

Korzyści ekonomiczne, społeczne i środowiskowe rozwoju sektora paliw syntetycznych w Polsce w perspektywie 2035 i 2050 r.

Economic, Social and Environmental Benefits of Synthetic Fuel Development in Poland: An Assessment for 2035 and 2050

Dominik Kryzia¹ · Piotr Olczak¹ · Jadwiga Zabagło² · Michał Kopacz¹

¹ Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk (IGSMiE PAN),
Kraków ² Badacz niezależny

Autor korespondencyjny: Dominik Kryzia, kryzia@min-pan.krakow.pl

Streszczenie

W artykule przedstawiono metodę i wyniki ilościowej oceny korzyści ekonomicznych, społecznych i środowiskowych krajowej produkcji paliw syntetycznych w perspektywie lat 2035 i 2050 r. Analizy powiązano z systemowym podejściem projektu DynGosp do bilansowania podaży, popytu i wykorzystania infrastruktury. Zastosowano porównanie konfiguracji inwestycyjnych, rachunek kosztów w cyklu życia, metodę ścieżki krytycznej, bilans energii i surowców oraz wskaźniki zatrudnienia. Wyniki badania wskazują możliwość obniżenia nakładów części syntezowej o 5% i 10% w porównanych wariantach, a w modelu ponownego wykorzystania sześciu opracowań wartość unikniętej pracy po adaptacji wynosi 30-150 tys. zł. Dla określonej sekwencji działań skrócenie przygotowania do decyzji inwestycyjnej wynosi 12 miesięcy, a przy dodatkowej reorganizacji 24 miesiące. W analizowanych scenariuszach krajowa produkcja sięga 0,5-1,0 mln t w 2035 r. i 2-4 mln t w 2050 r. Odpowiada jej dodatkowe zapotrzebowanie na energię odnawialną 6,23-18,97 TWh i 25,93-75,86 TWh rocznie. Średnioroczne zatrudnienie związane z budową i eksploatacją części syntezowej wynosi 7,7-15,0 tys. pełnych etatów w 2035 r. oraz 14,6-28,1 tys. w 2050 r. W badaniu rozdzielono wartość paliwa wytworzonego w kraju od wydatków na import, które wymagają porównywalnych cen transakcyjnych.

Słowa kluczowe: paliwa syntetyczne, Power-to-Liquid (PtL, produkcja ciekłych paliw z wykorzystaniem energii elektrycznej), nakłady inwestycyjne (CAPEX), koszty operacyjne (OPEX), zatrudnienie, emisje w cyklu życia, scenariusze 2035-2050, Polska.

Abstract

The paper presents a quantitative assessment of the economic, social and environmental benefits associated with domestic synthetic fuel production in Poland in 2035 and 2050, drawing on the system-oriented perspective of DynGosp. The methods include investment cost comparison, discounted production cost analysis, critical path scheduling, energy and feedstock balances, and employment multipliers. Cost variants for the synthesis segment show 5% and 10% capital expenditure reductions. Reuse of six analytical studies yields PLN 30,000-150,000 in modelled net labour-cost savings. Critical-path scenarios yield 12 months of preparation time savings, extending to 24 months with additional organisational changes. Domestic fuel output of 0.5-1.0 million tonnes in 2035 and 2-4 million tonnes in 2050 requires supplemental renewable electricity supplies of 6.23-18.97 TWh and 25.93-75.86 TWh per year, respectively. Annual full-time-equivalent employment in synthesis-related construction and operations reaches 7,700-15,000 in 2035 and 14,600-28,100 in 2050. The study distinguishes the modelled value of domestic output from avoided fuel-import expenditures, which must be valued using product-specific transaction prices.

Keywords: synthetic fuels, e-methanol, synthetic aviation fuels, capital expenditure, investment preparation, employment, renewable electricity, Poland.

1. Wprowadzenie i zakres analizy

Projekt DynGosp, finansowany w ramach programu strategicznego GOSPOSTRATEG (Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków), podejmuje problem zarządzania krajowym zasobem węgla kamiennego w powiązaniu z zapotrzebowaniem odbiorców, zdolnościami produkcyjnymi kopalń oraz logistyką dostaw w perspektywie 2050 r. Zakłada przy tym analizę strumieni surowców energetycznych, budowlanych i chemicznych oraz rozwój narzędzi dynamicznego planowania [1]. Takie systemowe ujęcie stanowi użyteczny punkt odniesienia również dla nowych łańcuchów paliwowych. Wraz ze zmianą struktury zużycia energii rośnie bowiem znaczenie nie tylko prognoz ilościowych, lecz także zgodności podaży paliw i surowców z infrastrukturą, technologiami przetwarzania oraz potrzebami przemysłu. Z tej perspektywy analiza paliw syntetycznych rozwija dyskusję o przyszłym bilansie nośników energii i surowców w Polsce, stanowiąc odrębne opracowanie badawcze powiązane tematycznie z projektem DynGosp. Analiza ma charakter scenariuszowy i służy określeniu potencjalnych korzyści wynikających z hipotetycznego rozwoju krajowego sektora paliw syntetycznych, przy przyjętych założeniach technologicznych, ekonomicznych i rynkowych. Przedstawione wyniki nie opisują efektów już zrealizowanych inwestycji, lecz możliwe skutki ich przyszłego wdrożenia.

W perspektywie długookresowej rozwój gospodarki paliwowej nie oznacza prostego zastąpienia jednego surowca drugim. Obejmuje stopniowe zmiany popytu w energetyce, transporcie i przemyśle chemicznym, wykorzystanie istniejącej infrastruktury oraz powstawanie nowych powiązań między branżami. Dla państwa istotne staje się zachowanie zdolności do przewidywania tych zmian, zapewnienia ciągłości dostaw i racjonalnego rozłożenia nakładów inwestycyjnych. Projekt DynGosp akcentuje zarządzanie całym łańcuchem od zasobu do odbiorcy. Analogiczna logika analityczna pozwala oceniać paliwa syntetyczne od źródła energii i wodoru, przez dostępność CO₂ i syntezę, aż do rynku końcowego. W obu przypadkach decyzje dotyczące wielkości produkcji powinny wynikać z relacji między popytem, kosztami i dostępnym potencjałem przemysłowym, a nie jedynie z nominalnej skali zasobów czy zdolności technologicznych.

Paliwa syntetyczne mogą pełnić szczególnie ważną funkcję tam, gdzie bezpośrednia elektryfikacja sektorów tzw. trudnych do zdekarbonizowania, jest utrudniona ze względu na wymagania dotyczące gęstości energii, czasu tankowania lub właściwości nośnika. Dotyczy to zwłaszcza części lotnictwa i żeglugi, a także wybranych zastosowań chemicznych. Ich rozwój może wspierać tworzenie nowych specjalizacji przemysłowych, lecz wymaga równoczesnego zapewnienia odpowiedniej podaży energii odnawialnej, wodoru i kwalifikowanych źródeł węgla. Znaczenie mają też koszty i sprawność całego łańcucha przetwarzania. Z tego powodu w artykule nie ograniczono oceny do pojedynczej instalacji produkcyjnej, lecz uwzględniono relacje z krajową elektroenergetyką, gospodarką surowcową, transportem i przemysłem urządzeń.

Celem pracy jest ilościowa i jakościowa ocena korzyści, jakie może przynieść rozwój krajowej produkcji e-metanolu, syntetycznego oleju napędowego i syntetycznych paliw lotniczych wytwarzanych z wykorzystaniem energii odnawialnej (e-SAF, ang. electro-sustainable aviation fuel) w latach 2035 i 2050. Badanie obejmuje koszty kapitałowe i operacyjne, organizację fazy przedinwestycyjnej, wartość opracowań analitycznych dla ich użytkownika, zapotrzebowanie na energię i surowce, zatrudnienie, zastępowanie importu oraz zmiany emisji gazów cieplarnianych. Rachunki wykonano na podstawie parametrów technologicznych i ekonomicznych pochodzących z analiz IGSMiE PAN [2] oraz literatury międzynarodowej¹. W centrum uwagi znajduje się zależność pomiędzy rozwojem nowego sektora a bezpieczeństwem energetycznym, strukturą krajowych dostaw i konkurencyjnością gospodarki. Równocześnie rozróżniono ekonomiczne znaczenie rezultatów prac badawczych i następstw realizacji inwestycji przemysłowych. Przedstawione korzyści rozpatrzono na dwóch poziomach: bezpośredniego wykorzystania opracowań analitycznych przez instytucje odpowiedzialne za politykę energetyczną oraz efektów gospodarczych, społecznych i środowiskowych możliwych do osiągnięcia w następstwie przyszłych inwestycji przemysłowych.

¹ Dotyczy publikacji wymienionych w spisie

2. Materiał badawczy, założenia i scenariusze rozwoju

Analizę przeprowadzono na podstawie badań techniczno-ekonomicznych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk [2] oraz danych o procesach produkcji paliw, kosztach i zatrudnieniu z raportów ERM, IRENA, ENTSOG i publikacji naukowych [3-6]. Każdej wielkości przypisano produkt, zakres instalacji, jednostkę i rok odniesienia. Zastosowano dwa porównania. REF-OPT dotyczy tej samej instalacji przed usprawnieniami i po nich. REF-DEV zestawia zakup określonego koszyka paliw za granicą z jego wytwarzaniem w Polsce.

Kluczowe parametry obejmują wydajność referencyjnej instalacji 100 tys. ton paliw rocznie [3], dwa horyzonty rozwoju 2035 i 2050 r. oraz badane wolumeny produkcji odpowiednio 0,5-1,0 i 2-4 mln ton rocznie [2]. Dla obu lat rozpatrzono wspólną strukturę produktów: 50% e-metanolu, 25% e-diesla i 25% e-SAF [2]. Z osobnych analiz technologicznych przyjęto zużycie energii 10-11 MWh/t e-metanolu [4] oraz 30,93 MWh/t całego referencyjnego strumienia produktów Fischera-Tropscha [3]. Nakłady inwestycyjne (CAPEX, ang. capital expenditure) 1-3 mld zł dotyczą wyłącznie części syntezowej, natomiast koszty pełnego łańcucha odniesiono do raportu ERM [3]. Dla oceny ekonomicznej przyjęto nakłady na elektrolizery 4000 zł/kW, referencyjną cenę uprawnień ETS 400 zł/Mg CO₂ w roku bazowym 2026 oraz koszt pozyskania CO₂ wynoszący 550–1250 zł/Mg [2].

W rachunkach konsekwentnie rozdzielono człon syntezy od pełnego łańcucha obejmującego odnawialne źródła energii (OZE), elektrolizę, pozyskanie CO₂, magazynowanie i uszlachetnianie produktów. Rozróżnienie jest istotne dla nakładów, zużycia energii i zatrudnienia. Referencyjna instalacja ERM wytwarza około 100 tys. ton rocznie łącznych produktów, w tym około 75 tys. ton syntetycznego paliwa lotniczego [3]. Wyników dla tego łańcucha nie przenoszono bezpośrednio na e-metanol.

