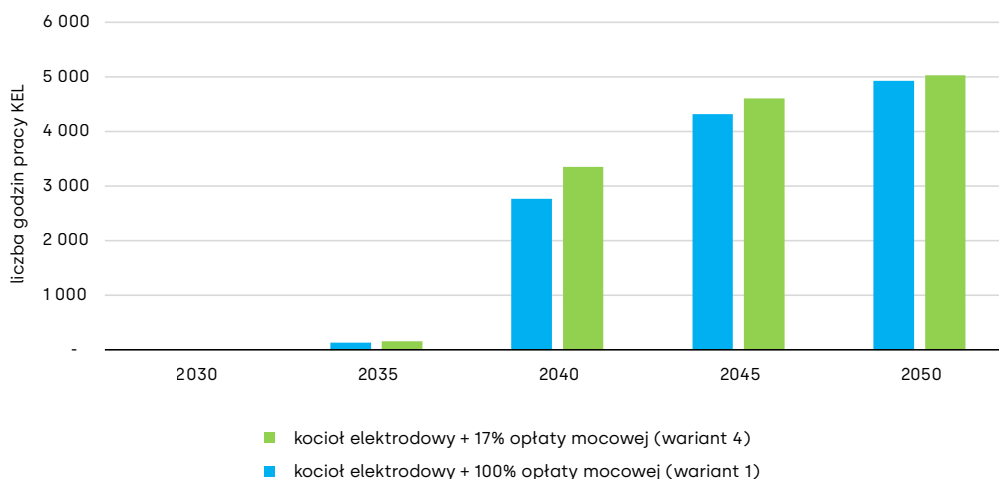
W analizie założono, że silnik kogeneracyjny i kocioł elektrodowy funkcjonują jako wyizolowany układ. To znaczy, że nie uwzględniono potencjalnego wpływu zmiany wysokości opłaty mocowej na koszty energii elektrycznej wynikające ze zużycia przez inne urządzenia. Efekt obniżki będzie tym większy, im większy udział w całkowitym zużyciu energii elektrycznej w przedsiębiorstwie mają inne instalacje niż kocioł elektrodowy. Oznacza to, że wpływ zmiany współczynnika korygującego dla opłaty mocowej jest najbardziej widoczny tam, gdzie zużycie energii elektrycznej jest dominujące względem zużycia ciepła.

**Rysunek 11. Wykres przebiegu w czasie jednostkowych kosztów wytworzenia ciepła w instalacji hybrydowej przy różnych wariantach struktury opłaty mocowej**



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

**Rysunek 12. Czas pracy kotła elektrodowego w ciągu roku w godzinach z odpowiednio niską ceną energii elektrycznej w różnych wariantach struktury opłaty mocowej**



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

Samo dostosowanie mechanizmu opłaty mocowej – nawet w kierunku premiovania elastyczności – miałyby ograniczony wpływ na opłacalność układu hybrydowego, porównywalny z efektem zmniejszenia wysokości stałej stawki sieciowej.

### Systemowe wsparcie elastyczności nie wystarczy

Jak wynika z analiz zmiany taryfowe, takie jak dynamizacja opłat sieciowych, obniżenie wysokości stałej stawki sieciowej oraz dostosowanie współczynnika korygującego dla opłaty mocowej wywierają pewien pozytywny wpływ na opłacalność pracy kotła elektrodowego jako źródła szczytowego. Każdy z tych mechanizmów działa w podobnej skali, ale żaden z nich nie zmienia istotnie rentowności elektryfikacji przemysłu w perspektywie najbliższych kilku lat. Największy wpływ na zwiększenie opłacalności elastycznego wykorzystania kotła elektrodowego będą miały zmiany wysokości i rozpiętości cen energii elektrycznej w taryfie dynamicznej oraz rosnące koszty emisji CO<sub>2</sub>. Te czynniki przełożą się na wzrost kosztów pracy silnika kogeneracyjnego.

W latach 2030-2035 praca kotła elektrodowego pozostanie nieopłacalna, niezależnie od wdrożonych mechanizmów zachęcających do elastycznej pracy (zobacz Rysunek 7, Rysunek 9, Rysunek 11). Głównym powodem jest obowiązująca premia kogeneracyjna. Stanowi ona dużą zachętę do nieelastycznej pracy silnika kogeneracyjnego w podstawie.

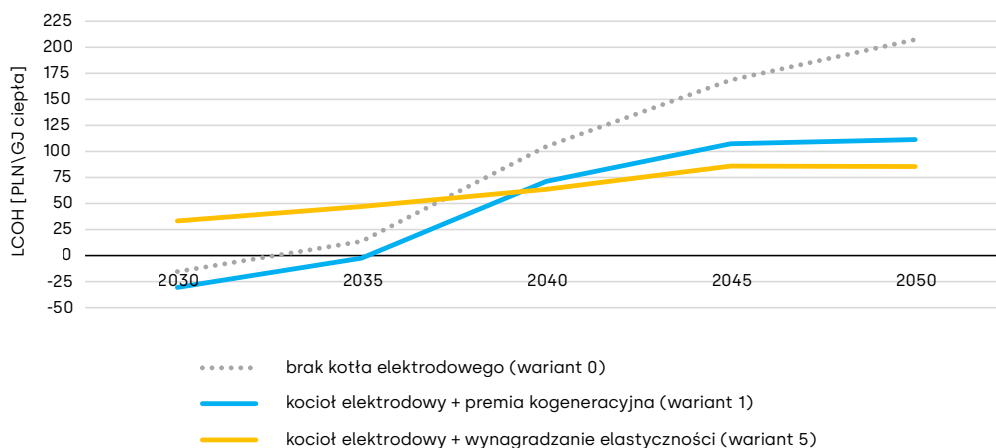
### Scenariusz bez premii kogeneracyjnej – lepsza opłacalność elastycznych źródeł

Ze względu na konieczność zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, także ze wsparciem przemysłu, utrzymanie premii kogeneracyjnej w obecnym kształcie (jako wsparcia operacyjnego powiązanego z wolumenem produkcji energii) stanowić będzie nieoptymalne wydatkowanie funduszy publicznych. Środki te efektywniej byłoby zacząć przeznaczać na mechanizmy wynagradzające elastyczność pracy.

Warto zauważyć, że głęboka elektryfikacja produkcji ciepła oparta w dużej mierze o źródła odnawialne nie tylko zmniejszy emisje i zużycie paliw kopalnych, ale również poprawi efektywność energetyczną. Tym samym jeden z głównych celów wprowadzenia premii kogeneracyjnej – zwiększenie efektywności wykorzystania nośników energii – może obecnie zostać efektywniej osiągnięty innymi narzędziami.

