

JAN SMUTEK

Instytut Studiów Regionalnych, Szczecin, Polska

Wpływ dużych ekonomicznych szoków na wyniki finansowe morskich farm wiatrowych na przykładzie farm na Morzu Północnym w wyłącznej strefie ekonomicznej Niemiec

The impact of large economic shocks on the financial results of offshore wind farms, as exemplified by North Sea farms in the German exclusive economic zone

Streszczenie: Artykuł analizuje wyniki ekonomiczne farm wiatrowych w niemieckiej specjalnej strefie ekonomicznej na Morzu Północnym. Badaniem objęto osiem farm wiatrowych, a zakres czasowy to lata 2016–2023. W badaniu wykorzystano audytowane sprawozdania finansowe spółek będących farmami wiatrowymi. Ocena wyników ekonomicznych uwzględniała specyfikę badanych przedsiębiorstw (kapitałochłonność, jednorazowość przedsięwzięcia). Celem badania była ocena sytuacji finansowej przedsiębiorstw z morskiej energetyki wiatrowej i wpływu na nią różnych zjawisk ekonomicznych. W badanym okresie wystąpiły dwa duże szoki ekonomiczne. Pierwszym z nich była globalna pandemia COVID-19. Związane z nią spowolnienie gospodarcze przełożyło się na spadek cen energii, co w konsekwencji pogłębiło spadek przychodów badanej grupy przedsiębiorstw. Drugim szokiem ekonomicznym był wybuch wojny rosyjsko-ukraińskiej. Przyczynił się on do wzrostu cen energii, a w konsekwencji – do wzrostu przychodów ze sprzedaży. Oznacza to, że pozytywny wzrost był ograniczony wyższymi kosztami operacyjnymi. Wybór obszaru badań został podyktowany dostępnością danych, a także podobieństwem lokalizacji wybranych farm do budowanych farm wiatrowych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej.

Abstract: In the article is conducted analysis of economic performance of selected wind farm in German Exclusive Economic Zone at North Sea. 8 Wind farms were included in the research. Research period cover years 2016–2023. As a source of economic data were used audited financial statements. Assessment of economic performances was including specific of surveyed companies (big CAPEX intensivity, one-off of the enterprises). Purpose of the research was to assess the impact of economic phenomenon on economic performance off-shore windfarms. In research period occurred two big global economic shocks. The first of these was global COVID pandemic in 2020 and related to its economic slowdown, that translated into a drop in energy prices and, consequently, a slight decline in revenues of the surveyed group of companies. Second shock was a full scale aggression of Russia on Ukraine in 2022. It resulted in increase of energy prices and hence increase of revenues of surveyed enterprises. Positive impact on economic performance was significantly limited by higher operational costs. The choice of the research area was dictated by the availability of data and the

similarity of the locations of the selected farms to the wind farms currently (2025) under construction in the Polish special economic zone.

Słowa kluczowe: analiza finansowa, energetyka odnawialna, morska farma wiatrowa, Niemcy, szoki ekonomiczne

Keywords: economic shocks, financial analysis, Germany, offshore wind farm, renewable energy

Otrzymano: 5 stycznia 2026

Received: 5 January 2026

Zaakceptowano: 18 lutego 2026

Accepted: 18 February 2026

Sugerowana cytacja / Suggested citation:

Smutek, J. (2026). Wpływ dużych ekonomicznych szoków na wyniki finansowe morskich farm wiatrowych na przykładzie farm na Morzu Północnym w wyłącznej strefie ekonomicznej Niemiec. *Prace Komisji Geografii Przemysłu Polskiego Towarzystwa Geograficznego*, 40(1), 43–56. doi: <https://doi.org/10.24917/20801653.401.3>

WSTĘP

Rozwój energetyki odnawialnej, w tym jego kierunków i kosztów, jest zagadnieniem wzbudzającym ogromne emocje w debacie publicznej. Sprawiedliwa transformacja energetyczna to jedno z większych wyzwań współczesności. Istotnym elementem transformacji energetycznej jest energetyka wiatrowa, w tym morska energetyka wiatrowa.

Morska energetyka wiatrowa w Polsce (stan na grudzień 2025 r.) jest sektorem w fazie powstawania, a pierwsze morskie farmy wiatrowe znajdują się dopiero na etapie budowy. Na świecie sektor ten ma już pewną historię – wystarczy wspomnieć pierwsze morskie farmy wiatrowe w Danii wybudowane w latach 90. XX w. Morska energetyka wiatrowa jest skoncentrowana głównie w Europie, w szczególności na Morzu Północnym, a wśród liderów rozwoju tego sektora znajdują się Wielka Brytania, Niemcy, Dania, Holandia i Belgia. Sektor ten rozwija się także na pozostałych kontynentach, w szczególności w Azji (Chiny, Tajwan) oraz Ameryce Północnej (USA; Bilgili, Alphan, 2022; Laskowicz 2022; Malleret i in., 2024; Shields i in., 2021). Do analizy wybrano morskie farmy wiatrowe z południowo-zachodniego fragmentu obszaru niemieckiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Morzu Północnym. Wybór ten podyktowany był znaczącym podobieństwem do budowanych obecnie morskich farm wiatrowych w Polsce. Mając to na uwadze, cele niniejszego artykułu są następujące:

1. weryfikacja relacji medialnych odnośnie zarówno dużych zysków, jak i problemów finansowych sektora morskiej energetyki wiatrowej (ocena zarówno pozytywnych, jak i negatywnych relacji w odniesieniu do bardziej wiarygodnych danych ekonomicznych, które charakteryzują się profesjonalną weryfikacją – są bowiem audytowane przez niezależnych audytorów),
2. rozwój wiedzy na temat sektora morskiej energetyki odnawialnej i jej popularyzacja,
3. ocena możliwości wykorzystania dostępnych danych finansowych w badaniach geograficznych dotyczących OZE.

Morska energetyka wiatrowa jest popularnym tematem w publikacjach międzynarodowych w odniesieniu do kwestii ekonomicznych (Breitschopf, Alexander-Haw, 2022; Đukan, Kitzing, 2021; Jansen i in., 2022; Luts i in., 2021; Malleret i in., 2024; Walgern i in., 2023). Stosunkowo dużo badań dotyczy analizy przed realizacją inwestycji (Botta, 2019; Breitschopf, Alexander-Haw, 2022; Đukan, Kitzing, 2021; Kell i in. 2023; Malleret

i in., 2024; Walgern i in., 2023; Ziemba, 2022), mniej zaś – już zrealizowanych inwestycji (Dopierała i in., 2022; Luts i in., 2021; Wyrobek i in., 2025). W polskiej literaturze można mówić o pewnych falach zainteresowania tematem morskiej energetyki wiatrowej (Biniak, 2017; Czapliński, 2015, 2016; Dopierała i in., 2022; Kubiak i in., 2025; Laskowicz, 2022; Wyrobek i in., 2025; Ziemba, 2022). Pierwsza fala odnosiła się do planów budowy i potencjału związanego z morską energetyką wiatrową, druga z kolei jest związana z efektywnością ekonomiczną i tempem rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Europie i na świecie. Lepsze poznanie funkcjonowania sektora offshore na przykładzie wybranego obszaru geograficznego (zachodnia część niemieckiej specjalnej strefy ekonomicznej na Morzu Północnym) może mieć zastosowanie w przyszłym zarządzaniu farmami budowanymi obecnie na obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej.