W wariantcie REF popyt na rozpatrywany wolumen paliw pokrywany jest importem. W wariantcie DEV ta sama ilość paliw jest produkowana w Polsce. Dla DEV przyjęto 0,5-1,0 mln t/rok w 2035 r. oraz 2-4 mln t/rok w 2050 r. [2]. Podstawowe porównanie zakłada sprzedaż całego wolumenu krajowym odbiorcom, a dodatkowe sprawdzenie obejmuje połowę sprzedaży krajowej i połowę eksportowej. W tabeli 1 przedstawiono strukturę paliw i skalę produkcji, od których zależą późniejsze kalkulacje kosztów, zapotrzebowania na energię, zatrudnienia oraz wartości zastępowanego importu.

Liczbę instalacji określono przez podzielenie krajowej produkcji rocznej przez produkcję przypadającą na pojedynczy zakład. Wynik zaokrąglono w górę do liczby całkowitej. Przy rocznej wydajności 100 tys. ton otrzymano 5-10 pracujących instalacji w 2035 r. i 20-40 w 2050 r. [2, 3].

Tabela 1. Zakresy i charakterystyka porównywanych wariantów rozwoju produkcji paliw syntetycznych.

Parametr	2035 r.	2050 r.
Zapotrzebowanie pokrywane importem w wariantcie REF	0,5-1,0 mln t/rok	2-4 mln t/rok
Produkcja krajowa zastępująca import w wariantcie DEV	0,5-1,0 mln t/rok	2-4 mln t/rok
E-metanol - 50% produkcji	0,25-0,50 mln t/rok	1,00-2,00 mln t/rok
E-diesel - 25% produkcji	0,125-0,250 mln t/rok	0,50-1,00 mln t/rok
E-SAF - 25% produkcji	0,125-0,250 mln t/rok	0,50-1,00 mln t/rok
Czynne zakłady* syntezy	5-10	20-40
Zakłady równolegle budowane	6-10	10-16

Objaśnienia: REF - wariant zaopatrzenia z importu, DEV - wariant produkcji krajowej, e-SAF - syntetyczne paliwo lotnicze; * jednostki wytwórcze – mogą być zgrupowane w kilku lokalizacjach. Źródło: [2, 3].

W przyjętym koszyku e-diesel i e-SAF reprezentują produkty szlaku Fischera-Tropscha, a e-metanol odrębną technologię syntezy. Unijne ReFuelEU Aviation przewiduje minimalny udział paliw syntetycznych w paliwie lotniczym wynoszący 5% w 2035 r. i 35% w 2050 r. [7]. Przepisy określają udział w dostawach na rynku Unii Europejskiej, a nie wielkość produkcji w Polsce. Analogicznie FuelEU Maritime wpływa na zapotrzebowanie w żegludze, nie wyznaczając krajowej podaży [8].

Koszty jednostkowe określone w analizach IGSMiE PAN wynoszą w 2026 r. 5200 zł/t dla e-metanolu, 11 000 zł/t dla e-diesla i 13 000 zł/t dla syntetycznego paliwa lotniczego. Wartości dla 2050 r. to odpowiednio 3200, 6500 i 7500 zł/t [2]. Dla 2035 r. wykorzystano interpolację liniową między obydwojema latami.

Zastosowanie proporcji 9/24 daje odpowiednio 4450, 9312,5 i 10 937,5 zł/t. W tabeli 2 przedstawiono wartości po zaokrągleniu.

Interpolacja służy wyznaczeniu wartości dla roku pośredniego, natomiast porównanie kosztu początkowego i końcowego określa względną skalę jego obniżenia. Obliczona redukcja wynosi 38,5% dla e-metanolu, 40,9% dla e-diesla i 42,3% dla syntetycznego paliwa lotniczego. Porównania dotyczą tych samych produktów i zakresów technologicznych [2, 4, 6, 9].

Tabela 2. Jednostkowe koszty produkcji badanych paliw w latach 2026-2050.

Rodzaj paliwa	2026 r. - wynik obliczenia [zł/t]	2035 r. - wynik interpolacji [zł/t]	2050 r. - wynik obliczenia [zł/t]
e-metanol	5200	4450	3200
e-diesel	11 000	9313	6500
e-SAF	13 000	10 938	7500

Źródło: [2, 4, 6, 9]

Dla oceny wyników wykorzystano także dane międzynarodowe. Badania IRENA i Methanol Institute dla 2050 r. podają zakres 250-630 dolarów amerykańskich na tonę (USD/t) e-metanolu bez kredytów emisyjnych [4]. Müller i współautorzy przedstawiają trajektorie malejących nakładów na technologie Power-to-X do 2050 r. [9]. Pratschner i współautorzy wskazują na znaczący wpływ rodzaju zasilania elektrycznego na koszty produktów Fischera-Tropscha [6]. Różnice pomiędzy badaniami wynikają m.in. z przyjętej technologii, granic kosztorysu, ceny energii i waluty odniesienia.

3. Korzyści z wykorzystania wyników badań

Instytucjonalnym odbiorcą analiz o charakterze strategicznym jest administracja odpowiedzialna za politykę energetyczną, w tym minister właściwy do spraw energii. Bezpośrednią korzyścią z wykorzystania opracowań jest ograniczenie wydatków na powtarzanie analiz technologicznych, energetycznych i ekonomicznych. W analizie scenariuszowej założono możliwość potencjalnego wykorzystania pakietu sześciu wstępnych studiów wykonalności dotyczących konfiguracji instalacji paliw syntetycznych. Rozpatrywany pakiet może stanowić wspólną podstawę przygotowania kolejnych ocen inwestycyjnych. Korzyści te powstają na etapie korzystania z wyników badań, niezależnie od późniejszych inwestycji przemysłowych.

Oszczędność po stronie użytkownika opracowań może wynikać z ograniczenia potrzeby wielokrotnego zamawiania podobnych analiz, skrócenia czasu przygotowania dokumentów oraz wykorzystania wspólnej podstawy danych w różnych procesach decyzyjnych. Przy ocenie ekonomicznej należy uwzględnić również koszty aktualizacji i dostosowania opracowań do nowych lokalizacji, cen rynkowych i wymagań środowiskowych. Z tego względu zastosowano rachunek wartości ponownego wykorzystania dokumentacji, który uwzględnia zarówno nakład pracy możliwy do uniknięcia, jak i koszty adaptacyjne.

$$B_u = N \cdot h \cdot c \cdot u - C_a$$

We wzorze N jest liczbą opracowań, h nakładem pracy niezbędnym do przygotowania jednego opracowania, c pełnym kosztem godziny pracy, u udziałem materiału wykorzystanym ponownie, a C_a kosztem aktualizacji całego pakietu. W badaniu przyjęto $N = 6$, $h = 200$ godz., $c = 200$ zł/godz. i $C_a = 30$ tys. zł na podstawie ewidencji parametrów analiz IGSMiE PAN [2]. Stawka c obejmuje koszt wykonania usługi, a nie wyłącznie wynagrodzenie pracownika. Przy udziale ponownego wykorzystania 25%, 50% i 75% obliczono odpowiednio 300, 600 i 900 zaoszczędzonych godzin. Korzyści po uwzględnieniu adaptacji wynoszą 30, 90 i 150 tys. zł. Dla inwestorów korzystających z gotowego pakietu, przy typowych kosztach zlecenia kompletnych analiz na poziomie 150–300 tys. zł netto, wartość ta odpowiada 10–20% całkowitych kosztów przygotowawczych (scenariusz niskiego i umiarkowanego ponownego wykorzystania). W tabeli 3 pokazano pełny rachunek. Ogólne dane o wynagrodzeniach w działalności profesjonalnej i naukowej [10] stanowią tło rynku pracy, a nie bezpośrednie źródło stawki zastosowanej w kalkulacji.

Tabela 3. Wartość ekonomiczna ponownego wykorzystania sześciu opracowań analitycznych.

Udział ponownego wykorzystania	Uniknięte nakłady pracy	Wartość brutto [tys. zł]	Bilans po adaptacji [tys. zł]
25%	300 godz.	60	30
50%	600 godz.	120	90
75%	900 godz.	180	150

Objaśnienia: „Bilans po adaptacji” oznacza wartość unikniętych nakładów pracy pomniejszoną o koszt dostosowania i aktualizacji opracowań.

Oszacowana wartość 30–150 tys. zł stanowi potencjalną korzyść wynikającą z ponownego wykorzystania sześciu opracowań analitycznych, przy założonym stopniu wykorzystania wcześniejszych wyników i uwzględnieniu kosztów adaptacji. Korzyść ta nie wymaga realizacji inwestycji przemysłowych, lecz jest uzależniona od faktycznego wykorzystania opracowań w kolejnych procesach decyzyjnych.

Ponowne wykorzystanie wyników analiz może także ograniczać rozbieżności między dokumentacjami sporządzanymi dla różnych przedsięwzięć. Wspólne definicje kosztów i parametrów technicznych ułatwiają porównanie ofert oraz priorytetyzację inwestycji. Dla monitorowania korzyści można wykorzystać liczbę ponownie zastosowanych opracowań, nakład pracy uniknięty przy ich aktualizacji i liczbę decyzji przygotowanych z użyciem wspólnego zbioru danych. Są to bezpośrednie rezultaty korzystania z wiedzy. Efekty budowy i eksploatacji instalacji opisano oddzielnie.

Wartość informacji można również rozpatrywać w szerszym ujęciu ekonomicznym. Poprawnie przygotowane studium może wskazać rozwiązanie wymagające mniejszych nakładów, przesunięcie terminu realizacji do okresu korzystniejszych cen energii albo rezygnację z inwestycji obciążonej nadmiernym ryzykiem surowcowym. W każdym z tych przypadków korzyść nie musi przyjmować postaci nowych przychodów: może polegać na uniknięciu nieefektywnego wydatku, lepszej alokacji środków publicznych lub ograniczeniu kosztów dalszych prac projektowych. W odróżnieniu od efektów późniejszej działalności przemysłowej są to rezultaty wynikające z jakości procesu decyzyjnego. Tak rozumiana wartość wiedzy jest szczególnie istotna w sektorze nowych technologii paliwowych, gdzie wybory infrastrukturalne podejmowane dziś będą determinować koszty funkcjonowania gospodarki przez kolejne dekady.