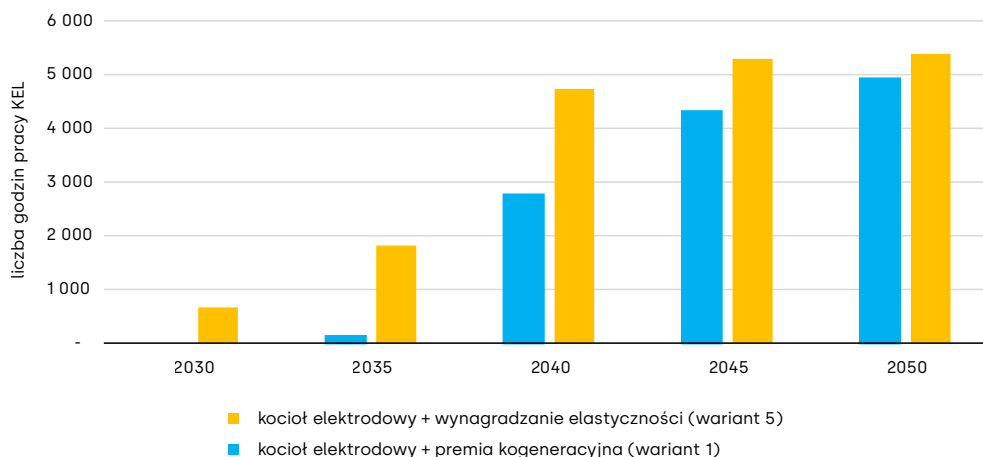
Poniżej przedstawiono porównanie dwóch scenariuszy. W pierwszym z nich, silnik pracujący w układzie hybrydowym korzysta z premii kogeneracyjnej. W drugim scenariuszu, przedsiębiorstwu nie przysługuje premia kogeneracyjna, ale wprowadzone są trzy zmiany w systemie taryfowania wspierające elastyczność.

**Rysunek 13. Wykres przebiegu w czasie jednostkowych kosztów wytworzenia ciepła w instalacji hybrydowej przy różnych wariantach kosztowych – premia kogeneracyjna kontra wynagradzanie elastyczności**



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

**Rysunek 14. Czas pracy kotła elektrodowego w ciągu roku w godzinach z odpowiednio niską ceną energii elektrycznej w różnych wariantach – premia kogeneracyjna kontra wynagradzanie elastyczności**



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

W drugim scenariuszu – mimo braku premii – możliwe jest osiągnięcie opłacalności pracy kotła elektrodowego już w 2030 roku, przy czasie produkcji rzędu 1000 godzin rocznie.

#### **Potrzeba kompleksowego podejścia regulacyjnego**

Wnioski z analizy są jednoznaczne: żaden z mechanizmów taryfowych osobno nie gwarantuje opłacalności elektryfikacji przemysłu. Możliwe jest jednak wdrożenie kompleksowego rozwiązania regulacyjnego, które obejmować będzie wszystkie wyżej wymienione elementy: zmiany taryfowe, takie jak dynamizacja opłat sieciowych, obniżenie wysokości stałej stawki sieciowej oraz dostosowanie współczynnika korygującego dla opłaty mocy. Wymaga to jednak systemowego podejścia ze strony legislatorów i regulatora do elektryfikacji oraz rozważenia korzyści usunięcia premii kogeneracyjnej dla wybranych sektorów. Takie podejście umożliwi osiągnięcie korzyści ekonomicznych z elektryfikacji dla przemysłu średnio- i niskotemperaturowego już w perspektywie najbliższych pięciu lat. Jednocześnie wszystkie omawiane zmiany oznaczają lepsze uwzględnienie czynników kosztotwórczych na rachunkach odbiorców energii, dając im silniejszy bodziec do działania w sposób efektywny kosztowo dla całego systemu energetycznego.

## 3. Instrumenty wsparcia finansowego

Aby przyspieszyć elektryfikację przemysłowych źródeł ciepła, potrzebne są też instrumenty wspierające inwestycje. Dla firm planujących modernizację lub wymianę sprzętu będą to dotacje i kredyty pokrywające koszty inwestycyjne (CAPEX).

W przypadku przedsiębiorstw rozpoczynających elektryfikację źródeł ciepła „od zera” niezbędne będą również mechanizmy wsparcia operacyjnego (OPEX).

Poniżej przedstawiamy dostępne w Polsce opcje dofinansowania elektryfikacji ciepła przemysłowego.

### 3.1. Wsparcie inwestycyjne (CAPEX)

#### 3.1.1. Środki publiczne: dotacje i pożyczki z budżetu Unii Europejskiej

Polska jest obecnie beneficjentem czterech programów, które dopuszczają inwestycje w dekarbonizację przemysłu. Są to:

- **Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO)**<sup>16</sup> Budżet programu, obejmujący zarówno dotacje, jak i pożyczki, jest do wydania w między 1 lutego 2020 r. a grudniem 2026 r.<sup>17</sup>. Celem jest odbudowa gospodarki po pandemii, z naciskiem na zwiększenie odporności na przyszłe kryzysy, w tym na konkurencyjność i bezpieczeństwo energetyczne. W związku ze zbliżającym się terminem wydatkowania instytucje państwowe traktują go jako priorytetowe źródło wsparcia. Program działa w oparciu o plan reform i kamieni milowych<sup>18</sup>, od czego uzależniona jest wypłata środków. Zawiera komponent „Zielona energia i zmniejszenie energochłonności”, który ma wspierać transformację środowiskową i energetyczną krajowej gospodarki.
- **Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat Środowisko (FEnIKS)**<sup>19</sup> jest jednym z największych programów krajowych finansowanych z polityki spójności Unii Europejskiej. Jest przeznaczony na przyjazny środowisku rozwój kraju poprzez budowę infrastruktury technicznej i społecznej. Oferuje głównie dotacje bezzwrotne, przy stopie dofinansowania od 50% do 85%<sup>20</sup>. Wśród wspieranych celów jest m.in. efektywność energetyczna, redukcja emisji gazów cieplarnianych i adaptacja do zmian klimatycznych. FEnIKS dofinansowuje działania m.in. w małych i średnich przedsiębiorstwach, samorządach i gospodarstwach domowych.
- **Fundusz Modernizacyjny**<sup>21</sup> to dodatkowe źródło środków dostępne dla 13 krajów UE o niższych dochodach na osobę. Polska jest największym beneficjentem. Środki są zarządzane przez NFOŚiGW, nie podlegają pod typowe programowanie funduszy. Kierowane są na wskazane przez NFOŚiGW programy priorytetowe obejmujące m.in. efektywność energetyczną w przemyśle. Ważnym filarem Funduszu Modernizacyjnego są inwestycje w poprawę efektywności energetycznej w przemyśle energochłonnym w formie pożyczki do 100% kosztów kwalifikowanych. Środki mają być wydane do 2030 r., obecnie absorpcja wynosi 35%<sup>22</sup>.

<sup>16</sup> STRONA INTERNETOWA PROGRAMU

<sup>17</sup> Przedłużenie zakończenia programu przesunięto o pół roku, względem oryginalnej daty (czerwiec 2026).

