

Koordynator: Łukasz LACH

Sławomir KOPEĆ (1), Łukasz LACH (1), Marcin PLUTA (2), Maciej RACZYŃSKI (2), Wojciech SUWAŁA (2), Artur WYRWA (2), Janusz ZYŚK (2)

VIII. Rynek energii, ekonomia i prognozowanie gospodarki

Abstrakt: Fundamentalnym elementem trwającej w Polsce transformacji energetycznej są procesy ekonomiczne, obejmujące zarówno kwestie finansowania i optymalizacji kosztów systemowych, jak i maksymalizacji pozytywnych efektów zewnętrznych. W artykule przedstawiono doświadczenia naukowo-badawcze autorów w zakresie wspomnianej problematyki. Omówiono projekt Obserwatorium Transformacji Energetycznej finansowany w ramach konkursu strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Przedstawiono także wieloletnie doświadczenie Zespołu Modelowania Systemów Energetycznych AGH (ESMLab AGH) w konstruowaniu wielowymiarowych modeli paliwowo-energetycznych. Zaprezentowane wyniki dowodzą unikalnego potencjału AGH w obszarze monitorowania i programowania ekonomiczno-technologicznych aspektów TE w Polsce, który pozwala w większym stopniu stosować zasadę *evidence-based policymaking* do kreowania polityki klimatycznej i gospodarczej w wymiarze krajowym, regionalnym i lokalnym.

Słowa kluczowe: energetyka rozproszona, efekty zewnętrzne transformacji energetycznej, makroekonomia, rynek pracy, rozwój gospodarczy, badania systemowe, modelowanie, system energetyczny, planowanie operacyjne, analizy scenariuszowe

1. Prognozowanie gospodarczych efektów transformacji energetycznej

Złożony proces transformacji energetycznej (TE) wymaga kompleksowego podejścia do działań prowadzonych w obszarze energetyki. Dotyczy to zarówno kształtowania polityk i stosowania instrumentów odpowiadających zmieniającym się warunkom, jak i wspierania głównych grup interesariuszy, takich jak przedsiębiorcy, jednostki samorządu terytorialnego,

wspólnoty i lokalne inicjatywy energetyczne, prosumenci czy wreszcie obywatele planujący inwestycje. Świadome, odpowiedzialne i szybkie podejmowanie optymalnych decyzji w obszarze energetyki wymaga dysponowania precyzyjnym aparatem analitycznym oraz wiarygodnymi i aktualnymi danymi. Tymczasem dostępne obecnie zasoby mają charakter wycinkowy i często opierają się na niespójnych i nieporównywalnych metodykach, co uniemożliwia ich integrację i uzyskanie całościowego oglądu. W efekcie ich wykorzystywanie w strategicznych procesach decyzyjnych jest utrudnione. Co więcej, podmioty odpowiedzialne za politykę energetyczną państwa powinny skupiać się na takim jej kształtowaniu, aby kapitał wykorzystywany w TE wspierał rodzimą gospodarkę. Wtedy możliwe będzie uzyskanie korzyści ekonomicznych z ponoszonych kosztów finansowych i społecznych. Również tutaj brakuje obecnie wiarygodnego zestawu danych na temat możliwych ekonomicznych skutków transformacji systemu energetycznego w Polsce.

1.1. Odpowiedź na wyzwania transformacji energetycznej

W obliczu przywołanych wyzwań, w roku 2023 powołano do życia Obserwatorium Transformacji Energetycznej (OTE) jako instrument wspierający optymalne podejmowanie decyzji w obszarze transformacji energetycznej. Źródłem finansowania prac OTE są środki

przyznane w ramach konkursu strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG organizowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Projekt OTE jest realizowany przez konsorcjum, w skład którego wchodzi: Akademia Górniczo-Hutnicza (lider projektu), Ministerstwo Klimatu i Środowiska oraz Narodowe Centrum Badań Jądrowych. Jednym z kluczowych obszarów analiz obejmowanych przez OTE jest gospodarczy wymiar TE. Niniejszy artykuł ma na celu wskazanie istotnych luk w istniejących strategiach dotyczących programowania TE w Polsce i zarysowanie w tym kontekście potencjału do efektywnego wykorzystania osiągnięć projektu OTE realizowanych w AGH w Krakowie, w szczególności dotyczących pomiaru ekonomicznych efektów towarzyszących TE.

1.2. Zakres analiz makroekonomicznych realizowanych w ramach OTE

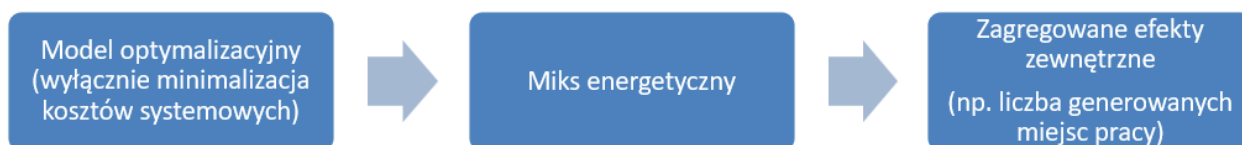
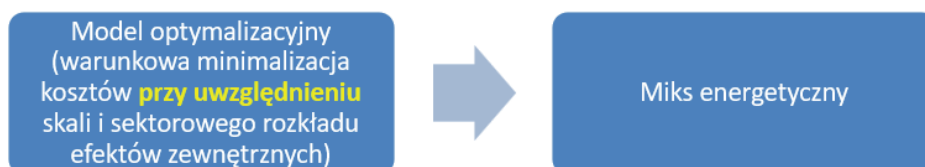
Wśród głównych funkcjonalności OTE w zakresie pomiaru efektów gospodarczych TE należy wymienić zapewnianie dostępu do zaktualizowanych analiz makroekonomicznych stanowiących źródło przydatnej wiedzy w procesie wspierania i kształtowania przyszłej polityki społeczno-gospodarczej kraju oraz branżowych planów i strategii rozwojowych. Badania tego typu są prowadzone przez funkcjonujący w AGH zespół ekspercki łączący kompetencje z zakresu ekonomii i inżynierii. Zapotrzebowanie na omawiane analizy jest wykazywane zarówno przez podmioty administracji centralnej, jak i przedstawicieli sektora energetycznego i innych zainteresowanych gałęzi przemysłu. Analizy ekonomiczno-technologiczne obejmują szczegółowy opis potencjalnych efektów makroekonomicznych indukowanych w Polsce przez proces TE przy założeniu różnych scenariuszy rozwoju, a także wykonanie katalogu mierników obrazujących postęp TE w różnych wymiarach. Co więcej, pod koniec roku 2025 OTE zaoferuje otwarty dostęp do optymalizacyjnego układu makroekonomicznego, który pozwoli użytkownikom modelować prawdopodobne

zachowanie polskiej gospodarki w rozpatrywanym symulacyjnym scenariuszu rozwoju, obejmującym odgórnie zadany przez użytkownika przebieg ewolucji wybranych egzogenicznych parametrów ekonomicznych, energetycznych i ekologicznych¹.

