



**Politechnika
Śląska**

Streszczenie rozszerzone dysertacji doktorskiej

**Optymalizacja układów poligeneracyjnych z wykorzystaniem wodoru jako
nośnika energii**

Hamed Ghiasirad

Promotor: prof. Anna Skorek-Osikowska

Dyscyplina: Inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka

Gliwice, Polska, 2025

Podziękowania

Pragnę wyrazić najgłębszą wdzięczność mojej Promotor, prof. Annie Skorek-Osikowskiej, za niezachwiane kierownictwo, życzliwe wsparcie i hojne zachęty udzielane na wszystkich etapach tej pracy. Jestem szczególnie wdzięczny za okazane zaufanie oraz za tworzenie inspirującego środowiska badawczego, do którego mam nadzieję nadal wносить wkład po uzyskaniu stopnia doktora.

Dziękuję także Towhidowi Gholizadehowi za współpracę przy publikacjach i projektach, a ponadto prof. Łukaszowi Barteli, dr. Michałowi Jurczykowi oraz Jakubowi Ochmannowi za nieocenione zbiory danych i uwagi techniczne pochodzące z eksperymentów nad magazynowaniem energii sprężonego powietrza (CAES).

Jestem głęboko wdzięczny moim promotorom pracy magisterskiej, prof. Rahimowi Khoshbakhti Sarayowi oraz dr. Siamakowi Mirmasoumii, za opiekę naukową i udostępnienie danych eksperymentalnych z układu fermentacji beztlenowej.

Z wdzięcznością wspominam kształcące szkolenia z analizy cyklu życia (LCA) odbyte podczas staży: na Karlstad University w Szwecji pod opieką dr. Alego Mohammadi i dr. Farinaz Ebrahimian oraz w Forschungszentrum Jülich w Niemczech pod opieką dr. Christiny Wulf.

Z całego serca dziękuję mojej rodzinie za wsparcie, które pomogło mi przezwyciężać życiowe trudności. Dziękuję również wszystkim współpracownikom z HMC oraz moim irańskim przyjaciołom w Gliwicach — bez ich towarzystwa i pomocy życie tutaj byłoby znacznie trudniejsze.

Pragnę także podziękować Politechnice Śląskiej oraz akcji COST TrANsMIT CA21127 „Techno-economic analysis of carbon mitigation technologies” za przyznane wyróżnienia i dofinansowania obejmujące koszty zakwaterowania, publikacji oraz mojego udziału w stażach, konferencjach, warsztatach i szkoleniach.

Na końcu pragnę wyrazić wdzięczność Narodowemu Centrum Nauki (NCN) za wsparcie finansowe udzielone w ramach grantu nr 2021/41/B/ST8/02846, dotyczącego projektu badawczego pt. „Wytwarzanie paliw i energii w układach o ujemnych emisjach CO₂ z wykorzystaniem wysokotemperaturowej elektrolizy oraz zarządzania tlenem”.

1. Wprowadzenie

Unia Europejska ograniczyła emisje gazów cieplarnianych do 3,2 GtCO₂-eq w 2022 r., tj. o 31% względem 1990 r., i jest prawnie zobowiązana do osiągnięcia co najmniej –55% do 2030 r., –90% do 2040 r. oraz neutralności klimatycznej do 2050 r. Emisje koncentrują się w branżach wytwarzania energii, transporcie i pozostałym spalaniu paliw, przy jednoczesnym bilansującym wpływie użytkowania gruntów i leśnictwa. W Polsce dominującą rolę odgrywa sektor energetyczny, natomiast użytkowanie gruntów stanowi umiarkowane pochłanianie, co podkreśla priorytet głębokiej dekarbonizacji elektroenergetyki. Pakiet polityk na 2030 r. obejmuje zaostrzenie EU ETS, wzmocnioną dyrektywę OZE, cel efektywności energetycznej w całej gospodarce, mechanizmy podziału obciążeń oraz zwiększone pochłanianie w sektorze LULUCF. Wdrażanie obejmuje odchodzenie od węgla, szybki rozwój OZE, magazynowania i sieci; elektryfikację i wychwytywanie CO₂ w przemyśle, niskoemisyjne paliwa w lotnictwie i żegludzie oraz zastępowanie wodoru kopalnego wodorem odnawialnym. Łącznie przyspieszona rozbudowa OZE i zielony wodór wyłaniają się jako najistotniejsze, systemowe dźwignie realizacji celów klimatycznych UE na 2030 r. [1].

1.1. Energia odnawialna

Ramy polityczne UE, wiążące cele OZE, sprzyjające regulacje i dedykowane finansowanie przyspieszyły strukturalne odejście od paliw kopalnych na rzecz wiatru, fotowoltaiki i hydroenergetyki, uzupełnianych energetyką jądrową jako stabilnym, niskoemisyjnym źródłem. Miks elektroenergetyczny jest dziś zdominowany przez wytwarzanie o niskiej emisji, co potwierdza wyraźny spadek udziału węgla, ropy i gazu. Polska pozostaje jednak poniżej średniej UE, co unaocznia potrzebę szybkiej rozbudowy OZE i modernizacji systemów. Zmniejszenie tej luki byłoby spójne z zobowiązaniami klimatycznymi UE, ograniczyłoby zależność od paliw wysokoemisyjnych, poprawiło jakość powietrza i wzmocniło długoterminowe bezpieczeństwo energetyczne. Przy dostępnych instrumentach unijnych Polska jest w sprzyjającym momencie na modernizację infrastruktury i pełniejsze kontrybuowanie do zrównoważonego europejskiego systemu energetycznego [1].

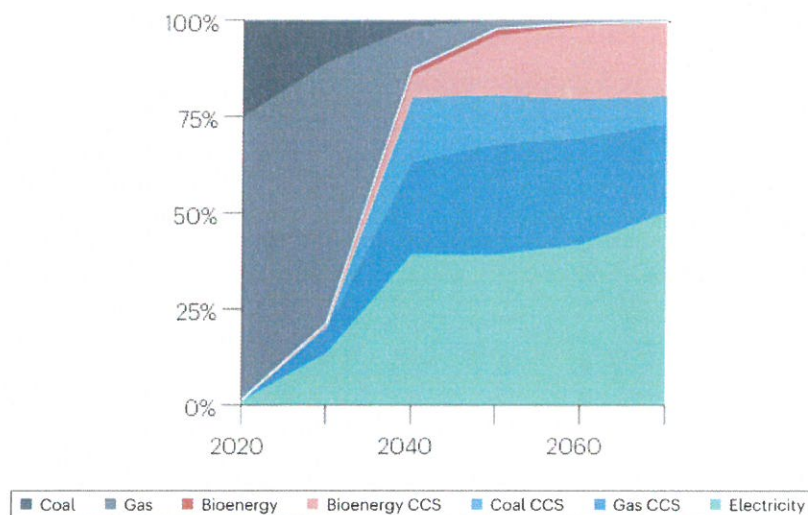
1.2. Konwersja biomasy

Bioenergia stanowi podstawę ścieżek czystego wodoru, dostarczając odnawialny węgiel oraz dysponowalne strumienie energii, dobrze dopasowane do układów poligeneracyjnych. Fermentacja beztlenowa przetwarza wilgotne pozostałości w biogaz — wykorzystywany bezpośrednio lub uszlachetniany do gazu odnawialnego — oraz pożyteczny poferment, umożliwiający odzysk składników nawozowych i materiałów; współwychyt CO₂ tworzy dodatkowe możliwości waloryzacji. Uzupełniając, zgazowanie biomasy i odpadów generuje bogaty w wodór gaz syntezowy, który po oczyszczeniu zasila wysokosprawną produkcję energii elektrycznej, niskoemisyjnych paliw i chemikaliów. Razem te ścieżki tworzą współprodukty generujące przychody i integrują się z systemami wodorowymi, wzmacniając wyniki techno-ekonomiczne oraz przyspieszając dekarbonizację w elektroenergetyce, transporcie i przemyśle [2].

