



Horyzonty Polityki
2024, Vol. 15, N° 52



MICHAŁ THLON

<http://orcid.org/0000-0001-9627-7773>
Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie
thlonm@uek.krakow.pl

ANDRZEJ BROŻEK

<http://orcid.org/0000-0002-4950-2816>
brozekandrzej1@gmail.com

JAN THLON

<http://orcid.org/0000-0002-4571-8679>
Krakowska Akademia im. A. Frycza-Modrzewskiego
janthlon@gmail.com

DOI: 10.35765/HP.2582

Rynek energii elektrycznej w Polsce: perspektywa ryzyka i niepewności

Streszczenie

CEL NAUKOWY: Celem artykułu jest przeniesienie koncepcji teoretycznych dotyczących ryzyka i niepewności w gospodarce na praktyczny wymiar związany z rynkiem energii elektrycznej w Polsce. Przeanalizowano możliwość przypisania zjawiskom rynkowym właściwości ryzyka lub niepewności w celu oceny możliwości prognozowania zmian na rynku energii. Autorzy starają się odpowiedzieć na pytanie, czy na polskim rynku energii doszło do nadzwyczajnej zmiany warunków rynkowych dopuszczającej prawną możliwość zmiany relacji umownej pomiędzy sprzedawcą a nabywcą energii.

PROBLEM I METODY BADAWCZE: Problemem badawczym jest zmienność cen energii elektrycznej w Polsce determinowana w kontekście możliwości jej prognozowania. Metody badawcze obejmują analizę ekonomiczno-prawną oraz analizę danych empirycznych dotyczących istotnych szoków cenowych na polskim rynku energii.

PROCES WYWODU: Proces wywodu obejmuje analizę czynników ekonomiczno-prawnych będących przyczyną gwałtownych zmian na polskim rynku energii elektrycznej. Analiza została przeprowadzona na podstawie danych rynkowych dotyczących pierwszego z serii istotnych szoków cenowych odnotowanych na polskim rynku energii w 2018 r.

Sugerowane cytowanie: Thlon, M., Brożek, A., i Thlon, J. (2024). Rynek energii elektrycznej w Polsce: perspektywa ryzyka i niepewności. *Horyzonty Polityki*, 15(52), 301–322. DOI: 10.35765/HP.2582.

WYNIKI ANALIZY NAUKOWEJ: W wyniku przeprowadzonych analiz wskazano czynniki, które miały najbardziej istotny wpływ na wzrost cen energii elektrycznej na polskim rynku w 2018 r. Stwierdzono, iż ówczesna zmienność rynkowa miała charakter nadzwyczajny – pozwalający przyjąć, iż nie było możliwości przewidzenia *ex ante* skali zmian cen energii elektrycznej.

WNIOSKI, INNOWACJE, REKOMENDACJE: Na podstawie przeprowadzonej analizy sformułowano wnioski dotyczące konieczności opracowania strategii zarządzania ryzykiem cenowym na rynku energii elektrycznej w Polsce. Wyniki mają istotne znaczenie praktyczne dla stabilizacji procesów gospodarczych i zarządzania ryzykiem cenowym na rynku energii. Inspiracją do wyboru okresu analizy były liczne procesy sądowe odnoszące się do zmian rynkowych w 2018 r., toczone pomiędzy firmami energetycznymi a odbiorcami korporacyjnymi z żądaniem „dostosowania” wynagrodzenia kontraktowego z uwagi na zaistnienie nieprzewidywalnego wzrostu cen rynkowych cen energii na podstawie klauzuli *rebus sic stantibus*, uregulowanej w art. 357¹ oraz 632 § 2 Kodeksu cywilnego.

SŁOWA KLUCZOWE:

ryzyko, niepewność, rynek energii, zmienność cen energii, polityka państwa

Abstract

THE ELECTRICITY MARKET IN POLAND:
A PERSPECTIVE ON RISK AND UNCERTAINTY

RESEARCH OBJECTIVE: The aim of the article is to translate theoretical concepts of risk and uncertainty in the economy into a practical dimension related to the electricity market in Poland. It examines attributing market phenomena with properties of risk or uncertainty to assess the feasibility of forecasting energy market changes. The authors seek to determine whether the Polish energy market experienced extraordinary changes that would legally allow altering the contractual relationship between the energy seller and buyer.

THE RESEARCH PROBLEM AND METHODS: The research problem is the volatility of electricity prices in Poland and their predictability. The study employs economic-legal analysis and empirical data analysis of significant price shocks in the Polish energy market.

THE PROCESS OF ARGUMENTATION: The argumentation involves analyzing economic and legal factors causing sudden changes in the Polish electricity market. The analysis is based on market data from the first significant price shock in the Polish energy market in 2018.

RESEARCH RESULTS: The analysis identifies factors that significantly impacted the increase in electricity prices in Poland in 2018. The market volatility was extraordinary, suggesting that the scale of electricity price changes could not have been predicted *ex ante*.

CONCLUSIONS, INNOVATIONS, AND RECOMMENDATIONS: The analysis concludes that developing a price risk management strategy for the Polish electricity market is necessary. The results have significant practical implications for stabilizing economic processes and managing price risk in the energy market. The analysis period was inspired by numerous 2018 court cases between energy companies and corporate consumers, demanding the “adjustment” of contractual remuneration due to an unpredictable increase in market energy prices, based on the *rebus sic stantibus* clause regulated in Articles 357¹ and 632 § 2 of the Civil Code.

KEYWORDS:

risk, uncertainty, energy market, energy price volatility, state’s policy

WPROWADZENIE

Pojęcie ryzyka odgrywa kluczową rolę w naukach ekonomicznych, zwłaszcza w kontekście podejmowania decyzji w warunkach zmienności rynkowej. W każdym systemie gospodarczym ryzyko i niepewność stanowią nieodłączne elementy zarządzania, szczególnie w sektorach, gdzie warunki są dynamiczne i trudne do przewidzenia (Michalski, 2000, s. 16).

Celem niniejszego artykułu jest zastosowanie teoretycznych koncepcji ryzyka i niepewności do analizy polskiego rynku energii elektrycznej. Autorzy podejmują próbę przypisania specyficznym zjawiskom rynkowym właściwości ryzyka lub niepewności, aby ocenić możliwości prognozowania zmian cen energii. Postawiono nacisk na praktyczny wydźwięk przeprowadzonych analiz i w związku z powyższym sformułowano dwa pytania badawcze:

- Jakie czynniki w sposób najbardziej istotny wpływają na ryzyko zmian cen energii elektrycznej w Polsce?
- Czy zmiany na polskim rynku energii w 2018 r. w istocie miały charakter nadzwyczajny?