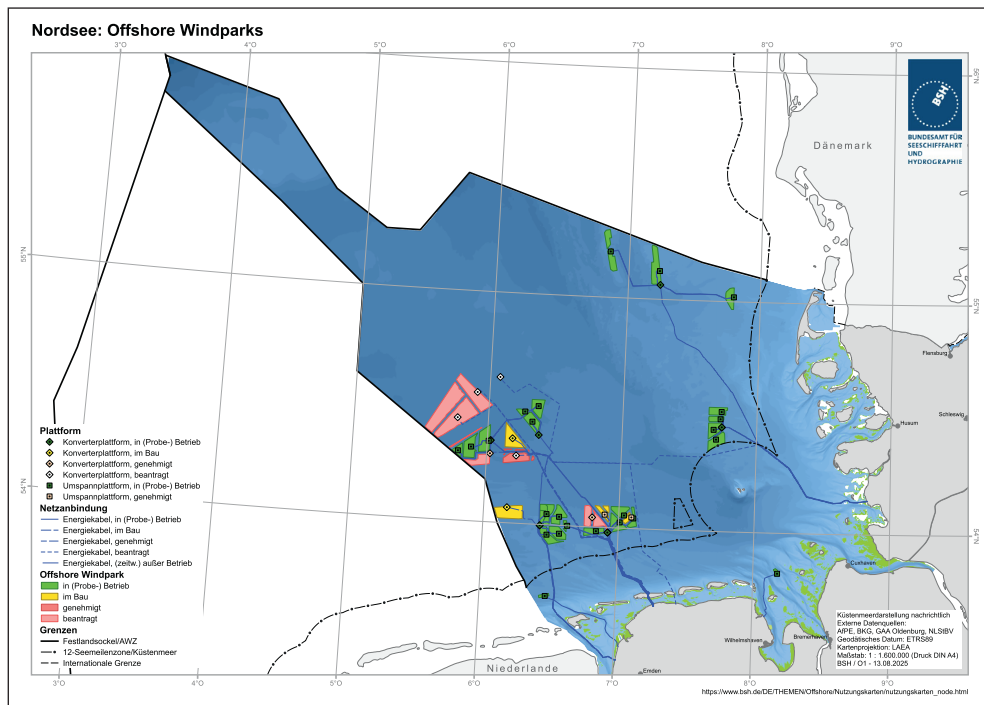
Prowadzenie badań jest uwarunkowane dostępnością danych o określonej granularności, możliwie wysokiej aktualności i wiarygodności. Dlatego też na pierwszym etapie badania starano się określić, na ile dane ze sprawozdań finansowych mogą być wykorzystane do analizy zjawisk ekonomicznych i geograficznych, w tym oddziaływania na siebie różnych obiektów. Skupiono się na analizie możliwości wykorzystania danych pod względem oceny wystąpienia efektu cienia (*wake effect*) związanego z wybudowaniem farmy wiatrowej w bezpośrednim sąsiedztwie (por. Finserås i in., 2024; Kubiak i in., 2025; Palatos-Plexidas i in., 2024; Shields i in., 2021; Walgern i in., 2023) oraz wpływu globalnych wydarzeń, takich jak pandemia i wojna w Ukrainie (por. Laskowicz, 2022; Kuzemko i in., 2022; Wyrobek i in., 2025).

Intensywność dyskusji publicznej odnośnie transformacji energetycznej jest związana z politykami publicznymi, które wpływają na jej koszty, a także na rozłożenie obciążeń i ryzyk między różnymi uczestnikami rynku. Wśród ważniejszych polityk mających wpływ na sytuację finansową morskich farm wiatrowych można wskazać istnienie w wielu krajach kontraktów różnicowych (*contract of difference*), które gwarantują określony poziom cen wyprodukowanej energii. Istnieją zarówno jednostronne kontrakty różnicowe (z minimalną ceną), jak i dwustronne (ze stałą ceną; Jansen i in., 2022; Kell i in., 2023; Malleret i in., 2024). Forma gwarantowania przez państwo ceny sprzedawanej energii w analizowanym okresie ewoluowała od cen administracyjnych, przez kontrakty różnicowe, do w pełni rynkowych rozwiązań na najbardziej rozwiniętych rynkach (Jansen i in., 2022). Obecnie (grudzień 2025), także ze względu na niepowodzenie części aukcji na niektórych rynkach, obserwuje się ponowny zwrot w kierunku wsparcia przez państwo producentów energii w ramach kontraktów różnicowych.

CHARAKTERYSTYKA OBSZARU BADAWCZEGO

Wybrany do analizy obszar znajduje się w południowo-zachodniej części niemieckiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Morzu Północnym. Obszar ten od północy jest ograniczony szlakiem żegludowym do Hamburga, od zachodu – granicą z niderlandzką wyłączną strefą ekonomiczną (i parkiem wiatrowym Gemini). Odległość farm wiatrowych od lądu wynosi 30–50 km, a głębokość akwenu – 20–40 m. Położenie obszaru objętego badaniem pokazano na rycinie 1. Elipsą zakreślono analizowane farmy wiatrowe (11). Najwcześniej oddanym do użytkowania parkiem wiatrowym jest Alhpa Ventus (2010), a najnowszy Borkum-Riffgrund 03 w trakcie pisania artykułu (grudzień 2025) był jeszcze w budowie. Skrótową charakterystykę farm wiatrowych, w tym liczbę i wielkość turbin wiatrowych, przedstawiono w tabeli 1.