1.3. Wady istniejących modeli miksu energetycznych

Jak zaznaczono w dokumencie *Model optymalnego miksu energetycznego dla Polski do roku 2060*, opracowanym w 2013 r. przez Departament Analiz Strategicznych Kancelarii Prezesa Rady Ministrów (Gołębiowski et al. 2013), istotną kategorią kosztów, których nie uwzględniają istniejące modele, są efekty zewnętrzne funkcjonowania poszczególnych technologii, rozumiane jako efekty ekonomiczne (np. zmiany na rynku pracy), środowiskowe (np. zmiany stężenia pyłów w powietrzu) i społeczne (np. zmiana poziomu zdrowotności). Autorzy przytaczanego raportu podkreślają, że analizowanie takich kosztów byłoby możliwe w ramach istniejących modeli, ale wymagałoby wiarygodnych danych na temat ich wysokości i struktury. W roku 2025, a więc dekadę po publikacji wspomnianego raportu, administracja centralna w Polsce opracowuje Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu, w którym modele miksu energetycznego w dalszym ciągu pomijają – z braku wiarygodnych oszacowań – koszty zewnętrzne TE (KPEiK 2025). Jednym z podstawowych zadań realizowanych w ramach OTE jest stopniowe pozyskiwanie unikatowych danych wejściowych niezbędnych do szacowania wspomnianych efektów zewnętrznych TE. Pozwoli to lepiej zrozumieć gospodarcze konsekwencje TE, w tym szanse i zagrożenia dla polskiego rynku pracy wynikające z przechodzenia na nowe technologie energetyczne. Ilustrację fundamentalnej różnicy w sposobie definiowania miksu energetycznego pokazano na Rys. 1.

¹ Model stanowi rozwinięcie koncepcji zaprezentowanej w artykule (Lach 2022).

Uprozczone podejście sekwencyjne (np. KPEiK):**Podejście holistyczne (implementacja możliwa przy wykorzystaniu narzędzi OTE):**

Rys. 1. Porównanie istniejących metodologii wyznaczania miks energetyczny i metody proponowanej w ramach OTE

Istniejące metody wyznaczania miks energetycznego, w tym metody dyskutowane w KPEiK, bazują na wykorzystaniu modelu optymalizacyjnego bez uwzględniania kosztów zewnętrznych; w modelu minimalizowane są jedynie koszty systemowe. Metoda dyskutowana w ramach OTE bazuje z kolei na jednoczesnym uwzględnieniu w modelu optymalizacyjnym wszystkich typów kosztów, również zewnętrznych.

1.4. Skala i stopień szczegółowości analiz makroekonomicznych prowadzonych w ramach OTE – przykład

Zakres badań prowadzonych przez zespół z AGH zajmujący się analizami makroekonomicznych efektów TE obejmuje szereg technologii. W ramach projektu OTE opublikowane zostaną szczegółowe raporty poświęcone analizie ekonomicznych aspektów rozwoju poszczególnych technologii. W celu zilustrowania skali i stopnia szczegółowości prowadzonych badań rozważmy przykład technologii fotowoltaicznych (PV), które w ostatnich latach zanotowały w Polsce szczególnie duży rozwój. Z punktu widzenia gospodarki kraju istotne znaczenie ma określenie wpływu rozbudowy infrastruktury PV na wzrost produkcji krajowej i wartości dodanej, a także na powstawanie nowych miejsc pracy. Zespół OTE określił poziomy

powyższych zmiennych makroekonomicznych dla różnych scenariuszy rozwoju branży PV w perspektywie 2040 r. Wyznaczono prognozy wolumenu oraz sektorowego rozkładu dla następujących obszarów:

- produkcja krajowa (rozumiana jako ogół produktów i usług wytworzonych w polskiej gospodarce w rozpatrywanym przedziale czasowym),
- zatrudnienie (wyrażone w osobolatach pracy w pełnym wymiarze),
- wartość dodana (rozumiana jako wielkość produkcji krajowej po odliczeniu kosztów pośrednich).

Budowa i utrzymanie instalacji PV w Polsce oddziałują na wszystkie wspomniane kategorie. Badanie stanowiło poszerzenie raportu opublikowanego w ramach serii „Analizy AGH” poświęconego wpływowi pierwszych trzech edycji rządowego programu Mój Prąd na polską gospodarkę (Kopeć et al. 2021). Podczas prac wyodrębniono, zależnie od instalowanej mocy, cztery zakresy instalacji PV, dla których wyznaczono efekty mnożnikowe (Tab. 1).

Tab. 1. Analizowane zakresy instalacji PV

Zakres	Przedział mocy [kW]
PV1	< 10
PV2	10–50
PV3	50–950
PV4	> 950

Omawiane opracowanie zawiera wyniki badań empirycznych dla trzech scenariuszy.

- Scenariusz bazowy (dalej oznaczany skrótem BAZ) zakłada, że rozwój technologii będzie przebiegał w oparciu o obecnie istniejące uwarunkowania prawne i rynkowe (*business as usual*).
- Scenariusz PEP2040 przyjmuje, że dalszy rozwój będzie przebiegał na bazie założeń oraz uwarunkowań prawnych i rynkowych określonych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040 2021).
- Scenariusz optymalny dla branży (OPT) opiera się na założeniu, że dalszy rozwój będzie przebiegał w zakresie i tempie optymalnym z punktu widzenia strategii i ekspansji podmiotów z branży. Model został opracowany przez ekspertów Krajowej Izby Kłastrów Energii i OZE.

W celu dokonania ilościowej oceny efektów gospodarczych generowanych w polskiej gospodarce przez instalację i utrzymywanie instalacji PV wykorzystano unikatowe dane ekonomiczno-technologiczne dostarczone przez ankietowych ekspertów KIKEiOZE. Do ich opracowania użyto metodologii oceny efektów mnożnikowych (przybliżona w Załączniku). Pozwoliło to przygotować obszerny raport na temat makroekonomicznych efektów rozwoju technologii PV w Polsce². W szczególności wyznaczono efekty mnożnikowe dla trzech rozpatrywanych zmiennych makroekonomicznych i jednej zmiennej środowiskowej w przeliczeniu na 1 MW zainstalowanej mocy w instalacji PV (Rys. 2).

Rys. 2 wskazuje, że praco- i kosztochłonność inwestycji PV rośnie wraz ze zmniejszaniem się mocy instalowanych jednostek. Ten zgodny z intuicją wynik znajduje potwierdzenie ilościowe w postaci konkretnych wartości liczbowych dla wyznaczonych mnożników. Znając wielkość inwestycyjnych mnożników jednostkowych (Rys. 2) oraz potencjał rozwoju instalacji PV dla rozpatrywanych scenariuszy (Tab. 1), można

wyznaczyć zagregowane efekty mnożnikowe dla każdego rozpatrywanego reżimu PV³.