Pojęcie ryzyka z natury rzeczy jest złożone, co sprawia, że istnieją obiektywne trudności w sformułowaniu precyzyjnej definicji. Termin „ryzyko” pochodzi od włoskiego słowa *risico*, które oznacza niepewność wyniku lub potencjalne niebezpieczeństwo. Zgodnie z koncepcją P.L. Bernsteina ryzyko można raczej postrzegać jako wybór niż nieuchronne przeznaczenie (Bernstein, 2020, s. 27).

Zgodnie z teorią zarządzania ryzyko występuje wtedy, gdy znamy prawdopodobieństwo wystąpienia pewnych zdarzeń, opierając się na historycznych danych, które mogą być wykorzystane do prognozowania przyszłości. Takie podejście jest szczególnie istotne w kontekście rynków finansowych i towarowych, gdzie możliwe jest zastosowanie metod matematycznych do oceny ryzyka (Thlon, 2013, s. 17).

Jednakże, w kontekście teorii Knighta (1971), różnica między ryzykiem a niepewnością staje się bardziej wyraźna. Ryzyko odnosi się do zdarzeń, których prawdopodobieństwo można oszacować, natomiast niepewność pojawia się, gdy brak danych uniemożliwia takie oszacowanie. W związku z tym dla wielu zjawisk na rynku energii elektrycznej, które charakteryzują się wysoką zmiennością i często unikalnymi okolicznościami, zastosowanie klasycznych narzędzi oceny ryzyka może być niewystarczające.

Bardziej współczesna koncepcja ryzyka, która uwzględni różnicę między ryzykiem a niepewnością, została zaproponowana przez I. Pfeffera (1956, s. 56). Zgodnie z jego podejściem ryzyko jest hazardem i jest mierzone za pomocą prawdopodobieństwa, podczas gdy niepewność odnosi się do stanu umysłu – subiektywnej percepcji braku pewności co do przyszłych wydarzeń. To rozróżnienie ma kluczowe znaczenie dla zrozumienia dynamiki rynku energii elektrycznej, gdzie zmienność cen wynika z wielu niezależnych czynników, takich jak polityka energetyczna, technologia czy czynniki środowiskowe.

Ryzyko na rynku energii elektrycznej może być analizowane nie tylko w kontekście zmian wynikających z możliwych do prognozowania czynników, takich jak popyt i podaż, ale także w odniesieniu do nieprzewidywalnych okoliczności rynkowych. W kontekście rynku energii brak możliwości wiarygodnego prognozowania zmian cen z wykorzystaniem standardowych modeli wskazuje na konieczność rozróżnienia między ryzykiem a niepewnością. Problem ten ma poważne implikacje praktyczne w świetle jasno zarysowanego

w literaturze przedmiotu poglądu, iż w gospodarce występuje wyraźna współzależność pomiędzy zmiennością cen energii a dynamiką wzrostu gospodarczego (Brożek, 2020).

Liczne badania wskazują na dwukierunkową zależność między konsumpcją energii, wzrostem gospodarczym a cenami energii, jednocześnie wskazując na potrzebę dalszych badań nad związkiem między niepewnością a kosztami energii (Dokas i in., 2023).

W związku z powyższym poczynienie ustaleń w zakresie możliwości przypisania konkretnym zjawiskom rynkowym (szokom) właściwości wymiernego ryzyka i niewymiernej niepewności pozwala stwierdzić, czy analizowany obszar daje możliwość wiarygodnego prognozowania zmian, czy też wymaga restrykcyjnej polityki zarządzania ryzykiem cenowym w celu stabilizowania procesów gospodarczych.

Dotychczasowe badania dotyczące szoków cenowych na rynku energii zostały skoncentrowane na analizie przyczyn szoków cenowych, elastyczności popytu na energię w odpowiedzi na zmiany cen oraz ewolucji wzorców reakcji konsumentów na szok (Maciejowska, 2014; Kilian, 2008; van de Ven & Fouquet, 2017). Innym nurtem badawczym w tym obszarze jest statystyczno-ekonometryczna analiza cenowych szeregów czasowych ukierunkowana na identyfikowanie skoków cen energii. Jedną z dobrze udokumentowanych w literaturze cech rynku energii elektrycznej (w porównaniu do rynków finansowych czy towarowych) jest bardzo wysoka zmienność (Hellström, Lundgren, & Yu, 2012; Naeem & Arfaoui, 2023).

Niniejszy artykuł zawiera odmienne podejście do przedmiotowego zagadnienia, jest pierwszym z serii publikacji poświęconych analizie przyczyn szoków cenowych na polskim rynku energii w kontekście możliwości prognozowania *ex ante* ich skutków. Innymi słowy – dokonania oceny, czy w przypadku rynku energii możemy mówić raczej o ryzyku, czy też niepewności. Analizie poddano szok cenowy na rynku energii elektrycznej zaobserwowany w 2018 r. Inspiracją do wyboru okresu analizy były liczne procesy sądowe odnoszące się do rynkowych zmian cen w roku 2018, toczone pomiędzy firmami energetycznymi a odbiorcami korporacyjnymi z żądaniem „dostosowania” wynagrodzenia kontraktowego z uwagi na zaistnienie w trakcie realizacji umowy nieprzewidywalnego wzrostu rynkowych cen energii. Żądanie to oparte jest na twierdzeniu, że w wyniku nadzwyczajnej zmiany warunków rynkowych powstała

rażąca dysproporcja pomiędzy wartością świadczeń dostawcy a wartością świadczenia nabywcy. Tego typu zmianę umowy, realizowaną w drodze powództwa sądowego, umożliwia instytucja zwana tradycyjnie klauzulą *rebus sic stantibus*, uregulowana w art. 357¹ oraz w art. 632 § 2 Kodeksu cywilnego. Przesłanką jej zastosowania jest stwierdzenie, że zmiany cen oraz kosztów przybrały charakter nadzwyczajny, nieprzewidywalny i znacznie wykraczający poza granice przeciętnego ryzyka kontraktowego.

Z uwagi na zarysowany kontekst i cel badania sformułowano następującą hipotezę badawczą:

H1: Wahania cen energii elektrycznej na polskim rynku w 2018 r. były skutkiem nieprzewidywalnych zdarzeń o charakterze wyjątkowym, których nie uwzględniają standardowe modele ryzyka rynkowego.

W kontekście metodologii badawczej artykuł opiera się na analizie danych empirycznych dotyczących cen energii elektrycznej oraz jej kluczowych determinant. Wykorzystując dane giełdowe oraz informacje z branżowych źródeł, przeprowadzono analizę szeregów czasowych, co umożliwiło zidentyfikowanie trendów oraz punktów zwrotnych na polskim rynku energii elektrycznej. Dodatkowo analizie poddano regulacje formalnoprawne mające wpływ na kształtowanie się cen energii w Polsce w badanym okresie.