4. Efektywność kosztowa i organizacja inwestycji

Koszty inwestycyjne porównano dla trzech wariantów instalacji syntezy o jednakowej wydajności i wymaganych parametrach produktu. W badaniu wyznaczono łączny nakład wariantu bazowego w wysokości 2000 mln zł oraz dwa równoległe warianty z uwzględnionymi usprawnieniami o nakładach 1900 i 1800 mln zł [2]. Punkt odniesienia stanowi analiza ERM, w której nakłady na cały łańcuch produkcji paliwa wynoszą około 3,829 mld EUR, a na syntezę i uszlachetnianie przypada około 13% tej kwoty, czyli 2,14 mld zł przy przyjętym kursie 4,30 zł/EUR [3]. W tabeli 4 przedstawiono sześć grup kosztów części syntezowej wraz ze zmianami projektowymi. Rachunki przeprowadzono według jednakowych granic kosztorysu i zasad porównywania wariantów stosowanych w ocenach techniczno-ekonomicznych [11].

$$r_CAPEX = [(CAPEX_REF - CAPEX_OPT) / CAPEX_REF] \cdot 100\%$$

Tabela 4. Porównanie nakładów inwestycyjnych części syntezowej dla wariantów REF, OPT5 i OPT10.

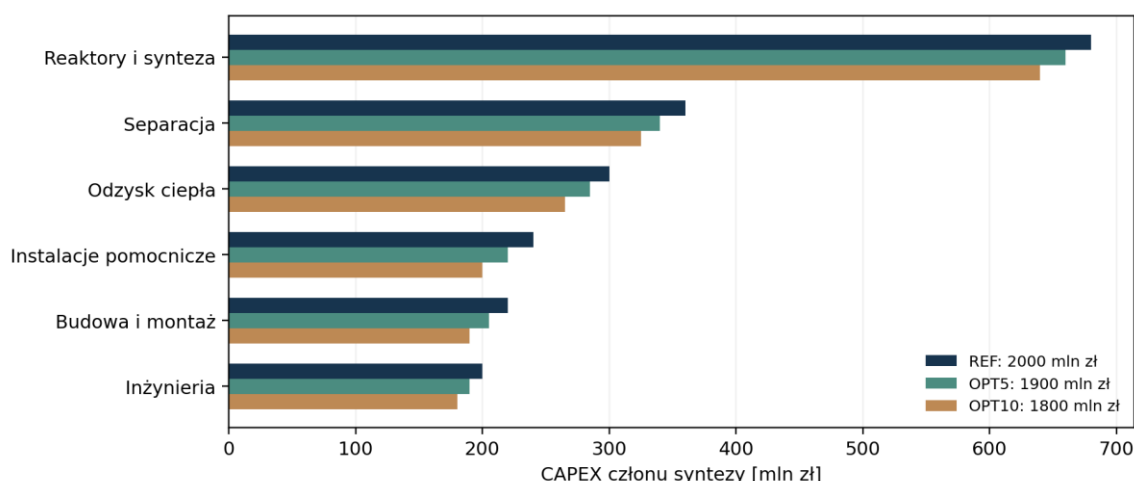
Element CAPEX syntezy	REF [mln zł]	OPT5 [mln zł]	OPT10 [mln zł]	Podstawa zmiany wartości CAPEX
Reaktory i synteza	680	660	640	Dobór i wykorzystanie mocy reaktorów
Separacja i oczyszczanie	360	340	325	Łączenie procesów separacji
Odzysk i wymiana ciepła	300	285	265	Działania typu: integracja obiegu ciepła lub bardziej zaawansowane
Instalacje pomocnicze	240	220	200	Wspólne urządzenia i media
Budowa i montaż	220	205	190	Optymalizacja montażu i prefabrykacji
Projektowanie i inżynieria	200	190	180	Ujednolicenie dokumentacji i projektu

SUMA	2000	1900	1800	Suma różnic w poszczególnych grupach
------	------	------	------	--------------------------------------

Objaśnienia: REF - wariant referencyjny, OPT5 i OPT10 - warianty redukcji CAPEX o 5% i 10%. Wariant REF obejmuje kolejno 34%, 18%, 15%, 12%, 11% i 10% nakładów. Oszczędności przypisane do sześciu grup wynoszą w OPT5: 20, 20, 15, 20, 15 i 10 mln zł oraz w OPT10: 40, 35, 35, 40, 30 i 20 mln zł. Suma wynosi 100 lub 200 mln zł. Koszty grup i wartości ich zmian pochodzą z analizy IGSMiE PAN [2]. Raport ERM [3] służy do porównania całkowitego rzędu wielkości nakładów, nie jest źródłem każdej pozycji kosztorysowej.

Analiza poszczególnych grup wskazuje, że obniżenie nakładów można osiągać przez ograniczenie nadmiarowych mocy aparatury, integrację separacji i odzysku ciepła, wspólne instalacje pomocnicze oraz racjonalizację montażu i dokumentacji. W OPT5 oszczędności wynoszą od 10 do 20 mln zł na grupę, co daje 100 mln zł łącznie. W OPT10 ich zakres wynosi od 20 do 40 mln zł i daje 200 mln zł. Zmiana w każdej grupie jest różnicą pomiędzy kosztami tej samej funkcji technologicznej w REF i OPT. Literatura dotycząca usprawnień procesowych [9, 12, 13] oraz metodyki szacowania kosztów [11] wskazuje, że wiarygodność porównania zależy od stałej wydajności, granic instalacji oraz zakresu robót i aparatury.

Dla każdej grupy kosztów wyznaczono różnicę nakładów między konfiguracją referencyjną i zoptymalizowaną. Całkowitą oszczędność uzyskano przez zsumowanie zmian sześciu grup. W celu uniknięcia utożsamiania wartości całego zasobu zakładów z nakładami w jednym roku wydatki portfela rozdzielono według harmonogramu poszczególnych budów.



Rysunek 1. Porównanie sześciu grup CAPEX dla wariantów REF, OPT5 i OPT10. Zakres obejmuje wyłącznie część syntezową.

W analizowanym wariancie koszt operacyjny wynosi 2000 zł/t produktu, z czego 1400 zł/t przypada na energię i surowce, a 600 zł/t na pozostałą eksploatację [2]. Odpowiada to udziałom 70% i 30%. Przy niezmiennych pozostałych kosztach obniżenie całkowitego kosztu operacyjnego o 5% wymaga zmniejszenia wydatków surowcowo-energetycznych do 1300 zł/t, czyli o 7,14%. Redukcja całego kosztu o 10% wymaga ich obniżenia do 1200 zł/t, czyli o 14,29%. Jeżeli całą redukcję kosztu przypisać mniejszemu zużyciu energii po 250 zł/MWh, odpowiada to oszczędności 0,40 i 0,80 MWh/t. Przy cenie 350 zł/MWh analogiczne wartości wynoszą 0,286 i 0,571 MWh/t. Jest to techniczny przelicznik oszczędności kosztowej przy stałej cenie, który może być również osiągnięty przez zmniejszenie strat surowców lub zużycia innych mediów. Badania wskazują na znaczenie zużycia i ceny energii dla kosztów syntezy paliw [4, 6, 9].

Aby porównać inwestycję z kosztami eksploatacji, roczne obciążenie kapitałowe wyznaczono metodą annuitetową. Dla stopy dyskontowej 8%, 20-letniego okresu użytkowania i produkcji 100 tys. t/rok współczynnik odzysku kapitału wynosi 0,10185. Nakłady 2,0, 1,9 i 1,8 mld zł przekładają się odpowiednio na około 2037, 1935 i 1833 zł/t kapitałowego składnika kosztu. Po dodaniu odpowiadających kosztów operacyjnych 2000, 1900 i 1800 zł/t otrzymano 4037, 3835 i 3633 zł/t. Ujęcie to opisuje porównawcze konfiguracje syntezy, a nie automatycznie technologię e-metanolu. Przy koszcie operacyjnym 2000 zł/t całkowity koszt 3200 zł/t wymagałby ograniczenia nakładu inwestycyjnego do około 1,18 mld zł. Przy koszcie operacyjnym 1800 zł/t granica wynosi około 1,37 mld zł. Wyniki wskazują na konieczność odrębnego określenia nakładów i czasu pracy dla konkretnego produktu.

$$CRF = r / [1 - (1 + r)^{-n}] \quad C_k = CAPEX \cdot CRF / Q$$

gdzie:

CRF - współczynnik odzysku kapitału,

r - stopa dyskontowa,

n - okres eksploatacji w latach,

Q - roczna produkcja,

C_k - koszt kapitałowy na tonę produktu.

Porównanie technologii o różnym profilu pracy i kosztach odtworzeniowych wymaga rachunku zdyskontowanego kosztu jednostkowego paliwa. Sumę nakładów i przyszłych wydatków operacyjnych odnosi się w nim do zdyskontowanej ilości sprzedanego paliwa [4, 6, 9, 11].

$$LCOF = [I_0 + \sum_t (O_t + I_{od,t}) / (1+r)^t - W_r / (1+r)^T] / [\sum_t Q_t / (1+r)^t]$$

We wzorze LCOF oznacza zdyskontowany koszt jednostkowy paliwa, I₀ nakład początkowy, O_t koszt operacyjny w roku t, I_{od,t} nakład odtworzeniowy, W_r wartość rezydualną, r stopę dyskontową, T liczbę lat eksploatacji, a Q_t masę paliwa sprzedanego w roku t. W porównawczym rachunku annuitetowym produkcja i koszty operacyjne są stałe.

Koszt produkcji należy przy tym łączyć ze stopniem wykorzystania majątku. Instalacja pracująca jedynie w godzinach bardzo niskich cen energii może uzyskać korzystny koszt jednostkowy zakupionej energii, lecz równocześnie rozłoży nakłady inwestycyjne na mniejszą liczbę ton paliwa. Dlatego poprawa wyniku ekonomicznego wymaga wspólnego optymalizowania sposobu zasilania, harmonogramu produkcji, wielkości magazynu wodoru oraz dyspozycyjności układu syntezy. Szczególnie istotne stają się kontrakty zapewniające przewidywalną dostępność kwalifikowanej energii odnawialnej. Takie ujęcie tłumaczy, dlaczego porównawcza redukcja CAPEX albo OPEX jest użyteczną informacją, ale nie wystarcza do oceny całkowitego kosztu paliwa bez określenia czasu pracy, kosztu finansowania i bilansu energii.

Przy cenie ETS przekraczającej 250 EUR/t CO₂, emisyjności spalania ok. 74 g CO₂/MJ, dolnej wartości opałowej ok. 42,8 MJ/kg i kursie EUR/PLN ok. 4,27, narzut emisyjny paliw kopalnych wynosi: 0,074 · 42 800 · 250 · 4,27 / 1 000 000 ≈ 3386 zł/t paliwa. Przy osiągnięciu takiej ceny ETS w 2050 r. e-metanol może stać się konkurencyjny kosztowo wobec odpowiednika kopalnego, e-diesel osiągnąć parytet z olejem napędowym, a e-SAF zbliżyć się do Jet A-1 przy luce wsparcia ok. 300 zł/t.