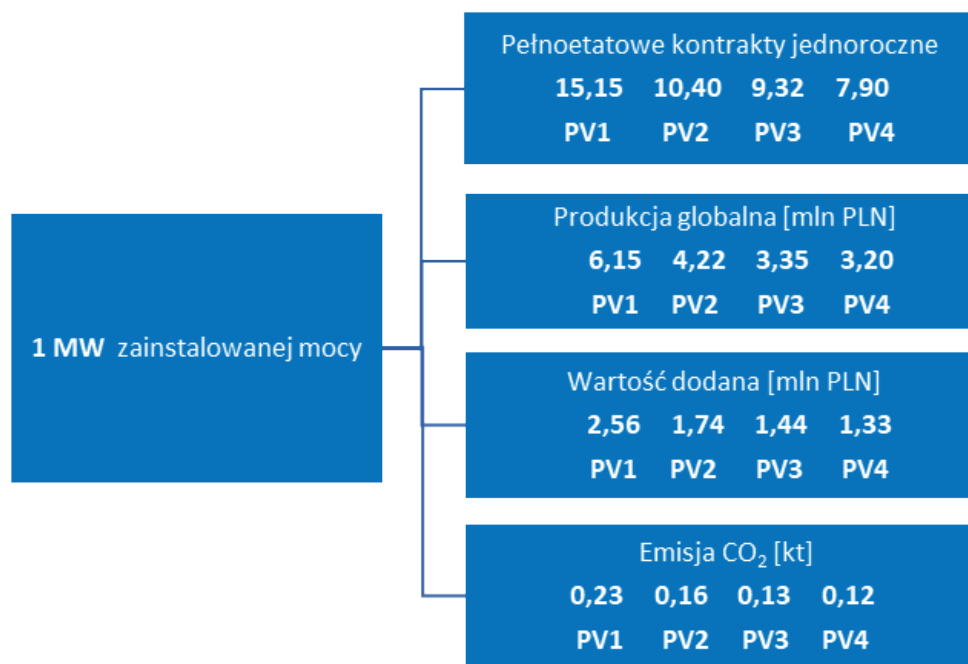
Na Rys. 3 przedstawiono łączną liczbę miejsc pracy generowanych przez instalację i utrzymywanie (O&M) infrastruktury PV dla wszystkich reżimów PV w trzech rozważanych scenariuszach rozwoju.

Ilustracja przedstawia kluczowe wnioski z omawianego badania przeprowadzonego w ramach OTE. Wynika z nich, że w okresie najbliższych 15 lat możliwe jest utrzymanie w branży stałego poziomu zatrudnienia. W pierwszych latach dominować będą miejsca związane z inwestycjami w instalacje prosumenckie (PV1). Z upływem czasu nastąpi wzrost znaczenia większych instalacji, zwłaszcza PV4. Równocześnie będzie rosła liczba stałych miejsc pracy związanych z utrzymywaniem zainstalowanej infrastruktury, co skompensuje możliwy spadek instalacyjnych miejsc pracy. W zależności od przyjętego scenariusza łączna liczba miejsc pracy będzie stabilna, ale na różnych poziomach: dla wariantu bazowego może wynieść ok. 20 tys., dla PEP2040 ok. 25 tys., a dla wariantu OPT między 35 a 40 tys. Uzasadnia to dążenie do realizacji scenariusza optymalnego dla branży.

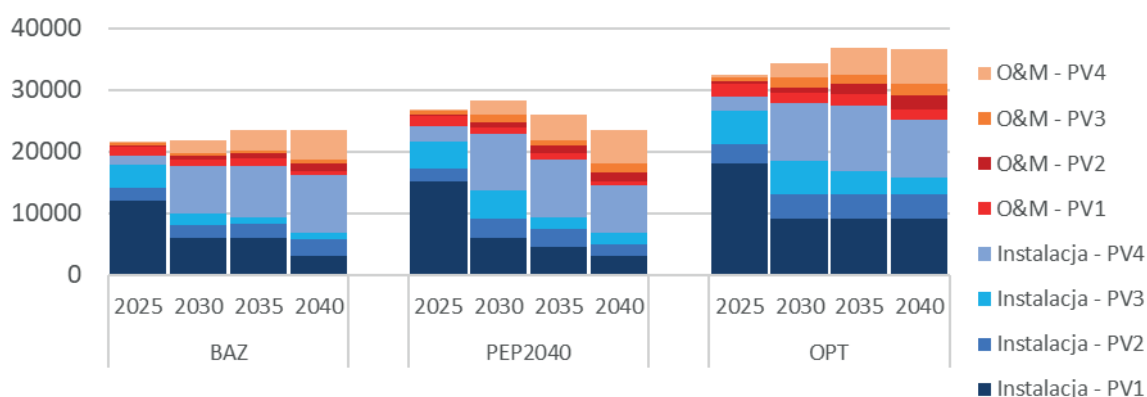
Istniejące prognozy liczebności miejsc pracy dla innych gospodarek uwzględniają często mocno przybliżone szacunki związane z tzw. efektami indukowanymi, czyli konsekwencjami wykorzystywania wynagrodzeń przez pracowników. Prezentowana analiza nie obejmuje tego typu efektów ze względu na brak oficjalnych danych statystycznych na temat rozkładu wydatków gospodarstw domowych w Polsce. Dla informacji warto jednak wspomnieć, że według literatury liczba indukowanych miejsc pracy może stanowić od 33% do nawet 100% miejsc związanych z efektami bezpośrednimi i pośrednimi (BlueGreen Alliance 2011). Innymi słowy, efekty indukowane związane z rozwojem infrastruktury PV mogą w dość istotny sposób powiększać związane z nimi efekty bezpośrednie pokazane na Rys. 2.

² Dokument w pełnej wersji zostanie opublikowany przez zespół OTE w 2025 r. w otwartym dostępie.

³ Analogiczną analizę można przeprowadzić dla fazy użytkowania technologii PV, wykorzystując wielkość i sektorowy rozkład kosztu OPEX.



Rys. 2. Jednostkowe mnożniki inwestycyjne dla omawianych reżimów PV wyznaczone dla fazy instalacji



Rys. 3. Łączna liczba miejsc pracy generowana przez instalację i utrzymanie (O&M) infrastruktury PV w rozważanych scenariuszach rozwoju i reżimach PV

Próba porównania mnożników jednostkowych wyliczonych w niniejszej pracy z analogicznymi opracowaniami dostępnymi w literaturze wskaźników dla innych krajów napotyka na szereg trudności. Pomijając unikatowe dla każdego kraju uwarunkowania gospodarcze, dostępne analizy przeprowadzane są przy pomocy różnych metodyk (np. modele IO, CGE, proste modele analityczne). Skutkuje to bardzo dużym, nawet kilkusetprocentowym rozrzutem wyników (patrz np.: Jacobson et al. 2017, Ram et al. 2022, Rutovitz et al. 2015, 2020). Cameron et van

der Zwaan (2015) przedstawiają zestawienie wyników z 9 analiz dla fazy instalacji i 12 dla fazy użytkowania instalacji PV z różnych lat i różnych krajów. Mediany przytoczonych mnożników wynoszą w odpowiednich jednostkach 11,2 dla fazy instalacji i 0,3 dla fazy utrzymywania inwestycji (bez podziału na „duże” i „mniejsze” instalacje PV). Można więc wnioskować, że wyznaczone w niniejszym badaniu mnożniki jednostkowe (w zależności od wielkości instalacji od 7,9 do 15,15 dla fazy konstrukcji oraz 0,22 do 0,39 dla fazy utrzymywania inwestycji) są zbliżone

do średnich poziomów mnożników jednostkowych prezentowanych w analogicznych raportach prowadzonych dla innych krajów.