Rycina 1. Farmy wiatrowe w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Północnym



Źródło: Federalny Urząd Transportu Morskiego i Hydrografii (niem. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie), www.bsh.de (dostęp: 30.01.2026)

Można wskazać trzy fale oddawania do użytku farm wiatrowych. Widoczny jest przy tym wzrost wielkości oddawanych turbin, a w konsekwencji – wzrost wydajności farm. Pierwsza faza obejmuje lata 2015–2017. W jej trakcie część oddanych inwestycji miała turbiny 4 MW, a część – turbiny 6MW. W drugiej fazie (lata 2019–2020) oddane do użytkowania turbiny miały moc 5–8MW. Ostatnia faza (2025–2026) obejmuje obiekty o mocy 11 MW. Obserwowany jest wzrost mocy nominalnej turbin wiatrowych, co przekłada się na zmniejszanie liczby turbin oraz poprawę ekonomicznych wskaźników budowanych farm wiatrowych (Shields i in., 2021). Znajdujące się obecnie w fazie budowy (stan na grudzień 2025) farmy wiatrowe w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej charakteryzują się mocą znamionową 14–15 MW. W większości analizowanych morskich farm wiatrowych zastosowano fundamenty monopalowe – wyjątkiem są Tiranel Borkum Windpark I oraz sześć turbin Adwen AD5-116 (Multibrid) M5000 w parku Alpha Ventus.

Tabela 1. Farmy wiatrowe w badanym obszarze

Nazwa	Rok uruchomienia	Liczba turbin	Typ turbin	Całkowita moc [MW]
Borkum-Riffgrund 1	2016	78	Siemens SWT-4.0-120	312
Borkum-Riffgrund 2	2019	56	Vestas V164-8.0 MW MHI	450
Borkum-Riffgrund 3	2026	83	Siemens-Gamesa SG 11.0-200	913
Gode Wind 1	2015	55	Siemens SWT-6.0-154	330
Gode Wind 2	2017	42	Siemens SWT-6.0-154	252

Gode Wind 3	2025	11	Siemens Gamesa SG 11.0-193 DD	253
Nordsee 1	2017	54	Senvion 6.2M126	332
Merkur	2019	66	GE Wind Energy Haliade 150-6MW	396
Alpha Ventus	2010	12	sześć turbin Adwen AD 5-116 sześć turbin Senvion 5M	60
Trianel Windpark Borkum (I)	2015	32	Senvion 6.3 MW	200
Trianel Windpark Borkum (II)	2020	40	Areva M5000-116	200

Źródło: opracowanie własne

Z punktu widzenia dostępności danych ważne jest, że dla każdej z farm wiatrowych stworzono spółkę celową. W tabeli 2 przedstawiono spółki, których sprawozdania finansowe zostały uwzględnione. Aby dokonać analizy zmian wskaźników, potrzebna jest odpowiednio długa seria danych. Porównywanie przedsięwzięć będących w fazie budowy z przedsięwzięciami w fazie operacyjnej jest bardzo utrudnione. Z tego powodu zrezygnowano z analizowania farm wiatrowych oddanych do użytku po roku 2021 (Borkum-Riffgrund 3 oraz Gode Wind 3).

W opracowaniu oparto się na publicznie dostępnych danych znajdujących się w rejestrach przedsiębiorców. Mają one pewne ograniczenia związane z opóźnieniem w dostępności, co jest spowodowane czasem potrzebnym na sporządzenie sprawozdania (pół roku) oraz czasem, który upływa od sporządzenia do upublicznienia danych. Uwzględniając te opóźnienia w momencie wykonywania badania (lipiec 2025), dla wszystkich analizowanych farm dostępne publicznie były dane za rok 2023. W każdym z wybranych przypadków rok fiskalny pokrywał się z rokiem kalendarzowym. Podobne opóźnienie w dostępności danych zaobserwowano w innych analizowanych pracach (np. Dopierała i in., 2022; Luts i in., 2021; WYROBEK i in., 2025).

Tabela 2. Uwzględnione w analizie spółki

Farma	Nazwa firmy	Lata	Numer HRB
Gode Wind 1	Gode Wind 1 Offshore Wind Farm GmbH & Co. oHG	2017–2023	HRA 202102
Gode Wind 2	Gode Wind 2 Offshore Wind Farm P/S GmbH & Co. oHG	2016–2023	HRA 201871
Nordsee One	Nordsee One GmbH	2018–2023	HRB 18294 HL
Merkur	Merkur Offshore GmbH	2019–2023	HRB 34552
Trianel Windpark Borkum (I)	Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG	2016–2023	Aachen HRA 7190
Trianel Windpark Borkum (II)	Trianel Windkraftwerk Borkum II GmbH & Co. KG	2020–2023	Oldenburg HRA 204558
Borkum Riffgrund 2	Borkum Riffgrund 2 Offshore Wind Farm GmbH & Co. oHG	2019–2023	Aurich HRA 202470
Borkum Riffgrund 1	Borkum Riffgrund 1 Offshore Windpark A/S GmbH & Co. oHG	2016–2023	Aurich HRA 201463
Alpha Ventus	DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG	2012–2023	Oldenburg HRB 200395

Źródło: opracowanie własne na podstawie HRB

Ostatecznie do analizy wybrano następujące farmy wiatrowe: Gode Wind 1, Gode Wind 2, Nordsee 1, Merkur, Borkum Trianel 1, Borkum Trianel 2, Borkum Riffgrund 1, Borkum Riffgrund 2. Ze względu na testowe przeznaczenie projektu zrezygnowano z analizy projektu Alhpa Ventus. Wybrane farmy stanowią 40% uruchomionych do 2020 r. farm w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Północnym oraz 41% zainstalowanej mocy.

CHARAKTERYSTYKA BADANYCH PRZEDSIĘBIORSTW ORAZ DOSTĘPNYCH DANYCH

W badaniu wykorzystano sprawozdania finansowe przedsiębiorstw wymienionych w tabeli 2. Dane pochodziły z niemieckiego rejestru przedsiębiorców (www.unternehmensregister.de), dotyczyły lat 2016–2023, a zostały zebrane w lipcu 2025 r. Dane te obejmują informacje o rachunku zysków i strat oraz informacje o bilansie. Zawierają ponadto informację dodatkową, w tym raport o stanie przedsiębiorstwa. Ponadto dają szczegółową informację na temat środków trwałych, jednak nie zawierają zestawienia zmian w kapitale własnym ani rachunku przepływów pieniężnych.