<sup>18</sup> Więcej na [POLSKIEJ STRONIE INTERNETOWEJ PROGRAMU](#).

<sup>19</sup> STRONA INFORMACYJNA NA STRONACH RZĄDOWYCH

<sup>20</sup> Zasady programu znajdziesz [TU](#).

<sup>21</sup> STRONA INFORMACYJNA O FUNDUSZU MODERNIZACYJNYM

<sup>22</sup> Obliczenia własne, przyjęte ceny EU ETS na poziomie 70 Eur/t CO<sub>2</sub>

- Czwartą znaczną pulą są **Regionalne Programy Priorytetowe** na lata 2021-27, zarządzane przez władze województw. Beneficjentami mogą być m.in. samorządy i przedsiębiorstwa. Środki mogą być wydatkowane na także na inwestycje w energetykę<sup>23</sup>.

Każdy z tych czterech instrumentów umożliwia sięgnięcie po wsparcie na koszty CAPEX. Największa presja wydatkowania dotyczy KPO, którego środki muszą zostać zakontraktowane do 2026 roku. Program FEnIKS ma horyzont wydatkowania do 2029 roku, a obecna pula Funduszu Modernizacyjnego – do 2030 roku. W przypadku programów regionalnych obowiązuje zasada n+3. Oznacza to, że środki zakontraktowane do 2027 roku można wydać do 2030 roku.

Dodatkowo, innowacyjne projekty w obszarze efektywności energetycznej (w tym technologie bateryjne i wodorowe) mogą ubiegać się o wsparcie z ogólnounijnego Funduszu Innowacyjności<sup>24</sup>. Fundusz ten ma na celu wspieranie rozwijających się technologii na etapie pomiędzy wstępnymi badaniami i prototypem (finansowanymi w ramach Horyzontu Europa) a wdrożeniem do produkcji (wspieranym przez programy takie jak InvestEU). W 2025 roku w ramach tego Funduszu planowane jest uruchomienie aukcji dostarczających wynagrodzenia za dekarbonizację ciepła procesowego w przemyśle. Według założeń zaprezentowanych przez Komisję Europejską aukcje prowadzone będą w formule stałej premii, gdzie towarem jest stała dotacja w euro za jednostkę wytworzonego ciepła zelektryfikowanego (EUR/MWh) lub euro za tonę zredukowanego CO<sub>2</sub><sup>25</sup>. Planowana wysokość wsparcia to 1 mln euro. Inicjatywa ta ma na celu promowanie innowacyjnych technologii elektryfikacji, rozwiązań opartych na odnawialnych źródłach ciepła oraz innych strategii dekarbonizacji w różnych sektorach przemysłu. Aukcje będą dostępne zarówno dla mniejszych firm, jak i spółek o średniej kapitalizacji.

### 3.1.2. Środki publiczne: pożyczki i gwarancje

**Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK)** jest drugim – obok NFOŚiGW – znaczącym dystrybutorem unijnych środków, w tym z KPO. Od lat specjalizuje się w udzielaniu preferencyjnych kredytów i dopłat dla spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, głównie na cele termomodernizacji budynków i/lub montaż OZE. BGK oferuje również wsparcie dla przedsiębiorstw w zakresie poprawy efektywności energetycznej. Jednak skala dofinansowania jest mniejsza, ze względu na niższy budżet.

Podobnie jak NFOŚiGW, także BGK nie prowadzi programów skierowanych bezpośrednio na elektryfikację ciepła przemysłowego.

### 3.1.3. Pożyczki komercyjne

Wiele banków oferuje kredyty lub inne instrumenty finansowe umożliwiające sfinansowanie projektów przyczyniających się do dekarbonizacji. Warunki tych pożyczek, w tym oprocentowanie i kryteria oceny, są ustalane indywidualnie przez banki z zainteresowanymi klientami. Efekty środowiskowe takich inwestycji są oceniane zgodnie z Taksonomią UE dotyczącą zrównoważonych inwestycji<sup>26</sup>.

## 3.2. Wnioski z dotychczasowego wykorzystania istniejących instrumentów wsparcia CAPEX

Programy finansujące dekarbonizację przemysłu ze środków publicznych z oferty NFOŚiGW cieszyły dotąd ograniczonym zainteresowaniem. W rezultacie część środków przeznaczonych pierwotnie na ten cel została przesunięta do innych programów, np. dla gospodarstw domowych.

Wśród przyczyn niewielkiego wykorzystania środków przez przedsiębiorstwa wymienić można:

- niewystarczającą wiedzę o dostępnych instrumentach oraz korzyściach z dekarbonizacji (szczególnie w sektorze MŚP),

<sup>23</sup> STRONA INFORMACYJNA O FUNDUSZACH EUROPEJSKICH

<sup>24</sup> STRONA INFORMACYJNA NA STRONACH RZĄDOWYCH

<sup>25</sup> Zobacz więcej w discussion paper przygotowanym przez Komisję Europejską TU.

<sup>26</sup> Wyjaśnienie czym jest taksonomia znajdziesz TU.

- obawy związane z procedurami aplikacyjnymi i rozliczeniowymi (np. obowiązkowe zwiększenie efektywności energetycznej o 30%),
- niechęć do inwestowania z wykorzystaniem środków pożyczkowych,
- trudność z uzasadnieniem opłacalności inwestycji wynikającą z wyższych kosztów operacyjnych technologii takich jak elektryfikacja ciepła w porównaniu do alternatyw opartych o paliwa kopalne.

Prawdopodobną przyczyną są też obawy związane z podejmowaniem zobowiązań w kontekście braku stabilnej polityki energetycznej państwa oraz wspomniany wcześniej brak opłacalności elektryfikacji w krótkim horyzoncie czasowym.

Polskie przedsiębiorstwa powinny aktywnie korzystać z dostępnych funduszy, szczególnie w kontekście przewidywanych zmian w unijnym podejściu do finansowania inwestycji. W nowej perspektywie finansowej pula środków na dekarbonizację może być mniejsza ze względu na przekierowanie części budżetu na cele obronne oraz konieczność spłaty wspólnego zadłużenia UE. Bruksela odchodzić będzie także od bezzwrotnych dotacji na rzecz pożyczek. Okazja na pozyskanie atrakcyjnego finansowania dotacyjnego może się już nie powtórzyć po 2030 roku.

Nie posiadamy informacji o popularności komercyjnych instrumentów wsparcia.

### 3.3. Nowe strategie i instrumenty zapowiedziane przez Komisję Europejską

W ramach nowego mandatu Komisji Europejskiej, w czwartym kwartale 2025 roku spodziewane jest opublikowanie:

- unijnego Aktu na rzecz przyspieszenia dekarbonizacji przemysłu (ang. *Industrial Decarbonisation Accelerator Act*);
- a także Rekomendacji dla państw członkowskich w sprawie opodatkowania energii (ang. *Recommendation on Energy Taxation*).