Artykuł podzielono na trzy części. W pierwszej kolejności zaprezentowano podstawową charakterystykę polskiego rynku energii elektrycznej w badanym okresie. Drugą część poświęcono analizie czynników ekonomiczno-prawnych będących przyczyną gwałtownych zmian na rynku energii pod kątem możliwości prognozowania ich skutków w wymiarze *ex ante*. W trzeciej części przeanalizowano przebieg i charakter szoku cenowego, który miał miejsce na polskim rynku energii w 2018 r.

PODSTAWOWA CHARAKTERYSTYKA POLSKIEGO RYNKU ENERGII

Polski rynek energii elektrycznej jest jednym z największych w Europie Środkowo-Wschodniej. Cechą charakterystyczną krajowego rynku jest znaczny udział konwencjonalnych źródeł energii, takich jak węgiel

kamienny i brunatny. Zgodnie z danymi Polskich Sieci Energetycznych w 2018 r. to węgiel kamienny, z udziałem na poziomie 49,86%, był głównym paliwem służącym do produkcji energii elektrycznej. W tym czasie udział węgla brunatnego wyniósł 29,70% przy nieco ponad 7-procentowym udziale produkcji ze źródeł odnawialnych. W tym okresie wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto wyniósł 165 214 GWh, podczas gdy krajowe zużycie energii elektrycznej osiągnęło 170 932 GWh. Konieczność importu różnicy spowodowała, iż Polska stała się importerem energii netto (PSE, 2022).

Od lat 90. XX wieku rynek energii elektrycznej w Polsce podlega procesom liberalizacji, których zakładanym celem miało być zwiększenie konkurencji na rynku oraz stworzenie lepszych warunków dla konsumentów końcowych. Wprowadzane zmiany generowały powstanie różnych modeli rynku, m.in. model sprzedaży energii detalicznej, model aukcyjny oraz model giełdowy. Założenia proekologiczne powodują zwiększenie produkcji pochodzącej z odnawialnych źródeł energii. Wprowadzone zostały programy wsparcia OZE, zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, modernizacji sieci elektroenergetycznych, czy rozwoju elektromobilności. Przed polskim rynkiem energii elektrycznej nadal stoi ogromna liczba wyzwań, konieczność modernizacji infrastruktury, zwiększenie efektywności energetycznej, rozwój magazynów energii czy integracja z europejskim rynkiem energii (Sekuła i in., 2023).

Polska elektroenergetyka oparta jest na źródłach wysokoemisyjnych, a elektrownie wykorzystujące głównie węgiel kamienny i węgiel brunatny są istotnie wyeksploatowane. Wyzwaniem dla sektora energetycznego jest zastąpienie dotychczasowych źródeł mocy, a jednocześnie zapewnienie ciągłości dostaw oraz minimalizowanie oddziaływania na środowisko. Kluczowa staje się kwestia pozyskania finansowania niezbędnych inwestycji. Z uwagi na znaczenie sektora energetycznego dla gospodarki, jak również fakt, iż tego typu procesy modernizacyjne realizowane są w ramach skomplikowanych, długoterminowych programów, niezbędne są systemowe rozwiązania realizowane przez organy państwowe, których funkcją celu jest dywersyfikacja źródeł energii i zapewnienie nieprzerwanych dostaw energii w przystępnych cenach.

W kontekście celu analizy należy nadmienić, że okresie poprzedzającym badany rok 2018 Ministerstwo Gospodarki, a następnie

Ministerstwo Energii pozostawało przez lata w zwłoce w realizacji obowiązku wynikającego z art. 15 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne, stanowiącego o konieczności przedłożenia Radzie Ministrów projektu polityki energetycznej Polski. Prezentacja i przedłożenie do konsultacji stosownego projektu nastąpiło dopiero w listopadzie 2018 r., natomiast ogłoszenie Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) nastąpiło dopiero 2 marca 2021 r. (Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., Monitor Polski 2021 poz. 264).

GŁÓWNE CZYNNIKI CENOTWÓRCZE W 2018 R.

Ze względu na złożoną strukturę polskiego miksu energetycznego kluczowymi determinantami kształtującymi ceny energii elektrycznej oprócz poziomu zapotrzebowania na energię i aktualnych możliwości wytwórczych są: ceny uprawnień do emisji CO₂, notowania gazu ziemnego oraz sytuacja sektora węglowego. Czynniki te są dynamiczne i wzajemnie powiązane, a ich wpływ na ostateczne ceny energii wynika z fluktuacji na rynkach międzynarodowych, zmian regulacyjnych i postępu technologicznego (Thlon i in., 2024).

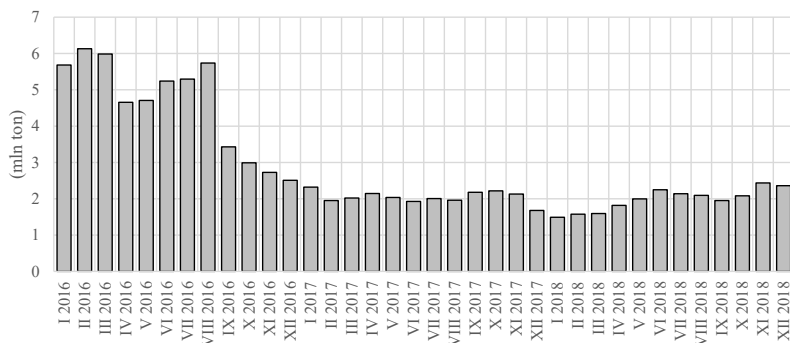
Z uwagi na cel badania bardziej szczegółowej analizie poddano trzy czynniki o najbardziej istotnym znaczeniu w okresie objętym analizą.

Podstawowymi elementami kształtującymi koszt wytworzenia energii elektrycznej w Polsce jest cena surowca (paliwa) oraz koszt uprawnień do emisji CO₂. Dodatkowo, uwzględniając sprawność jednostki wytwórczej oraz jej emisyjność, otrzymuje się fundamentalną zmienną, jaką jest jednostkowy koszt zmienny jednostek wytwórczych, który –co więcej– stanowi podstawę do budowy tzw. stosu kosztowo-mocowego (ang. *merit-order*). W związku z powyższym, bazując jednocześnie na danych dotyczących produkcji energii elektrycznej w Polsce, pojawia się wniosek, że ceny energii elektrycznej są w szczególności zależne od zmian cen węgla oraz uprawnień do emisji CO₂. Dlatego też, aby zrozumieć kształtowanie się cen energii na rynku w Polsce, należy uprzednio poznać czynniki wpływające na wspomniane wcześniej ceny węgla oraz uprawnień do emisji CO₂.