Podstawową cechą analizowanych przedsiębiorstw jest duża kapitałochłonność, w tym skoncentrowanie nakładów w początkowym okresie funkcjonowania przedsiębiorstwa. Jest to cecha powszechna w przypadku projektów OZE, co odróżnia je od konwencjonalnych źródeł energii (Aldersey-Williams, Rubert, 2019; Jansen i in., 2022). Drugą ważną okolicznością jest niewielka samodzielność organizacyjna podmiotów, o czym świadczą brak lub niewielka liczba zatrudnionych pracowników (ograniczająca się do kierownictwa firmy), a także fakt, że środki pieniężne na rachunku bankowym, ze względu na stosowanie cash-poolingu, wchodzi w skład salda należności lub zobowiązań wewnątrzgrupowych. Przedsiębiorstwa te są de facto oddzielnymi pojedynczymi projektami inwestycyjnymi, finansowanymi w ogromnej mierze długiem, a nie kapitałem własnym, które po krótkim okresie bardzo dużych nakładów inwestycyjnych są stałym generatorem środków pieniężnych wypłacanych w postaci dywidend lub spłat pożyczek (także względem właścicieli). Trzecią charakterystyką analizowanych przedsięwzięć są stała, krótsza niż okres funkcjonowania farm wiatrowych, amortyzacja (16 lat – przy pozwoleniu na użytkowanie farmy na 25 lat i spodziewanym wydłużeniu do 35 lat), spadające w czasie odsetki z tytułu pożyczek oraz wpływ subsydiów w pierwszych latach funkcjonowania (wykazywany łącznie w wartości sprzedaży, więc niemożliwy do wykazania wprost). Brak możliwości bezpośredniej oceny wpływu subsydiów na wynik finansowy przedsiębiorców produkujących energię zaobserwowano również w innych badaniach (Luts i in., 2021).

Z powyższych powodów wnioskowanie o zmianach sytuacji finansowej analizowanej grupy przedsiębiorstw na podstawie typowych wskaźników rentowności (np. ROA – *return on assets*, ROE – *return on equity*, ROCE – *return on capital employed*) jest ograniczone, ponieważ w tak specyficznej sytuacji z definicji wskaźniki będą rosły w miarę upływu czasu. Jest tak ze względu na odnoszenie wskaźników do wartości netto aktywów, a nie do ich faktycznej wartości rynkowej. Jednocześnie należy zauważyć, że w badaniach panelowych, bez szczegółowej analizy, wskaźniki te były wykorzystywane (Dopierała i in., 2022; Luts i in., 2019; Wyrobek i in., 2025) – mimo widocznego wpływu kumulującej się amortyzacji na wskaźniki oparte na wartości aktywów (Dopierała i in., 2022). Różnica w podejściu jest jednak uzasadniona specyfiką badanych przedsiębiorstw i wyższym

poziomem dokładności analizy. W przypadku tak niesamodzielnych przedsiębiorstw, jakimi są badane firmy, uznano, że interpretacja wyników i wyciągnięcie poprawnych wniosków byłyby znacznie utrudnione, a korzyści – mniejsze niż koszty związane z utratą dokładności i zrozumiałości analizy. Podobnie ograniczone jest oparcie analizy zmian sytuacji finansowej na rachunku przepływów pieniężnych w przypadku braku informacji na temat salda bankowego.

Badanie obejmuje nienotowane firmy z zakresu odnawialnych źródeł energii. Badania te często wykorzystują dane pochodzące z baz danych Orbis i Amadeus (Dopierała i in., 2022; Luts i in., 2019; Wyrobek i in., 2025), które obejmowały częściowo podobne okresy badawcze. Były to: lata 2011–2019 (Dopierała i in., 2022), lata 2011–2018 (Luts i in., 2021) i lata 2015–2022 (Wyrobek i in., 2025). Wszystkie przytoczone badania nie dokonywały rozróżnienia na morską i lądową energetykę wiatrową. Wszystkie też odnosiły się do zysku netto bez analizy jego składowych (w przypadku opracowania Luts i in. – zysku netto powiększonego o podatek). Analiza wyników finansowych farm wiatrowych wyłącznie z sektora morskiej energetyki wiatrowej jest nowością wnoszoną przez tę pracę. Takie podejście jest uzasadnione ze względu na dużo wyższy udział kosztów operacyjnych w wyrównanym koszcie energii (LCOE) w przypadku morskiej energetyki wiatrowej niż w przypadku energetyki lądowej (Aldersey-Williams, Rubert, 2019; Jansen i in., 2022), co wiąże się z innymi uwarunkowaniami wpływu zmian sytuacji ekonomicznej na wyniki finansowe.

WYBRANE WSKAŹNIKI TO ANALIZY

Mając na uwadze omówione powyżej problemy z zastosowaniem klasycznych wskaźników do oceny sytuacji finansowej analizowanych farm, zdecydowano się na następujący wybór:

$$W1 = \frac{\text{EBIDTA w roku } x * \text{współczynnik dyskontujący w roku } x}{\sum_{a=1}^x \text{wartość nabycia środków trwałych w roku } x * \text{współczynnik dyskontujący w roku } x}$$

$$W2 = \frac{\text{przychód ze sprzedaży} * \text{współczynnik dyskontujący w roku } x}{\sum_{a=1}^x \text{wartość nabycia środków trwałych w roku } x * \text{współczynnik dyskontujący w roku } x}$$

$$W3 = \frac{\text{pozostałe koszty operacyjne}}{\text{przychody ze sprzedaży}}$$

$$W4 = \frac{\text{zysk netto}}{\text{przychody ze sprzedaży}}$$

Wybór wskaźnika dotyczącego EBIDTA był podyktowany chęcią zniwelowania wpływu przyspieszonej amortyzacji na interpretację wyników. Wybór wskaźników dotyczących wartości sprzedaży oraz kosztów operacyjnych miał na celu analizę struktury rachunku zysków i strat, a uwzględnienie relacji zysku netto miało stanowić odniesienie względem pełnego wyniku finansowego.

W związku z tym, że wskaźniki W1 i W2 dotyczyły danych z różnych lat, zdyskontowano wartości do jednego wspólnego okresu o wskaźnik inflacji – wybrano wskaźnik inflacji konsumenckiej w Niemczech pobrany ze strony niemieckiego Urzędu Statystycznego (www.destatis.de). Rokiem, względem którego zdyskontowano wartości, był rok 2023. Współczynnik dyskontujący wyrażono następującym wzorem:

$$\text{współczynnik dyskontujący w roku } x = \frac{\text{indeks inflacji konsumenta w roku } x}{\text{indeks inflacji konsumenta w roku 2023}}$$

W ten sposób uzyskano wartości dla poszczególnych lat (tabela 3).