1.5. Znaczenie współpracy AGH z organizacjami branżowymi

Jedną z najsilniejszych stron Obserwatorium Transformacji Energetycznej jest intensywna i owocna współpraca zespołu projektowego z organizacjami branżowymi działającymi w obszarze energetyki. Istniejąca od lat ścisła relacja między AGH a otoczeniem rynkowym zaowocowała budową i utrzymaniem repozytorium szczegółowych danych dotyczących TE w Polsce. Baza stanowi podstawę do prowadzenia analiz makroekonomicznych przez OTE, w tym wspomnianych pionierskich prac z zakresu pomiaru efektów zewnętrznych TE⁴. Takie działania są możliwe również dzięki wykorzystaniu specjalistycznej wiedzy eksperckiej i wieloletniego doświadczenia zespołu projektowego OTE w pracy z modelami *input-output*. Dotychczasowe wyniki prac badawczych prowadzonych w przedmiotowym zakresie w AGH pozwalają w szczególności na przeprowadzenie nowatorskiego porównania ekonomicznych parametrów funkcjonowania różnych

technologii uwzględnianych w polskim miksie energetycznym (Tab. 2).

Wyniki zaprezentowane w Tab. 2 stanowią przykład wskaźników niewyznaczanych do tej pory dla polskiej gospodarki, które umożliwiają redefinicję optymalnego miksu energetycznego w Polsce zgodnie ze schematem zaprezentowanym na Rys. 1, a więc w sposób pozwalający na uwzględnianie na etapie definiowania miksu szerokiego wachlarza kosztów i efektów towarzyszących TE w Polsce, a nie jedynie kosztów systemowych. Wyniki te stanowią wycinek pełnego katalogu rezultatów, które są obecnie opracowywane w AGH w ramach OTE.

2. Modelowanie dynamiki systemów paliwowo-energetycznych

Badania systemowe w energetyce obejmują nie tylko aspekty techniczne, lecz również wpływ systemów energetycznych na otoczenie gospodarcze, środowisko, bezpieczeństwo energetyczne oraz zdrowie publiczne. Uwzględnienie wzajemnych interakcji pomiędzy elementami systemu energetycznego, a także między systemem energetycznym a jego otoczeniem, umożliwia holistyczną ocenę skutków wyborów technologicznych i paliwowych.

Tab. 2. Porównanie parametrów i efektów ekonomicznych dla wybranych technologii energetycznych w fazie instalacji w scenariuszu BAZ dla roku 2025

Technologia	Całkowity koszt instalacji 1 MW [mln zł]	Udział krajowych dóbr i usług w całkowitym koszcie instalacji [%]	Liczba generowanych miejsc pracy na 1 MW zainstalowanej mocy	Liczba generowanych miejsc pracy na 1 mln poniesionego kosztu
Biogaz rolniczy	24	45	32	1,33
Geotermia głęboka	12	82	25,17	2,10
Kolektory słoneczne	1,95	79	3,92	2,01
MEW	28,5	90	75	2,63
Pompy ciepła gruntowe	8	82	16,68	2,09
Pompy ciepła powietrzne	4,2	65	8,29	1,97
PV1	4,5	78	15,15	3,37
PV2	3	78	10,04	3,35
PV3	2,5	76	9,12	3,65
PV4	2,3	78	7,7	3,35

⁴ Warto nadmienić, że prowadzone badania mają pionierski charakter również w skali międzynarodowej. Dla przykładu warto przytoczyć tu wyniki opracowania zespołu dra hab. Łukasza Lacha (Lach et al. 2025) opublikowane w prestiżowym czasopiśmie „Energy” (200 pkt MNISW, 5-letni Impact Factor 9.0).

Ze względu na złożoność i skalę systemów energetycznych, analizy tego typu wymagają zastosowania narzędzi modelowania komputerowego. Modele, stanowiące uproszczone reprezentacje rzeczywistych systemów, są konstruowane z uwzględnieniem konkretnego celu badawczego, a ich struktura oraz odwzorowane relacje dostosowane są do analizowanego problemu. Niniejszy artykuł opisuje badanie, w którym zastosowano podejście zintegrowane – modele rozwijane od wielu lat przez Zespół Modelowania Systemów Energetycznych wykorzystano do analizy transformacji krajowego systemu elektroenergetycznego do 2050 r. (ESMLab b.r.). W dalszej części omówiono pokrótce narzędzia analityczne stosowane przez Zespół ESMLab AGH w modelowaniu dynamiki systemów paliwowo-energetycznych.

2.1. Model TIMES-PL

Model TIMES-PL został opracowany z wykorzystaniem generatora TIMES i służy do analiz długoterminowych strategii rozwoju krajowego systemu energetycznego (Gawlik et al. 2013, Pluta et al. 2012, 2023, Wyrwa et al. 2022). Należy on do grupy modeli typu *bottom-up* bazujących na dynamicznym programowaniu liniowym. W modelu TIMES-PL odwzorowany jest praktycznie cały system energetyczny Polski, począwszy od procesów pozyskania surowców energetycznych poprzez ich transformację aż po zasilanie sektorów gospodarki w finalne nośniki energii.

2.2. Model TIMES-HEAT-PL

TIMES-HEAT-PL jest wersją rozwojową modelu TIMES-PL, która kładzie nacisk na bardziej szczegółowe odwzorowanie integracji międzysektorowej pomiędzy sektorami wytwarzania energii elektrycznej i ciepła systemowego. Model powstał w celu zbadania wpływu elektryfikacji ciepłownictwa na rozwój i działanie systemu elektroenergetycznego. Istniejące w Polsce systemy ciepłownicze zostały

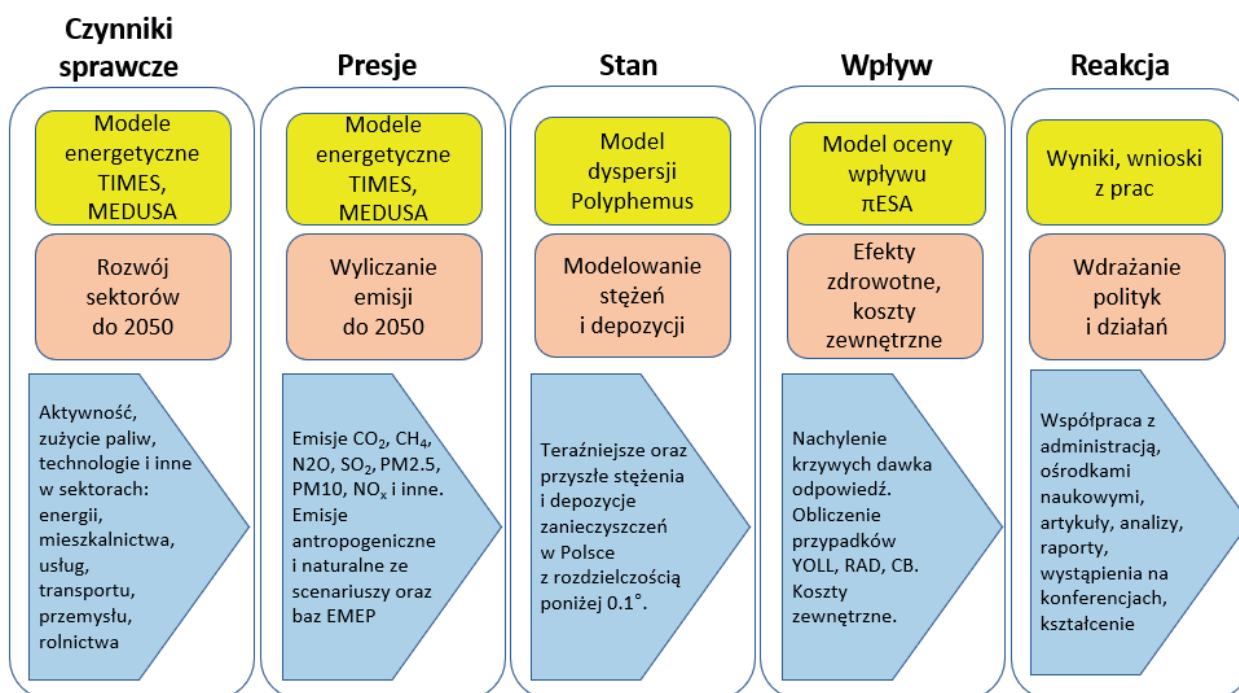
podzielone na cztery grupy o określonych przedziałach mocowych. Ponadto w każdej z grup zidentyfikowano sieci o różnych poziomach temperatury projektowej. Tak szczegółowy podział pozwala na opracowanie scenariuszy transformacji adekwatnych dla każdej grupy.