Węgiel kamienny

Górnictwo węgla kamiennego w Polsce jest zdominowane przez jeden podmiot gospodarczy, który stanowi podstawę systemu wydobywania surowca, a więc z uwagi na swoją pozycję dominującą sytuacja na „rynku” odzwierciedla w większości sytuację jednego przedsiębiorstwa. Sektor górnictwa węgla kamiennego od lat mierzy się z wielkimi problemami związanymi z niedostosowaniem efektywności wydobywania węgla do zapotrzebowania na surowiec, co jest spowodowane brakiem transparentnego rynku. Prowadzi to do zaburzenia przepływu informacji związanych z popytem i podażą surowca. Zaburzenie podstawowych sygnałów rynkowych prowadzi m.in. do sytuacji, w której nowe inwestycje, np. w nowe ściany wydobywcze, lub wzrost efektywności wydobywania pojawiają się z opóźnieniem czasowym, niejednokrotnie już po okresie, w którym rynek zgłasza największy popyt na surowiec. Jako przykład niedostosowania „rynku” do warunków popytowo-podażowych należy wskazać lata 2017–2018, kiedy zapotrzebowanie zgłaszane przez system elektroenergetyczny nie zostało pokryte przez wydobycie węgla w Polsce, przez co niedobór węgla na „rynku” w 2018 r. okazał się na tyle istotny, że konieczny był import surowca z zagranicy. Według danych Ministerstwa Energii Import węgla kamiennego do Polski w 2018 r. wyniósł 19,68 mln ton. Węgiel importowano głównie z Rosji (13,47 mln ton), Stanów Zjednoczonych (1,53 mln ton), Australii (1,47 mln ton), Kolumbii (1,46 mln ton), Mozambiku (0,55 mln ton), Kazachstanu (0,50 mln ton), Czech (0,36), a na pozostałe państwa przypadło ok. 0,3 mln ton (CIRE, 2019). Importowany węgiel z uwagi na inne parametry kaloryczności oraz zawartości siarki jest znacząco droższy (nie wliczając przy tym kosztów frachtu oraz transportu pod bramę elektrowni) od węgla w wydobywanego w Polsce, co więcej – nawiązuje do cen benchmarku rynkowego w portach ARA. Rys. 1 przedstawia sytuację zapasów węgla w Polsce zgromadzonych w latach 2016–2018.

Rysunek 1. Stan zapasów węgla kamiennego w Polsce w latach 2016–2018



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Agencji Rozwoju Przemysłu.

Naturalnie spadek podaży węgla kamiennego w Polsce nastąpił już w okresie 2016 r., jednakże w tym zakresie należy również wziąć pod uwagę specyfikę funkcjonowania „rynku węgla” kamiennego w Polsce, czyli uwzględnić takie czynniki jak:

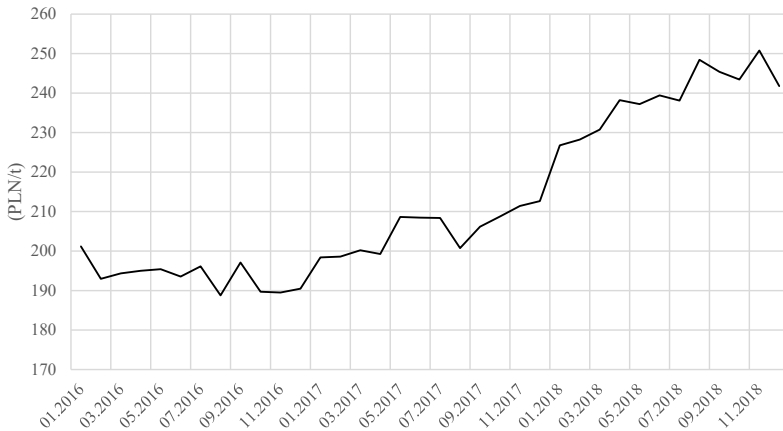
1. sposób kontraktacji węgla dla sektora elektroenergetycznego,
2. wydobywanie węgla w zestawieniu do zużycia węgla w systemie,
3. publikację danych sektorowych.

Głównym odbiorcą węgla w Polsce jest elektroenergetyka, a w szczególności Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD), które stanowią o bezpieczeństwie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Utrzymanie sprawności systemu wymaga stabilnych dostaw węgla kamiennego, ponieważ to węgiel kamienny posiada największy udział w wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce. W związku z powyższym dostawy węgla muszą być planowane w horyzoncie długoterminowym w ramach tzw. kontraktów terminowych na dostawy surowca. W tym miejscu należy zaznaczyć, że w praktyce oznacza to dostawę zakontraktowanego węgla w okresie do 2 lat po podpisaniu umowy – tym samym największy spadek podaży węgla kamiennego w 2016 r. miał rzeczywisty wpływ na rynek dopiero w 2018 r. Co więcej – braki węgla spowodowane wzrostem zapotrzebowania oraz spadkiem możliwości wydobywczych w Polsce pogłębiły się jeszcze bardziej w 2017 r., gdy zawierano kontrakty na dostawy również w 2018 r. Brak dostosowania podaży węgla kamiennego w Polsce jest odzwierciedlany przez

wzrost cen PSCMI 1. W celu doprecyzowania należy wspomnieć, że wzrost cen jest bezpośrednio powiązany z bilansem popytu i podaży waloru bazowego (w tym przypadku węgla), przez co cena rośnie najszybciej w momencie, gdy podaż jest mniejsza niż zgłaszany popyt.

Analiza rys. 1 jednoznacznie wskazuje na bardzo duży spadek zapasów, co argumentuje konieczność wzmożonego importu surowca po cenach wyższych niż ceny indeksu PSCMI 1. W tym miejscu warto nadmienić, że ceny PSCMI 1 z uwagi na wspomnianą pozycję dominującą jednego podmiotu gospodarczego są w głównej mierze kształtowane przez kontrakty długoterminowe, których immanentną cechą jest przenoszenie sygnałów cenowych z opóźnieniem czasowym. Rys. 2, który prezentuje notowania polskiego indeksu rynku węgla energetycznego (PSCMI 1), jednoznacznie ukazuje brak adekwatnego sygnału cenowego dla wyceny węgla energetycznego w okresie pierwszej połowy 2017 r., kiedy zapasy węgla spadły do poziomu 2 mln ton.

Rysunek 2. Notowania Polskiego Indeksu Rynku Węgla Energetycznego



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Agencji Rozwoju Przemysłu.