Dla portfela instalacji samej syntezy (SYN) o nakładach 2 mld zł na zakład wartość 5-10 czynnych obiektów w 2035 r. wynosi 10-20 mld zł, a 20-40 instalacji w 2050 r. odpowiada 40-80 mld zł. Redukcja nakładów o 5% daje zatem 0,5-1,0 i 2,0-4,0 mld zł, a o 10% odpowiednio 1,0-2,0 i 4,0-8,0 mld zł. Są to sumy różnic w nakładach na określony zasób instalacji, a nie wartości wydatków w danym roku ani zdyskontowane przepływy pieniężne. Ujęcie kosztów w kalendarzu inwestycyjnym wymaga zastosowania harmonogramów zakładów.

W wariantie korespondującym z górną liczbą 16 równocześnie prowadzonych budów (tabela 1) i nakładem na poziomie OPT5 (1,9 mld zł/zakład), portfel realizowanych jednocześnie instalacji syntezy wynosi ok. 30 mld zł (16 × 1,9 mld = 30,4 mld zł). Efekt redukcji nakładów o 5–10% daje wówczas 1,5–3,0 mld zł oszczędności inwestycyjnych.

Skrócenie fazy przedinwestycyjnej obliczono z wykorzystaniem metody ścieżki krytycznej (CPM, ang. Critical Path Method). Porównano czas osiągnięcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej (FID, ang. final investment decision) w wariantie wymagającym wykonania pełnych analiz z czasem uzyskanym przy ponownym wykorzystaniu opracowań. W modelu założono kolejność czynności i wskazano te, których skrócenie zmienia datę zakończenia najdłuższej ścieżki harmonogramu.

Sieć referencyjną zapisano w kolejności: analizy technologiczne i bilanse (4 miesiące), rozpoznanie surowców i rynku (3 miesiące), ocena lokalizacji oraz infrastruktury (3 miesiące), analiza ekonomiczna i ryzyka (2 miesiące), a następnie pozostałe czynności przygotowawcze (36 miesięcy). W przyjętym modelu każda kolejna grupa wymaga wyników poprzedniej, dlatego wszystkie należą do ścieżki krytycznej [2].

Wykorzystanie części materiałów ogranicza pracochłonność na tej ścieżce o 6 miesięcy, a wykorzystanie całego pakietu eliminuje 12 miesięcy powtarzanych analiz.

Podstawowy czas przygotowania wynosi zatem $4 + 3 + 3 + 2 + 36 = 48$ miesięcy. Po zastąpieniu pakietu analiz wcześniejszymi opracowaniami pozostaje 36 miesięcy prac, co daje oszczędność 12 miesięcy. W rozszerzonym harmonogramie dodano 12 miesięcy koordynacji wykonywanej sekwencyjnie, otrzymując 60 miesięcy. Reorganizacja i częściowe nakładanie się tych prac z pozostałymi zadaniami, przy wykorzystaniu wcześniejszych analiz, skracają okres do 36 miesięcy. Całkowita oszczędność wynosi wtedy 24 miesiące. Tabela 5 rozdziela oba mechanizmy przyspieszenia.

Tabela 5. Oszczędność czasu przygotowania inwestycji obliczona metodą ścieżki krytycznej (CPM, ang. Critical Path Method).

Wariant przygotowania	Czas REF [mies.]	Oszczędność z analiz [mies.]	Oszczędność z reorganizacji [mies.]	Czas po zmianach [mies.]	Łączna oszczędność [mies.]
Bez wykorzystania opracowań	48	0	0	48	0
Częściowe wykorzystanie opracowań	48	6	0	42	6
Pełne wykorzystanie opracowań	48	12	0	36	12
Pełne wykorzystanie i reorganizacja	60	12	12	36	24

Źródło: obliczenia własne na podstawie [2].

Oszczędność 24 miesięcy odnosi się do odrębnego, rozszerzonego wariantu harmonogramu, w którym czas referencyjny wynosi 60 miesięcy, natomiast skrócenie o 12 miesięcy dotyczy wariantu podstawowego o czasie referencyjnym 48 miesięcy. W tym zakresie dane ENTSG [5] wskazują, że w analizowanej grupie przedsięwzięć infrastrukturalnych przygotowanie studium wykonalności trwa średnio 13,5 miesiąca, a etap projektowania wstępnego FEED (ang. front-end engineering design, projektowanie wstępne) około 15 miesięcy. Łącznie daje to 28,5 miesiąca i stanowi punkt odniesienia dla czasochłonności tych etapów. Wartości te nie są dodawane do analizowanych harmonogramów, ponieważ prace objęte badaniami ENTSG mogą pokrywać się z czynnościami ujętymi w przyjętym modelu. Oszczędność 12 miesięcy wynika z ograniczenia czterech grup analiz leżących na ścieżce krytycznej, natomiast oszczędność 24 miesięcy obejmuje dodatkowo 12 miesięcy uzyskanych dzięki reorganizacji prac.

Wcześniejsze osiągnięcie decyzji FID może ograniczyć czas zaangażowania zespołów projektowych oraz umożliwić szybsze zawieranie umów dotyczących dostaw energii, substratów i odbioru paliw. Ostateczna korzyść czasowa zależy od tego, czy ponownie wykorzystane analizy zastępują rzeczywiście wykonywane czynności oraz czy równoległa organizacja prac skracą najdłuższą ścieżkę harmonogramu. Przedstawiona metoda pozwala oddzielnie określić wpływ wykorzystania wiedzy analitycznej i zmian organizacyjnych na czas przygotowania inwestycji.

Skutek finansowy przyspieszenia można wyrażać zmianą wartości bieżącej netto przedsięwzięcia. Rachunek porównuje przepływy pieniężne w dwóch harmonogramach przy tej samej stopie dyskontowej. Sam wcześniejszy termin decyzji inwestycyjnej nie musi odpowiadać identycznemu przyspieszeniu sprzedaży, dlatego oba przebiegi powinny obejmować budowę i rozruch instalacji.

5. Skala produkcji i gospodarcze znaczenie krajowego łańcucha dostaw

Skalę rozwoju sektora przedstawiono dla koszyka obejmującego 50% e-metanolu, 25% e-diesla i 25% e-SAF. W analizie energetycznej przyjęto 10-11 MWh/t e-metanolu oraz 30,93 MWh/t łącznych produktów referencyjnego łańcucha RWGS-FT (odwrotna reakcja konwersji gazu wodnego oraz synteza Fischera-Tropscha) [3, 4]. Otrzymano średnią intensywność 20,465-20,965 MWh/t mieszanego produktu. Wybór wspólnego koszyka umożliwia zestawienie krajowej skali produkcji z zapotrzebowaniem na energię, lecz poszczególne rodziny paliw zachowują odrębne wymagania technologiczne i rynki zastosowań. Przedstawiony bilans traktuje więc wariant produktów FT jako reprezentatywny strumień technologiczny, a nie tożsamość wszystkich frakcji wytwarzanych w procesie. W tabeli 6 zestawiono zapotrzebowanie na energię oraz dodatkowy wolumen wymagany w obu horyzontach.

$$E_DEV = Q \cdot (0,50 e_{met} + 0,50 e_{FT}) \quad E_u = \max(0, E_DEV - E_o)$$

Gdzie:

E_DEV - energia potrzebna do produkcji badanego koszyka,

Q – sumaryczna masa paliw w koszyku,

e_{met} - zużycie energii na tonę metanolu,

e_{FT} - zużycie energii na tonę właściwego produktu,

E_o - rozpatrywane nadwyżki.

Dla badanego miksru roczne zapotrzebowanie na energię wyznacza się jako $E = \sum_i Q_i e_i$, gdzie Q_i jest produkcją paliwa i , a e_i jednostkowym zużyciem energii. Następnie określa się udział nadwyżek energii odnawialnej, $E_n = \min(E, E_o)$, i wolumen uzupełniający $E_u = E - E_n$. W ten sposób suma energii pochodzącej z nadwyżek i dodatkowych niezbędnych dostaw (uzupełniających) odpowiada całkowitemu zużyciu w rozpatrywanej konfiguracji [3, 4].

$$E = \sum_i Q_i e_i \quad E_n = \min(E, E_o) \quad E_u = E - E_n$$

Gdzie:

Q_i - produkcja paliwa i ,

e_i - zużycie energii na jego tonę,

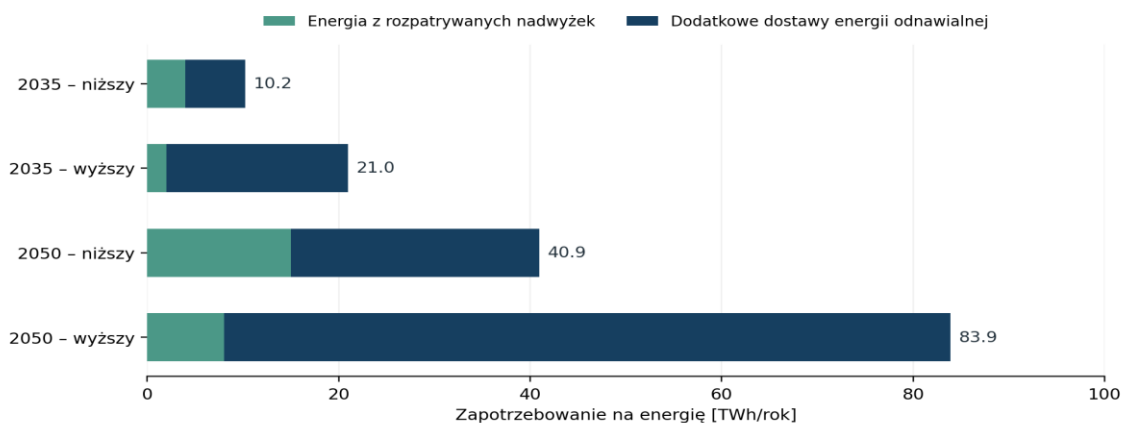
E_o - rozpatrywane zasoby energii nadwyżkowej,

E_n - energia pokrywana z tego zasobu,

E_u - dostawy uzupełniające.

Tabela 6. Bilans energii i wielkość zapotrzebowania na dostawy uzupełniające w latach 2035 i 2050.

Rok	Zapotrzebowanie [TWh]	Rozpatrywane nadwyżki [TWh]	Dodatkowe OZE [TWh]	Maks. udział nadwyżek
2035	10,23-20,96	2-4	6,23-18,97	39.1% (korzystny brzeg)
2050	40,93-83,86	8-15	25,93-75,86	36.6% (korzystny brzeg)



Rysunek 2. Bilans energii: część potencjalnie pokrywana nadwyżkami oraz część wymagająca dodatkowych dostaw kwalifikowanej energii.