2.3. Model MEDUSA

Model MEDUSA (*model of economic dispatch and unit commitment for system analysis*) jest przeznaczony do analizy pracy krajowego systemu elektroenergetycznego w krótkim horyzoncie czasowym, ze szczególnym uwzględnieniem planowania operacyjnego jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Jego głównym zadaniem jest przydział jednostek wytwórczych do pracy z przypisaniem odpowiednich punktów pracy. Model opracowany w języku modelowania algebraicznego GAMS bazuje na metodzie mieszanego programowania liniowo-binarne (MILP) (Bussieck et Meeraus 2004). Struktura modelu uwzględnia jednostki JWCD odwzorowane indywidualnie, głównie bloki węglowe i gazowe oraz elektrownie szczytowo-pompowe, a także zagregowane jednostki niecentralnie dysponowane jednostki wytwórcze (nJWCD), takie jak odnawialne źródła energii (OZE) i elektrociepłownie (Pluta et al. 2020).

2.4. Podejście DPSIR

Zespół od dwóch dekad rozwija narzędzia umożliwiające przeprowadzenie oceny wpływu transformacji energetycznej na środowisko i zdrowie z wykorzystaniem podejścia DPSIR (*driving forces, pressures, state, impacts, responses*) (Zyśk et al. 2021). W odniesieniu do łańcucha przyczynowo-skutkowego (Rys. 4) łączy ono antropogeniczne czynniki sprawcze (zużycie pierwotnych nośników energii) z presją na środowisko (emisje), zmianami stanu środowiska (jakość powietrza, zdrowie ludzi) oraz – ostatecznie – z reakcjami służącymi poprawie sytuacji (interwencje regulacyjne wprowadzane w scenariuszach energetycznych).



Rys. 4. Interakcja pomiędzy czynnikami antropogenicznymi a środowiskiem według modelu DPSIR; wykorzystywane narzędzia, ujęte procesy oraz potencjalne rezultaty

Oprócz modeli energetycznych istotną rolę w podejściu DPSIR odgrywa system modelowania jakości powietrza Polyphemus. Umożliwia on uzyskanie wyników dotyczących stężeń i depozycji zanieczyszczeń pyłowych i gazowych z wykorzystaniem zarówno modeli Gaussa, jak i Eulera dla fazy gazowej, ciekłej oraz stałej (Mallet et al. 2007, Wyrwa 2015, Zysk et al. 2015, 2021). Badania nad wpływem zanieczyszczenia środowiska na dobrostan ludności, w tym wyznaczeniem skutków zdrowotnych i kosztów zewnętrznych związanych z emisją, opierają się na funkcjach dawka–odpowiedź. Pozwalają one na ilościową ocenę takich efektów jak: utracone lata życia, przedwczesna śmiertelność, choroby związane z jakością powietrza (np. nowotwór płuc), hospitalizacje, wizyty lekarskie oraz konieczność stosowania leków.

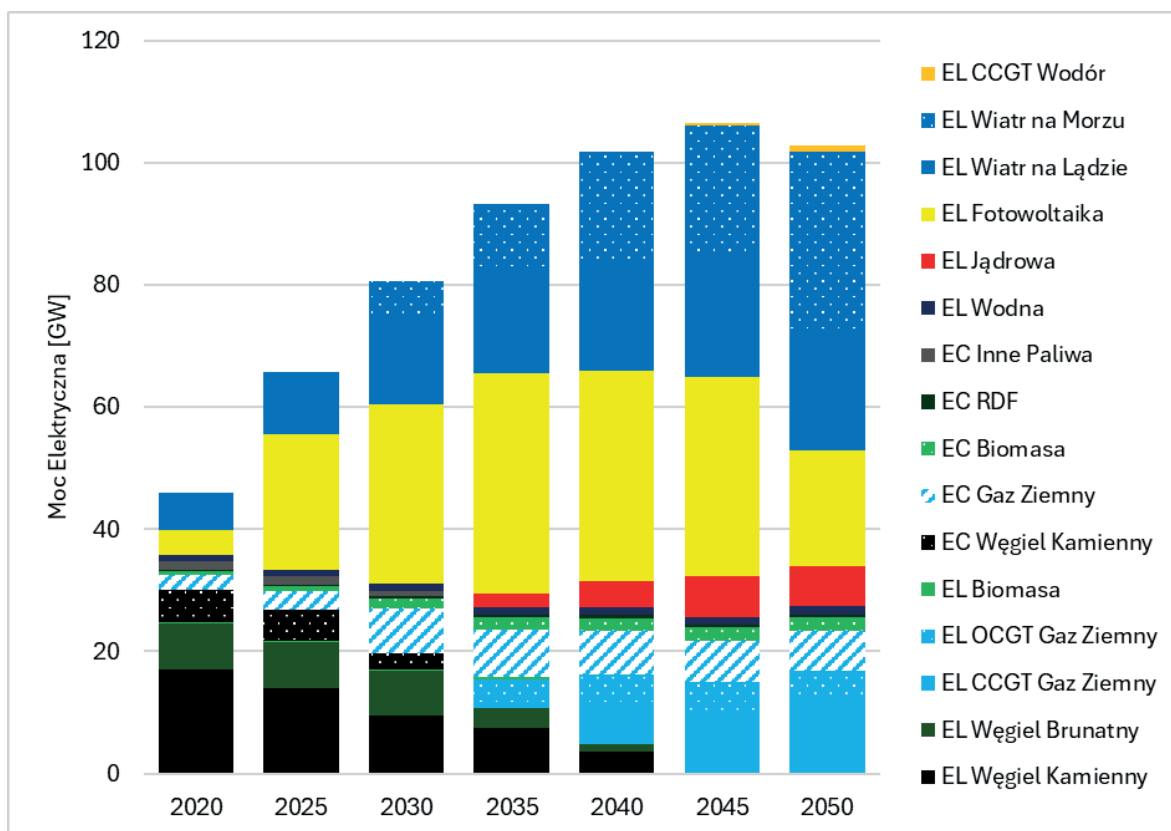
2.5. Wyniki empiryczne

Wyniki widoczne na Rys. 5 przedstawiają scenariusz transformacji elektroenergetyki oraz ciepłownictwa systemowego do 2050 r. Zakładają realizację