1.3. Produkcja wodoru

Wodór jest strategicznym filarem dekarbonizacji UE, łącząc integrację wielkoskalowych OZE z głębokimi redukcjami w sektorach trudnych do dekarbonizacji. Jak pokazano na Rys. 1, system przechodzi od stanu zdominowanego przez paliwa kopalne do w pełni czystych dostaw, przy czym elektroliza zasilana źródłami odnawialnymi staje się głównym źródłem, bio-wodór (z/bez CCS) zapewnia dyspozycyjną niskoemisyjną produkcję, a gaz z CCS pełni ograniczoną funkcję pomostową; w ścieżkach z CCS CO₂ jest wychwytywany i trwale składowany. Strategia zgodna z celem neutralności klimatycznej zatem priorytetyzuje szybkie zwiększanie mocy OZE w celu skalowania elastycznej

elektrolizy, uzupełnione zrównoważonym bio-wodorem z wychwytem CO₂, aby zapewnić moc dyspozycyjną i trwałe usuwanie emisji, przy równoczesnym wycofywaniu nieograniczonych technologii kopalnych. Razem te dzwignie tworzą odporną, systemową ścieżkę do neutralności klimatycznej [3].



Rys. 1. Projekcje metod produkcji wodoru ograniczających wzrost globalnej temperatury do poziomu poniżej 1,5 °C [3].

1.4. Produkcja wodoru z wykorzystaniem ogniwo elektrolitycznych

Technologia alkaliczna (ALK) oferuje najniższe nakłady inwestycyjne, ale ograniczony zakres regulacji; ogniwa z membraną wymiany protonów (PEM) są zwarte, umożliwiają pracę pod ciśnieniem i cechują się wysoką responsywnością przy porównywalnej sprawności; stałotlenkowe ogniwa elektrolityczne (SOEC), wykorzystujące parę wodną i wysoką temperaturę, minimalizują zużycie energii elektrycznej oraz umożliwiają pracę odwracalną i koelektrolizę do bezpośredniego sprzężenia z produkcją e-paliw, choć trwałość przy cyklicznym obciążeniu pozostaje priorytetem badawczym. Te różnice kierują dopasowaniem technologii do zastosowań: ALK dla niskokosztowej pracy podstawowej, PEM dla zadań wymagających szybkiej reakcji sieciowej, a SOEC jako opcja strategiczna tam, gdzie dostępne jest ciepło wysokotemperaturowe — dla głębokiej integracji i najniższego zapotrzebowania energetycznego na zielony wodór i gaz syntezowy [4].

1.5. Wyzwania związane z magazynowaniem wodoru

Bezpośrednie magazynowanie i logistyka wodoru wiążą się z wrodzonymi wyzwaniami bezpieczeństwa i materiałowymi — palnością, kriogenicznymi wymaganiami temperaturowymi, wyciekami, kruchością wodorową oraz rygorystycznymi wymogami lokalizacyjnymi i operacyjnymi — co utrudnia wdrażanie na dużą skalę. Bardziej praktycznym podejściem jest natychmiastowa konwersja wodoru do gęstszych, kompatybilnych z infrastrukturą nośników w ramach ścieżek Power-to-X i Biomass-to-X w układach poligeneracyjnych. Takie pochodne są łatwiejsze w magazynowaniu i transporcie, wiążą się z niższym ryzykiem operacyjnym i integrują z istniejącymi systemami paliwowymi oraz chemicznymi, zachowując wartość dekarbonizacyjną wodoru w sektorach trudnych do elektryfikacji [5].

1.6. Zastosowania wodoru

W niniejszej części zidentyfikowano priorytetowe ośrodki popytu, które wyznaczają konfiguracje poligeneracyjne i cele optymalizacyjne dla wodoru. Krótkoterminowa substytucja koncentruje się na zastępowaniu wodoru szarego w rafinacji i hydrowy rafinacji, wytwarzaniu amoniaku na potrzeby

nawozów i jako nośnika, oraz syntezie metanolu jako podstawowego surowca chemicznego i paliwa. Dodatkowe zastosowania o wysokim wpływie obejmują paliwa morskie i lotnicze w ramach Power-to-X i Biomass-to-X, niskoemisyjne surowce chemiczne (w tym ścieżki koelektrolizy), bezpośrednią redukcję rudy żelaza z piecami łukowymi, długoterminowe magazynowanie energii oraz uszlachetnianie biogazu poprzez metanizację. Razem te zastosowania adresują segmenty trudne do elektryfikacji i umożliwiają dekarbonizację na poziomie systemowym, wykorzystując wodór zarówno jako nośnik energii, jak i czynnik umożliwiający zagospodarowanie węgla.

2. Motywacja i zakres

W pracy oceniono wykonalność poligeneracji opartej na wodorze dla produkcji ciekłych biopaliw poprzez integrację elektrolizy, konwersji biomasy, pętli syntezy i układów pomocniczych, tak aby przekształcać niestabilne źródła energii odnawialnej w produkty łatwe do magazynowania. W szczególności postawiono następujące hipotezy:

- Możliwe jest podniesienie sprawności instalacji poprzez zastosowanie elektrolizy wysokotemperaturowej.
- Możliwe jest poprawienie efektywności układów dzięki wprowadzeniu turbin gazowych pracujących w trybie oxy-fuel z regazyfikacją LNG.
- Możliwe jest zarządzanie tlenem w skali całego układu w celu ograniczenia zapotrzebowania na media.
- Możliwe jest zwiększenie mocy wytwórczych poprzez integrację CAES/TES.
- Możliwe jest ulepszenie wyników techno-ekonomicznych poprzez współwytwarzanie paliw ciekłych i gazowych.
- Możliwe jest obniżenie śladu środowiskowego LCA dzięki energii odnawialnej zamiast miks sieciowego.

Wyniki te wskazują praktyczne strategie integracyjne, które zwiększają sprawność, redukują koszty i ograniczają oddziaływanie środowiskowe w poligeneracji napędzanej wodorem.

3. Kluczowe wskaźniki oceny

Zdolność produkcyjna paliwa określa skalę instalacji i bilanse masowo-energetyczne, umożliwiając porównanie konfiguracji względem zadanych wielkości produkcji. Zdefiniowana jako utrzymywana w czasie szybkość wytwarzania produktu zbywalnego w określonych warunkach, determinuje klasyfikację obiektu jako małego, średniego lub dużego. Sprawność energetyczna podukładów odzwierciedla korzyści termodynamiczne z integracji i wiąże decyzje projektowe z niższym zużyciem materiałów na jednostkę produktu. Ocenia się ją jako stosunek energii wyjściowej do energii wejściowej [6]:

$$\eta_{\text{en}} = \frac{(\dot{m} \cdot \text{LHV})_{\text{P}}}{\dot{W}_{\text{in}} + (\dot{m} \cdot \text{LHV})_{\text{F}}} \quad (1)$$

gdzie $\dot{m}$, LHV oraz $\dot{W}_{\text{in}}$ oznaczają odpowiednio strumień masy, dolną wartość opałową oraz moc wejściową; indeksy P i F odnoszą się do strumieni produktu i paliwa.

Uśredniony koszt paliwa (LCOF, ang. Levelized cost of fuel) to zdyskontowany, jednostkowy koszt wytwarzania paliwa w całym okresie życia instalacji, umożliwiający porównania między ścieżkami technologicznymi i skalami; definiuje się go następująco [7]:

$$LCOF = \frac{(FCI \cdot CRF + TPC - AI_{Byproducts})}{\dot{m}_F \cdot \tau} \quad (2)$$

W równaniu tym $\dot{m}$ oznacza strumień masowy paliwa, a τ — roczną liczbę godzin pracy przy pełnym obciążeniu. Skróty FCI, CRF, TPC i AI oznaczają odpowiednio: stałe nakłady inwestycyjne (fixed capital investment), współczynnik spłaty kapitału (capital recovery factor), całkowity koszt produktu (total product cost) oraz roczny przychód (annual income).

Wyniki środowiskowe oceniano w granicach „od kołyski do bramy” (cradle-to-gate) z wykorzystaniem wskaźnika GWP_{100} , raportowanego w $\text{kgCO}_2\text{eq/kg}_{\text{paliwa}}$, aby zweryfikować, czy przyjęte rozwiązania integracyjne zapewniają dekarbonizację zgodną z celami UE [8]:

$$GWP_{100} = \sum m_i CF_i \quad (3)$$

Gdzie m_i oznacza masę poszczególnych gazów w inwentaryzacji, a CF_i — współczynnik charakteryzujący zaimplementowany w metodzie ReCiPe.