Tabela 3. Uwzględnione w pracy współczynniki dyskontujące

2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1,2349	1,2284	1,2106	1,1896	1,1729	1,1670	1,1319	1,0590	1,0000

Źródło: obliczenia własne

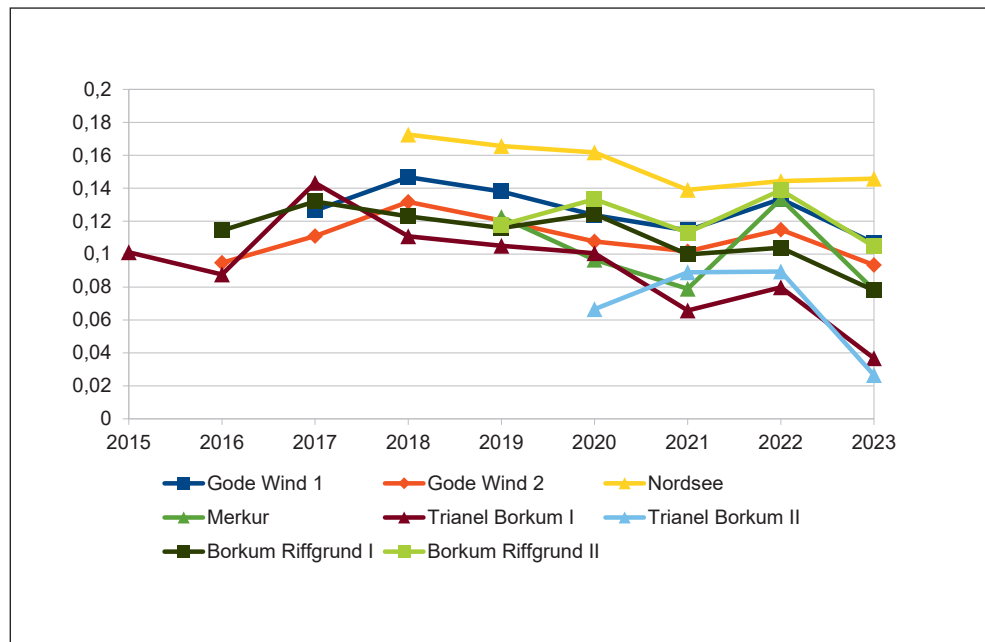
WYNIKI

Zmiany wskaźnika W1 dla analizowanych farm wiatrowych w latach 2015–2023 przedstawiono na rycinie 2. Zaobserwować można poprawę wyników w początkowym okresie, następnie od 2018 r. widoczny był spadek rentowności. Od tych wyników nastąpiło odbicie w roku w 2022, czyli w roku pełnoskalowej inwazji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę.

Powyższe wyniki pokrywają się z wynikami uzyskanym przez innych autorów. Dotyczy to wzrostu rentowności w pierwszym okresie (Dopierała i in., 2022; Luts i in., 2021), skokowego wzrostu rentowności w 2022 r. (Wyrobek i in., 2025) oraz spadku po 2018 r. Spadającą rentowność tłumaczy się w różny sposób. Najważniejszym czynnikiem jest to, że w miarę zwiększania się udziału odnawialnych źródeł energii, które charakteryzują się bliskimi zera kosztami krańcowymi, następują spadki cen energii, zwłaszcza w środku dnia, wywołane konkurencją z fotowoltaiką (Đukan, Kitzing, 2021; Haltunnen i in., 2020; Kell i in., 2023; Malleret i in., 2024). Drugim czynnikiem jest fakt, iż technologia offshore staje się coraz bardziej dojrzała, a więc wymaga mniejszej premii za ryzyko (Botta, 2019; Breitschopf, Alexander-Haw, 2022). Trzecim uwarunkowaniem jest wzrost fizycznych rozmiarów turbin wiatrowych, który przekłada się na wzrost produktywności i spadek kosztów na jednostkę produkowanej energii (Shields i in., 2021; Walgern i in., 2023). Dynamiczny rozwój technologii i spodziewane spadki cen energii są uwzględniane w planach inwestorów (Laskowicz, 2022; Malleret i in., 2024), natomiast sama obecność nowych producentów będących w stanie oferować ten sam produkt po niższej cenie wpływa na presję cenową i dalsze obniżanie zysku. Ma to znaczenie dla farm będących w fazie subsydiowania, ponieważ w Niemczech morskie farmy wiatrowe nie uzyskują minimalnej ceny gwarantowanej w kontraktach różnicowych, jeśli cena na rynku hurtowym będzie ujemna przez więcej niż sześć godzin z rzędu.

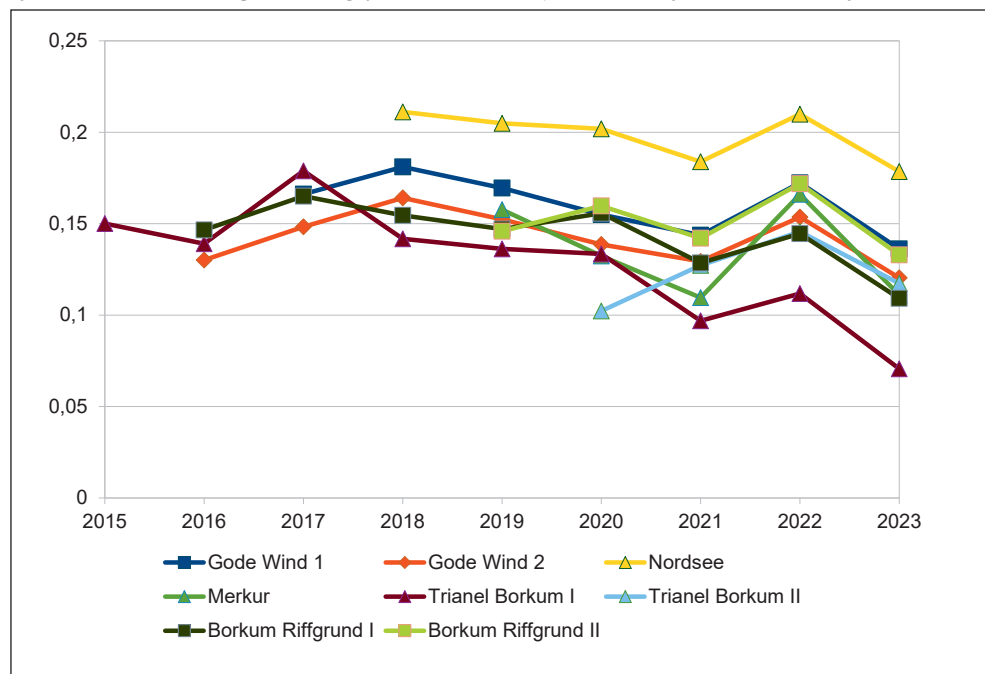
Zmiany wskaźnika W2 dla analizowanych farm wiatrowych w latach 2015–2023 przedstawiono na rycinie 3. Ogólny obraz zmian jest podobny do wskaźnika W1. Zmiany wartości sprzedaży w odniesieniu do wartości środków trwałych były mniejsze niż w przypadku EBIDTA. Należy to wiązać z kwestią subsydiowania sprzedawanej energii elektrycznej, która spadała w latach 2015–2020 (Walgern i in., 2023). Wybiecie w 2022 r. jest dużo wyraźniejsze niż w przypadku wskaźnika dotyczącego EBIDTA, co także zostało