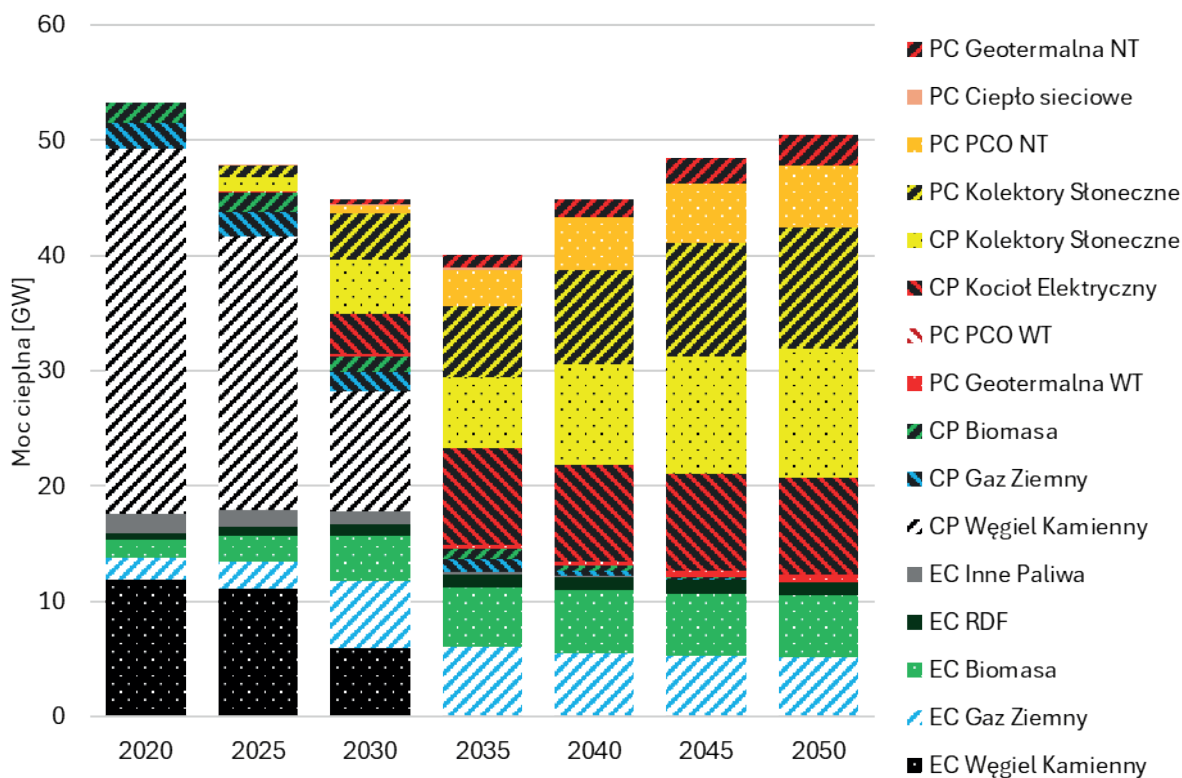
inwestycji przede wszystkim w elektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii, elektrownie jądrowe oraz gazowe wykorzystujące gaz ziemny, a w dłuższej perspektywie również biometan oraz paliwo wodorowe. Łączna moc elektryczna wszystkich jednostek wytwórczych przekracza 100 GW.

W strukturze źródeł wytwarzania ciepła sieciowego po roku 2035 zaczynają dominować elektryczne źródła ciepła, takie jak kotły i pompy, które zastępują wycofywane źródła ciepła wykorzystujące paliwa kopalne (Rys. 6). Nowe elektrociepłownie zasilane są głównie biomasą, paliwem z odpadów (RDF) oraz biogazem.

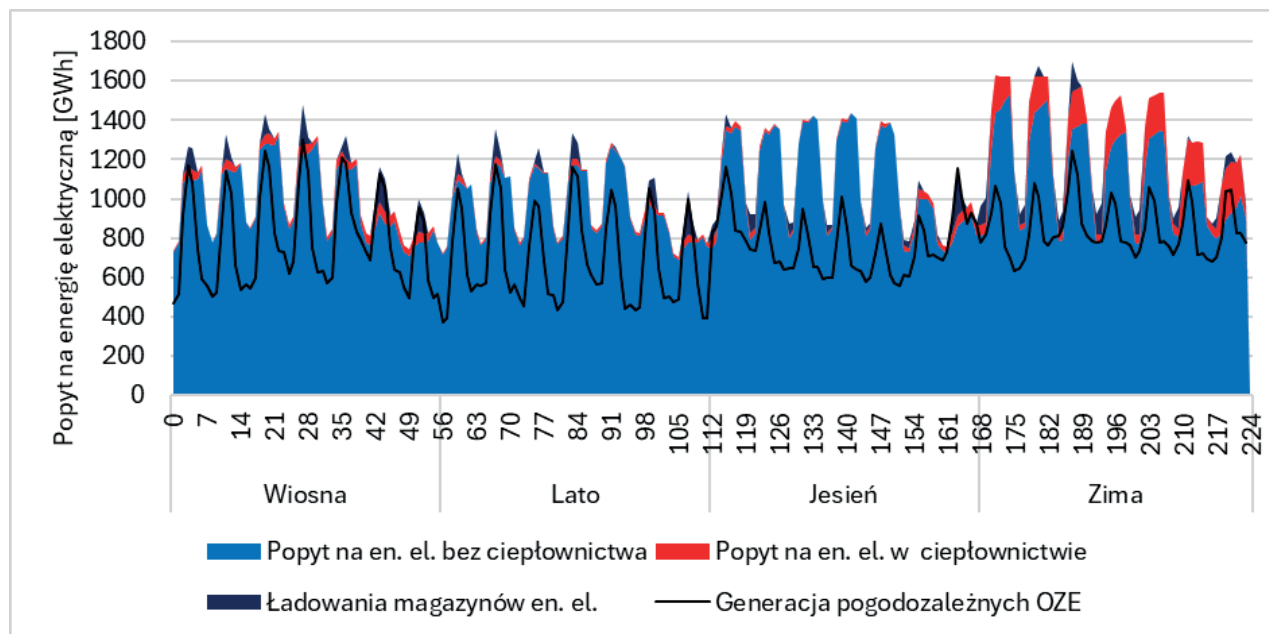
Moc elektryczna źródeł ciepła sieciowego osiąga w 2050 r. wartość 28,1 GW, z czego 19,7 GW przypada na elektryczne pompy ciepła, a 8,4 GW na kotły elektrodowe. Z porównania przebiegu zapotrzebowania na energię elektryczną w roku z produkcją energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych wynika, że elektryczne źródła ciepła uzupełniają magazyny energii elektrycznej w przenoszeniu nadprodukcji energii z OZE na późniejsze podokresy roku (Rys. 7).