Bilans roczny wskazuje, że energia możliwa do zagospodarowania w okresach nadwyżek OZE pokrywa tylko część zapotrzebowania. Przy parametrach wariantów z analiz IGSMiE PAN [2] dodatkowe potrzeby wynoszą 6,23-18,97 TWh w 2035 r. oraz 25,93-75,86 TWh w 2050 r. W badaniu przyjęto, że brakująca energia pochodzi z dodatkowych kwalifikowanych źródeł odnawialnych, dostarczających ją na podstawie długoterminowych umów zakupu energii elektrycznej (PPA, ang. power purchase agreement) lub linii bezpośrednich. Historycznym punktem odniesienia są dane Urzędu Regulacji Energetyki (URE), które za 2024 r. wykazały nierynkowe ograniczenia generacji fotowoltaicznej przez operatora przesyłowego w wysokości 597,26 GWh oraz wiatrowej około 125,1 GWh [14]. Dane te opisują rzeczywiste zdarzenia w 2024 r., natomiast wolumeny energii przyjęte na 2035 i 2050 r. są parametrami analizowanego rozwoju systemu [2]. Warunki kwalifikowania energii do produkcji odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO, ang. renewable fuels of non-biological origin) wyznacza prawo unijne [15].

Ekonomiczna wartość zagospodarowanych nadwyżek przy alternatywnej cenie energii 250–350 zł/MWh wynosi 0,5–1,4 mld zł/rok w 2035 r. ($2\text{--}4 \text{ TWh} \times 250\text{--}350 \text{ zł/MWh}$) i 2,0–5,3 mld zł/rok w 2050 r. ($8\text{--}15 \text{ TWh} \times 250\text{--}350 \text{ zł/MWh}$).

Przemysłowe znaczenie tego bilansu wykracza poza kwestię zabezpieczenia samej ilości energii. Paliwo syntetyczne może stanowić odbiorcę energii o sterowalnym profilu, zwiększając wartość wytwarzania OZE w okresach wysokiej podaży. Korzyść ta jest największa wtedy, gdy elastyczność elektrolizy nie powoduje nieproporcjonalnego wzrostu kosztów pozostałej części instalacji. Z ekonomicznego punktu widzenia istotne jest także przestrzenne dopasowanie nowych odbiorców do mocy wytwórczych i infrastruktury przesyłowej. Lokalizowanie elektrolizy i syntezy w pobliżu źródeł energii, źródeł CO₂ lub odbiorców produktu może ograniczać część nakładów logistycznych i sieciowych, choć wymaga kompleksowej analizy transportu poszczególnych strumieni. Jest to przykład zależności, w której rozwój produkcji paliw może wspierać transformację elektroenergetyczną, a jednocześnie pozostaje od niej bezpośrednio zależny.

W analizie zastosowano dwa poziomy ceny zakupu energii elektrycznej: 42 zł/MWh w rozpatrywanych okresach nadwyżkowej generacji oraz 250 lub 350 zł/MWh dla dostaw uzupełniających [2]. Dla konfiguracji środkowej w 2035 r. (0,75 mln t paliw, średnio 20,715 MWh/t) całkowite zapotrzebowanie wynosi 15,54 TWh, z czego 12,54 TWh muszą zapewnić dodatkowe dostawy. Koszt energii wynosi 3,26–4,51 mld zł rocznie. W konfiguracji środkowej w 2050 r. (3 mln t i 11,5 TWh rozpatrywanych nadwyżek) zapotrzebowanie wynosi 62,15 TWh, a brakująca ilość 50,65 TWh. Roczny koszt energii to 13,14–18,21 mld zł. W badaniach Pratschnera i współautorów wykazano znaczny wpływ struktury i profilu zasilania na koszt paliw syntetycznych [6].

Całkowity koszt zakupu energii wyznaczono z sumy kosztów dwóch strumieni, a średnią cenę z ilorazu tego kosztu i zużytej energii. Symbole E_n oraz E_u oznaczają odpowiednio energię z rozpatrywanych nadwyżek i dodatkową energię odnawialną, natomiast P_n i P_u ich ceny jednostkowe.

$$K_{el} = E_n P_n + E_u P_u \quad \bar{P}_{el} = K_{el} / (E_n + E_u)$$

Gdzie:

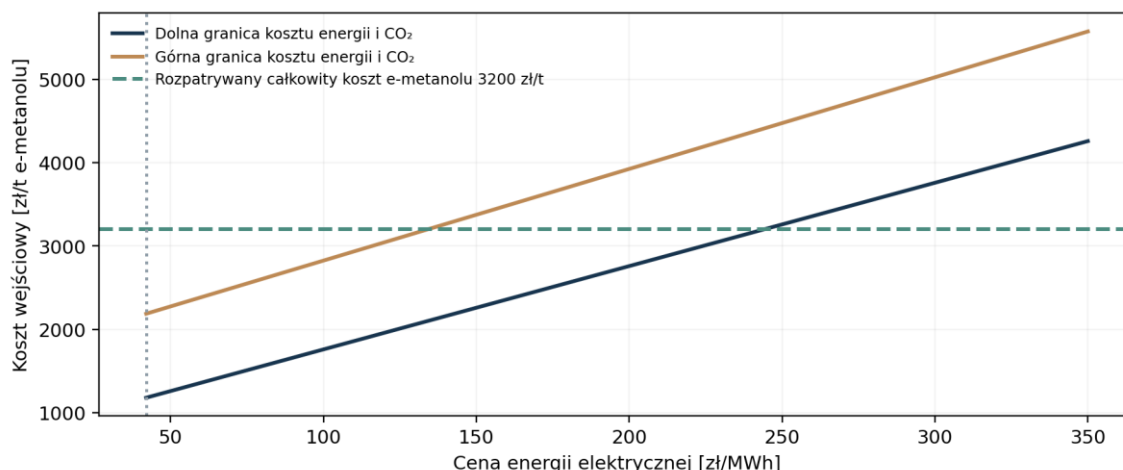
K_{el} - łączny koszt energii,

P_n i P_u - odpowiednio ceny energii nadwyżkowej i uzupełniającej,

$\bar{P}_{el}$ - średnia cena ważona poborem.

Przy produkcji 3 mln ton paliw w 2050 r. średnia cena energii ważona ilością poboru wynosi około 211,5 zł/MWh przy cenie dodatkowych dostaw 250 zł/MWh oraz 293,0 zł/MWh przy cenie 350 zł/MWh. Dla e-metanolu o zużyciu 10–11 MWh/t i zapotrzebowaniu na CO₂ równym 1,38 t/t [4] taki koszt energii prowadzi do kosztu samych dwóch nakładów na poziomie 2874–4948 zł/t, przy uwzględnieniu ceny CO₂ od 550 do 1250 zł/t [2]. Dla tańszej konfiguracji (10 MWh/t i CO₂ po 550 zł/t) wynik wynosi około 2874 zł/t przy cenie energii 211,5 zł/MWh. Przy cenie 293,0 zł/MWh ta sama konfiguracja wymaga około 3689 zł/t. Zestawienie nie jest kosztorysem konkretnego zakładu metanolu, lecz testem spójności założeń kosztowych i energetycznych w określonej konfiguracji dostaw.

Jednostkowy koszt energii elektrycznej i CO₂ obliczono jako sumę zużycia obu mediów pomnożonego przez ich cenę. Dla całkowitego kosztu produkcji e-metanolu równego 3200 zł/t niezbędne jest dodatkowo pokrycie kosztów aparatury, innych mediów, serwisu i finansowania. Dlatego przyjęta cena energii elektrycznej, ilość godzin pracy instalacji oraz koszt CO₂ muszą być wspólnie analizowane [4, 6, 9].



Rysunek 3. Test kosztu dwóch głównych nakładów e-metanolu i granicy 3200 zł/t. Pozostałe koszty nie są ujęte w krzywych.

W wariantcie REF-DEV podstawową wielkością gospodarczą jest wolumen krajowej produkcji, który rzeczywiście zastępuje paliwo dotychczas sprowadzane z zagranicy. Przy pełnym zastąpieniu rozpatrywanego koszyka wynosi on 0,5-1,0 mln t w 2035 r. i 2-4 mln t w 2050 r. Przy skierowaniu połowy produkcji na eksport wolumen zastąpionych dostaw zagranicznych zmniejsza się do 0,25-0,50 mln t i 1-2 mln t. Wartość wydatków importowych wyznacza się przez pomnożenie tych ilości przez ceny transakcyjne odpowiednich paliw. Nie stosuje się w tym celu automatycznie krajowych kosztów ich produkcji. W opracowaniu EASA dla 2025 r. podano m.in. referencyjną cenę SAF wynoszącą 1925 EUR/t oraz szacunkową cenę syntetycznego paliwa lotniczego z przemysłowego lub biogenicznego CO₂ wynoszącą 7520 EUR/t [16]. Są to różne grupy paliw i punkt odniesienia z 2025 r., dlatego nie stanowią prognozy cen importowych na 2035 i 2050 r.

Dla przejrzystości rachunku odrębnie obliczono wartość ekwiwalentnej krajowej produkcji, wyceniając badany miks po jego kosztach jednostkowych z tabeli 2. Średni koszt koszyka wynosi 7287,5 zł/t w 2035 r. i 5100 zł/t w 2050 r. Daje to 3,64-7,29 mld zł rocznie dla produkcji 0,5-1,0 mln t oraz 10,2-20,4 mld zł dla produkcji 2-4 mln t. Kwoty te stanowią modelową wartość równoważnej produkcji. Dla właściwego rachunku wartości zastąpionego importu każdą ilość paliwa należy pomnożyć przez cenę jego porównywalnej dostawy zagranicznej w danym roku, z uwzględnieniem kosztów transportu i wymagań jakościowych.

Dla pojedynczej instalacji o wydajności 100 tys. t/rok wartość ekwiwalentnej produkcji w 2050 r. wynosi: 320 mln zł (e-metanol: 100 000 t × 3200 zł/t), 650 mln zł (e-diesel: 100 000 t × 6500 zł/t), 750 mln zł (e-SAF: 100 000 t × 7500 zł/t). Przy skali 1 mln t/rok wartości wynoszą odpowiednio 3,2, 6,5 i 7,5 mld zł. Są to modelowe wartości strumienia produkcji obliczone po kosztach jednostkowych – nie przychody ze sprzedaży – wymagające weryfikacji przez rynkowe ceny transakcyjne.

Znaczenie gospodarcze produkcji krajowej najlepiej rozpatrywać w kategoriach wartości dodanej wytwarzanej na poszczególnych etapach łańcucha: budowy i utrzymania źródeł OZE, produkcji wodoru, pozyskania CO₂, syntezy chemicznej, usług inżynierskich i dystrybucji. Zasadnicza korzyść nie wynika wyłącznie z wysokiej wartości sprzedaży paliwa, lecz z tej części wynagrodzeń, dochodów przedsiębiorstw i podatków, która pozostaje w gospodarce krajowej. Do jej ilościowego wyznaczania właściwe są tablice przepływów międzygałęziowych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) oraz metody stosowane w analizach łańcuchów PtL w Niemczech [17, 18]. Wyniki przedstawione w tej pracy określają skalę powiązań i wielkość strumieni produkcji, stanowiąc podstawę do dalszej oceny krajowych efektów gospodarczych przy określonej importochłonności.