Dopiero tuż przed rozpoczęciem sezonu grzewczego notowania PSCMI 1 zaczęły wskazywać na dynamiczny przyrost wyceny indeksu. Tym samym już od września 2017 r. koszt związany z wytworzeniem energii elektrycznej na węglu kamiennym wzrósł z poziomu 206,17 PLN/t do 250,78 PLN/t w listopadzie 2018 r. W tym miejscu

należy wskazać, że w Polsce nie istnieje transparentny rynek węgla brunatnego, dlatego też w dalszych rozważaniach węgiel brunatny zostanie pominięty.

Uprawnienia do emisji CO₂

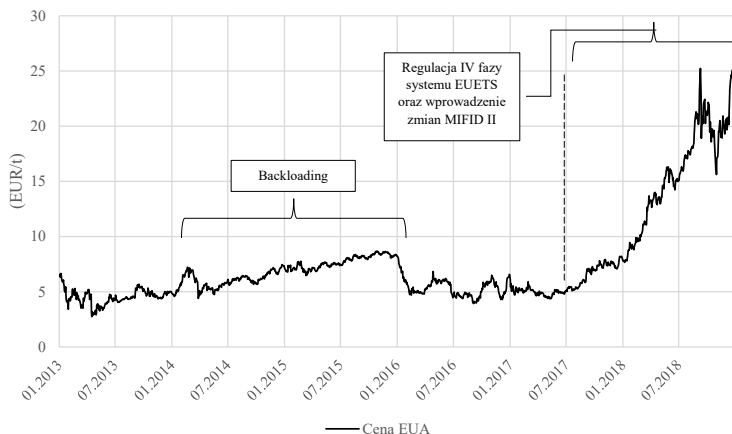
Trzeci okres rozliczeniowy europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ dotyczył lat 2013–2020. Ze względu na fakt, że unijny system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) był skonstruowany w ten sposób, że w latach 2008–2012 została zbudowana duża nadwyżka uprawnień do emisji CO₂ (EUA), co również w adekwatny sposób przełożyło się na ceny EUA, które nie zachęcały do dekarbonizacji sektorów objętych systemem ETS. Komisja Europejska oraz Parlament Europejski w drodze negocjacji wprowadziły fundamentalne zmiany systemu w trzecim okresie rozliczeniowym. Do najważniejszych rozwiązań należy zaliczyć między innymi:

- wprowadzenie jednolitego limitu emisji dla wszystkich państw Unii Europejskiej – współczynnika redukcji liniowej LRF (ang. *Linear Reduction Factor*), który dodatkowo działa progresywnie, zmniejszając pulę uprawnień o 1,74% rok do roku;
- zmiana metody dystrybucji uprawnień do emisji CO₂, na system aukcji pierwotnych;
- zwiększono liczbę sektorów i ilość gazów cieplarnianych, które są objęte systemem.

Mimo wprowadzenia wspomnianych rozwiązań regulacyjnych system w początkowym okresie trzeciej fazy nadal charakteryzował się niską efektywnością, przejawiającą się niskimi cenami EUA. Skutkiem tego w 2014 r. wprowadzono narzędzie polegające na zawieszeniu części aukcji uprawnień do emisji CO₂, tzw. backloading, który co do zasady miał ograniczyć nadwyżkę uprawnień dostępnych na rynku. Backloading funkcjonował w latach 2014–2016 i w tym czasie ograniczył podaż EUA, odpowiednio przenosząc do rezerwy systemu ETS 400, 300 oraz 200 mln uprawnień do emisji. W analizowanym okresie, kiedy funkcjonował mechanizm backloadingu, ceny EUA wprawdzie utworzyły trend wzrostowy, ale zmiana cen była niewielka (niewystarczająca z punktu widzenia stworzenia odpowiedniej zachęty do zmiany miksu elektroenergetycznego), w efekcie czego

ceny EUA kształtowały się w zakresie od 3,93 EUR/t do 8,68 EUR/t, co stanowi przyrost jedynie o 4,75 EUR/t w ciągu 3 lat przy redukcji tzw. nadwyżki rynkowej uprawnień o 900 mln EUA. W tym miejscu warto nadmienić, że wraz z zakończeniem backloadingu notowania EUA spadły poniżej 5 EUR/t, co stało się katalizatorem dla rozpoczęcia negocjacji nad kształtem kolejnej (IV) fazy systemu EU ETS.

Wzrost cen EUA obserwowany od połowy 2017 r. w głównej mierze jest spowodowany spekulacją związaną z pracami legislacyjnymi IV fazy systemu EU ETS oraz zmianą wywołaną przez wprowadzenie przepisów MiFID II stanowiących w istocie Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynku instrumentów finansowych oraz zmieniająca Dyrektywę 2002/92/WE i Dyrektywę 2011/61/UE. Pakiet wszedł życie 3 stycznia 2018 r., a jego zapisy usankcjonowały uprawnienia do emisji CO₂ jako instrument finansowy, w wyniku czego na rynku zwiększyła się liczba uczestników w postaci instytucji finansowych, co w efekcie zwiększyło poziom popytu przy niezmiennej podaży. Dodatkowo należy wskazać, że przez wspomnianą zmianę w ramach przepisów MiFID II systemy EU ETS stał się niesymetryczny względem ryzyka związanego z obowiązkami uczestników rynku. Część uczestników rynku handlu uprawnień do emisji CO₂ jest zobligowana do corocznego przedstawienia wielkości zakupionych uprawnień (EUA) pokrywających całkowitą emisję danego przedsiębiorstwa lub instalacji emitującej CO₂, co w praktyce określane jest jako termin umorzeń uprawnień, podczas gdy druga część rynku, część finansowa, nie ma takiego wymogu. Hipotetycznie część finansowa rynku, mając odpowiednie środki finansowe, może zakupić pewną ilość uprawnień na rynku i trzymać je na rachunku aż do okresu umorzeń dla instalacji w systemie EU ETS, przez co zmniejsza się podaż przy rosnącym popycie. Prowadzi to do sytuacji, w której ceny w związku ze wspomnianą asymetrią względem obowiązków uczestników rynku mogą wzrastać. Rys. 3 przedstawia notowania EUA w latach 2013–2018 wobec wprowadzanych zmian na rynku.

Rysunek 3. Notowania cen uprawnień do emisji CO₂ w latach 2013–2018 (III faza systemu)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Giełdy The ICE.