Rycina 2. Wskaźnik W1: EBITDA vs skumulowana wartość nabycia środków trwałych



Źródło: opracowanie własne

Rycina 3. Wskaźnik W2: sprzedaż względem skumulowanej wartości nabycia środków trwałych

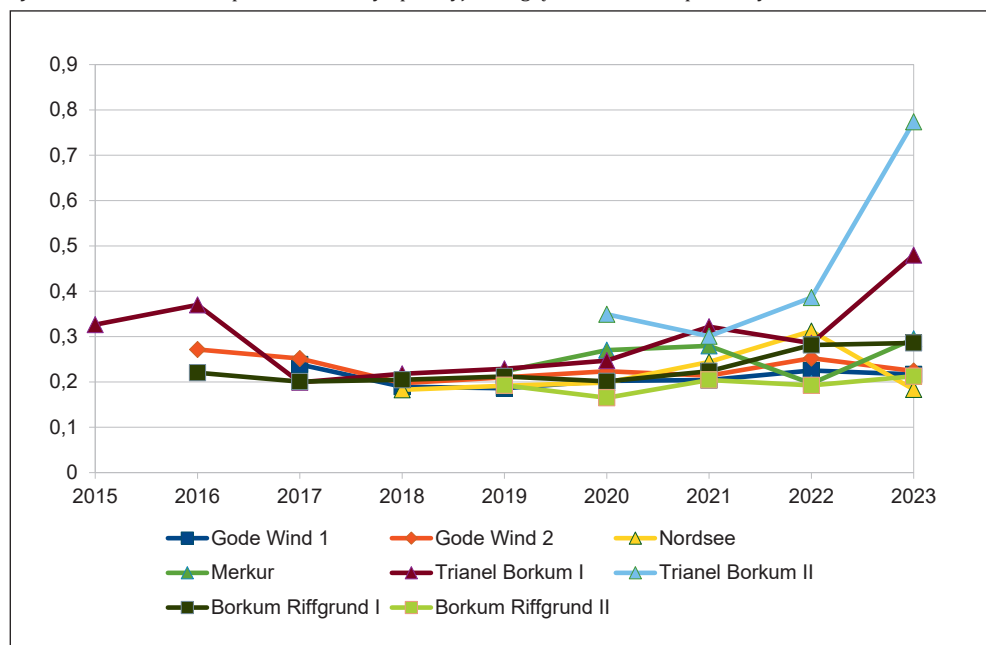


Źródło: opracowanie własne

zaobserwowane u innych autorów (Kubiak i in., 2025; Walgern i in., 2023; Wyrobek i in., 2025).

Zmiany wskaźnika W3 dla analizowanych farm wiatrowych w latach 2015–2023 przedstawiono na rycinie 4. Zmiany przebiegają tu inaczej niż w przypadku dwóch poprzednich wykresów. W pierwszej części analizowanego okresu obserwuje się delikatny spadek relacji, co z punktu widzenia przedsiębiorstw jest zjawiskiem korzystnym. Natomiast lata 2020–2023 to wzrastająca presja na wynik finansowy ze strony kosztów operacyjnych (OPEX). Dla morskiej energetyki wiatrowej, która na tle pozostałych technologii (onshore, fotowoltaika) charakteryzuje się relatywnie dużym udziałem OPEX (Malleret i in., 2024; Wallgern i in., 2023) w ogólnych kosztach wytworzenia energii, jest to sytuacja szczególnie niekorzystna. W latach 2022 i 2023 negatywnie odznaczają się w tym kontekście dwie farmy wiatrowe (Trianel Borkum I i II), których właścicielami i operatorami nie są duże międzynarodowe koncerny będące liderami rozwoju sektora morskiej energetyki wiatrowej.

Rycina 4. Wskaźnik W3: pozostałe koszty operacyjne względem wartości sprzedaży



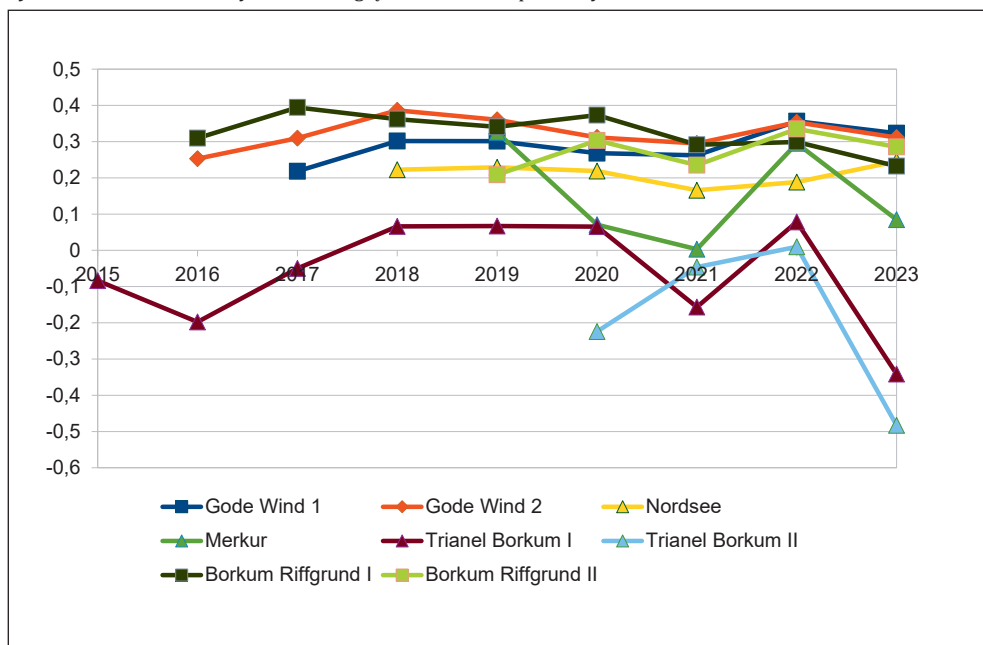
Źródło: opracowanie własne

O ile pandemia spowolniła plany inwestycyjne w zakresie morskiej energetyki wiatrowej (Jansen i in. 2022; Ziomba, 2022), o tyle wybuch konfliktu rosyjsko-ukraińskiego przyczynił się do przyspieszenia planów w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej (Laskowicz, 2022), a przez to – do sztywności podaży do podniesienia kosztów inwestycyjnych (Wyrobek i in., 2025). Dynamiczny rozwój morskiej energetyki wiatrowej ma wpływ nie tylko na koszty inwestycyjne, lecz także na przyszłe koszty operacyjne. Ze względu na dostępność wykwalifikowanych kadr podnosi on bieżące koszty funkcjonowania istniejących farm i stanowić będzie wyzwanie w przyszłości (Laskowicz, 2022). Rosnące koszty bieżącego utrzymania mogą przyczynić się do decyzji o nieprzedłużaniu