Do określenia krajowej wartości dodanej związanej z rozwojem nowego sektora można zastosować rachunek przepływów międzygałęziowych (IO, ang. input-output). Na podstawie krajowych współczynników nakładów bezpośrednich oraz zmiany krajowego popytu finalnego wyznacza się zmianę produkcji sektorowej, a następnie przemnaża ją przez wskaźniki wartości dodanej i zatrudnienia [17, 18]. W niniejszym

artykule obliczenia zatrudnienia wykonano na podstawie wskaźników nakładów pracy dla instalacji. Rachunek przepływów międzygałęziowych przedstawiono jako spójną metodykę ustalania późniejszych efektów pośrednich i wartości dodanej, a nie jako podstawę już podanych liczb.

Do oceny efektu krajowego konieczne jest odróżnienie wartości sprzedanych paliw od wynagrodzeń i nadwyżki ekonomicznej wytworzonej w Polsce. Produkcja krajowa zastępująca import zwiększa zapotrzebowanie na krajowe dostawy surowców i usług, ale może również wymagać importowanych urządzeń, materiałów i energii. Dodatkowy efekt krajowy zależy od rzeczywistych udziałów tych strumieni. Krajowe tablice przepływów międzygałęziowych GUS i badania sektorowe stanowią właściwą podstawę do jego analizy [17, 18].

Orientacyjne szacunki, oparte na wolumenach produkcji i mnożnikach sektorowych zbliżonych do analiz europejskich [9], wskazują na potencjalny wpływ w zakresie 0,1–0,3% PKB w 2035 r. i 0,3–0,8% PKB w 2050 r. Przy PKB Polski w 2025 r. równym 3,91 bln zł [10] i realnym wzroście 1% rocznie PKB osiągnie ok. 4,32 bln zł w 2035 r. ($3,91 \times 1,01^{10} = 4,32$ bln zł) i ok. 5,02 bln zł w 2050 r. ($3,91 \times 1,01^{25} = 5,02$ bln zł), co odpowiada efektem 4,3–13,0 mld zł/rok w 2035 r. i 15,1–40,1 mld zł/rok w 2050 r. Zaniechanie inwestycji oznaczałoby utratę potencjalnie tych samych kwot wartości dodanej w przyjętym scenariuszu.

Rozwój krajowego łańcucha paliw syntetycznych może wzmacniać kilka wzajemnie powiązanych specjalizacji przemysłowych. Budowa instalacji tworzy zapotrzebowanie na aparaturę procesową, automatykę, stalowe konstrukcje, urządzenia energetyczne oraz usługi projektowania i montażu. Eksploatacja generuje bardziej ciągły popyt na serwis, diagnostykę, logistykę, certyfikację i dostawy mediów. Wykorzystanie krajowych kompetencji przedsiębiorstw chemicznych, energetycznych i maszynowych jest zatem istotnym mechanizmem przenoszenia korzyści z nowego sektora na pozostałą gospodarkę. Skala tego mechanizmu zależy nie tylko od udziału polskich wykonawców w nakładach inwestycyjnych, lecz także od zdolności lokalnych podmiotów do dostarczania technologii, komponentów i usług o wysokiej wartości dodanej.

Korzyści w zakresie bezpieczeństwa energetycznego również wymagają szerszej interpretacji niż mechaniczne zmniejszenie liczby ton importowanego paliwa. Krajowa produkcja może zwiększać dywersyfikację źródeł zaopatrzenia, ograniczać ekspozycję na część zakłóceń transportowych oraz rozwijać kompetencje potrzebne do obsługi nowych technologii. Jednocześnie powstają inne zależności: od urządzeń do elektrolizy, katalizatorów, komponentów elektronicznych, dostępu do energii odnawialnej i źródeł CO₂. Strategiczne znaczenie nowej branży polega zatem na tworzeniu bardziej zróżnicowanego i odpornego portfela dostaw, a nie na pełnym uniezależnieniu gospodarki od relacji międzynarodowych. Takie ujęcie pozostaje spójne z ideą dynamicznego zarządzania strumieniami surowców i nośników energii obecną w projekcie DynGosp.

W odrębnym wariantcie skali zakłada się zagospodarowanie 12 mln t CO₂/rok jako surowca do syntezy e-metanolu. Przy zużyciu 1,38 t CO₂/t e-metanolu [4] odpowiada to produkcji ok. 8,7 mln t/rok i zapotrzebowaniu na energię 87–96 TWh/rok (8,7 mln t $\times$ 10–11 MWh/t). Jest to wariant ilustracyjny, wymagający odrębnej analizy dostępności CO₂ z krajowych źródeł.

6. Zatrudnienie i oddziaływania społeczno-środowiskowe

Zatrudnienie obliczono oddzielnie dla budowy i eksploatacji instalacji. Raport ERM przypisuje części syntezowej 5000 etato-lat na budowę jednej instalacji i 210 pełnych etatów eksploatacyjnych. Dla całego łańcucha obejmującego źródła energii, wodór, CO₂ i syntezę wartości wynoszą 29 000 etato-lat oraz 600 pełnych etatów [3]. W rachunku krajowym wykorzystano wskaźniki samej syntezy, okres budowy 3 lata i udziały zatrudnienia krajowego 70% oraz 80% przyjęte w wariantach IGSMiE PAN [2]. Dla kontroli wrażliwości zastosowano również 50%. Udział ten skaluje wyniki ERM do rozpatrywanego stopnia lokalizacji dostaw i usług, nie zastępuje krajowej macierzy rynku pracy.

$$J_{bud} = N_{bud} \cdot (5000 / 3) \cdot \alpha \quad J_{eks} = N_{czyn} \cdot 210 \cdot \alpha \quad J_{razem} = J_{bud} + J_{eks}$$

Gdzie:

J_{bud} - średnioroczne etaty podczas budowy,

J_{eks} - etaty eksploatacyjne,

N_{bud} i N_{czyn} - liczby instalacji,

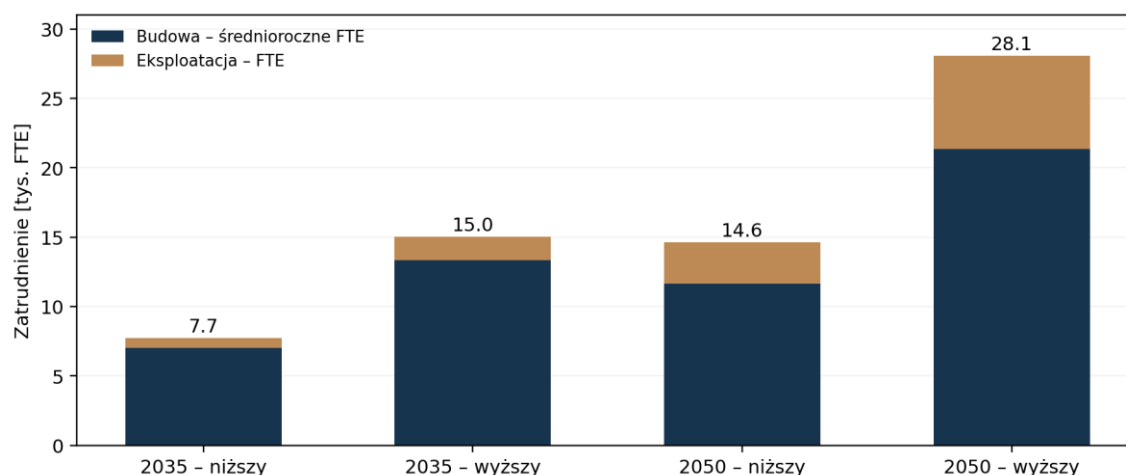
α - udział krajowy.

W równaniach N_{bud} oznacza liczbę równocześnie realizowanych budów, N_{czyn} liczbę eksploatowanych instalacji, a α udział zatrudnienia przypisany krajowemu łańcuchowi dostaw. Współczynnik 5000 wyraża nakład pracy w etato-latach na budowę jednej instalacji. Podzielenie go przez trzy lata budowy daje średnioroczne zapotrzebowanie na pełne etaty w tej fazie. Zatrudnienie eksploatacyjne obliczono odrębnie z iloczynu liczby działających instalacji i 210 etatów przypadających na zakład [3].

Tabela 7. Zatrudnienie podczas budowy i eksploatacji części syntezowej w wariantach 2035 i 2050.

Rok/wariant SYN	Udział	Budowa [FTE]	Eksploatacja [FTE]	Razem [FTE]	Udział budowy
2035 - niższy	70%	7000	735	7735	90,5%
2035 - wyższy	80%	13 333	1680	15 013	88,8%
2050 - niższy	70%	11 667	2940	14 607	79,9%
2050 - wyższy	80%	21 333	6720	28 053	76,0%

Objaśnienia: SYN - część syntezowa instalacji. FTE (full-time equivalent) - ekwiwalent pełnego etatu.



Rysunek 4. Zatrudnienie czasowe w budowie i eksploatacyjne w wariantach 2035/2050. Na podstawie danych z tabeli 7.

Dla wariantu niższego w 2035 r. obliczono 7000 FTE (*full-time equivalent* - ekwiwalent pełnego etatu) przy budowie i 735 FTE w eksploatacji, łącznie 7735 FTE. Przy udziale krajowym 50% wynik wynosi 5525 FTE, co pokazuje znaczenie lokalnego zakresu dostaw i usług. W 2050 r. przy 20-40 czynnych zakładach syntezy i 10-16 prowadzonych równocześnie budowach całkowite zatrudnienie w rozpatrywanych wariantach osiąga 14,6-28,1 tys. FTE. Po zakończeniu fazy inwestycyjnej sama eksploatacja czynnych zakładów odpowiada za około 2940-6720 FTE. Podawanie odrębnie obu wielkości jest ważne dla planowania potrzeb kadrowych, ponieważ prace budowlano-montażowe mogą być skoncentrowane w kilku latach, natomiast eksploatacja tworzy zapotrzebowanie na kompetencje utrzymywane przez cały okres życia instalacji.

W wariantcie mieszanym, uwzględniającym 600 etatów eksploatacyjnych pełnego łańcucha [3] zamiast 210 dla samej syntezy, przy budowie SYN (5000 etato-lat/zakład), wzór przyjmuje postać: $J = N_{bud} \times (5000/3) \times \alpha + N_{czyn} \times 600 \times \alpha$. Dla $N_{bud} = 10-16$, $N_{czyn} = 20-40$, $\alpha = 70-80\%$: wariant niższy: $10 \times 1667 \times 0,70 + 20 \times 600 \times 0,70 = 11\,667 + 8400 = 20\,067$ FTE; wariant wyższy: $16 \times 1667 \times 0,80 + 40 \times 600 \times 0,80 = 21\,333 + 19\,200 = 40\,533$ FTE. Przedział 20,1-40,5 tys. FTE opisuje ambitny scenariusz pełnego łańcucha z dominującym udziałem polskich wykonawców.