Głównym narzędziem omawianym w 2017 r., a następnie wprowadzonym w 2018 r. w ramach zmian regulacyjnych IV fazy systemu EU ETS, był tzw. mechanizm funkcjonowania Rezerwy Stabilności Rynkowej (MSR). Z założenia MSR rozpoczął funkcjonowanie już w 2019 r., czyli jeszcze przed uruchomieniem IV fazy systemu EU ETS, którą datuje się na początek 2021 r. Mechanizm MSR co do zasady miał absorbować 24% rynkowej nadwyżki EUA w latach 2019–2023, co oznacza, że aukcje pierwotne EUA (aukcje, na których sprzedawane są uprawnienia EUA) będą znacząco zredukowane pod względem wielkości wolumenu uprawnień EUA. Już w 2018 r. publikacja wartości rynkowej nadwyżki EUA pozwoliła na oszacowanie wielkości uprawnień, które zostaną zaabsorbowane przez mechanizm MSR w 2019 r. Oszacowana wielkość stanowiła blisko 400 mln EUA (co odpowiada 24% nadwyżki rynkowej), czyli była zrównana z wartością absorpcji mechanizmu backloading z 2014 r.

Kolejnym głównym narzędziem zmieniającym obraz rynku w IV fazie EU ETS, który był dyskutowany w 2017 r., a ustanowiony w 2018 r., był wspomniany już wcześniej LRF, którego efektywność została podniesiona do 2,2%.

Z punktu widzenia największego wpływu na rynek EU ETS fundamentalna zmiana dokonała się jednak poza bezpośrednią regulacją

systemu EU ETS. Komisja Europejska w ramach aktualizacji dyrektywy w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (MIFID II), która reguluje funkcjonowanie rynków finansowych, zmieniła rynek EU ETS z rynku towarowego na rynek finansowy przez uznanie uprawnień EUA za instrument finansowy. Wprowadzenie MIFID II umożliwiło otwarcie rynku EU ETS na inwestorów instytucjonalnych i finansowych, którzy nie są zobligowani do corocznego umarzania uprawnień EUA za wyemitowane CO₂ w przeciwieństwie do instalacji przemysłowych i energetycznych będących w systemie i zobligowanych do kupna i umarzania uprawnień. W związku z powyższym na rynku pojawiła się asymetria względem obowiązków uczestników rynku polegająca na tym, że część rynku musiała kupować uprawnienia w celu corocznego przedstawienia poświadczenia ilości wyemitowanego CO₂ w ramach swojej działalności, a druga część tego obowiązku nie miała i mogła spekulować, licząc na wzrost cen EUA. W tym miejscu warto nadmienić, że otworzenie rynku na instytucje finansowe nie było równoznaczne ze wzrostem uprawnień do emisji CO₂ na rynku, tym samym przy zwiększonym popycie na EUA nie zmieniono podaży uprawnień. Tab. 1 przedstawia średnie prognozowane ceny EUA publikowane przez niezależne jednostki analityczne zajmujące się prognozowaniem rynków, w tym m.in. rynku EU ETS.

Tabela 1. Średnie ceny EUA według niezależnych jednostek analitycznych

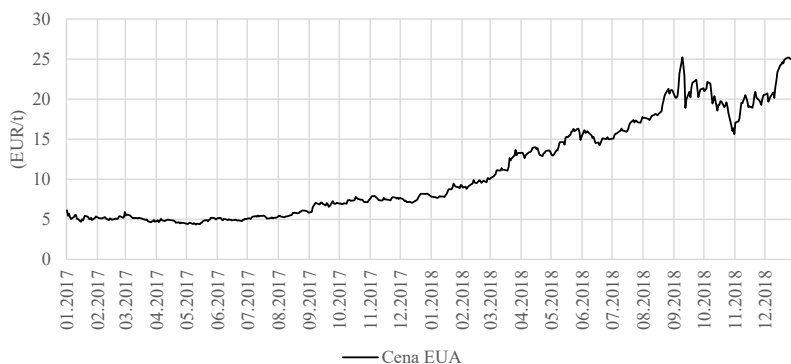
Pojawienie się danych	Okres prognozy					
lip.17	Q3 2017	2017	2018	2019	2020	
	5,52	5,77	7	9,55	12,54	Średnia cena
lip.18	Q3 2018	2018	2019	2020	2021	
	15,66	16,7	18,24	19,36	19	Średnia cena
gru.18	2018	H1 2019	2019	2020	2021	
	22,63	25,05	25,25	26,76	27,5	Średnia cena

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez Carbon Pulse.

Z przedstawionych w formie tabelarycznej prognoz cen EUA jednoznacznie wynika, że w 2017 r. nie wskazywano na możliwość zaistnienia sytuacji w 2018 r., co więcej – również prognozy pojawiające się w 2018 r. nie wyceniały poprawnie rzeczywistego wzrostu

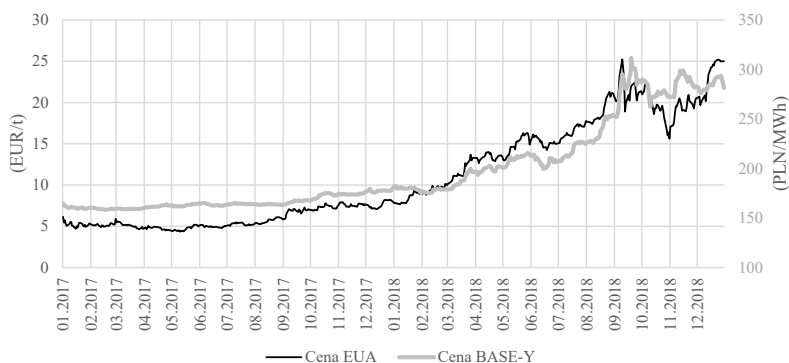
w kolejnych latach. Na rys. 4 przedstawiono notowania EUA w okresie od początku 2017 r. do końca 2018 r.

Rysunek 4. Notowania cen uprawnień do emisji CO₂ w latach 2017–2018 (III faza systemu)



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Giełdy The ICE.

Rysunek 5. Notowania cen uprawnień do emisji CO₂ w latach 2017–2018 (III faza systemu) oraz kontraktu rocznego energii elektrycznej dla pasma BASE



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Giełdy The ICE oraz TGE S.A.

Z uwagi na bardzo dużą emisyjność polskiego systemu elektroenergetycznego, wpływ cen EUA na rynek energii elektrycznej prowadzony przez TGE S.A. jest bardzo duży, o czym świadczy rys. 5 oraz oszacowany współczynnik korelacji Pearsona, która dla analizowanego okresu przyjmuje wartość 95,35%, co oznacza bardzo silną relację korelacji, którą można określić jako liniową. W konsekwencji

wzrost cen EUA przekładał się adekwatnie na notowania cen energii elektrycznej w Polsce.