terminu eksploatacji morskich farm wiatrowych powyżej nominalnego okresu 25 lat (Walgern i in., 2023). Uwzględniając jednak relatywnie niewielki wiek farm w wyłącznej strefie ekonomicznej Niemiec, nie znalazło to jeszcze pełnego potwierdzenia w danych (stan na grudzień 2025) – pomimo doniesień medialnych odnośnie planów rozbiórki pierwszej farmy wiatrowej na Morzu w Niemczech (Alpha Ventus).

Zmiany wskaźnika W4 dla analizowanych farm wiatrowych w latach 2015–2023 przedstawiono na rycinie 5. Relacja zysku netto względem wartości sprzedaży dla większości projektów utrzymywała się w mniej więcej stałym przedziale i była mniej podatna na zmiany niż poprzednie analizowane wskaźniki. Dla większości projektów wynik finansowy był pozytywny, a więc wskaźnik ten był powyżej zera. Uwagę zwracają znacznie gorsze wyniki finansowe dwóch projektów realizowanych przez inwestorów o mniejszym doświadczeniu, ale też o mniejszej sile rynkowej (Trianel Borkum I i II). Niemcy ze względu na wysoki poziom akceptacji społecznej inwestycji w energetykę wiatrową są krajem o wysokim poziomie rentowności producentów energii (Wyrobek i in., 2025). Jednym z głównych czynników wpływających na dochodowość producentów energii są warunkowane tą akceptacją subsydia (Luts i in., 2021).

Rycina 5. Wskaźnik W4: zysk netto względem wartości sprzedaży



Źródło: opracowanie własne

W interpretacji wskaźnika W4, w tym w szczególności negatywnego lub pozytywnego znaku, należy uwzględnić raportowanie przyspieszonej amortyzacji (16 lat), krótszej niż przewidywany czas funkcjonowania farm, na które wydano zezwolenie (25 lat). Należy podkreślić, że przyspieszona amortyzacja jest jedną z form wsparcia określonej polityki inwestycyjnej przez państwo i stosuje się ją dość powszechnie w różnych zagadnieniach. Podejście do faktycznego przewidywanego okresu eksploatacji jest zróżnicowane. Część autorów opiera się na okresie z pozwoleń, czyli 25 lat (np. Kubiak i in., 2025; Shields i in.,

2021), a część wskazuje 30 lat (Kell i in., 2023) lub ogólnie na prawdopodobną opłacalność przedłużenia funkcjonowania farm powyżej pierwotnego okresu eksploatacji (Walgern i in., 2023). Jako najbardziej prawdopodobny okres podaje się 35 lat.

KONKLUZJE I DYSKUSJA

Przeprowadzona analiza pozwoliła osiągnąć część założonych celów badawczych. Zaobserwowano trendy w zakresie sytuacji finansowej morskich farm wiatrowych w niemieckiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Północnym. Sytuacja ta w drugiej połowie lat 90. XX w. ulegała poprawie, a w późniejszym okresie – pogorszeniu. Podobne wyniki uzyskali inni autorzy (Dopierała i in., 2022; Luts i in., 2021; Wyrobek i in., 2025). Spadająca dochodowość wynika ze wzrastającej konkurencji na skutek rozwoju technologicznego (Aldersey-Williams, Rubert, 2019; Shields i in., 2021), z wzrostu znaczenia aukcji w finansowaniu i wyborze projektów morskiej energetyki wiatrowej (Jansen i in., 2022; Kell i in., 2023) oraz ze zbyt optymistycznych założeń inwestorów (Đukan, Kitzing, 2021; Malleret i in., 2024; Steffen, 2020), nawet gdy dane projekty wygrały aukcję na kontrakty różnicowe.

W badanym okresie zaobserwowano dwa znaczące szoki ekonomiczne: pandemię oraz wybuch pełnoskalowej wojny rosyjsko-ukraińskiej. Wpływ pandemii wiązał się z pewnym spowolnieniem w zakresie realizacji nowych inwestycji (Jansen i in., 2022; Ziembka, 2021), ale na analizowanych morskich farmach wiatrowych nie zaobserwowano znaczącej bezpośredniej zmiany lub pogłębienia trendów w wynikach finansowych istniejących przedsiębiorstw. Pełnoskalowa inwazja Rosji na Ukrainę znacząco wpłynęła na wyniki finansowe badanych przedsiębiorstw, mimo istotnych utrudnień w łańcuchach logistycznych oraz związanego z tym wzrostu kosztów. Podobne wyniki uzyskali inni autorzy (Wyrobek i in., 2025). Oddziaływanie tego konfliktu, poprzez przyspieszenie inwestycji w morską energetykę wiatrową w Europie (Finserås i in., 2024; Laskowicz, 2022; Kuzemko i in., 2022), będzie miało znaczący wpływ na przyszłe finanse morskich farm wiatrowych. Spodziewane jest zwiększenie kosztów funkcjonowania istniejących przedsiębiorstw wskutek większej konkurencji o ograniczone zasoby wykwalifikowanych pracowników (Laskowicz, 2022).

Przeprowadzona w niniejszym artykule ocena możliwości wykorzystania danych finansowych w badaniach geograficznych dotyczących rozwoju sektora OZE jest pozytywna. Jednocześnie należy mieć świadomość ograniczeń dotyczących informacji zawartej w sprawozdaniach finansowych, której podstawowym celem jest obrót gospodarczy. Dotyczy to w znacznej mierze szczegółowości danych zarówno w wymiarze czasowym (dostępność danych w układzie rocznym), jak i w wymiarze jakościowym (ilość szczegółowej informacji, jej porównywalność między przedsiębiorstwami). Z powodu zbyt ogólnego poziomu dostępnych danych ostatecznie zrezygnowano z analizy efektów cienia (*wake effect*), który jest opisywany w badaniach o charakterze symulacyjnym i technicznym (Kubiak i in., 2025; Palatos-Plexidas i in., 2024; Walgern i in., 2023). Bez szczegółowych danych (np. miesięcznych lub przekrojowych dla całego sektora) uzyskanie odpowiedzi na pytania dotyczące wpływu tego zjawiska na wyniki finansowe farm tylko na podstawie badanych obiektów uznano za niewystarczające. Niemniej w związku ze wzrastającym znaczeniem tego zjawiska wynikającym ze wzrostu rozmiarów turbin (Finserås i in., 2024; Palatos-Plexidas i in., 2024) poszukiwanie tych odpowiedzi będzie zyskiwać na znaczeniu.