Niedobór zasobów kopalnych (FDP) mierzy zależność od zasobów kopalnych. W metodzie ReCiPe 2016 wydobyte nośniki (ropa, gaz ziemny, węgiel) przelicza się na masę równoważnika ropy naftowej z wykorzystaniem współczynników potencjału paliw kopalnych, a następnie sumuje [9]:

$$FDP = \sum R_j CF_j \quad (4)$$

Gdzie R_j oznacza ilość zasobów kopalnych, a CF_j jest wyznaczany na podstawie stosunku ciepła spalania (HHV) danego nośnika do ciepła spalania ropy naftowej.

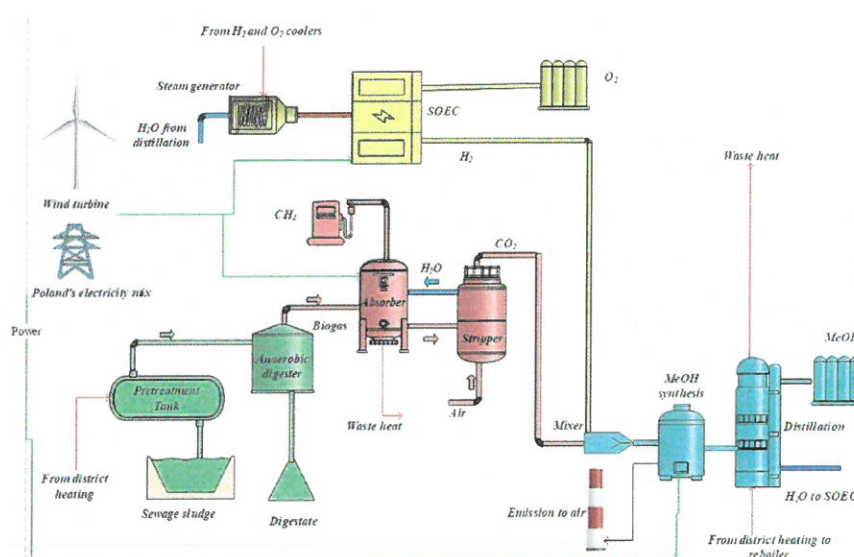
4. Proponowane scenariusze

W tej części przedstawiono osiem scenariuszy operacjonalizujących hipotezę rozprawy: możliwe jest podniesienie sprawności, obniżenie kosztów oraz redukcja obciążeń w cyklu życia poprzez skoordynowane zarządzanie wodorem, tlenem, ciepłem i energią elektryczną w układach poligeneracyjnych dla biopaliw. Scenariusze obejmują ścieżki surowcowe (fermentacja beztlenowa vs. zgazowanie w układzie tlen–para), zestawy produktów (biometanol, amoniak, biojet) oraz wybór elektrolizerów (alkaliczny vs. wysokotemperaturowy SOEC), przy jednoczesnym uruchomieniu kluczowych dźwigni integracyjnych: odzysku energii LNG–turbina gazowa, konfiguracji membranowego reaktora WGS, zarządzania ciepłem z wykorzystaniem magazynowania energii, gospodarowania tlenem oraz recyklingu CO_2 . Każdy przypadek zdefiniowano na wspólnej podstawie funkcjonalnej i konsekwentnie oceniano pod kątem sprawności energetycznej, średniego kosztu wytwarzania, a także wskaźników LCA (GWP , wyczerpywanie zasobów kopalnych). Łącznie osiem scenariuszy odwzorowuje przestrzeń projektową systemów power-/biomass-to-X z udziałem wodoru oraz identyfikuje wykonalne konfiguracje, w których bezpośrednie wykorzystanie wodoru maksymalizuje dekarbonizację i gotowość wdrożeniową.

4.1. Energia elektryczna i biogaz do metanolu

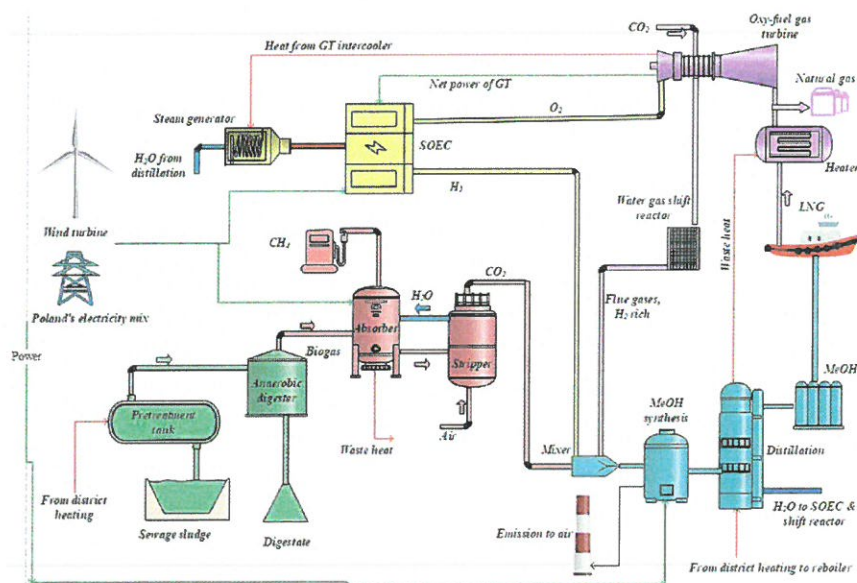
Przypadek bazowy przedstawiony na Rys. 2 integruje elektrolizę wysokotemperaturową z fermentacją beztlenową osadów ściekowych, przekształcając niskowartościowe pozostałości i energię odnawialną w biometanol i biometan. Biogaz jest uszlachetniany do biometanu, a wydzielony CO_2 łączy się z wodorem z SOEC do sprężonej, obiegowej syntezy metanolu i końcowej destylacji; woda procesowa jest recykulowana do elektrolizera, a niskotemperaturowe ciepło odpadowe dostarcza pary, domykając obiegi ciepła i wody. Układ może być zasilany energią wiatrową lub pochodzącą z

polskiego mixu elektroenergetycznego, stanowiąc sprawny i środowiskowo korzystny punkt odniesienia dla dalszej optymalizacji.



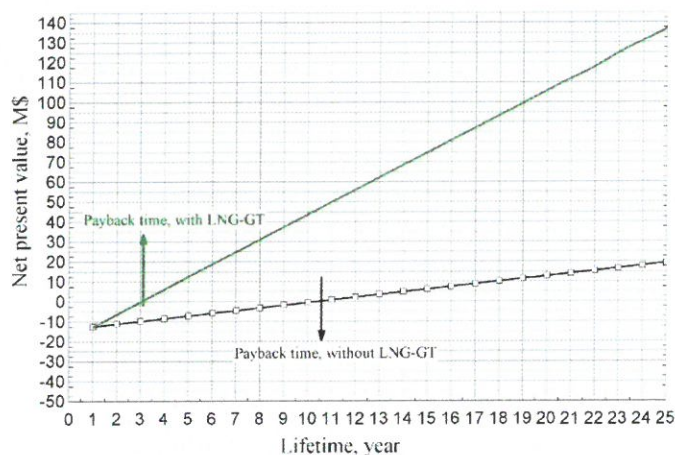
Rys. 2. Przypadek bazowy produkcji biometanolu.