Znaczenie społeczne analizowanej branży nie sprowadza się do liczby etatów. Rozwój nowych instalacji zwiększa zapotrzebowanie na operatorów procesów chemicznych, specjalistów automatyki i utrzymania ruchu, inżynierów elektryków, projektantów instalacji, logistyków oraz ekspertów odpowiedzialnych za certyfikację paliw i bezpieczeństwo przemysłowe. W regionach o rozwiniętych tradycjach przemysłowych może sprzyjać wykorzystaniu części dotychczasowych kompetencji technicznych i ich uzupełnianiu w obszarze elektrolizy, syntezy chemicznej i zarządzania energią. Efekt ten może dotyczyć zarówno dużych przedsiębiorstw, jak i poddostawców oraz ośrodków kształcenia zawodowego i akademickiego. Liczby z tabeli 7 opisują zatrudnienie związane z realizacją i pracą instalacji. Odrębny wpływ na utrzymanie istniejących stanowisk zależy od sytuacji przedsiębiorstw i przebiegu zmian strukturalnych w poszczególnych regionach.

Z perspektywy polityki społeczno-gospodarczej duże znaczenie ma przewidywalność procesu inwestycyjnego. Harmonogramy budowy zakładów powinny być skoordynowane z dostępnością odpowiednio przygotowanych pracowników, rozwojem szkolnictwa branżowego oraz programami doskonalenia kompetencji. Pozwala to ograniczać okresowe niedobory kadr i zapewniać ciągłość zatrudnienia pomiędzy projektami. Wpływ regionalny może być szczególnie istotny w istniejących ośrodkach przemysłowych dysponujących infrastrukturą energetyczną, transportową oraz zapleczem technicznym. Należy przy tym rozróżniać powstawanie nowych stanowisk od utrzymania zatrudnienia już istniejącego: oba mechanizmy są społecznie istotne, lecz mają odmienną podstawę statystyczną i wymagają innego sposobu monitorowania.

Dla oceny klimatycznej wykorzystano porównanie intensywności emisji w cyklu życia paliwa z wartością referencyjną właściwą dla odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego. W regulacjach Unii Europejskiej (UE) przyjęto komparator paliwa kopalnego 94 g CO_{2e}/MJ oraz próg redukcji emisji o co najmniej 70%, odpowiadający wartości 28,2 g CO_{2e}/MJ po stronie paliwa odnawialnego [19]. Dla e-metanolu wykorzystano dolną wartość opałową 19,9 MJ/kg [4]. Tak sformułowany rachunek mierzy potencjalną zmianę emisji przypadającą na równoważną usługę energetyczną, a nie samą ilość CO₂ skierowanego do instalacji syntezy.

$$\Delta GHG = Q_{\text{met}} \cdot 19\,900 \cdot (E_{\text{REF}} - E_{\text{DEV}}) / 10^6$$

Gdzie:

Q_{met} - masa e-metanolu [t/rok],

E_{REF} i E_{DEV} - intensywność emisji [g CO_{2e}/MJ],

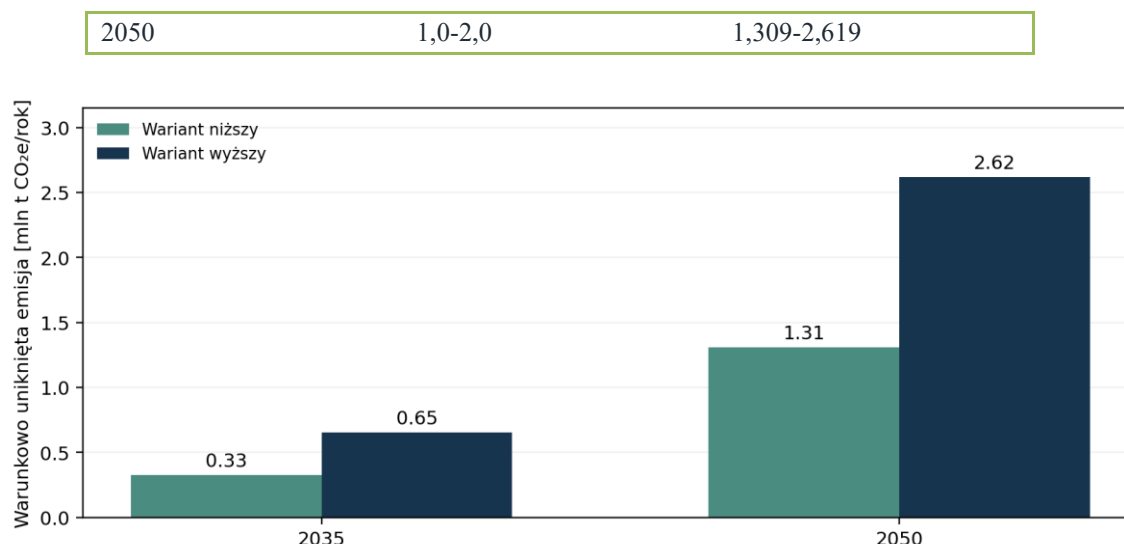
ΔGHG - redukcja emisji [t CO_{2e}/rok].

Różnicę intensywności emisji wyrażono w gramach ekwiwalentu dwutlenku węgla na jednostkę energii paliwa. Mnożenie przez ilość produktu i jego dolną wartość opałową daje zmianę emisji odniesioną do takiej samej ilości dostarczonej energii. Wskaźnik 1,38 t dwutlenku węgla na tonę metanolu opisuje zużycie surowca w procesie syntezy i nie jest dodawany do oszczędności emisji obliczonej metodą cyklu życia [4, 19].

Dla wariantu spełniającego próg 70-procentowej redukcji intensywności emisji różnica między paliwem kopalnym a e-metanolem wynosi 65,8 g CO_{2e}/MJ. Przy wartości opałowej 19 900 MJ/t oznacza to 1,309 ton CO_{2e} oszczędności na tonę produktu. W analizowanym miksie e-metanol stanowi połowę produkcji, co przekłada się na 0,25-0,50 mln ton rocznie w 2035 r. i 1-2 mln ton w 2050 r. Odpowiednie oszczędności emisji wynoszą 0,33-0,65 oraz 1,31-2,62 mln ton CO_{2e} rocznie. Wyniki przedstawiają wpływ zastąpienia paliwa kopalnego produktem spełniającym badane kryterium cyklu życia. Ostateczna intensywność emisji jest związana m.in. z pochodzeniem energii i CO₂, sprawnością technologii oraz organizacją dostaw. W tabeli 8 zestawiono obliczoną redukcję emisji dla obu horyzontów czasowych.

Tabela 8. Oszczędność emisji w cyklu życia dla e-metanolu spełniającego badane kryterium RFNBO.

Rok	Wolumen e-metanolu [mln t/rok]	Zagospodarowane CO ₂ [mln t CO _{2e} /rok]
2035	0,25-0,50	0,327-0,655



Rysunek 5. Warunkowa redukcja emisji dla części metanolowej badanego miksru, przy spełnieniu progu emisji RFNBO.

Zależność środowiskowa ma również wymiar zasobowy. W produkcji e-metanolu wykorzystuje się około 1,38 t CO₂ na tonę produktu, co dla badanego miksru odpowiada 0,345-0,69 mln t CO₂ rocznie w 2035 r. oraz 1,38-2,76 mln t w 2050 r. [4]. Jest to strumień surowcowy, odmienny od oszczędności emisji wykazanej w ocenie cyklu życia. Znaczenie mają źródło pozyskania węgla, energochłonność jego separacji i oczyszczania oraz późniejszy los produktu. Poza zmianą emisji gazów cieplarnianych przejście na odpowiednio dobrane paliwa może ograniczać wybrane lokalne emisje SO₂ i cząstek stałych. Wyniki pomiarów paliw alternatywnych w lotnictwie wskazują na takie możliwości, jednak wielkość efektu zależy od składu konkretnego paliwa, silnika i warunków spalania. Podobnie emisje NO_x wymagają odrębnej oceny [20-22].

Korzyści środowiskowe obejmują również wpływ na otoczenie lokalne i wykorzystanie infrastruktury. Wytwarzanie paliw syntetycznych wymaga dostępu do wody, energii elektrycznej i powierzchni inwestycyjnej, a w części konfiguracji także instalacji wychwytu, sprężania i transportu CO₂. Odpowiednia lokalizacja może ograniczyć potrzebę budowy długich połączeń transportowych i umożliwić zagospodarowanie istniejących strumieni ciepła lub mediów przemysłowych. Włączenie tych aspektów do decyzji inwestycyjnej jest ważne dla uzyskania korzyści klimatycznych bez przenoszenia nadmiernych kosztów na lokalne społeczności, sieci elektroenergetyczne i gospodarkę wodną. Z perspektywy badań społeczno-środowiskowych powiązanie instalacji z istniejącymi ośrodkami przemysłowymi może zwiększać akceptację projektu, jeśli towarzyszą mu przejrzyste zasady monitorowania emisji, bezpieczeństwa i zużycia zasobów.

7. Podsumowanie i wnioski

Przedstawione korzyści mają zróżnicowany charakter. Bezpośrednie efekty wykorzystania rezultatów analitycznych obejmują poprawę jakości i porównywalności danych, ograniczenie powtarzania analiz oraz wsparcie procesów decyzyjnych. Natomiast korzyści związane z ograniczeniem kosztów produkcji, wzrostem zatrudnienia, zastępowaniem importu paliw, zwiększeniem wartości dodanej i redukcją emisji mogą wystąpić dopiero w następstwie realizacji odpowiednich inwestycji przemysłowych.

Wykorzystanie wyników badań stanowi odrębne źródło korzyści ekonomicznych. W modelu ponownego użycia sześciu studiów wartość unikniętego nakładu pracy, pomniejszona o adaptację, wynosi 30-150 tys. zł. Korzyść ta może powstawać na etapie przygotowania polityki energetycznej i analiz inwestycyjnych, niezależnie od decyzji o uruchomieniu zakładów. Dla instytucjonalnego odbiorcy istotne są także porównywalność danych oraz ograniczenie czasu potrzebnego na przygotowanie kolejnych ocen.

Warianty optymalizacji części syntezowej ilustrują redukcję CAPEX z 2000 do 1900 lub 1800 mln zł, odpowiednio o 5% i 10%. Wskazano mechanizmy projektowe odpowiadające różnicom w sześciu grupach nakładów. Przy analizowanej strukturze OPEX zmniejszenie całości kosztów operacyjnych o 5-10% wymaga

ograniczenia nakładów surowcowo-energetycznych o 7,14-14,29%. Rachunki potwierdzają znaczenie łącznej analizy integracji procesowej, ceny energii i wykorzystania mocy. Wyniki konkretnej inwestycji zależą od jej konfiguracji, skali oraz kosztu finansowania.