Literatura References

- Aldersey-Williams, J., Ruber, T. (2019). Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy*, 124, 169–179. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.004>
- Bilgili, M., Alphan, H. (2022). Global growth in offshore wind turbine technology. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 24(7), 2215–2227. doi: <https://doi.org/10.1007/s10098-022-02314-0>
- Biniek, P. (2017). Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce – analiza potencjalnych konfliktów społecznych. *Prace Komisji Geografii Przemysłu Polskiego Towarzystwa Geograficznego*, 31(4), 157–168. doi: <https://doi.org/10.24917/20801653.314.11>
- Botta, E. (2019). An experimental approach to climate finance: the impact of auction design and policy uncertainty on renewable energy equity costs in Europe. *Energy Policy*, 133, 110839. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.06.047>
- Breitschopf, B., Alexander-Haw, A. (2022). Auctions, risk and the WACC. How auctions and other risk factors impact renewable electricity financing costs. *Energy Strategy Reviews*, 44, 100983. doi: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100983>
- Czapliński, P. (2015). Przemysł offshore w Polsce – próba definicji, stan i możliwości rozwoju. *Prace Komisji Geografii Przemysłu Polskiego Towarzystwa Geograficznego*, 29(4), 103–111.
- Czapliński, P. (2016). Problemy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na południowym Bałtyku. *Prace Komisji Geografii Przemysłu Polskiego Towarzystwa Geograficznego*, 30(3), 173–184.
- Dopierała, Ł., Mosionek-Schweda, M., Laskowicz, T., Ilczuk, D. (2022) Financial performance of renewable energy producers: A panel data analysis from the Baltic Sea Region. *Energy Reports*, 8, 11492–11503. doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.09.009>
- Dukan, M., Kitzing, L. (2021). The impact of auctions on financing conditions and cost of capital for wind energy projects. *Energy Policy*, 152, 112197. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112197>
- Finserås, E., Anchustegui, I.H., Cheynet, E., Gebhardt, C.G., Reuder, J. (2024). Gone with the wind? Wind farm-induced wakes and regulatory gaps. *Marine Policy*, 159, 105897. doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2023.105897>
- Jansen, M., Beiter, P., Riepin, I., Müsgens, F., Guajardo-Fajardo, V.J., Staffell, I., Bulder, B., Kitzing, L. (2022). Policy choices and outcomes for offshore wind auctions globally. *Energy Policy*, 167, 113000. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113000>
- Kell, N.P., van der Weijde, A.H., Li, L., Santibanez-Borda, E., Pillai, A.C. (2023). Simulating offshore wind contract for difference auctions to prepare bid strategies. *Applied Energy*, 334, 120645. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120645>
- Kubiak, M., Bugała, A., Bugała, D., Czekala, W. (2025) Simulation analysis of onshore and offshore Wind Farms Generation Potential for Polish Climatic Conditions. *Energies*, 18, 4087. doi: <https://doi.org/10.3390/en18154087>
- Kuzemko, C., Blondeel, M., Dupont, C., Brisbois, M.C. (2022). Russia's war on Ukraine, European energy policy responses & implications for sustainable transformations. *Energy Research & Social Science*, 93, 102842. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ERSS.2022.102842>
- Laskowicz, T. (2022). Offshore Wind Energy Potential in Europe: A Forecast of Installed Capacities and Costs. *EUROPA XXI*, 42, 129–148.
- Luts, M.-K., Savolainen, J., Collan, M. (2021). Profitability Determinants of Unlisted Renewable Energy Companies in Germany – A Longitudinal Analysis of Financial Accounts. *Sustainability*, 13, 13544. doi: <https://doi.org/10.3390/su132413544>
- Malleret, S., Jansen, M., Laido, A.S., Kitzing, L. (2024). Profitability dynamics of offshore wind from auction to investment decision. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 199, 114450. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114450>
- Palatos-Plexidas, A., Sara Porchetta, S.G., van Beeck, J., De Cruz, L., Munters, W. (2024). A numerical analysis of wind farm wake characteristics in the southern part of the North Sea. *Journal of Physics: Conference Series*, 2767, 092078. doi: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2767/9/092078>

- Steffen, B. (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. *Energy Economics*, 88, 104783. doi: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104783>
- Shields, M., Beiter, P., Nunemaker, J., Cooperman, A., Duffy, P. (2021). Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for offshore wind. *Applied Energy*, 298, 117189. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117189>
- Wyrobek, J., Zyguła, A., Popławski, Ł., Lula, P., Dziekański, P. (2025). The impact of socio-political factors on the profitability of wind farms in selected European Union Countries. *Economics and Environment*, 2(93), 1–14. doi: <https://doi.org/10.34659/eis.2025.93.2.962>
- Walgern, J., Baumgärtner, D., Fricke, J., Requate, N., Kolios, A., Dörenkämper, M., Meyer, T., Vollmer, L. (2023). Economic feasibility study for continued operation of German offshore wind farms. *Journal of Physics: Conference Series*. doi: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2626/1/012031>
- Ziembra, P. (2022). Uncertain Multi-Criteria analysis of offshore wind farms projects investments – Case study of the Polish Economic Zone of the Baltic Sea. *Applied Energy*, 309, 118232. doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118232>

Jan Smutek, dr, urbanista, geograf i księgowy, Instytut Studiów Regionalnych. Tytuł doktora uzyskał na Uniwersytecie Szczecińskim na podstawie rozprawy dotyczącej wpływu suburbanizacji na finanse samorządowe. Wieloletni praktyk w zakresie regionalnego planowania przestrzennego, a później finansów przedsiębiorstw. Jego zainteresowania badawcze są związane z rozwojem regionalnym, ochroną środowiska, finansami oraz relacjami polsko-niemieckimi. Autor ponad 20 publikacji i redaktor dwóch monografii.

Jan Smutek, PhD, Institute of Regional Studies, urban planner, geographer and accountant. PhD in geography defended at the University of Szczecin on impact of suburbanization on commune finances. He worked for many years in regional public administration and later in corporate finance. His research interests are linked to regional development, protection of the environment, finance and Polish-German cooperation.

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2774-4996>

Adres / Address:

Instytut Studiów Regionalnych
Aleja Papieża Jana Pawła II 44/2
70-415 Szczecin, Polska
e-mail: jan.smutek@interia.pl