Rys. 2 przedstawia bazowy schemat układu do produkcji biometanolu z istotnymi lukami integracyjnymi, m.in., zrzut niskotemperaturowego ciepła odpadowego, odpowietrzanie lub konieczność magazynowania tlenu elektrolitycznego oraz słabe sprzężenia cieplne, co podnosi zużycie energii i koszty. Rysunek 3 przedstawia układ, który adresuje te ograniczenia przez integrację regazyfikacji LNG, turbiny gazowej w trybie oxy-fuel oraz reaktora water-gas shift (WGS) z układem SOEC i pętlą metanolową. Ciepło odpadowe z pętli metanolu wykorzystuje się do kompensacji zapotrzebowania chłodniczego LNG. Tlen będący produktem ubocznym zasila spalanie tlenowe w układzie generacji mocy, a uzdatnione spaliny są recyrkulowane do uwodornienia CO_2 . Taka konfiguracja wzmacnia wykorzystanie wodoru, ogranicza zapotrzebowanie na media zewnętrzne, zwiększa sprawność i wydajność produkcji paliw, wyznaczając spójną ścieżkę rozwoju względem przypadku bazowego.



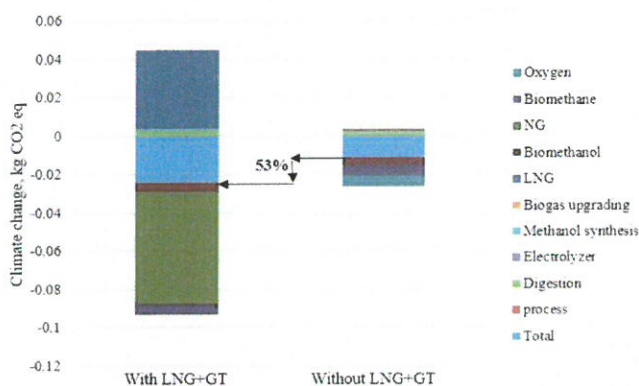
Rys. 3. Ulepszony przypadek produkcji biometanolu i gazu ziemnego na bazie biogazu.

Rysunek 4 porównuje przypadek bazowy i ulepszoną konfigurację wodorową zasilaną biogazem (przy niezmienionej generacji i uszlachetnianiu biogazu) w ujęciu energetycznym, techno-ekonomicznym i środowiskowym. Analiza NPV w horyzoncie 25 lat i czasu zwrotu wykazuje wyraźnie lepszą ekonomikę integracji LNG–turbina gazowa: czas zwrotu skraca się do 3 lat z 10, a NPV wzrasta do 140 M\$ z 20 M\$. Zyski wynikają ze współwytworzenia gazu ziemnego (2,5 t/h), wyższej produkcji biometanolu oraz niższego zakupu energii elektrycznej, co potwierdza, że sprzężenie LNG–GT podnosi przychody, tempo odzysku kapitału i gotowość wdrożeniową wodorowego układu poligeneracyjnego.



Rys. 4. Wpływ rozwiązań LNG–GT na NPV instalacji w całym cyklu życia.

Rysunek 5 przedstawia wyniki konsekwencyjnej analizy cyklu życia wskazując, że integracja regazyfikacji LNG i turbiny gazowej obniża obciążenia środowiskowe względem przypadku bazowego. Konfiguracja LNG–GT osiąga o 53% niższy wpływ klimatyczny dzięki współwytworzeniu krajowego gazu ziemnego, który wypiera import i związane z nim emisje transportowe. Wyniki te potwierdzają hipotezę, że integracja energetyczna przewyższa układ bazowy w metrykach środowiskowych.

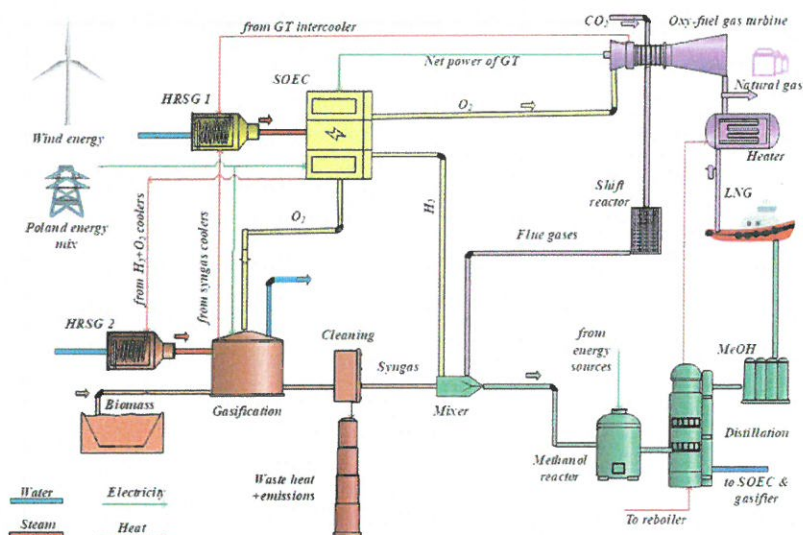


Rys. 5. Porównanie wartości wskaźnika „zmiany klimatu” z i bez podukładów LNG oraz turbiny gazowej.

4.2. Układ biomasa→metanol z wykorzystaniem zgazowania

Ten rozdział rozszerza analizę na ścieżkę biomasa→metanol w układzie tlen–para poprzez integrację instalacji zgazowania drewna. Rysunek 6 podsumowuje zintegrowaną konfigurację sprzęgającą generator zgazowania z SOEC (współdzielone ciepło wysokotemperaturowe i bezpośrednie wykorzystanie O₂), pętlą syntezy metanolu, odzyskiem chłodu z instalacji LNG, turbiną gazową oxy-fuel, wytwornicami pary oraz reaktorem WGS. Ciepło odpadowe kieruje się do SOEC, ciepło z pętli metanolu waloryzuje się w procesie regazyfikacji LNG, tlen z SOEC zasila zarówno zgazowanie, jak i spalanie tlenowe, a przetworzone spaliny są recykulowane do uwodornienia CO₂ — co zwiększa

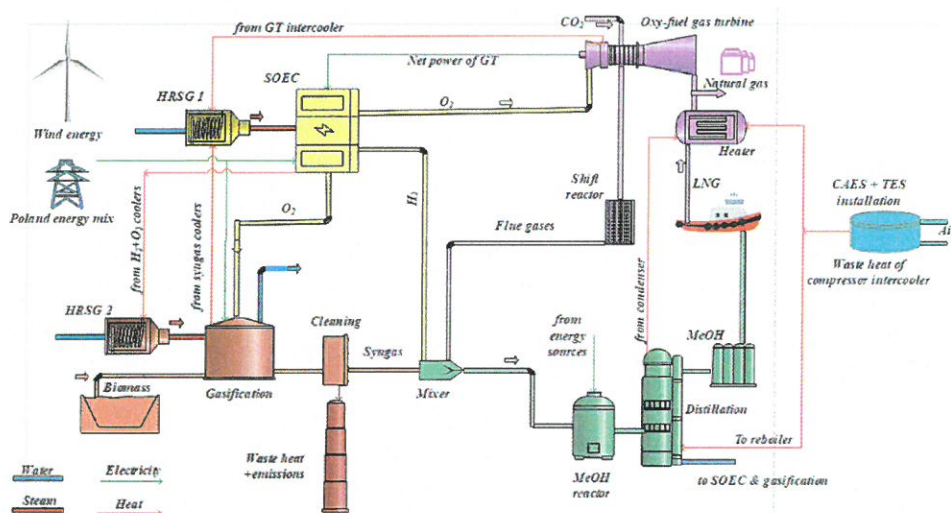
wykorzystanie wodoru przy współwytwarzaniu biometanolu i gazu ziemnego oraz ograniczeniu mediów zewnętrznych.



Rys. 6. Schemat proponowanego cyklu wytwarzania gazu ziemnego i biometanolu z wykorzystaniem zgazowania biomasy.