Zastosowanie istniejących studiów może usprawnić przygotowanie inwestycji przez ograniczenie konieczności powtarzania części analiz technologicznych, lokalizacyjnych i ekonomicznych. Rozpatrzono skrócenie harmonogramu o 12 miesięcy dzięki wykorzystaniu wiedzy oraz wariant 24 miesięcy, wymagający ponadto reorganizacji działań inwestora. Korzyść z wcześniejszego przygotowania decyzji obejmuje także lepszą koordynację procesu projektowego, kontraktacji energii, zapewnienia surowców i przygotowania infrastruktury.

Badane scenariusze produkcyjne obejmują 0,5-1,0 mln t paliw w 2035 r. i 2-4 mln t w 2050 r. W przyjętym miksie wymagają one 6,23-18,97 TWh oraz 25,93-75,86 TWh rocznie dodatkowej energii odnawialnej ponad rozpatrywane nadwyżki. Średnia cena rzeczywiście zużywanej energii jest wyższa od ceny występującej tylko w godzinach nadwyżek. Dlatego wiarygodny rachunek kosztu paliwa musi łączyć strukturę dostaw, liczbę godzin pracy i koszty kapitałowe. Rozwój produkcji krajowej może ograniczać wolumen importu oraz zwiększać zamówienia dla polskich dostawców, przy czym wartość zastąpionych dostaw wymaga oddzielnej wyceny cenami transakcyjnymi.

Warianty rozwoju zatrudnienia przy syntezie wskazują 7,7-15,0 tys. średniorocznych FTE brutto w 2035 r. i 14,6-28,1 tys. w 2050 r. w okresie równoczesnych budów. Odrębnie oszacowano zatrudnienie eksploatacyjne, które ma bardziej trwały charakter. Oprócz bezpośredniego zapotrzebowania na pracowników korzyścią społeczną może być wzrost popytu na kompetencje chemiczne, elektryczne, automatyczne i inżynieryjne oraz rozwój lokalnych przedsiębiorstw usługowych. Zjawiska te wymagają uwzględnienia w planowaniu kształcenia i transformacji regionalnych rynków pracy.

Dla e-metanolu spełniającego przyjęty próg 70-procentowego ograniczenia intensywności emisji uzyskano roczne oszczędności emisji 0,33-0,65 mln t ekwiwalentu CO₂ w 2035 r. i 1,31-2,62 mln t w 2050 r. Wielkości te odnoszą się do badanej części metanolowej produkcji i spójnego porównania w cyklu życia. Dalsze korzyści środowiskowe i społeczne zależą od bilansu energii, dostępności surowców, infrastruktury oraz lokalizacji instalacji. W interpretacji wyników zachowano rozróżnienie między wartością krajowej produkcji, kosztami importu i krajową wartością dodaną.

Z perspektywy polityki gospodarczej najważniejsze jest połączenie oceny nakładów i wyników finansowych z wiedzą o krajowych zasobach, popycie, infrastrukturze i możliwościach rozwoju przemysłu. Takie podejście, bliskie systemowej logice projektu DynGosp, sprzyja podejmowaniu decyzji z uwzględnieniem całych łańcuchów dostaw, a nie pojedynczych technologii. W przypadku paliw syntetycznych pozwala ono lepiej określić warunki, w których nowe inwestycje mogą wzmacniać bezpieczeństwo energetyczne, kompetencje przemysłowe oraz długofalową konkurencyjność polskiej gospodarki.

Wykaz skrótów

CAPEX - capital expenditure, nakłady inwestycyjne.

CO₂e - ekwiwalent dwutlenku węgla.

CPM - Critical Path Method, metoda ścieżki krytycznej.

CRF - capital recovery factor, współczynnik odzysku kapitału.

DEV - wariant rozwoju krajowej produkcji paliw syntetycznych.

ENTSO-G - European Network of Transmission System Operators for Gas, Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu.

ERM - Environmental Resources Management, firma doradcza będąca autorem raportu.

e-SAF - syntetyczne paliwo lotnicze otrzymywane z wykorzystaniem odnawialnej energii i wodoru.

EUR - euro.

FEED - front-end engineering design, projektowanie wstępne.

FID - final investment decision, ostateczna decyzja inwestycyjna.

FT - synteza Fischera-Tropscha.

FTE - full-time equivalent, ekwiwalent pełnego etatu.
 GUS - Główny Urząd Statystyczny.
 IGSMiE PAN - Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.
 IO - Input-Output, rachunek przepływów międzygałęziowych.
 IRENA - International Renewable Energy Agency, Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej.
 LCOF - levelized cost of fuel, zdyskontowany koszt jednostkowy paliwa.
 NPV - net present value, wartość bieżąca netto.
 OPEX - operating expenditure, koszty operacyjne.
 OPT - wariant po optymalizacji.
 OPT5 i OPT10 - warianty obniżenia nakładów o 5% i 10%.
 OZE - odnawialne źródła energii.
 PAN - Polska Akademia Nauk.
 PPA - power purchase agreement, długoterminowa umowa zakupu energii elektrycznej.
 PtL - Power-to-Liquid, technologia produkcji ciekłych paliw z wykorzystaniem energii elektrycznej.
 REF - wariant referencyjny.
 RFNBO - renewable fuels of non-biological origin, odnawialne paliwa pochodzenia niebiologicznego.
 RWGS - reverse water-gas shift, odwrócona reakcja konwersji gazu wodnego.
 SAF - sustainable aviation fuel, zrównoważone paliwo lotnicze.
 SYN - część technologiczna obejmująca syntezę i uszlachetnianie paliwa.
 UE - Unia Europejska.
 URE - Urząd Regulacji Energetyki.
 USD - dolar amerykański.

Literatura

- [1] DynGosp (2026). Opis projektu: Dynamiczne zarządzanie zapotrzebowaniem, produkcją, gospodarką zasobami i logistyką dystrybucji węgla kamiennego. <https://dyngosp.pl/opis-projektu/>
- [2] Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (2026). Analizy techniczno-ekonomiczne, bilanse surowcowo-energetyczne i scenariusze rozwoju produkcji paliw syntetycznych w Polsce. Wewnętrzne materiały badawcze niepublikowane, Kraków (dane udostępnione do opracowania).
- [3] ERM (2026). Socio-economic Benefits of European e-SAF Production. Raport dla Transport & Environment, wersja 2.0. https://uploads.transportenvironment.org/production/files/202604_REPORT_esaf_industrial_opportunity.pdf
- [4] IRENA, Methanol Institute (2021). Innovation Outlook: Renewable Methanol. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/Publications/2021/Jan/Innovation-Outlook-Renewable-Methanol>
- [5] ENTSOG (2022). Ten-Year Network Development Plan 2022 - Infrastructure Report, sekcja 7.5.3. <https://tyndp2022.entsog.eu/infrastructure/promoters-submissions-for-hyd-ret-bio-and-oth-investments-for-tyndp-2022/>
- [6] Pratschner S., Hammerschmid M., Müller S., Winter F. (2024). Off-grid vs. grid-based: Techno-economic assessment of a power-to-liquid plant combining solid-oxide electrolysis and Fischer-Tropsch synthesis. Chemical Engineering Journal, 481, 148413. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2023.148413>
- [7] Parlament Europejski i Rada UE (2023). Rozporządzenie (UE) 2023/2405 - ReFuelEU Aviation, załącznik I. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/2405/oj>
- [8] Parlament Europejski i Rada UE (2023). Rozporządzenie (UE) 2023/1805 - FuelEU Maritime. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/1805/oj>
- [9] Müller G., Kullmann F., Linssen J., Stolten D. (2025). The costs of future energy technologies: A comprehensive review of power-to-X processes. Journal of CO₂ Utilization, 92, 103019. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2025.103019>
- [10] Główny Urząd Statystyczny (2026). Sytuacja społeczno-gospodarcza kraju. Wynagrodzenia i świadczenia społeczne, dane za 2025 r., 30.01.2026. https://ssgk.stat.gov.pl/01.2026/Wynagrodzenia_i_swiadczenia_spoleczne.html
- [11] Sampath A., Wallace B., Kuehn N., Turner M., Roark J. (2025). Quality Guidelines for Energy System Studies: Cost Estimation Methodology for NETL Techno-economic Assessments. National Energy Technology Laboratory. DOI: 10.2172/2530953. <https://www.osti.gov/biblio/2530953>
- [12] McKinsey & Company (2018). Capital Project Value Improvement in the 21st Century: Trillions of Dollars in the Offing. <https://www.mckinsey.com/capabilities/operations/our-insights/capital-project-value-improvement-in-the-21st-century-trillions-of-dollars-in-the-offing>

- [13] Huber D., Birkelbach F., Hofmann R. (2024). Unlocking the potential of synthetic fuel production: Coupled optimization of heat exchanger network and operating parameters of a 1 MW power-to-liquid plant. *Chemical Engineering Science*, 284, 119506. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2023.119506>
- [14] Urząd Regulacji Energetyki (2025). Rynek energii elektrycznej. Sprawozdanie Prezesa URE dotyczące mechanizmów redysponowania w 2024 r. <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12923,Rynek-energii-elektrycznej-sprawozdanie-Prezesa-URE-dotyczace-mechanizmow-redysp.html>
- [15] Komisja Europejska (2023). Rozporządzenie delegowane (UE) 2023/1184 - zasady produkcji odnawialnych paliw pochodzenia niebiologicznego (RFNBO). https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj
- [16] European Union Aviation Safety Agency (2026). EASA 2026 Briefing Note: 2025 Aviation Fuels Reference Prices for ReFuelEU Aviation. <https://www.easa.europa.eu/en/downloads/143282/en>
- [17] GUS (2024). Bilans przepływów międzygaleziowych w bieżących cenach bazowych w 2020 roku. <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/bilans-przeplywow-miedzygaleziowych-w-biezacych-cenach-bazowych-w-2020-roku,7,4.html>
- [18] Mueller T., Winter E., Grote U. (2025). Decarbonizing the aviation sector: Multiplier effects of power-to-liquid fuel production on the German economy. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 82, 104478. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2025.104478>
- [19] Komisja Europejska (2023). Rozporządzenie delegowane (UE) 2023/1185 - metoda oceny emisji gazów cieplarnianych dla RFNBO, załącznik. https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj
- [20] Bell A. i in. (2025). Life cycle CO_{2e} intensity of power-to-liquid sustainable aviation fuel scenarios and specific use cases. *Advances in Applied Energy*, 20, 100248. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2025.100248>
- [21] Dischl R. i in. (2024). Measurements of particle emissions of an A350-941 burning 100% sustainable aviation fuels in cruise. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 24, 11255-11273. <https://doi.org/10.5194/acp-24-11255-2024>
- [22] Harlass T. i in. (2024). Measurement report: In-flight and ground-based measurements of nitrogen oxide emissions from latest-generation jet engines and 100% sustainable aviation fuel. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 24, 11807-11822. <https://doi.org/10.5194/acp-24-11807-2024>