Rys. 5. Moce zainstalowane elektrowni w scenariuszu transformacji. Objasnienia skrótów: EL – elektrownia, EC – elektrociepłownia, CCGT – turbina gazowa w cyklu kombinowanym, OCGT – turbina gazowa w cyklu otwartym, RDF – paliwo z odpadów (*refuse derived fuel*)



Rys. 6. Moce zainstalowane ciepłe źródeł ciepła systemowego. Objasnienia skrótów: EC – elektrociepłownia, CP – ciepłownia, PC – pompa ciepła, RDF – paliwo z odpadów (*refuse derived fuel*), PCO – przemysłowe ciepło odpadowe, WT – wysokotemperaturowe, NT – niskotemperaturowe



Rys. 7. Profil popytu na energię elektryczną w roku 2040 z naniesioną krzywą produkcji pogodozależnych źródeł OZE. Objaśnienia skrótów: en. el. – energia elektryczna

Jak widać na Rys. 7, elektryfikacja ciepłownictwa systemowego może stanowić istotny element wsparcia elektroenergetyki w warunkach rosnącego udziału pogodozależnych źródeł OZE.

3. Podsumowanie

Rozważane przez ESMLab AGH scenariusze rozwoju sektora energetycznego do roku 2050 wskazują na dominujący udział odnawialnych źródeł energii, energetyki jądrowej, a w późniejszym okresie – gazów odnawialnych (biometanu i wodoru) w sektorze elektroenergetycznym. Łączna moc zainstalowana w wszystkich jednostkach wytwórczych przekracza 100 GW, co odzwierciedla konieczność znacznych inwestycji w nowe moce. W sektorze ciepłownictwa systemowego obserwowany jest wyraźny trend elektryfikacji związany z rosnącą rolą pomp ciepła i kotłów elektrycznych. Przedstawione podejście oraz uzyskane wyniki ukazują potencjał i znaczenie modelowania dynamiki systemów paliwowo-energetycznych jako cennego narzędzia wspierającego procesy decyzyjne w zakresie polityki

klimatyczno-energetycznej. Podobnie należy ocenić dotychczasowe efekty funkcjonowania Obserwatorium Transformacji Energetycznej, w szczególności prace prowadzone przez zespół zajmujący się badaniem technologiczno-ekonomicznych aspektów TE w Polsce, które mają istotne znaczenie dla wspierania racjonalnego i opartego na dowodach podejmowania decyzji w obszarze programowania transformacji energetycznej w Polsce.

Załącznik

Metodologia wyznaczania efektów mnożnikowych generowanych przez instalację i funkcjonowanie nowych technologii w obszarze energetyki

Z formalnego punktu widzenia mnożnik IO może być rozumiany jako mnożnik międzygałęziowy. Ogólnie rzecz biorąc, opisuje on wpływ zmiany konkretnej kategorii ekonomicznej w jednej z gałęzi na inne gałęzie (Przybyliński 2012). Rozumowanie oparte na tej

idei często pojawia się w rozważaniach na temat polityki ekonomicznej państwa, stanowiąc argument za wspieraniem pewnych gałęzi czy wręcz konkretnych inwestycji (np. wybudowanie nowej fabryki zwiększy liczbę miejsc pracy także w jej otoczeniu, w usługach itd.). Wieloaspektowość i różnorodność tego typu analiz sprawia, że pomimo upływu ponad 70 lat od sformułowania modelu Leontiefa wciąż pojawiają się jego modyfikacje, a możliwości zastosowania i interpretacji mnożników IO są przedmiotem ożywionej dyskusji (Lach 2020).

W obliczeniach wykonanych na potrzeby niniejszego opracowania wykorzystano model makroekonomiczny opisany przez Lacha i współautorów (Lach et al. 2025) oraz założono, że struktura powiązań międzygałęziowych w polskiej gospodarce jest opisana przez najnowszą tablicę przepływów międzygałęziowych z wydzieleniem importu, opublikowaną przez GUS w roku 2024⁵. Tablica ta daje możliwość obliczenia współczynników kosztów materiałowych wyrażających udział kosztów krajowych surowców i materiałów w kosztach produkcji produktów wytwarzanych w kraju.

Ograniczenia badania ilościowego

Liniowa postać modelu IO stanowi z jednej strony dość daleko idące uproszczenie rzeczywistości, z drugiej jednak zapewnia łatwość obliczeń i klarowność interpretacji wyników. Wspomniane uproszczenia polegają przede wszystkim na zrównaniu wielkości przeciętnych i krańcowych (Przybyliński 2012). Co szczególnie istotne, interpretacja mnożników *input-output* prowadzona jest przy założeniu, że w analizowanej gospodarce istnieją rezerwy mocy wytwórczych pozwalające na odpowiednie zwiększenie produkcji bez konieczności wprowadzania innowacji technologicznych (Przybyliński 2012). Założenie to jest stosunkowo restrykcyjne, gdyż zakłada brak ograniczeń podażowych w gospodarce (Cardenete

et Sancho 2012). W pewnym sensie problem ten można ominąć, stosując modele klasy CGE, które wśród wielu zalet pozwalają m.in. na wprowadzanie ograniczeń podażowych (Lach 2020). Ze względu na konieczność ustalenia precyzyjnych wartości bardzo dużej liczby hiperparametrów, a także relatywnie wysoki stopień skomplikowania i wrażliwości na wybór metody domknięcia (Dietzenbacher et al. 2013), kalibracja i prawidłowe zastosowanie modeli klasy CGE nie są jednak możliwe na obecnym etapie prac analitycznych w zakresie oceny wykonalności i efektywności infrastruktury PV w Polsce.

Interpretując uzyskane wyniki empiryczne, należy mieć także na uwadze, że wykorzystany model powiązań międzysektorowych w polskiej gospodarce bazuje na najbardziej aktualnych danych udostępnianych przez GUS, ale wciąż są to dane zaprzeszłe, dotyczące roku 2020. Zastosowanie takich wskaźników dla prognozy obejmującej późniejsze lata wynika z braku dostępności nowszych danych statystycznych, co – podobnie jak w zbliżonych opracowaniach makroekonomicznych – wymusza przyjęcie założenia dotyczącego krótkookresowej stałości parametrów modeli IO.

Bibliografia:

- BlueGreen Alliance (2011), *Overview of the Solar Energy Industry and Supply Chain*, <https://www.bgafoundation.org/wp-content/uploads/2016/08/Solar-Overview-for-BGA-Final-Jan-2011.pdf> [dostęp: 20.03.2025].
- Bussieck M.R., Meeraus A. (2004), *General Algebraic Modeling System (GAMS)*, [w:] J. Kallrath (red.), *Applied Optimization. Modeling Languages in Mathematical Optimization*, Springer New York, NY: 137–157.
- Cameron L., van der Zwaan B. (2015), *Employment Factors for Wind and Solar Energy Technologies: A Literature Review*, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” 45 (1): 160–172.
- Cardenete M.A., Sancho F. (2012), *The Role of Supply Constraints in Multiplier Analysis*, „Economic System Research” 24 (1): 21–34.
- Dietzenbacher E., Lenzen M., Los B., Guan D., Lahr M.L., Sancho F., Suh S., Yang C. (2013), *Input-Output Analysis: The Next 25 Years*, „Economic Systems Research” 25 (4): 369–389.
- ESMLab, *Modelowanie Systemów Energetycznych*, <https://badap.agh.edu.pl/autorzy/zespoly/esmlab-00036?limit=20&language=pl>.
- Gawlik L., Grudziński Z., Kamiński J., Kaszyński P., Kryzia D., Lorenz U., Mirowski T., Mokrzycki E., Olkusiński T., Ozga-Błaszke U. et al. (2013), *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*, Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków.