Warunki atmosferyczne

Dodatkowym czynnikiem stymulującym wzrost cen kontraktów na energię elektryczną w Polsce, jak również na terenie Europy, były warunki atmosferyczne. W 2018 r. pojawiła się susza, która z jednej strony determinowała wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, a z drugiej przyczyniała się do zwiększenia temperatury rzek oraz spadku lustra wody, co bezpośrednio wpływało na działalność elektrowni systemowych (tutaj warto dodać, że susza w Niemczech uniemożliwiała transport węgla do niemieckich elektrowni na barkach – jest to istotny czynnik, ponieważ Polska jest połączona z systemem niemieckim, przez co czynniki wpływające na wzrost cen w Niemczech pośrednio przekładają się na ceny w Polsce). W efekcie system elektroenergetyczny w Polsce dysponował mniejszą ilością jednostek wytwórczych, co zmusiło operatora systemu przesyłowego do importu energii elektrycznej, który w 2018 r. osiągnął rekordowe 5788 GWh. Ostatecznie spadek podaży dostępnej mocy przy wysokim zapotrzebowaniu doprowadził do zwiększenia wyceny kontraktów na energię elektryczną.

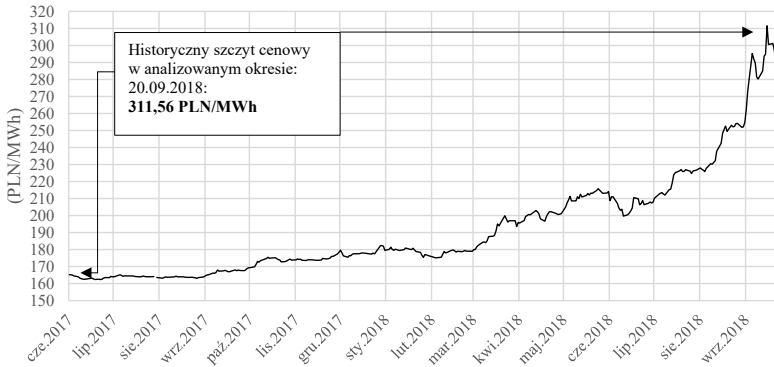
SYTUACJA NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE W 2018 R.

W ujęciu całościowym dla okresu od drugiej połowy 2017 r. do końca 2018 r. na rynku energii elektrycznej w Polsce można zaobserwować budowę jednoznacznego trendu wzrostowego, przez który notowania energii elektrycznej wzrosły do rekordowych poziomów cenowych, nieobserwowanych uprzednio na rynku w Polsce. W tym miejscu należy jednak zaznaczyć, że notowania z lat 2008 oraz 2009 nie mogą być brane pod uwagę, ponieważ w tym okresie rynek był „uruchamiany”, a płynność instrumentów rynkowych nie pozwalała na faktyczną wycenę popytu i podaży na energię elektryczną. Na rys. 6 zaznaczono notowania energii elektrycznej dla kontraktu

bazowego BASE_Y w analizowanym okresie. Przedmiotowy rysunek pozwala wskazać na pierwsze symptomy zmiany poziomów cenowych już od października 2017 r., jednakże wspomniane zmiany dla tego okresu są immanentną cechą rynku energii elektrycznej, który dyskontuje okres grzewczy i związany z tym wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), jak również jest wynikiem domykania pozycji przez klientów końcowych. Dla pełniejszego zrozumienia skali wzrostów cen z 2018 r., poniżej załączono rys. 7, który prezentuje ceny energii elektrycznej dla kontraktu BASE_Y (w ujęciu kontynuacyjnym) od 2010 r. do końca 2018 r. Rysunek jednoznacznie wskazuje, że do początku kwietnia 2018 r. ceny energii oscylowały w zakresie 205–150 PLN/MWh (w styczniu 2012 r. ceny energii podskoczyły powyżej wspomnianego przedziału z uwagi na zmiany regulacyjne wprowadzane przez polski rząd, a w szczególności Ustawę o odnawialnych źródłach energii, niemniej w ciągu 6 miesięcy wróciły do wyznaczonego kanału cenowego), jednakże już w kwietniu 2018 r. z dnia na dzień pojawiały się nowe historyczne szczyty cenowe na rynku terminowym prowadzonym przez TGE S.A., z maksymalnym zakresem sięgającym nawet 311 PLN/MWh. Ostatecznie należy stwierdzić, że przyrost notowań w okresie od września 2017 r. do października 2018 r. wyniósł blisko +120 PLN/MWh, co dotychczas nie miało miejsca na rynku energii elektrycznej w Polsce.

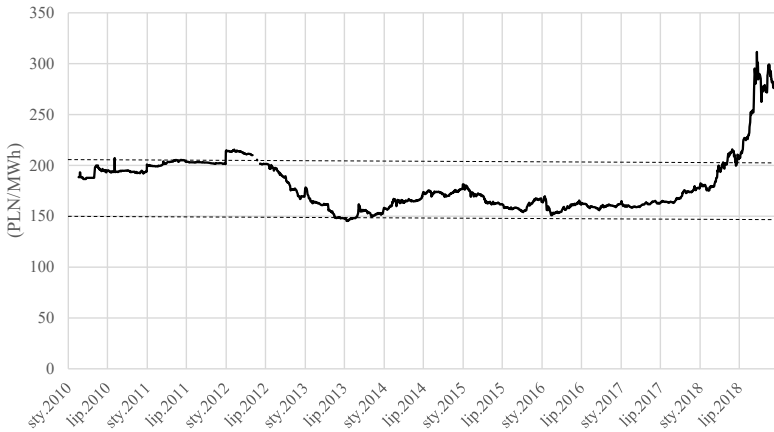
W tym miejscu należy również nadmienić, że polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej jest ukierunkowana na dekarbonizację elektroenergetyki i przemysłu. Tym samym istnieje uzasadnione ryzyko dalszych wzrostów cen EUA. Konsekwencją wzrostu cen EUA będzie bezpośredni wpływ na dalszy wzrost cen energii elektrycznej w Polsce z uwagi na wysoki stopień produkcji energii z węgla (paliwa emisyjnego), co bezpośrednio przełoży się na spadek konkurencyjności energochłonnych sektorów gospodarki. Kosztowana transformacja energetyczna, którą obserwujemy w Polsce, przynajmniej częściowo będzie finansowana przez odbiorców energii. Tym samym w dającej się przewidzieć przyszłości ceny energii elektrycznej w Polsce z dużym prawdopodobieństwem będą utrzymywać trend wzrostowy.

Rysunek 6. Notowania cen energii elektrycznej dla kontraktu BASE_Y



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Giełdy TGE S.A.

Rysunek 7. Notowania cen energii elektrycznej dla kontraktu BASE_Y w okresie 2010–2018



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Giełdy TGE S.A.