4.3. Biomasa → metanol z magazynowaniem energii

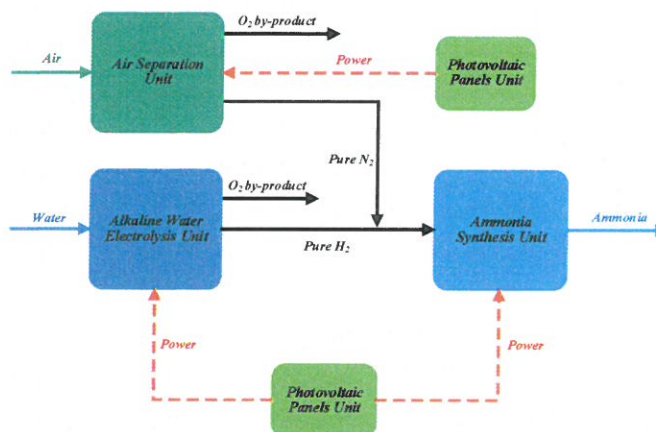
Konfiguracja ta integruje zgazowanie biomasy, SOEC, syntezę metanolu, magazynowanie energii sprężonym powietrzem i ciepłem (CAES/TES), wytwarzanie energii elektrycznej oraz produkcję gazu ziemnego, ściśle sprzęgnięte poprzez odzysk chłodu z instalacji LNG w celu domknięcia obiegów ciepła i tlenu. Jak pokazano na Rys. 7, ciepło odpadowe z pętli metanolowej waloryzuje się w regazyfikacji LNG, ciepło wysokotemperaturowe kieruje się do SOEC i kotłów odzyskowych (HRSG), a nadwyżkowy O_2 napędza turbinę oxy-fuel; reaktor WGS modyfikuje skład spalin, które są recyrkulowane wraz z gazem syntezowym i H_2 do dodatkowej syntezy metanolu. CAES dostarcza odzyskiwalne ciepło sprężarki do TES, który wygładza pracę nieustaloną i zapewnia stałe ciepło procesowe dla instalacji biopaliw. W efekcie układ zwiększa wykorzystanie wodoru, ogranicza zużycie zewnętrznych mediów i zwiększa współwytwarzanie biometanolu oraz gazu ziemnego.



Rys. 7. Schemat proponowanego cyklu wytwarzania gazu ziemnego i biometanolu.

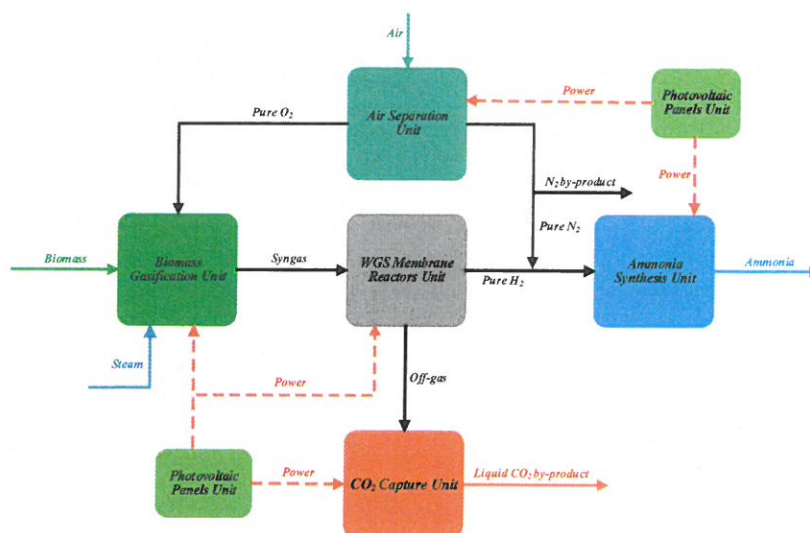
4.4. Instalacje produkcji amoniaku

W tym rozdziale weryfikowane są hipotezy dotyczące wykorzystania wodoru dla drugiego kluczowego produktu — amoniaku — porównując trzy ścieżki w jednolitych założeniach: power-to-ammonia (PtA) oraz biomass-to-ammonia (BtA) z przepływem współprądowym i przeciwnieprądowym w reaktorze WGS. Rysunek 8 przedstawia schemat blokowy oraz przebieg procesu PtA: energia z PV zasila elektrolizę alkaliczną do produkcji H_2 , jednostka separacji powietrza dostarcza N_2 do procesu Habera–Boscha, a O_2 jest eksportowany.



Rys. 8. Schemat przepływu instalacji PtA.

W wariantcie biomass-to-ammonia (BtA) wodór elektrolityczny zastępuje się gazem syntezowym ze zgazowania, kondycjonowanym w membranowym układzie WGS. W pracy porównano odmiany współprądową i przeciwnieprądową (Rys. 9), z wykorzystaniem energii z fotowoltaiki (PV), jednostki separacji powietrza dostarczającej N_2 do procesu Habera–Boscha i O_2 do zgazowania oraz bloku CCS wychwytyjącego gaz odlotowy z WGS do skraplania CO_2 . Przenikający (permeat) H_2 zasila pętlę syntezy, zaś retentat jest spalany przed wychwytem.

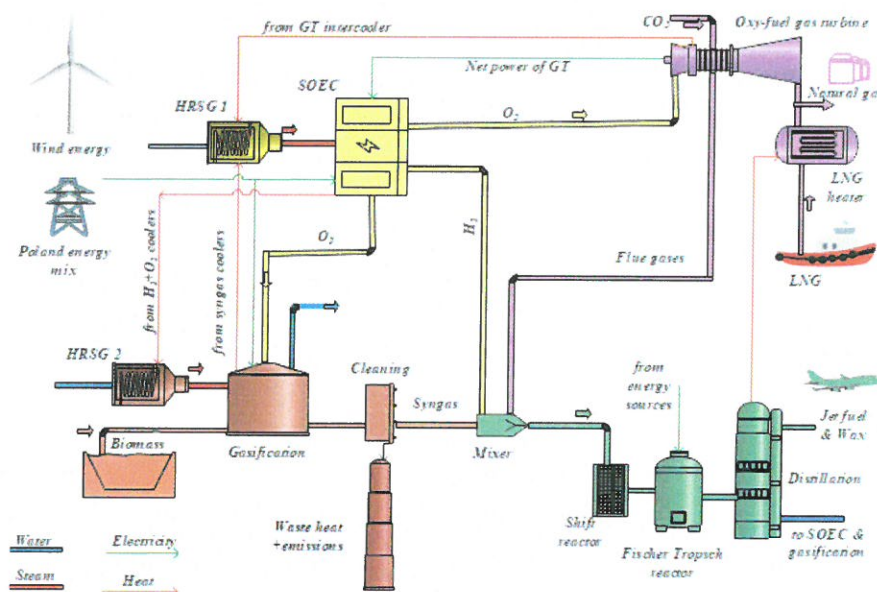


Rys. 9. Schemat przepływu instalacji biomasa→amoniak.

4.5. Układ produkcji paliwa lotniczego

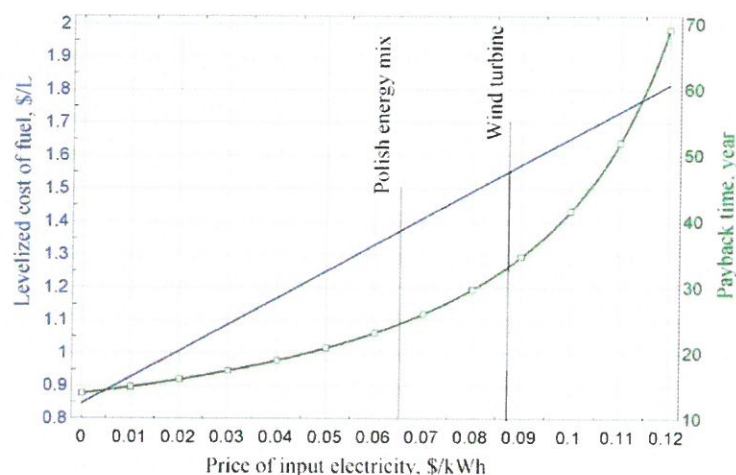
Rozdział ten rozszerza rozprawę na sektor zrównoważonego paliwa lotniczego (SAF), proponując ścieżkę biomasa→jet wspomaganą wodorem, integrującą zgazowanie tlenowe, SOEC wysokotemperaturowy, syntezę Fischera–Tropscha (FT) oraz odzysk energii LNG–turbina gazowa

(GT). Jak przedstawiono na Rys. 10, wysokotemperaturowe sprzężenie SOEC i zgazowania dostarcza pary oraz wykorzystuje tlen na potrzeby zgazowania i bloku oxy-GT, natomiast niskotemperaturowe parowanie ciepła odpadowego z FT z regazyfikacją LNG odzyskuje chłodzi ogranicza zużycie mediów zewnętrznych; oczyszczony gaz syntezowy oraz H_2 z SOEC zasila FT, a recyrkulacja spalin dodatkowo podnosi konwersję. Układ analizowano przy zasilaniu energią wiatrową oraz z polskiego miks elektroenergetycznego, aby zbadać wrażliwość na źródło energii. Integracje te mają dostarczyć wysokosprawny, mniej obciążający środowisko i możliwy do wdrożenia SAF współwytwarzany z gazem ziemnym, potwierdzając hipotezy rozprawy w sektorze trudnym do dekarbonizacji.