⁵ Najnowsza dostępna tablica przepływów międzygałęziowych bazuje na danych dotyczących roku 2020 (GUS 2024).

- Gołębiowski P., Klima G., Marciniak M., Parfieniuk P., Sowińska A. (2013), *Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060* (wersja 2.0), Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz Strategicznych, Warszawa, https://www.cire.pl/pliki/1/miks_ener_kprm_das_12_11_2013.pdf [dostęp: 2.07.2025].
- 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> [dostęp: 20.03.2025].
- Jacobson M.Z., Delucchi M.A., Bauer Z.A.F., Goodman S.C., Chapman W.E., Cameron M.A., Bozonnat C., Chobadi L., Clonts H.A., Enevoldsen P. et al. (2017), *100% Clean and Renewable Wind, Water and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World*, „Joule” 1 (1): 108–121.
- Kopeć S., Lach Ł. (2021), *Wpływ programu Mój Prąd na polską gospodarkę*, https://www.er.agh.edu.pl/media/filer_public/62/0f/620f5896-c458-496c-b8c5-965792ad60b9/agh_komunikat_1_2021_wplyw_programu_moj_prad.pdf [dostęp: 20.03.2025].
- KPEiK (2025), *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r. wraz z prognozą oddziaływania na środowisko z 02.2025 r.*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r-wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r> [dostęp: 28.06.2025].
- Lach Ł. (2020), *Tracing Key Sectors and Important Input-Output Coefficients: Methods and Applications*, C.H. Beck, Warszawa.
- Lach Ł. (2022), *Optimization Based Structural Decomposition Analysis as a Tool for Supporting Environmental Policymaking*, „Energy Economics” 115 (C): 106332.
- Lach Ł., Kopeć S., Heller K., Zyśk J., Adamiec E., Kisiel-Dorohinicki M., Brzoza-Zajęcka A., Gaska K. (2025), *Input-Output Model for Forecasting Economic and Environmental Effects of Smart Meters Deployment in Poland*, „Energy” 328 (1): 136504.
- Mallet V., Quélo D., Sportisse B., Biasi M.A., Debry E., Korsakissok I., Wu L., Roustan Y., Sartelet K., Tombette M., Foudhil H. (2007), *Technical Note: The Air Quality Modeling System Polyphemus*, „Atmospheric Chemistry and Physics” 7 (20): 5479–5487.
- PEP2040 (2021), *Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> [dostęp: 20.03.2025].
- Pluta M., Wyrwa A., Mirowski T., Zyśk J. (2012), *Wyniki wstępnych badań nad długookresowym rozwojem krajowego systemu wytwarzania energii elektrycznej w Polsce*, „Polityka Energetyczna” 15 (4): 85–96.
- Pluta M., Wyrwa A., Suwała W., Zyśk J., Raczyński M., Tokarski S. (2020), *A Generalized Unit Commitment and Economic Dispatch Approach for Analysing the Polish Power System under High Renewable Penetration*, „Energies” 13 (8): 1952.
- Pluta M., Wyrwa A., Zyśk J., Suwała W., Raczyński M. (2023), *Scenario Analysis of the Development of the Polish Power System towards Achieving Climate Neutrality in 2050*, „Energies” 16 (16): 5918.
- Przybyliński M. (2012), *Metody i tablice przepływów międzygaleziowych w analizach handlu zagranicznego Polski*, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź.
- Ram M., Osorio-Aravena J.C., Aghahosseini A., Bogdanov D., Breyer Ch. (2022), *Job Creation During a Climate Compliant Global Energy Transition Across the Power, Heat, Transport, and Desalination Sectors by 2050*, „Energy” 238 (A): 121690.
- Rutovitz J., Dominish E., Downes J. (2015), *Calculating Global Energy Sector Jobs: 2015 Methodology Update*, <https://opus.lib.uts.edu.au/bitstream/10453/43718/1/Rutovitzetal2015Calculatingglobalenergysectorjobsmethodology.pdf> [dostęp: 20.03.2025].
- Rutovitz J., Briggs Ch., Dominish E., Nagrath K. (2020), *Renewable Energy Employment in Australia: Methodology*, <https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/resources/reports/Clean-Energy-at-Work/Institute-for-Sustainable-Futures-renewable-energy-jobs-methods-report.pdf> [dostęp: 20.03.2025].
- Wyrwa A. (2015), *An Optimization Platform for Poland's Power Sector Considering Air Pollution and Health Effects*, „Environmental Modelling & Software” 74: 227–237.
- Wyrwa A., Suwała W., Pluta M., Raczyński M., Zyśk J., Tokarski S. (2022), *A New Approach for Coupling the Short- and Long-Term Planning Models to Design a Pathway to Carbon Neutrality in a Coal-Based Power System*, „Energy” 239: 122438.
- Zyśk J., Roustan Y., Wyrwa A. (2015), *Modelling of the Atmospheric Dispersion of Mercury Emitted from the Power Sector in Poland*, „Atmospheric Environment” 112: 246–256.
- Zyśk J., Wyrwa A., Pluta M., Olkusi T., Suwała W., Raczyński M. (2021), *The Health Impact and External Cost of Electricity Production*, „Energies” 14 (24): 8263.

The energy market, economics, and economic forecasting

Abstract: A fundamental element of the ongoing energy transformation (ET) in Poland is the economic dimension of this process, encompassing aspects related to the optimization of system costs, financing and maximization of positive externalities. The article presents the authors' experience in the scope of the aforementioned issues resulting from their participation in the implementation of scientific and research works, including: (1) works conducted in the project “Energy Transformation Observatory” financed as part of the competition for the strategic program of scientific research and development works “Social and economic development of Poland in the conditions of globalizing markets” GOSPOSTRATEG by the National Center for Research and Development and (2) many years of experience resulting from the construction of multidimensional fuel and energy models by the Energy Systems Modeling Team of AGH. The presented results illustrate the unique potential of AGH in the area of monitoring and programming the economic and technological aspects of ET in Poland, which allows for a greater application of the evidence-based policymaking principle to create national climate and economic policy.

Keywords: distributed energy, external effects of energy transformation, macroeconomics, labor market, economic development, systems research, modeling, energy system, operational planning, scenario analyses

dr hab. Łukasz Lach, prof. AGH

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie
Wydział Zarządzania
llach@agh.edu.pl



Autorzy poszczególnych części:

1. Prognozowanie gospodarczych efektów transformacji energetycznej

dr hab. Łukasz Lach, prof. AGH,
Wydział Zarządzania AGH
dr Sławomir Kopeć,
Wydział Informatyki AGH

2. Modelowanie dynamiki systemów paliwowo-energetycznych

prof. dr hab. inż. Wojciech Suwała,
Wydział Energetyki i Paliw AGH
dr hab. inż. Artur Wyrwa, prof. AGH,
Wydział Energetyki i Paliw AGH
dr inż. Janusz Zyśk,
Wydział Energetyki i Paliw AGH
dr inż. Marcin Pluta,
Wydział Energetyki i Paliw AGH
Maciej Raczyński,
Wydział Energetyki i Paliw AGH

Załącznik

dr hab. Łukasz Lach, prof. AGH,
Wydział Zarządzania AGH
dr Sławomir Kopeć,
Wydział Informatyki AGH