Oba dokumenty mają wskazać działania zwiększające opłacalność dekarbonizacji przemysłu, w tym elektryfikacji. Szczegółowy **Plan działań na rzecz elektryfikacji** (ang. *Electrification Action Plan*), w którym powinny znaleźć się sugestie konkretnych rozwiązań legislacyjnych, spodziewany jest w pierwszym kwartale 2026 roku (równoległe przygotowywana jest **Strategia na rzecz Ciepła i Chłodzenia** (ang. *Heating & Cooling Strategy*), która także będzie poruszać zagadnienia związane z rozwiązaniami dla elektryfikacji ciepła przemysłowego (do decyzji Komisji należy rozłożenie wątków przemysłowych pomiędzy dwa dokumenty).

Komisja zapowiedziała też stworzenie **Banku Dekarbonizacji Przemysłu**<sup>27</sup>, który ma wspierać unijne polityki klimatyczne i stymulować rozwój rynku czystych technologii, w tym finansować innowacyjny przemysł.

Równoległe trwają przygotowania<sup>28</sup> do programowania kolejnej perspektywy finansowej UE (Wieloletnie Ramy Finansowe 2028-2034). W jej ramach planowane jest uruchomienie unijnego **Funduszu Konkurencyjności**, który będzie wspierał m.in. sektor czystych technologii i dekarbonizację przemysłu<sup>29</sup>.

### 3.4. Zasady pomocy publicznej UE a elektryfikacja ciepła

Kraje członkowskie oferujące dotacje, pożyczki lub inne formy wsparcia dla firm muszą przestrzegać zasad pomocy publicznej, służących zapobieganiu zakłóceniom konkurencji na rynku unijnym. Zasady te, zebrane w kilku dokumentach<sup>30</sup>, co do zasady zakazują finansowania z budżetu państwa źródeł opartych na paliwach kopalnych, a także precyzują warunki wsparcia firm bez konieczności notyfikacji Komisji Europejskiej.

<sup>27</sup> ZAPOWIEDŹ UTWORZENIA BANKU

<sup>28</sup> KOMUNIKAT KOMISJI EUROPEJSKIEJ W ODPOWIEDZI NA PYTANIE O FUNDUSZ KONKURENCYJNOŚCI

<sup>29</sup> OPINIA FORUM ENERGII NA TEMAT MOŻLIWYCH POLSKICH DZIAŁAŃ WOKÓŁ FUNDUSZA KONKURENCYJNOŚCI.

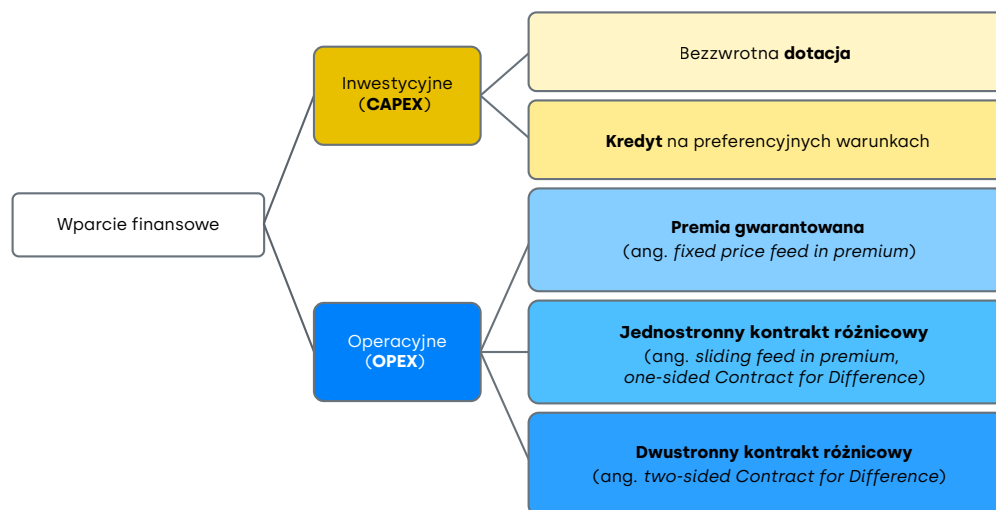
<sup>30</sup> Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 roku możesz zobaczyć [TUTAJ](#).

Z kolei fundusze unijne nie mogą służyć zwiększaniu mocy produkcyjnych przedsiębiorstw. Dopuszczalne jest natomiast wsparcie modernizacji lub zmiany technologii produkcji – w tym elementów linii produkcyjnej – pod warunkiem zachowania dotychczasowej skali produkcji. W wyjątkowych przypadkach możliwe jest dofinansowanie inwestycji polegającej na zastąpieniu całej instalacji lub zakładu innym, działającym w kraju. Jest to możliwe wtedy, gdy dekarbonizacja poprzez zmiany w samej instalacji czy zakładzie nie jest możliwa i konieczne jest postawienie nowej instalacji lub zakładu. Nie może to jednak jednocześnie naruszać zasad konkurencji wewnątrz UE. To oznacza, że możliwe jest zastąpienie jednej instalacji lub zakładu innym na zasadzie 1:1, bez zwiększenia mocy produkcyjnych. Wtedy ma miejsce dekarbonizacja mocy produkcyjnych w danym kraju bez ich zwiększenia. Udzielenie pomocy publicznej poza tymi ramami wymaga specjalnej zgody Komisji Europejskiej. W przeciwnym razie jest uznawane za nielegalne.

## 4. Jak wspierać elektryfikację ze środków krajowych?

Niezależnie od zaplanowanych inicjatyw unijnych i dostępnych funduszy, Polska powinna niezwłocznie wdrożyć instrumenty wspierające przedsiębiorstwa w pozyskaniu kapitału na inwestycje oraz w późniejszej stabilizacji kosztów po elektryfikacji. Poniżej przedstawiamy kilka mechanizmów zapewniających adekwatne wsparcie firmom z sektora przetwórstwa przemysłowego. Dotyczą one wsparcia inwestycyjnego oraz operacyjnego. W tym drugim przypadku rozważamy jedynie mechanizmy powiązane z wolumenem produkowanego ciepła. Pomijamy inne możliwe rozwiązania, w szczególności dotacje do zakupu energii elektrycznej (np. w formie kontraktu różnicowego) jako rozwiązania nadmiernie zaburzające sytuację na rynku energii oraz kontrakty różnicowe powiązane z redukcją emisji (Carbon Contracts for Difference) jako instrumenty zbyt złożone na wczesnym etapie promowania elektryfikacji w Polsce.