Rys. 10. Schemat proponowanej instalacji do produkcji paliwa lotniczego i gazu ziemnego z biomasy.

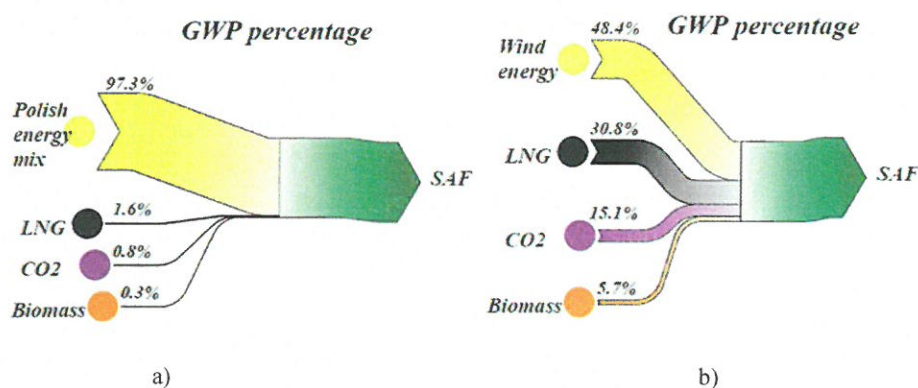
Rysunek 11 ilustruje, że cena energii elektrycznej jest głównym czynnikiem ekonomiki SAF opartego na wodorze: LCOF rośnie w przybliżeniu liniowo wraz z kosztem energii, a czas zwrotu wydłuża się stromo, odzwierciedlając kumulację kosztów operacyjnych. Przy wykorzystaniu polskiego miks elektroenergetycznego instalacja osiąga parytet kosztowy i jest ekonomicznie wykonalna. Analizy wrażliwości wskazują, że polski miks daje niższy LCOF i krótszy czas zwrotu niż zasilanie wiatrowe, co czyni go bardziej opłacalnym w przyjętych założeniach cenowych.



Rys. 11. Analiza wpływu ceny energii elektrycznej na poziomowy koszt paliwa oraz czas zwrotu.

Rysunek 12 wyjaśnia, w jaki sposób źródło energii elektrycznej determinuje ślad GHG w cyklu życia dla ścieżki SAF. Zestawienie polskiego miks elektroenergetycznego z energią wiatrową

bezpośrednio testuje hipotezę, że zasilanie OZE obniża oddziaływania w instalacjach wodorowych i zelektryfikowanych. Na Rys. 12(a), przy polskim miksie energetycznym, 97,3% całkowitego GWP pochodzi z samego miksu, co uwidacznia silną zależność od paliw kopalnych; mniejsze wkłady pochodzą z LNG (1,6%), CO₂ (0,8%) i biomasy (0,3%). Dla porównania Rys. 12(b) pokazuje, że przy turbinach wiatrowych obciążenia są bardziej zrównoważone: energia wiatrowa odpowiada za 48,4% GWP, LNG za 30,8%, CO₂ za 15,1%, a biomasa za 5,7%. Choć w tym wariancie energia wiatrowa nadal dominuje, obejmuje to pełny cykl życia — od wytwarzania po eksploatację i likwidację. Łącznie porównanie jednoznacznie wskazuje, że produkcja SAF z energią wiatrową skutkuje znacznie niższym śladem środowiskowym niż przy wykorzystaniu konwencjonalnego miksu w Polsce, podkreślając kluczową rolę OZE w redukcji wpływu klimatycznego paliw alternatywnych i potrzebę dekarbonizacji krajowych systemów elektroenergetycznych.



Rys. 12. Udział procentowy całkowitego GWP proponowanego układu: a) polski mikś elektroenergetyczny; b) turbiny wiatrowe.

5. Porównanie wyników

W tym rozdziale scalono wyniki ośmiu proponowanych ścieżek opartych na energii odnawialnej: biogaz→metanol (bazowy i ulepszony), biomasa→metanol (z i bez podukładów LNG/magazynowania energii), power-to-ammonia, biomass-to-ammonia (WGS współ-/przeciwprądowy) oraz biojet przez syntezę FT — w jednej ocenie porównawczej w celu identyfikacji najlepszego układu wykorzystania wodoru. Zestawiono wspólne wskaźniki oceny (sprawność energetyczna, koszty poziomowe, wskaźniki LCA „cradle-to-gate”). Porównanie to bezpośrednio testuje hipotezy, że skoordynowane użycie H₂, O₂, ciepła i energii elektrycznej, wraz z magazynowaniem oraz odzyskiem ciepła odpadowego, może zapewnić wyniki przewyższające alternatywy. Efektem jest wybór najlepszego systemu dla wykorzystania wodoru i produkcji paliw/chemikaliów biopochodnych oraz uogólnione reguły projektowe wspierające optymalizację.

Jak przedstawiono w Tabeli 1, wśród opcji biometanolu najlepszym rozwiązaniem dla wykorzystania wodoru jest ulepszony wariant BtM z magazynowaniem energii (System 4), dzięki odzyskowi ciepła z CAES/TES i wysokiej produkcji paliwa. Osiąga on najwyższą sprawność energetyczną 95.27% i największą wydajność 8062 kg/h, przy najniższych obciążeniach środowiskowych wśród układów BtM (GWP = 0.1346 kgCO₂-eq/kgFuel, FDP = 0.0254 kgoileq/kgFuel). Jego koszt, 602.2 \$/t, jest nieznacznie wyższy od najtańszego przypadku. Jeśli jedynym kryterium jest minimalizacja kosztu jednostkowego, ulepszona produkcja metanolu na bazie biogazu z integracją regazyfikacji LNG (System 2) jest najtańsza — 574.4 \$/t — ponieważ instalacje biogazu są tańsze niż zgazowania. Wariant ten ma wysoką sprawność (84%) i średnie oddziaływania (GWP 0.2059, FDP 0.0415). Wersja zgazowania (System 3) odstaje kosztowo (961 \$/t) i sprawnościowo (81.96%). Wobec metanolu rynkowego z paliw kopalnych (1100 \$/t, η = 71%, GWP 0.908, FDP 0.907) zarówno System 2, jak i System 4 są zdecydowanie lepsze: System 4 obniża GWP o 85% i FDP o 97%, podnosząc

sprawność o 24.3%, a System 2 pozostaje o 48% tańszy od kopalnego przy wyrażnie niższych oddziaływaniach. W kontekście celu rozprawy — optymalizacji wykorzystania wodoru poprzez głęboką integrację cieplną i procesową — System 4 jest preferowanym rozwiązaniem, przekuwając integrację SOEC wysokiej temperatury i odzysk ciepła CAES/TES w najwyższą konwersję wejściowego H₂ do sprzedawalnego biometanolu przy najniższym koszcie środowiskowym.