WNIOSKI

Celem artykułu było zastosowanie koncepcji ryzyka i niepewności do analizy polskiego rynku energii elektrycznej oraz ocena, czy wahania cen w 2018 r. miały charakter nadzwyczajny. Na podstawie przeprowadzonych analiz autorki stwierdzają, że zmiany cen

energii elektrycznej w 2018 r. znacząco wykraczały poza standardowy poziom ryzyka rynkowego, co pozwala przyjąć, iż zaistniały obiektywne okoliczności uzasadniające zastosowanie klauzuli *rebus sic stantibus*. Potwierdza to między innymi Wyrok Sądu Rejonowego w Kielcach z dnia 12 maja 2023 r. (sygn. V GC 307/21), gdzie wskazano, iż zmiana stosunków zewnętrznych, która w nadzwyczajny sposób wpływa na możliwość lub sposób wykonania zobowiązania, jest istotą nadzwyczajnej zmiany stosunków.

W okresie od stycznia do października 2018 r. wystąpiły szczególne okoliczności, które istotnie wykraczały poza standardowe zjawiska rynkowe. Dynamika zmian cen energii elektrycznej notowana na Towarowej Giełdzie Energii w porównaniu do 2017 r. miała charakter istotny i była efektem zbiegu wielu trudnych do przewidzenia czynników. Skala wzrostów cen oraz niemożność ich przewidzenia *ex ante* wskazują, że standardowe modele ryzyka rynkowego nie były w stanie uwzględnić tych zjawisk. Ponadto sytuacja z 2018 r. brutalnie zweryfikowała niski poziom dywersyfikacji polskiego sektora elektroenergetycznego i zależność od węgla, który jest marginalizowany w polityce Unii Europejskiej.

W kontekście hipotezy badawczej (H1) można jednoznacznie stwierdzić, że wahania cen energii elektrycznej w 2018 r. były wynikiem nieprzewidywalnych i wyjątkowych zdarzeń. Tym samym potwierdzono, że polski rynek energii charakteryzuje się znacznie wyższym poziomem niepewności niż ryzyka, co utrudnia skuteczne prognozowanie gwałtownych zmian cen. Wymaga to od przedsiębiorstw energetycznych wdrożenia zaawansowanych programów zarządzania ryzykiem cenowym i ograniczenia poziomu niezabezpieczonych ekspozycji.

BIBLIOGRAFIA

- Bernstein, P. (2020). *Przeciw bogom. Niezwykłe dzieje ryzyka*. Warszawa: PWN.
- Brożek, A. (2020). *Ceny energii a wzrost gospodarczy w Polsce*. Warszawa: Difin.
- CIRE (2019, 1 marca). *Tobiszowski: w 2018 roku import węgla kamiennego wyniósł prawie 20 mln ton*. Pozyskano z: <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/144429-tobiszowski-w-2018-roku>

- ku-import-węgla-kamiennego-wyniosł-prawie-20-mln-ton (dostęp: 10.12.2023).
- Dokas, I., Oikonomou, G., Panagiotidis, M., & Spyromitros, E. (2023). Macroeconomic and uncertainty shocks' effects on energy prices: a comprehensive literature review. *Energies*, 16(3), 1491.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie rynków instrumentów finansowych oraz zmieniająca dyrektywę 2002/92/WE i dyrektywę 2011/61/UE (MiFID II). Pozyskano z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0065> (dostęp: 10.04.2024).
- Gupta, S., & Bhat, M.Y. (2023). Electricity Price spirals now or later: An emerging market experience. *The Electricity Journal*, 36(5), 107272.
- Hellström, J., Lundgren, J., & Yu, H. (2012). Why do electricity prices jump? Empirical evidence from the Nordic electricity market. *Energy Economics*, 34(6), 1774–1781.
- Holton, G. (2004). Defining risk. *CFA Institute Financial Analysts Journal*, 60(6), 19–25.
- Huisman, R., & Mahieu, R. (2003). Regime jumps in electricity prices. *Energy Economics*, 25(5), 425–434.
- Keynes, J.M. (1937). The General Theory of Employment. *Quarterly Journal of Economics*, 51(2), 209–223.
- Kilian, L. (2008). The economic effects of energy price shocks. *Journal of Economic Literature*, 46(4), 871–909.
- Knight, F. (1971). *Risk, Uncertainty and Profit*. Chicago: Chicago University Press.
- Maciejowska, K. (2014). Fundamental and speculative shocks, what drives electricity prices? W *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)* (s. 1–5). Kraków: IEEE.
- Michalski, T. (2000). *Ryzyko w działalności człowieka. T. I: Podstawy ubezpieczeń – mechanizmy i funkcje*. Warszawa: Poltext.
- Naeem, M.A., & Arfaoui, N. (2023). Exploring downside risk dependence across energy markets: Electricity, conventional energy, carbon, and clean energy during episodes of market crises. *Energy Economics*, 127, 107082.
- Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. Monitor Polski 2021 poz. 264. Pozyskano z: <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WMP20210000264> (dostęp: 10.12.2023).
- Pfeffer, J. (1956). *Insurance and economic theory*. Illinois: Irvin Inc. HomeWood.
- PSE (2022). Tabela 7.1. Wymiana energii elektrycznej z zagranicą w 2022 roku – przepływy fizyczne [MWh]. W *Zestawienie danych ilościowych*

dotyczących funkcjonowania KSE w 2022 roku. Pozyskano z: https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2022#t7_1 (dostęp: 10.05.2023).

Sekuła, A., Miszczuk, A., Wojciechowska-Solis, J., & Nucińska, J. (2023). *Zrównoważony rozwój lokalny. Podstawy teoretyczne i działania praktyczne*. Wrocław: Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu.

Thlon, M. (2013). Charakterystyka i klasyfikacja ryzyka w działalności gospodarczej. *Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie*, 902(02), 17–36.

Thlon, M., Brożek, A., Thlon, J. (2024), Wahania cen energii w Polsce w obliczu inwazji Rosji na Ukrainę. Czy wojna to faktycznie dominujący powód wzrostu cen energii w Polsce? W E. Mączyńska, P. Pysz, M. Urbaniec (Red.), *Spółeczna gospodarka rynkowa w dobie transformacji energetycznej w Unii Europejskiej i Ukrainie*. Warszawa: Polskie Towarzystwo Ekonomiczne – Fundacja Konrada Adenauera w Polsce, 147–168

van de Ven, D.J., & Fouquet, R. (2017). Historical energy price shocks and their changing effects on the economy. *Energy Economics*, 62, 204–216.

Willett, A.H. (1901). The economic theory of risk and insurance. *Studies in History, Economics and Public Law*, 14(2). New York: The Columbia University Press.

Wyrok Sądu Rejonowego w Kielcach z dnia 12 maja 2023 r. V GC 307/21, Legalis nr 2950975.

Copyright and License



This article is published under the terms of the Creative Commons Attribution – NoDerivs (CC BY- ND 4.0) License <http://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/>