Rysunek 15. Rodzaje wsparcia finansowego



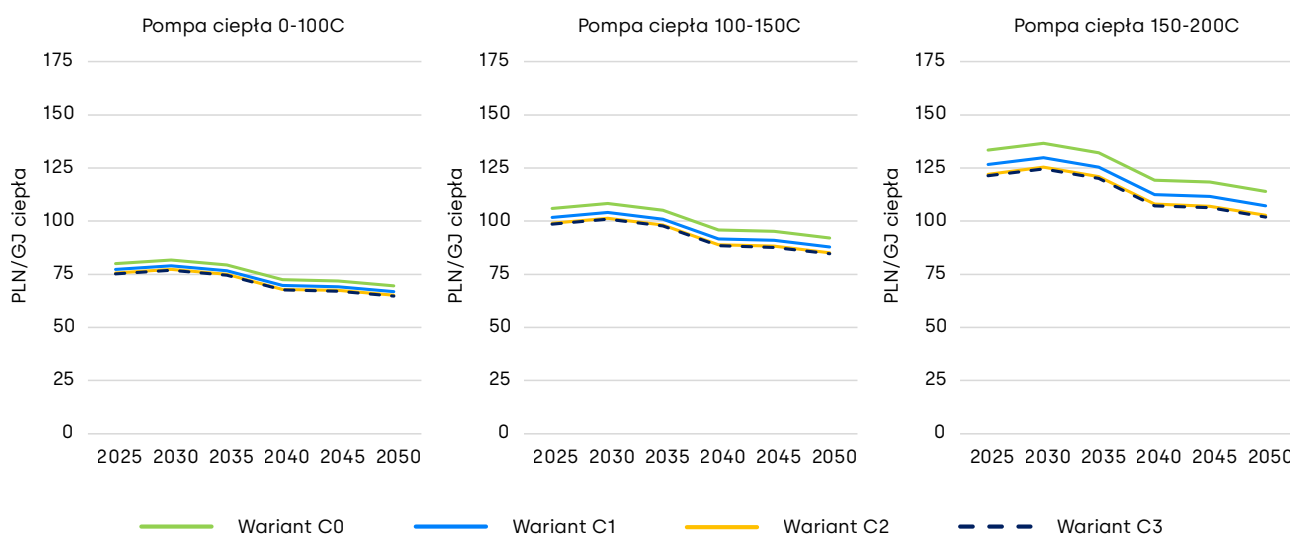
### 4.1. Wsparcie inwestycyjne

Jedną z możliwych zachęt jest obniżenie kosztów początkowych inwestycji poprzez dotację z budżetu państwa na atrakcyjnych zasadach lub niskoprocentowe kredyty oferowane przez polską instytucję finansową np. Bank Gospodarstwa Krajowego. Poniżej przedstawiono kilka wariantów możliwego wsparcia i wpływ na całkowity koszt ciepła w cyklu życia (LCOH).

**Tabela 2. Założenia dla możliwych programów wsparcia inwestycyjnego**

| Nazwa wariantu | Założenia  |
|----------------|--|
| Wariant C0     | Brak mechanizmów wsparcia inwestycyjnego                         |
| Wariant C1     | Bezzwrotne dofinansowanie dla 30% kosztów całkowitych inwestycji |
| Wariant C2     | Bezzwrotne dofinansowanie dla 50% kosztów całkowitych inwestycji |
| Wariant C3     | Niekomercyjny kredyt 0% dla całkowitych kosztów inwestycyjnych   |

**Rysunek 16. Wpływ poszczególnych systemów wsparcia inwestycyjnego na całkowite koszty ciepła z przemysłowych pomp ciepła**



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

**Przeprowadzona analiza wskazuje, że samo wsparcie inwestycyjne nie skłoni przemysłu do elektryfikacji.** Łączne koszty produkcji zelektryfikowanego ciepła pozostaną wysokie nawet przy 50% dofinansowaniu bezzwrotnym. Jak wskazywaliśmy już wcześniej konieczne jest zatem uzupełnienie dotacji odpowiednimi mechanizmami wsparcia operacyjnego. Dzięki nim przemysł nie tylko rozpocznie wielkoskalowe inwestycje w elektryfikację zakładów, ale także przygotuje się na strukturalne zmiany na rynku energii.

## 4.2. Wsparcie operacyjne

### Premia gwarantowana

Kontrakty ze stałą kwotą wsparcia, czyli premia gwarantowana (ang. *fixed price feed in premium*) to mechanizm dofinansowania w przeliczeniu na ilość wyprodukowanego bez-emisyjnego ciepła. Ich główną zaletą jest prostota i możliwość łatwego przeprowadzenia konkurencyjnej aukcji, w której odbiorcy rywalizują oferując jak najniższą oczekiwaną stawkę wsparcia. Wadą tego mechanizmu jest brak zabezpieczenia przed ryzykiem zmian cen nośników energii, gdyż zarówno korzyści jak i koszty wynikające ze zmiany trendów cenowych pozostają po stronie odbiorcy. W przypadku odbiorców instalacji hybrydowych

daje to możliwość przełączania się między wspieranym ciepłem bezemisyjnym a pozostałymi źródłami.

### Kontrakty różnicowe

Kontrakty różnicowe na ciepło stanowią skuteczny sposób stabilizacji kosztów operacyjnych przy elektryfikacji. Wsparcie powinno być neutralne technologicznie, tzn. jednakowo premiować różne formy bezemisyjnej produkcji ciepła, zarówno kotły elektryczne i pompy ciepła, jak i alternatywne bezemisyjne technologie np. geotermię. Możliwe do wprowadzenia w Polsce rozwiązania to:

#### Jednostronny kontrakt różnicowy (ang. *sliding feed-in premium, one-sided Contract for Difference*)

Zmienna kwota jednostkowego wsparcia zależy od różnicy między aktualnym rzeczywistym kosztem wytworzenia ciepła w źródle bezemisyjnym (zelektryfikowanym) a kosztem alternatywy opartej na paliwach kopalnych, np. kotła gazowego. Wartość wsparcia spada do zera w momencie przecięcia się krzywych opłacalności obu technologii.