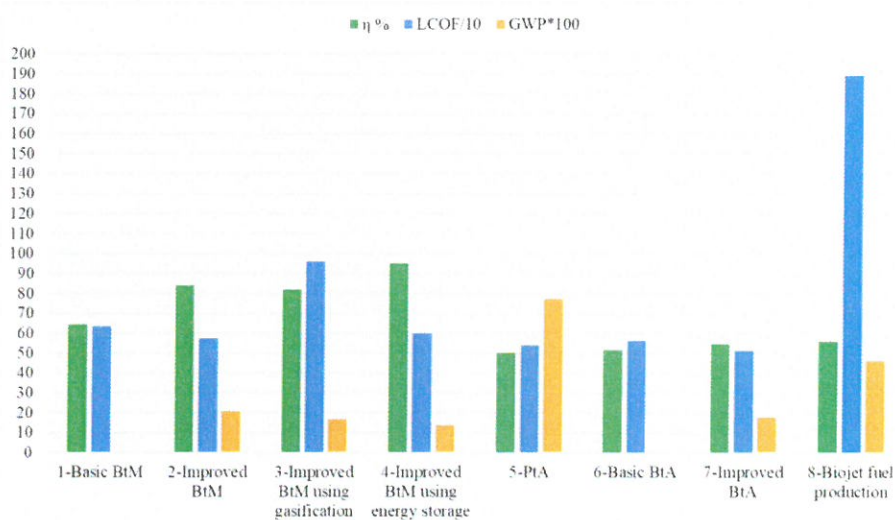
Dla produkcji amoniaku najlepiej zrównoważoną opcją jest ulepszona BtA (System 7), która wykorzystuje zgazowanie biomasy oraz przeciwprądowy membranowy reaktor WGS. Przy zbliżonej zdolności instalacji (83472 kg/h) osiąga ona najwyższą sprawność wśród „zielonych” opcji produkcji amoniaku (54.64%), najniższy LCOF (513.28 \$/t) oraz najniższe obciążenia środowiskowe (GWP = 0.175 kgCO₂-eq/kgFuel, FDP = 0.046 kgoileq/kgFuel). Układ PtA z elektrolizą alkaliczną wypada słabiej we wszystkich KPI, a podstawowy wariant BtA (WGS współprądowy) ustępuje zarówno pod względem sprawności (51.60%), jak i kosztu (562.98 \$/t). W porównaniu z amoniakiem rynkowym z paliw kopalnych ulepszony układ BtA redukuje GWP o 93% i FDP o 95%, będąc jednocześnie o 46% tańszy w ujęciu LCOF. W kontekście optymalizacji wykorzystania wodoru przeciwprądowy membranowy WGS maksymalizuje odzysk H₂ z gazu syntezowego, przekładając się na najlepszy łączny wynik energia–koszt–emisje.

W produkcji paliwa lotniczego proponowana ścieżka „zgazowanie–SOEC–LNG” jest wyraźnym najlepszym we wszystkich wskaźnikach oceny. Dostarcza wydajność 3949 kg/h, najwyższą sprawność energetyczną (56.21%), najniższy LCOF (1893 \$/t) oraz istotnie lepsze wskaźniki środowiskowe (GWP = 0.464 kgCO₂-eq/kgFuel — o 50% niżej niż dla paliwa kopalnego; FDP = 0.3233 kgoileq/kgFuel — o 73% niżej niż 1.2 dla kopalnego). Usprawnienia te bezpośrednio realizują cel rozprawy w zakresie optymalizacji wykorzystania wodoru: wodór z SOEC służy do uszlachetnienia biogenicznego gazu syntezowego w syntezie FT, podczas gdy odzysk energii LNG/GT zacieśnia integrację, podnosząc sprawność konwersji oraz obniżając koszty i obciążenia cyklu życia.

Tabela 1. Porównanie wyników wszystkich proponowanych układów wykorzystania wodoru.

System	Podsystemy	$\dot{m}_F$, kg/h	η , %	LCOF, \$/tonne	GWP, kgCO ₂ eq/kgFuel	FDP, kgoileq/kgFuel
-	Produkcja biometanolu					
1-BtM – wariant podstawowy	– Fermentacja beztlenowa, uszlachetnianie biogazu, SOEC, synteza metanolu	366	64.55	633.7	-	-
2- BtM – wariant ulepszony	– Fermentacja beztlenowa, uszlachetnianie biogazu, SOEC, synteza metanolu, LNG–GT	2893	84	574.4	0.2059	0.0415
3- Ulepszony BtM z wykorzystaniem zgazowania	– Zgazowanie biomasy, SOEC, synteza metanolu (MeOH), LNG–GT	2061	81.96	961	0.1666	0.0345
4- Ulepszony BtM z magazynowaniem energii	– Zgazowanie biomasy, SOEC, synteza metanolu (MeOH), LNG–GT, CAES/TES	8062	95.27	602.2	0.1346	0.0254
-	Metanol rynkowy [10], [11], [12]	-	71.00	1100	0.908	0.907
-	Produkcja amoniaku					
5- PtA	– Separacja powietrza, elektrolizer alkaliczny, synteza amoniaku	83399	50.19	540.77	0.772	0.201
6- BtA – wariant podstawowy	– Separacja powietrza, zgazowanie biomasy, WGS współprądowy (CO–WGS), synteza amoniaku, CCS	83472	51.60	562.98	-	-
7- BtA – wariant ulepszony	– Separacja powietrza, zgazowanie biomasy, WGS przeciwprądowy (CC–WGS), synteza amoniaku, CCS	83472	54.64	513.28	0.175	0.046

-	Amoniak rynkowy [10], [13]	-	66.36 (podejście egzergetyczne)	950	2.66	0.945
-	Produkcja biopaliwa lotniczego (SAF)					
8- Produkcja biopaliwa lotniczego (SAF)	– Zgazowanie biomasy, SOEC, synteza Fischera–Tropscha (FT), LNG–GT	3949	56.21	1893	0.464	0.3233
-	Paliwo lotnicze (rynkowe) [10], [14], [15]	-	49.9 (dla SAF)	2694	0.923	1.2



Rys. 13. Porównanie wyników wszystkich proponowanych układów wykorzystania wodoru.

Wykres słupkowy na Rys. 13 zagregowuje te same dane co Tabela 1, lecz prezentuje jedynie trzy kluczowe wskaźniki decyzyjne: całkowitą sprawność energetyczną (η), poziomowy koszt paliwa (LCOF, podzielony przez 10) oraz wpływ na klimat (GWP, przeskalowany $\times 100$). Trzy instalacje wyróżniają się jako najbardziej optymalne konfiguracje pod kątem wykorzystania wodoru.

W ujęciu ogólnym porównanie rekomenduje wykorzystanie następujących podukładów w celu optymalizacji użycia wodoru z perspektywy energetycznej, techno-ekonomicznej i środowiskowej (LCA):

- Zgazowanie biomasy z łącznym zastosowaniem czynników O_2 /para.
- SOEC wysokotemperaturowy dla maksymalnej sprawności oraz alkaliczny elektrolizer niskotemperaturowy (ALE) dla opłacalności kosztowej.
- Przeciwnądowy membranowy reaktor WGS.
- Zintegrowany odzysk ciepła pomiędzy blokiem LNG–turbina gazowa (LNG–GT), magazynami CAES/TES i pętlami syntezy paliw.
- Skoordynowane zarządzanie O_2/CO_2 w skali całego układu.

6. Wnioski

Traktowany jako jednoczący nośnik energii i zmienna projektowa wodór umożliwia rygorystyczną optymalizację układów poligeneracyjnych współwytwarzających paliwa ciekłe i gazowe przy jednoczesnym równoważeniu sprawności, kosztów i wyników środowiskowych. Niniejsza rozprawa łączy modelowanie termodynamiczne z oceną techno-ekonomiczną i analizą cyklu życia dla ośmiu nowych ścieżek, obejmujących konwersję biogazu do metanolu, dwa warianty biomasa→metanol (z odzyskiem ciepła LNG oraz z magazynowaniem energii), trzy scenariusze amoniaku oraz produkcję

paliwa lotniczego. Efektem są spójne ramy i zbiór uogólnialnych reguł projektowych pokazujących, jak ukierunkowane na elektrolizer wykorzystanie ciepła, O_2 i H_2 , selektywne separacje oraz strategiczna współprodukcja przekształcają kompromisy na poziomie instalacji i przesuwają paliwa biopochodne w kierunku niższych emisji i wykonalności ekonomicznej. Główne wnioski z rozprawy są następujące:

- Chemiczne magazynowanie w postaci biopaliw ciekłych jest łatwiejsze i bezpieczniejsze niż magazynowanie wodoru jako gazu sprężonego/kriogenicznego.
- Stałotlenkowe ogniwo elektrolityczne (SOEC) umożliwia synergiczną integrację ciepła i mocy, dostarcza O_2 zastępujący separację powietrza oraz H_2 do wytwarzania biometanolu, amoniaku i paliwa lotniczego, łącznie podnosząc sprawność układu.
- Przypadki amoniaku pokazują, że najtańsza trasa PtA z elektrolizerem alkalicznym nie jest najbardziej efektywna energetycznie, podczas gdy biomasa → amoniak z membranowym WGS maksymalizuje sprawność.
- Przeciwprądowe membranowe reaktory WGS konsekwentnie przewyższają układy współprądowe pod względem odzysku H_2 i sprawności całkowitej. Odzysk chłodu z instalacji LNG i turbiny oxy-fuel redukują zapotrzebowanie netto na energię elektryczną.
- Współwytwarzanie biometanolu i gazu ziemnego przy skoordynowanym zarządzaniu O_2/CO_2 skraca czas zwrotu i zwiększa odporność na zmienność cen energii w porównaniu z instalacjami jednoproduktowymi.
- Jednostki elektrolizy i syntezy paliw dominują w kosztach kapitałowych; dlatego cena i źródło energii elektrycznej są pierwszoplanowymi determinantami kosztu poziomowego we wszystkich ścieżkach.
- Energia wiatrowa znacząco obniża emisje GHG „od kołyski do bramy” oraz zużycie zasobów kopalnych względem polskiego miks elektroenergetycznego. Intensyfikacja procesów (turbina oxy-fuel z wtryskiem CO_2 , odzysk chłodu z instalacji LNG) dodatkowo poprawia ślad środowiskowy.
- SOEC jest preferowany tam, gdzie możliwa jest integracja wysokotemperaturowa.
- Do produkcji amoniaku wybiera się przeciwprądowy membranowy reaktor WGS.
- Odzysk chłodu z instalacji LNG i spalanie tlenowe włącza się wtedy, gdy priorytetem są odciążenie sieci i recyrkulacja spalin.
- Współwytwarzanie gazu ziemnego i biopaliw jest korzystne przy wysokich lub zmiennych cenach energii elektrycznej.
- Źródła odnawialne wybiera się, gdy priorytetem jest trwałość środowiskowa.
- Moduły magazynowania sprężonego powietrza i ciepła (CAES/TES) przekształcają przejściowe ciepło odpadowe w stabilną produkcję biometanolu, ograniczając zmienność sieci i podnosząc sprawność.
- Proces optymalizacji projektowej dostarcza „gotowe do decyzji” mapy kompromisów między sprawnością, kosztem i emisjami w oparciu o integrację ciepło–moc, lokalizację/wielkość elektrolizera oraz sprzężenia podukładów z informacją zwrotną z ocen TEA i LCA.
- Ulepszony BtM z CAES/TES jest rozwiązaniem ogólnie najlepszym pod względem wykorzystania wodoru: najwyższa sprawność (95%), konkurencyjny koszt (602 \$/t) i najniższy GWP (0,135 $kgCO_2eq/kgFuel$), co potwierdza tezę o wysokotemperaturowej, głębokiej integracji odzysku ciepła wokół SOEC, zgazowania i LNG.

- Dla amoniaku preferowana jest konfiguracja BtA z przeciwprądowym membranowym WGS — o akceptowalnej sprawności (54.6%), najniższym koszcie wśród wszystkich instalacji (513 \$/t) i niemal zerowej intensywności GHG (0,175 kgCO₂eq/kgFuel) dzięki lepszemu zarządzaniu H₂/O₂ i N₂.
- Ścieżka biopaliwa lotniczego pozostaje strategicznie istotna dla lotnictwa trudnego do elektryfikacji (sprawność 56%, koszt 1893 \$/t, GWP 0,464 kgCO₂eq/kgFuel).
- Optymalne wykorzystanie wodoru akcentuje zgazowanie z O₂/parą, SOEC wysokotemperaturowy (z ALE jako dźwignią kosztową), przeciwprądowe membrany WGS, zintegrowany odzysk ciepła między LNG–GT, a CAES/TES oraz skoordynowane wykorzystanie O₂/CO₂ w całym układzie.
- Polski miks elektroenergetyczny jest bardziej opłacalny ekonomicznie niż turbiny wiatrowe; jednak pod względem większości wskaźników środowiskowych to energia wiatrowa wypada lepiej. Redukcje — zwłaszcza w obszarze zmiany klimatu i niedoboru zasobów kopalnych — są znaczące, co potwierdza kluczową rolę OZE w osiągnięciu neutralności węglowej i ograniczaniu degradacji środowiska.

Bibliografia

- [1] “Shedding light on energy in Europe – 2025 edition - Interactive publications - Eurostat.” Accessed: Aug. 28, 2025. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/energy-2025?utm_source=chatgpt.com#energy-sources
- [2] “How Does Anaerobic Digestion Work? | US EPA.” Accessed: Aug. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.epa.gov/agstar/how-does-anaerobic-digestion-work>
- [3] N. Johnson, M. Liebreich, D. M. Kammen, P. Ekins, R. McKenna, and I. Staffell, “Realistic roles for hydrogen in the future energy transition,” *Nature Reviews Clean Technology* 2025 1:5, vol. 1, no. 5, pp. 351–371, Apr. 2025, doi: 10.1038/s44359-025-00050-4.
- [4] T. International Renewable Energy Agency, “Green hydrogen cost reduction scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal h 2 o 2,” 2020.
- [5] “Safety, Codes and Standards | Department of Energy.” Accessed: Aug. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/safety-codes-and-standards>
- [6] H. Ghiasirad and A. Skorek-Osikowska, “Parametric analysis of biomethanol production unit using biomass gasifier and high-temperature electrolyzer,” *Proceedings of WHEC 2022 - 23rd World Hydrogen Energy Conference: Bridging Continents by H2*, pp. 252–254, 2022, Accessed: Sep. 16, 2025. [Online]. Available: <https://www.scopus.com/pages/publications/85147194871>
- [7] M. Ostadi, L. Bromberg, D. R. Cohn, and E. Gençer, “Flexible methanol production process using biomass/municipal solid waste and hydrogen produced by electrolysis and natural gas pyrolysis,” *Fuel*, vol. 334, p. 126697, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.126697>.
- [8] T. F. Stocker *et al.*, “Climate Change 2013 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,” *Climate Change 2013 the Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, vol. 9781107057999, pp. 1–1535, Jan. 2014, doi: 10.1017/CBO9781107415324.

- [9] R. Frischknecht *et al.*, “Swiss Centre for Life Cycle Inventories A joint initiative of the ETH domain and Swiss Federal Offices Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods Data v2.0 (2007),” 2007, Accessed: Sep. 06, 2025. [Online]. Available: www.ecoinvent.org
- [10] “SimaPro - Sustainability insights for informed changemakers.” Accessed: Sep. 11, 2025. [Online]. Available: <https://simapro.com/>
- [11] C. Arnaiz del Pozo, S. Cloete, and Á. Jiménez Álvaro, “Techno-economic assessment of long-term methanol production from natural gas and renewables,” *Energy Convers Manag*, vol. 266, p. 115785, Aug. 2022, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2022.115785.
- [12] Z. Zhang, B. Delcroix, O. Rezazgui, and P. Mangin, “Simulation and techno-economic assessment of bio-methanol production from pine biomass, biochar and pyrolysis oil,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 44, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101002.
- [13] S. Mingolla *et al.*, “Effects of emissions caps on the costs and feasibility of low-carbon hydrogen in the European ammonia industry,” *Nature Communications* 2024 15:1, vol. 15, no. 1, pp. 1–23, May 2024, doi: 10.1038/s41467-024-48145-z.
- [14] M. Hillestad *et al.*, “Improving carbon efficiency and profitability of the biomass to liquid process with hydrogen from renewable power,” *Fuel*, vol. 234, pp. 1431–1451, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.fuel.2018.08.004.
- [15] M. Dossow, V. Dieterich, A. Hanel, H. Spliethoff, and S. Fendt, “Improving carbon efficiency for an advanced Biomass-to-Liquid process using hydrogen and oxygen from electrolysis,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 152, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111670.