#### Dwustronny kontrakt różnicowy (ang. *two-sided Contract for Difference*)

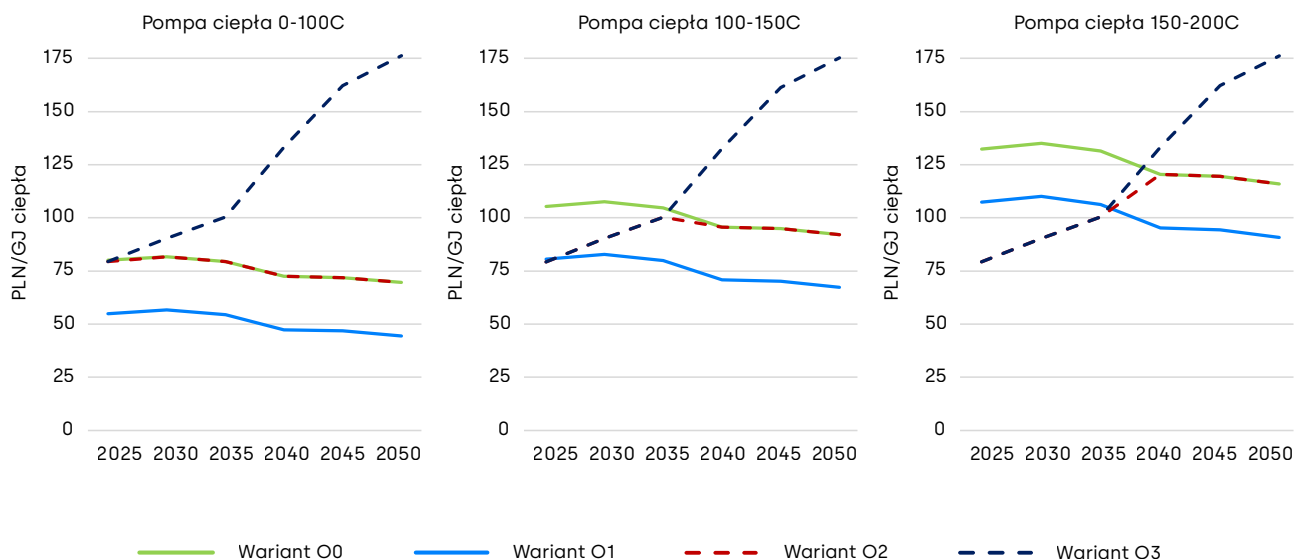
Ten mechanizm wsparcia działa podobnie jak kontrakt jednostronny. Jednak w przypadku odwrócenia relacji cenowej odbiorca zwraca część otrzymanego wsparcia. Gwarantuje to z jednej strony wyrównanie strat, a z drugiej ogranicza korzyści w przypadku np. kryzysu gazowego. Dzięki temu beneficjenci nie uzyskują nieuzasadnionej przewagi rynkowej.

Poniżej przedstawiono symulację wpływu różnych dofinansowań na całkowity koszt ciepła (LCOH).

Tabela 3. Założenia dla możliwych programów wsparcia operacyjnego

| Nazwa wariantu | Założenia   |
|----------------|---|
| Wariant O0     | Brak mechanizmów wsparcia operacyjnego  |
| Wariant O1     | Premia gwarantowana ( <i>fixed price feed-in premium</i> ) wysokości 25 zł/GJ wytworzonego ciepła   |
| Wariant O2     | Jednostronny kontrakt różnicowy<br>Zmienna jednostkowa kwota wsparcia uzależniona od różnicy między aktualnym rzeczywistym kosztem wytworzenia ciepła w pompie ciepła a kosztem wytworzenia ciepła w referencyjnym źródle gazowym. Wsparcie nie może przyjmować wartości ujemnych.  |
| Wariant O3     | Dwustronny kontrakt różnicowy<br>Zmienna jednostkowa kwota wsparcia uzależniona od różnicy między aktualnym rzeczywistym kosztem wytworzenia ciepła w pompie ciepła a kosztem wytworzenia ciepła w referencyjnym źródle gazowym. Wsparcie może przyjmować wartości ujemne (tzn. beneficjent może wpłacać różnicę na rzecz podmiotu oferującego wsparcie). |

**Rysunek 17. Wpływ poszczególnych systemów wsparcia operacyjnego na całkowite koszty produkcji ciepła z przemysłowych pomp ciepła**



Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

**Tabela 4. Uśredniony koszt wsparcia w okresie 2030-2045 dla różnych mechanizmów wsparcia operacyjnego**

| Uśredniony koszty wsparcia dla okresu 2030-2045 (15 lat) | Pompa ciepła 0-100°C | Pompa ciepła 100-150°C | Pompa ciepła 150-200°C |
|--|----------------------|------------------------|------------------------|
| Wariant O1: Fixed price FIP                              | 25 zł/GJ             | 25 zł/GJ               | 25 zł/GJ               |
| Wariant O2: Sliding FIP                                  | 1 zł/GJ              | 12 PLN/GJ              | 30 zł/GJ               |
| Wariant O3: CfD  | -31 zł/GJ            | -3 zł/GJ               | 27 zł/GJ               |

Źródło: Opracowanie własne Instytutu Reform

Przedstawiona analiza pokazuje, że **jednostronne kontrakty różnicowe** (dopłata do różnicy kosztów między wariantem zelektryfikowanym a tradycyjnym) **są zrównoważonym i efektywnym sposobem wsparcia elektryfikacji ciepła średnio- i niskotemperaturowego.**

Rozwiązanie to zapewnia inwestorowi osiągnięcie parytetu kosztów i nie generuje ryzyka konieczności zwrotu środków w latach 40., gdy przerzucenie dodatkowych kosztów emisji na odbiorców końcowych może nie być możliwe (wobec powszechnej dekarbonizacji innych uczestników rynku). Jednocześnie państwo nie wypłaca środków, gdy elektryfikacja staje się opłacalna bez dopłat.

## 5. Rekomendacje

### 5.1. Dla przedsiębiorstw

Podstawową barierą dla elektryfikacji jest niska opłacalność tego rozwiązania, wynikająca z relatywnie wysokich kosztów operacyjnych. Jednak sektor energetyczny dynamicznie się zmienia - rosnąca dostępność odnawialnych źródeł oraz zmienne ceny rynkowe sprawiają, że coraz częściej to energia elektryczna staje się najtańszym nośnikiem. Ten trend będzie się nasilał. Przemysł powinien już dziś przygotowywać się do transformacji energetycznej, by nie utracić konkurencyjności.

**Kluczowe działania obejmują:**

1. **Uwzględnienie kosztów i korzyści transformacji energetycznej.** Przedsiębiorstwa powinny już dziś adaptować się do tego trendu przyjmując w biznesplanach scenariusze cenowe promujące wykorzystanie energii elektrycznej.
2. **Inwestycje w instalacje hybrydowe.** Instalacje hybrydowe umożliwiające naprzemienne korzystanie z energii elektrycznej i paliw kopalnych pozwalają już dziś osiągnąć opłacalność w wybranych zakładach i jednocześnie wspierać elastyczność systemu elektroenergetycznego. Posiadanie możliwości zasilania z dwóch źródeł zwiększa odporność na wahania cen i ryzyka związane z importem surowców np. gazu ziemnego w przypadku kolejnego kryzysu energetycznego.
3. **Planowanie inwestycji w pełną elektryfikację źródeł ciepła już teraz.** Przedsiębiorcy powinni rozważyć budowę własnych źródeł OZE i/lub linii bezpośredniej, a także przeprowadzać analizy opłacalności dla różnych wariantów elektryfikacji.
4. **Większa aktywność w korzystaniu z dostępnych publicznych środków wsparcia.** Polskie przedsiębiorstwa powinny aktywnie korzystać z dostępnych funduszy unijnych, szczególnie w kontekście przewidywanych zmian w unijnym podejściu do finansowania inwestycji.

### 5.2. Dla polityki publicznej

Elektryfikacja przemysłu powinna być postrzegana jako naturalny kierunek jego rozwoju. By przemysł mógł dostosować się do nowej rzeczywistości, np. zwiększając elastyczność poboru energii elektrycznej, potrzebne jest aktywne wsparcie legislacyjne i regulacyjne.

Poniżej przedstawiamy nasze rekomendacje dla rządu i regulatora:

1. **Ograniczenie obciążeń energii elektrycznej**, by obniżyć jej koszt.
2. **Zniesienie subsydiów i dotacji wspierających paliwa kopalne.**
3. **Likwidacja wsparcia dla energii pobieranej nieelastycznie:**

- ♦ Likwidacja premii kogeneracyjnej lub wstrzymanie naliczania w godzinach niskich cen energii elektrycznej;
  - ♦ Zmiana sposobu naliczania opłaty mocowej dla odbiorców przemysłowych lub zwolnienia dla odbiorców o stałym profilu zużycia.
4. **Wprowadzenie zachęt do elastycznego zużycia energii**, takich jak:
- ♦ dotacje do kotłów elektrycznych pracujących w godzinach wysokiej generacji OZE;
  - ♦ zastosowanie dynamicznie zmiennych opłat dystrybucyjnych;
  - ♦ obniżenie wysokości stałej stawki sieciowej dla kotłów elektrodowych;
  - ♦ rewizja współczynników korygujących opłaty mocowej, aby zachęcać do elastycznego poboru energii.
5. **Zmiana taryf dystrybucyjnych przez URE w kierunku taryf dynamicznych**<sup>31</sup>. Już dziś część OSD wprowadza taryfy zmierzające w kierunku dynamizacji opłat sieciowych.<sup>32</sup>
6. **Promowanie wiedzy o założeniach transformacji energetycznej (w tym zaktualizowanego KPEiK) i dostępnych programach wsparcia ze środków publicznych** wśród wszystkich podmiotów przetwórstwa przemysłowego.
7. **Uruchomienie operacyjnego wsparcia dla elektryfikacji**. Przeanalizowanie możliwości wprowadzenia jednostronnych kontraktów różnicowych dla przetwórstwa przemysłowego do roku 2035. Programy wsparcia powinny być proste i efektywne (z jasnymi i atrakcyjnymi dla biznesu zasadami), a także uwzględniać interes finansów publicznych.
8. **Aktywnie poszukiwanie synergii z działaniami na rzecz dekarbonizacji ciepła systemowego**, w szczególności w zakresie budowania łańcucha dostaw, kompetencji i doświadczeń regulacyjnych (np. w zakresie zmian taryfowania czy rozwijania instrumentów wsparcia).

<sup>31</sup> Więcej na temat dynamicznych opłat sieciowych możesz przeczytać w raporcie Instytutu Reform [STAŁE, ZMIENNE, A MOŻE DYNAMICZNE? OPŁATY SIECIOWE WOBEC TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ](#).

<sup>32</sup> Więcej możesz przeczytać o tym [TUTAJ](#).

## Aneks: Otoczenie kosztowe dla elektryfikacji bezpośredniej

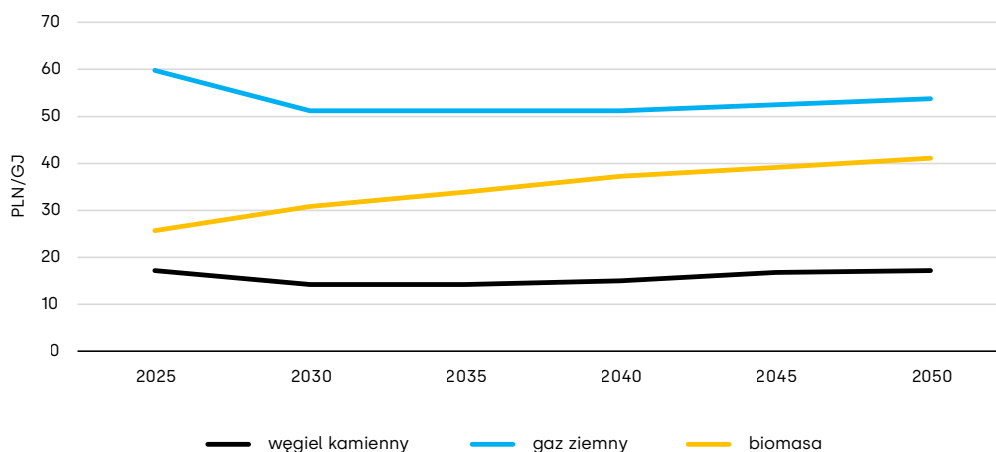
Poniżej przedstawiono najważniejsze założenia kosztowe, które posłużyły do wykonania analiz ilościowych przedstawionych w publikacji.

### Ceny paliw

Ceny paliw kopalnych (węgiel kamienny, gaz ziemny) przyjęto zgodnie z założeniami Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu. Ceny te nie uwzględniają czynnika kosztowego związanego z systemem ETS2.

Ceny biomasy wyznaczono w oparciu o bieżące ceny tego surowca na rynkach hurtowych. Założono też systematyczny, ale zachowawczy wzrost jej kosztów w perspektywie długoterminowej. Oznacza to, że prognoza ta nie uwzględnia scenariusza skokowego wzrostu ceny biomasy z uwagi na dynamiczny wzrost popytu na nią.

Rysunek 18. Założenia cenowe dotyczące paliw



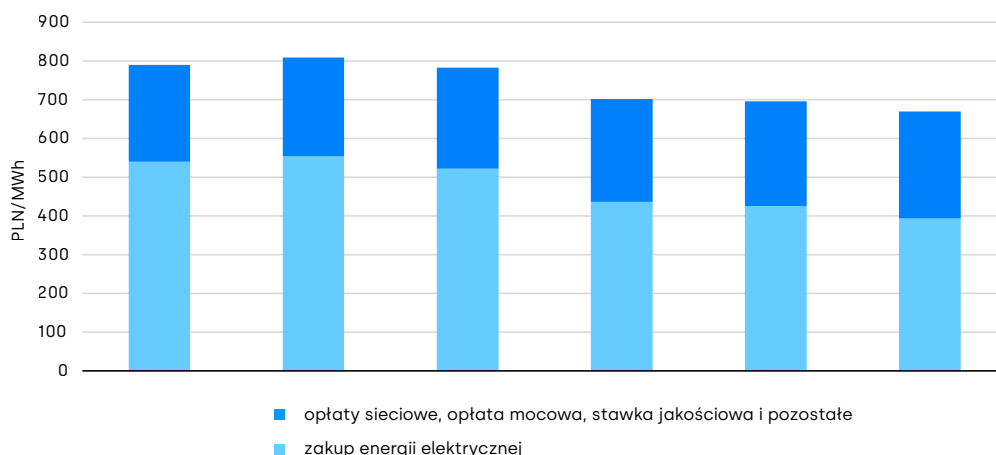
Źródło: Instytut Reform na podstawie KPEiK

### Ceny energii elektrycznej

Ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego zostały przyjęte na podstawie wyników analizy wykonanej przez Agencję Rynku Energii na zlecenie Instytutu Reform. Koszt składnika zmiennego energii elektrycznej dla przemysłu przyjęto jako 10% wyższą od średnioważonej ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym w danym roku.

Wysokość opłat sieciowych przyjęto na podstawie obowiązujących taryf dystrybucyjnych dla grupy taryfowej B oraz założono jej systematyczny wzrost, związany ze zwiększaniem się nakładów inwestycyjnych na infrastrukturę sieci elektroenergetycznych.

**Rysunek 19. Założenia dotyczące ceny energii elektrycznej**

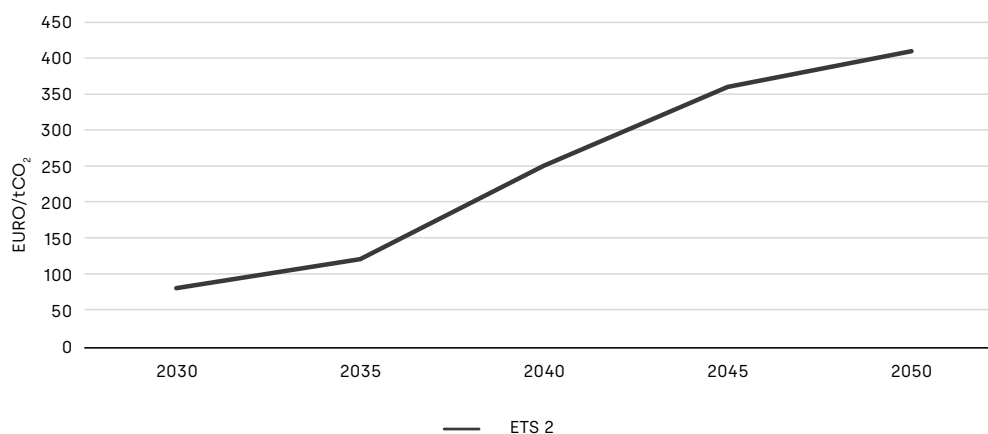


Źródło: Instytut Reform na podstawie analiz ARE

### Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>

Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie ETS2 przyjęto na podstawie założeń do Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu i wytycznych Komisji Europejskiej.

**Rysunek 20. Założenia cenowe dot. ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie ETS2**



Źródło: Założenia Instytutu Reform na podstawie prognoz KPEiK i wytycznych KE

### Kogeneracja gazowa

Na potrzeby analizy (Rysunek 6) wysokości LCOH dla kogeneracji gazowej nie uwzględniono składnika premii kogeneracyjnej.

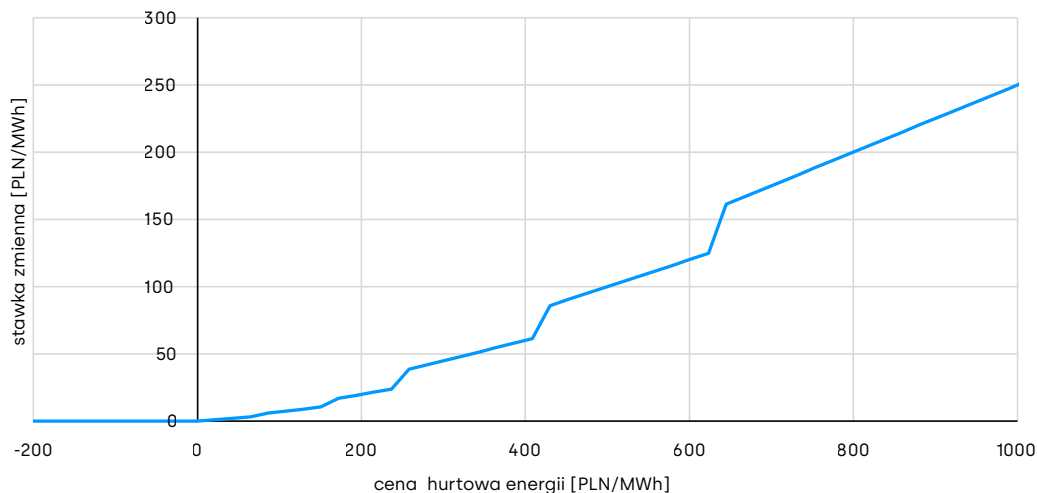
Wpływ premii kogeneracyjnej wysokości 200 zł/MWh na opłacalność pracy jednostki kogeneracyjnej współpracującej z kotłem elektrodowych został uwzględniony w analizie w rozdziale 2.2.

### Taryfy dynamiczne i dynamiczne opłaty sieciowe

Ceny energii w taryfie dynamicznej przyjęto zgodnie z wcześniej wspomnianą analizą Agencji Rynku Energii.

Wysokość dynamicznych opłat sieciowych stanowią wewnętrzne założenia Instytutu Reform. Założenia te uzależniają wielkość zmiennej stawki sieciowej od ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego. Są to założenia uproszczone, które nie uwzględniają potencjalnych mechanizmów kształtowania dynamicznych opłat sieciowych związanych z ewentualnym występowaniem lokalnych problemów z obciążeniem sieci dystrybucyjnej.

**Rysunek 21. Założenia dotyczące dynamicznych opłat sieciowych**



Źródło: Założenia Instytutu Reform

**Analiza wariantowa pracy układu kotła elektrodowego i silnika kogeneracyjnego**

Poniżej przedstawiono założenia dotyczące warunków brzegowych poszczególnych wariantów przedstawionych w rozdziale 2.2.

**Tabela 5. Rozważane warianty pracy silnika kogeneracyjnego na gaz ziemny oraz układu hybrydowego z kotłem elektrodowym**

| Założenia | Kocioł elektrodowy | Taryfa za energię elektryczną | Składnik stały stawki sieciowej | Opłata mocowa | Premia kogeneracyjna |
|-----------|--------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------|----------------------|
| Wariant 0 | NIE                | Dynamiczna                    | Pełny                           | A 100%        | TAK                  |
| Wariant 1 | TAK                | Dynamiczna                    | Pełny                           | A 100%        | TAK                  |
| Wariant 2 | TAK                | Dynamiczna                    | Pełny                           | A 100%        | TAK                  |
| Wariant 3 | TAK                | Dynamiczna                    | Obniżony o 50%                  | A 100%        | TAK                  |
| Wariant 4 | TAK                | Dynamiczna                    | Pełny                           | A 17%         | TAK                  |
| Wariant 5 | TAK                | Dynamiczna                    | Obniżony o 50%                  | A 17%         | NIE                  |

